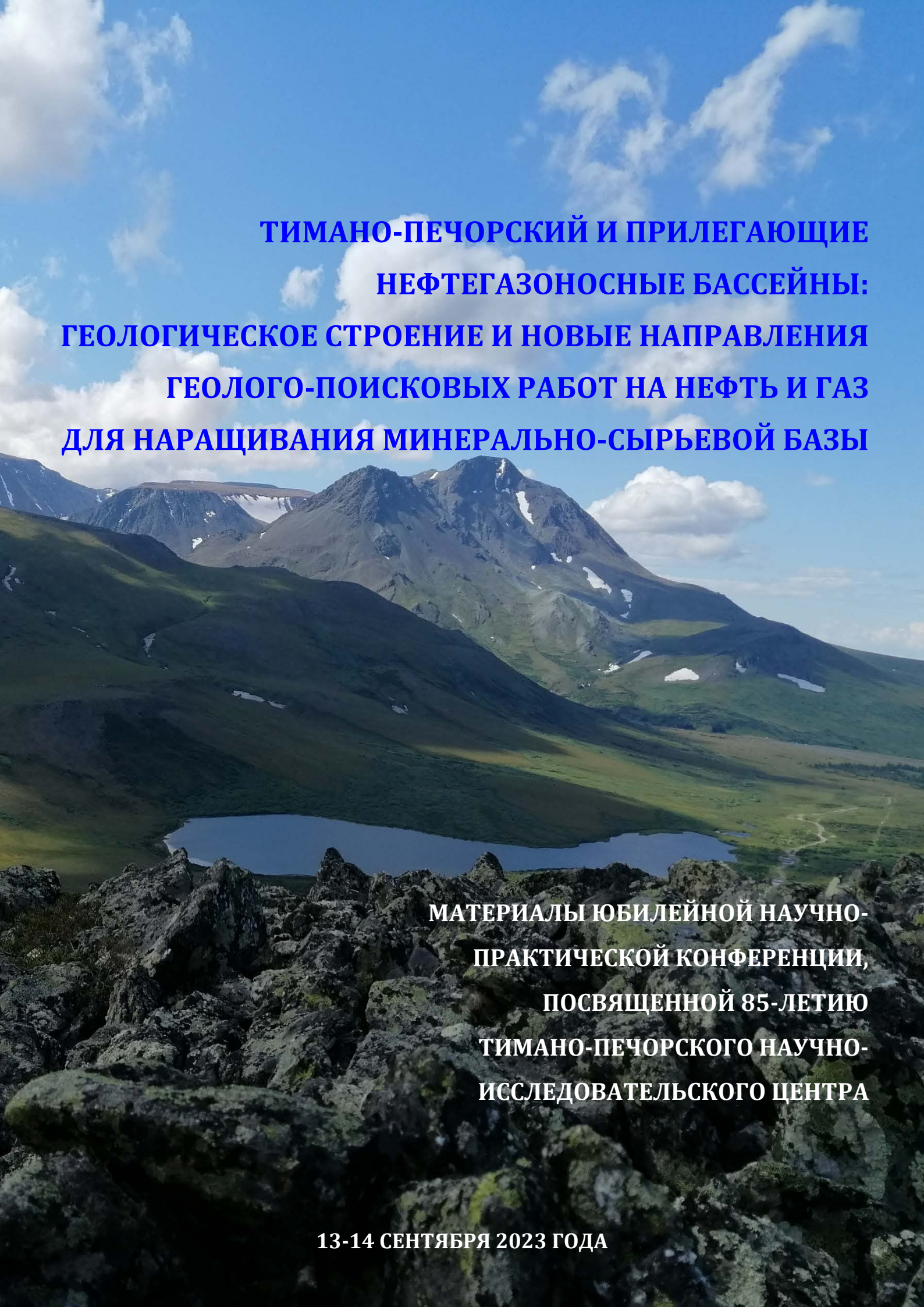


ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ И ПРИЛЕГАЮЩИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ ДЛЯ НАРАЩИВАНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

МАТЕРИАЛЫ ЮБИЛЕЙНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ, ПОСВЯЩЕННОЙ 85-ЛЕТИЮ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ЦЕНТРА

13-14 СЕНТЯБРЯ 2023 ГОДА

ООО «ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР»

ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ И ПРИЛЕГАЮЩИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ ДЛЯ НАРАЩИВАНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

МАТЕРИАЛЫ ЮБИЛЕЙНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ, ПОСВЯЩЕННОЙ 85-ЛЕТИЮ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ЦЕНТРА

Сентябрь 2023 года, г. Ухта

ББК
УДК 553.98(470,1)(063)

Тимано-Печорский и прилегающие нефтегазоносные бассейны: геологическое строение и новые направления геолого-поисковых работ на нефть и газ для наращивания минерально-сырьевой базы.
Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 85-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра: Сборник докладов, 2023 – 180 стр., 102 иллюстрации.

Сборник содержит материалы докладов, представленных на юбилейную научно-практическую конференцию, посвященную 85-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра. В статьях приведены новые результаты исследований геологического строения Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, охарактеризованы перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и фундамента.
Сборник издан при финансовой поддержке ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «ТП НИЦ-Нефтегаз», ООО АНО «Северное сияние».

Опубликованные в сборнике материалы представляют интерес для широкого круга геологов-нефтяников.

Тексты статей воспроизведены с авторских оригиналов с незначительной правкой.

Тимано-Печорский
Научно-исследовательский Центр, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

О.Г. Сарайкин
ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР – 85 ЛЕТ НА ПЕРЕДНЕМ КРАЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ СЕВЕРО-ЗАПАДА РОССИИ …… 6

С.В. Сенин, Т.И. Григоренко, Е.Л. Петренко, А.Д. Саетгараев, И.А. Юнин
УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕНИСОВСКОГО ПРОГИБА …….... 12

А.В. Куранов, М.С. Желудова, Т.И. Вагина, С.Ю. Матвеева
РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ КОМИ И РЕЗЕРВЫ ЕЕ ВОСПОЛНЕНИЯ …… 21

Л.Л. Шамсутдинова, Т.И. Вагина
УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ…….... 29

Н.И. Никонов
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ АССЕЛЬСКО-САКМАРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ …… 42

Г.А. Шабанова, Т.И. Куранова
ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКИЕ КОЛЛЕКЦИИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ЦЕНТРА – ОСНОВА ДЛЯ СТРАТИФИКАЦИИ МАЛОИЗУЧЕННЫХ РАЗРЕЗОВ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО СЕДИМЕНТАЦИОННОГО БАССЕЙНА…….... 48

М.В. Швецов, Л.В. Мелькова, Ю.В. Кочкина
РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЕРХНЕАРТИНСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ МОЛАССЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ ……..... 53

С.А. Лукова, А.В. Баранова, А.Г. Сотникова, О.В. Баркина, А.Ю. Петрова
НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ В ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-НИЖНЕПЕРМСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ КОМПЛЕКСЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП 61

В.Б. Ростовщиков, З.М. Ахметжанова, Я.С. Сбитнева
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫХ ПРИЗНАКОВ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЛОВУШЕК, КАК ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И НЕФТЕНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ…….... 70

И.В. Колоколова, А.Г. Сотникова
РЕЗУЛЬТАТЫ, СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЗА СЧЕТ СРЕДСТВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КОМИ …… ……..... 77

К.О. Соборнов
ГЛАВНЫЙ ПАРАДОКС ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА..... 88

Б.П. Богданов, Н.В. Перемышленникова, В.В. Заборовская
НИЖНЕПЕРМСКИЕ РИФЫ УЧАСТКА ХОРЕЙВЕРСКИЙ-3 И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ 102

Ф.М. Ходяшев
ИЗМЕНЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»..... 112

Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова, А.М. Хитров
ФЛЮИДОУПОРЫ И МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В РИФОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ 115

А.Я. Голдобин, Е.В. Нефедова
ПЕРСПЕКТИВЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ УВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ФУНДАМЕНТА УХТИНСКОЙ СКЛАДКИ (НА ПРИМЕРЕ ВОДНЕНСКОЙ СТРУКТУРЫ) 127

Е.Б. Грунис, И.А. Маракова, О.М. Вельтистова, Е.Н. Мотрюк
КОНЦЕПЦИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА 140

О.М. Вельтистова, Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, М.Ю. Сабельников
МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ПЛОЩАДЕЙ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГРАВИРАЗВЕДКИ..... 145

Т.А. Овчарова
ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ..... 152

В.Б. Ростовщиков, Н.П. Демченко, И.В. Колоколова
МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ..... 157

Я.С. Сбитнева
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЛОВУШЕК В СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ 166

О.В. Ершова
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ РАЗБУРИВАНИИ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 175

ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР – 85 ЛЕТ НА ПЕРЕДНЕМ КРАЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ СЕВЕРО-ЗАПАДА РОССИИ

О.Г. Сарайкин
ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта

Недра Российского Севера это богатейшая кладовая углеводородов, которой, при разумном использовании, может хватить нескольким поколениям жителей нашей огромной страны. Но залежи нефти и газа надежно спрятаны, нелегко открываются людям. Бескрайние просторы непроходимой тайги и болотистой тундры, глубокие реки, морозы за минус сорок и отсутствие дорог – все это создает невероятные трудности для поиска и освоения месторождений.

При этом климатические и географические неудобства – только лишь малая часть проблем. Буровые вышки и фонтанирующие нефтью скважины, которые так любит показывать телевидение, по большому счету лишь конечная стадия геолого-поискового процесса. Для того, чтобы получить фотогеничный нефтяной фонтан или газовый факел, нужна слаженная работа тысяч человек – геофизиков, строителей, монтажников, буровиков…

Но, прежде всего, необходимо точно знать, в какой точке пробурить скважину, иначе она окажется «пустой», и огромные средства, сотни миллионов рублей, будут выброшены на ветер, а труд тысяч специалистов будет напрасен.

Точный прогноз – это работа геологов. Именно геологи, их интеллект и знания должны с высокой точностью предсказать перспективные на нефть и газ участки, выдать прогноз о том, сколько углеводородов и какого качества находится в недрах, в каких геологических пластах они находятся.

И здесь на переднем крае «борьбы за нефть и газ» на Европейском Севере России находятся геологи и специалисты Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра (ТП НИЦ), старейшего научно-производственного геологического предприятия в Республике Коми. Центр с момента его основания – с 1938 года – базируется в Ухте. В те годы интенсивного промышленного и социального строительства, в эпоху бурного развития Советскому Союзу требовалось все больше и больше нефти – «крови экономики» – и освоение новых земель было вызвано острой потребностью страны в ресурсах.

Именно тогда, в 1938 году, приказом Ухто-Печорского треста Ухтижемлага НКВД СССР и было создано Научно-исследовательское Бюро – прообраз нынешнего Центра.

Первым руководителем Бюро был назначен Николай Николаевич Тихонович, легендарный геолог, прибывший в Ухту (тогда – поселок Чибью) в 1929 году как осужденный по «делу Геолкома».

Н.Н. Тихонович

Под его непосредственным руководством были составлены геологическая карта и схема тектоники Тимано-Уральского региона миллионного масштаба, открыты и количественно оценены месторождения нефти, угля, асфальтитов, строительных материалов, начато их промышленное освоение.

Именно Николай Николаевич, выйдя из барака геологической конторы летом далекого 1930 года и пройдя несколько сотен метров, обухом плотницкого топора вбил деревянную вешку в землю в том месте, где вскоре будет пробурена поисковая скважина №5, давшая первую девонскую нефть России. Так было открыто Чибьюское нефтяное месторождение, на котором сейчас стоит город Ухта.

Памятный знак на ул. Бушуева

На месте бурения этой скважины – на улице Бушуева в Ухте – был установлен памятный знак об этом масштабном событии, оказавшем сильное влияние на дальнейшее развитие нефтяной геологии на Северо-Западе России.

В составе Бюро в это время работали минералоги, палеонтологи, петрографы, проводившие аналитические исследования по геологии района, были организованы лаборатории по исследованию керна и пластовых флюидов. Эти лаборатории в обновленном виде функционируют в ТП НИЦ и поныне, выполняя весь объем необходимых исследований.

В годы Великой Отечественной войны руководителями организации (она называлась тогда Центральная Научно-исследовательская лаборатория – ЦНИЛ) были талантливые организаторы – коренная петербурженка Т.Г. Карасик и бакинец Р.Г. Векилов. Геологическая служба Коми тогда была пополнена прекрасными специалистами, направленными сюда из Москвы, Ленинграда, Баку, Грозного: в то время весь Союз работал на фронт, на Победу, стране нужны были нефть, газ, уголь, руды и многое другое. И сотрудники ЦНИЛ внесли посильный вклад в общую Победу.

В сороковые-шестидесятые годы исследованиями ЦНИЛ были заложены основы современной стратификации нефтегазоносных отложений Тимано-Печоры, установлены закономерности размещения месторождений углеводородов, проведена типизация нефтей и природных газов, охарактеризовано тектоническое строение и история геологического развития региона. Было разработано новое оборудование для исследования скважин, замера компонентов, содержащихся в нефти и газе.

Передвижная замерная станция, созданная по проекту ЦНИЛ в 1950-е гг.

Тогда же главными направлениями исследований стали научное обоснование и прогноз нефтегазоносности перспективных территорий. Результаты научных и лабораторных исследований ЦНИЛ в то время использовали все нефтегазоразведочные организации Коми, здесь же были обоснованы основные параметры при подсчете запасов таких значимых месторождений нефти и газа, как Западно-Тэбукское, Джебольское, Нижнеомринское. В это время в организации работали такие видные геологи, как А.В. Иванов (главный геолог в 1956-76 гг.), О.А. Солнцев, Л.Н. Добротворская, В.А. Калюжный, внесшие огромный вклад в понимание геологического строения Тимано-Печорского региона, а также многие другие специалисты – геологи, палеонтологи, петрофизики, технологи, геофизики.

А.В. Иванов

Руководителями ЦНИЛ в 1950-60-е гг. были С.Ф. Здоров – лауреат Государственной премии СССР, Б.И. Тарбаев, С.Н. Агулов, сделавшие много для укрепления ее материально-производственной базы и научного потенциала.

Среди специалистов в это время работали ветераны Великой Отечественной: Е.И. Чуманов, Г.Я. Мадзюк, Л.П. Голубева – настоящие герои, не жалевшие себя в боях за Родину, награжденные боевыми орденами и медалями. Большое развитие в те годы получило палеонтологическое направление, где работали крупнейшие, мирового уровня специалисты А.В. Дуркина и М.В. Коновалова.

Шестидесятые-семидесятые годы стали периодом бурного развития нефтегазовой отрасли Тимано-Печоры. В это время правительство СССР поставило задачу открытия новых крупных месторождений на Северо-Западе страны для ресурсной поддержки промышленности. И ТП НИЦ (тогда он назывался УТЭ – Ухтинская тематическая экспедиция) находится на острие научно-исследовательских работ, участвуя в выработке программ освоения новых нефтегазоперспективных территорий. В этот период были открыты уникальные и крупные месторождения – Вуктыльское газоконденсатное, Усинское, Возейское, Харьягинское нефтяные, обеспечившие устойчивую добычу углеводородов и заполнение трубопроводных систем в течение многих лет.

В сферу научно-производственной деятельности УТЭ в это время вошла и территория Ненецкого автономного округа. В те годы исследованиями Л.А. Анищенко и С.А. Данилевского была заложена научная база для детальных геохимических исследований нефтей и газов провинции, систематизации и прогно-

за их свойств с точки зрения теории органического происхождения углеводородов.

Геологи УТЭ провели огромное количество полевых работ на геологических объектах Урала и Приуралья, пройдя маршрутами тысячи километров. В УТЭ в эти годы работал научным руководителем известнейший геолог, первооткрыватель многих месторождений Андрей Яковлевич Кремс, Герой Социалистического Труда, лауреат Сталинской премии.

А.Я. Кремс

В восьмидесятые годы УТЭ изменила свой статус, став отделением ВНИГРИ в Тимано-Печорском регионе – ТПО ВНИГРИ. Директором отделения стал выдающийся геолог Бернгард Яковлевич Вассерман, первооткрыватель ряда месторождений углеводородов Тимано-Печоры, орденоносец. Это был профессионал высочайшей категории, несколькими годами ранее сумевший убедить Госплан и Мингазпром СССР в необходимости строительства магистрального газопровода до Вуктыльского месторождения тогда, когда это месторождение даже еще не прошло стадию разведки.

Сменил Б.Я Вассермана на этом посту в 1984 году Владимир Иосифович Богацкий, до этого – главный геолог ТПО ВНИГРИ, крупный ученый с великолепной интуицией и энциклопедическими знаниями, работавший в Ухте с 1956 года, талантливый организатор, сумевший сохранить костяк коллектива в трудные девяностые годы. Главным геологом стал Ю.А. Панкратов, высочайшего уровня специалист, человек с феноменальной памятью и обширными знаниями о геологии Тимано-Печоры.

В.И. Богацкий

В ТПО ВНИГРИ в эти годы стали интенсивно развиваться направления, связанные с литологическим анализом строения осадочного чехла, палеонтологией палеозоя и мезозоя, региональным прогнозом нефтегазоносности. Были созданы детальные крупномасштабные карты, характеризующие литолого-фациальные, геохимические, нефтегазогеологические особенности Тимано-Печорской провинции, и в этом – заслуга всего коллектива специалистов организации, в первую очередь – Л.Т. Беляковой, С.А. Данилевского, Г.В. Важенина. Эти карты существуют и в настоящее время – в обновленном, современном виде, служа прочной основой для уверенного прогноза нефтегазоносности региона.

В восьмидесятых годах ТПО ВНИГРИ (ТП НИЦ) стало выступать в качестве соавтора прогнозной оценки углеводородного потенциала Тимано-Печорской провинции. Значение такой оценки трудно переоценить – ведь правительству

страны важно знать, сколько нефти и газа таится в недрах региона. Исходя из полученных данных, составляются программы освоения территорий, в разработке которых всегда принимал участие ТП НИЦ. На основе таких оценок Коми, как республика, основу экономики которой составляет минеральное сырье, может планировать развитие социальных программ для населения.

Специалисты ТП НИЦ принимали непосредственное участие и в последней по времени оценке ресурсной базы углеводородов провинции, в результате которой за счет применения новых научных подходов и методик ресурсная база углеводородов Коми была существенно увеличена, что ощутимо повысило инвестиционную привлекательность Республики.

После смены экономической формации в начале девяностых Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр в течение последней четверти века продолжает плодотворную научно-исследовательскую деятельность, выполняя работы по федеральному и республиканскому заказам, а также по договорам с компаниями-недропользователями. Были опубликованы монографии по палеонтологии, литологии, геофлюидальным системам провинции, сотни научных статей по проблемам нефтяной геологии региона.

С 2003 по 2015 г. во главе ТП НИЦ находился Е.Л. Теплов, потомственный геолог, прекрасный организатор и руководитель, крупный специалист в нефтегазовой геологии Тимано-Печоры. В эти годы в ТП НИЦ создан региональный информационный компьютерный центр с обширной базой данных по геологии нефти и газа, открыто новое направление исследований – экологический мониторинг территорий, на которых проводились геологоразведочные работы на нефть и газ. Это направление сегодня очень актуально – в настоящее время в Тимано-Печоре пробурены тысячи скважин на нефть, многие из которых могут быть негерметичными, что создает реальную опасность для природы. Главным геологом в это время работал Н.И. Никонов, авторитетнейший специалист, известный далеко за пределами Коми, досконально владеющий всей информацией о геологическом строении региона и Западного Урала, осуществивший точный прогноз на открытие многих новых месторождений.

А.С. Балахнов, будучи генеральным директором ТП НИЦ, сумел сохранить коллектив специалистов, подтвердить авторитет геологов Центра среди научной общественности.

И сейчас, в год своего 85-летия, Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр находится на острие нефтяной геологии Республики Коми и Тимано-Печоры в целом. Научный авторитет организации зиждется не только на прошлых заслугах, но и на современных знаниях, новых технологиях хранения и обработки геологических материалов, непрерывном мониторинге геологоразведочных работ на нефть и газ в регионе. Центр проводит литолого-фациальные и геохимические исследования, мониторинг геологоразведочных работ на нефть и газ, осуществляет оценку ресурсной базы Тимано-Печоры, про-

водит лабораторный анализ пластовых флюидов, образцов керна, отобранного из скважин. При Центре функционирует современное региональное кернохранилище, в котором находятся более семидесяти тысяч метров кернового материала по нефтяным и газовым скважинам провинции и уникальные коллекции образцов горных пород.

Уникальные специалисты Центра генерируют новые идеи, составляют научно обоснованные рекомендации, прогнозы, позволяющие недропользователям с наименьшими затратами открывать новые месторождения, а государству – успешнее регулировать деятельность нефтегазовых компаний. Эти знания в XXI веке помогут определить новые перспективные на нефть и газ территории, найти пропущенные ранее перспективные объекты, открыть новые месторождения.

И в условиях нового времени, новых технологий геологические наработки и опыт Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра будут нужны, потому что подлинные знания, основанные на многолетнем опыте, востребованы всегда.

УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ СРЕДНЕФРАНСКО-НИЖНЕФАМЕНСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕНИСОВСКОГО ПРОГИБА

[1]С.В. Сенин, [1]Н.И. Никонов, [2]А.Д. Саетгараев,
[1] Т.И. Григоренко, [1]Е.Л. Петренко, [2]И.А. Юнин
[1]ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Усинск

Исследуемая территория охватывает центральную и южную части Денисовского прогиба – от широты Командиршорской группы месторождений на севере до границы прогиба с Большесынинской впадиной на юге.

В центральной и южной частях Денисовского прогиба в среднефранско-нижнефаменских отложениях развиты многочисленные рифогенные постройки различного генезиса и морфологии, с которыми связано 19 месторождений углеводородов. Как собственно рифогенные фации, так и пласты облекания органогенных построек вмещают высокоемкие продуктивные коллектора. В этой связи рифогенные отложения являются на исследуемой территории одним из основных поисковых объектов.

Известны региональные модели строения верхнедевонских рифогенных отложений Тимано-Печорского седиментационного бассейна, выполненные в разные годы Б.П. Богдановым, В.Вл. Меннером, Н.И. Никоновым с соавторами, Л.В. Пармузиной и др. [1-4].

За последние 15 лет в результате интенсивного проведения ГРР был получен большой массив новых геолого-геофизических данных, который позволяет по-новому взглянуть на строение среднефранско-нижнефаменских рифогенных отложений.

Целью настоящей работы было обобщение и анализ накопленных за последние полтора десятилетия результатов ГРР и создание целостной модели строения среднефранско-нижнефаменских рифогенных отложений для выявления перспективных направлений геологоразведочных работ в изучаемом районе.

В ходе работ решались следующие геологические задачи:

– анализ сейсмических материалов, выделение рифовых построек,
– уточнение стратиграфической приуроченности рифов разного возраста на основе палеонтологических данных,
– литолого-фациальный анализ, построение карт,
– обоснование перспектив нефтегазоносности, выбор направлений для продолжения ГРР.

Сейсморазведочные работы МОГТ 2D на исследуемой территории проводятся с 1987 года. В 2004 году выполнены первые обобщающие тематические работы по переобработке и переинтерпретации материалов МОГТ 2D в районе группы Баяндыских структур (ОАО «Севергеофизика»).

Первые работы МОГТ 3D в восточной части Денисовского прогиба проведены на Баяндыской площади 2007-08 гг. К настоящему времени на исследуемой территории выполнены 21 съемка МОГТ 3D, и почти весь восточный борт Денисовского прогиба полностью закрыт съемками МОГТ 3D (Рис. 1).

В пределах изучаемой территории пробурено 123 скважины, из них 33 скважины вскрывают подошву доманиковых отложений.

При этом, несмотря на большой объем проведенных ГРР, в пределах Денисовского прогиба сохраняются участки, слабо изученные или совсем не изученные сейсморазведкой и бурением. Так, центральная часть прогиба охвачена очень редкой сетью профилей МОГТ 2D (Рис. 1).

На основе комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных работ, материалов ГИС, макроскопического исследования керна, изучения петрографических шлифов обосновано соответствие тех или иных аномалий сейсмической записи рифогенным постройкам.

Уточнена стратиграфическая датировка выделенных рифов с использованием как архивных, так и вновь полученных палеонтологических определений.

В пределах изучаемой части Денисовского прогиба выделяются полосы барьерных рифов доманикового, сирачойского, евлановско-ливенского, задонского, елецкого возраста.

Полосы доманикового и сирачойского барьерных рифов через Денисовский прогиб проходят только в северной части рассматриваемой площади, пересекая прогиб в субширотном направлении.

Барьерный риф евлановско-ливенского возраста от северной широтной полосы, проходящей через Северо-Командиршорскую и Северо-Тибейвисскую площади, поворачивает по Шапкина-Юрьяхинскому валу на юг и уходит на Печоро-Кожвинский мегавал. Выделение построек евлановско-ливенского возраста в волновой картине, отражающей строение инверсионного Шапкина-Юрьяхинского вала, достаточно сложно (Рис. 2а).

На территории Денисовского прогиба выделяются две полосы барьерных рифов задонского возраста – Ф«el» и Ф0. В западной части площади положение субмеридиональной полосы барьерного рифа задонского возраста (Ф0) из-за отсутствия сейсмических исследований показано условно. Севернее профиля 30186-09 предполагается совмещение рифовых полос задонского возраста (Ф«el» и Ф0) в единую зону, которая далее поворачивает на восток, проходя через Командиршорскую и Северо-Мишваньскую площади к скважине 1-Восточно-Лайская (Рис. 2б).

Рифовый барьер елецкого возраста (Ф1) на Командиршорской площади прослежен отдельной широтной полосой к югу от барьерного рифа задонского возраста. Рифовые барьеры задонского Ф«el» и елецкого Ф1 на Восточно-Ламбейшорской площади прослежены совместно одной полосой. (Рис. 2 б,в)

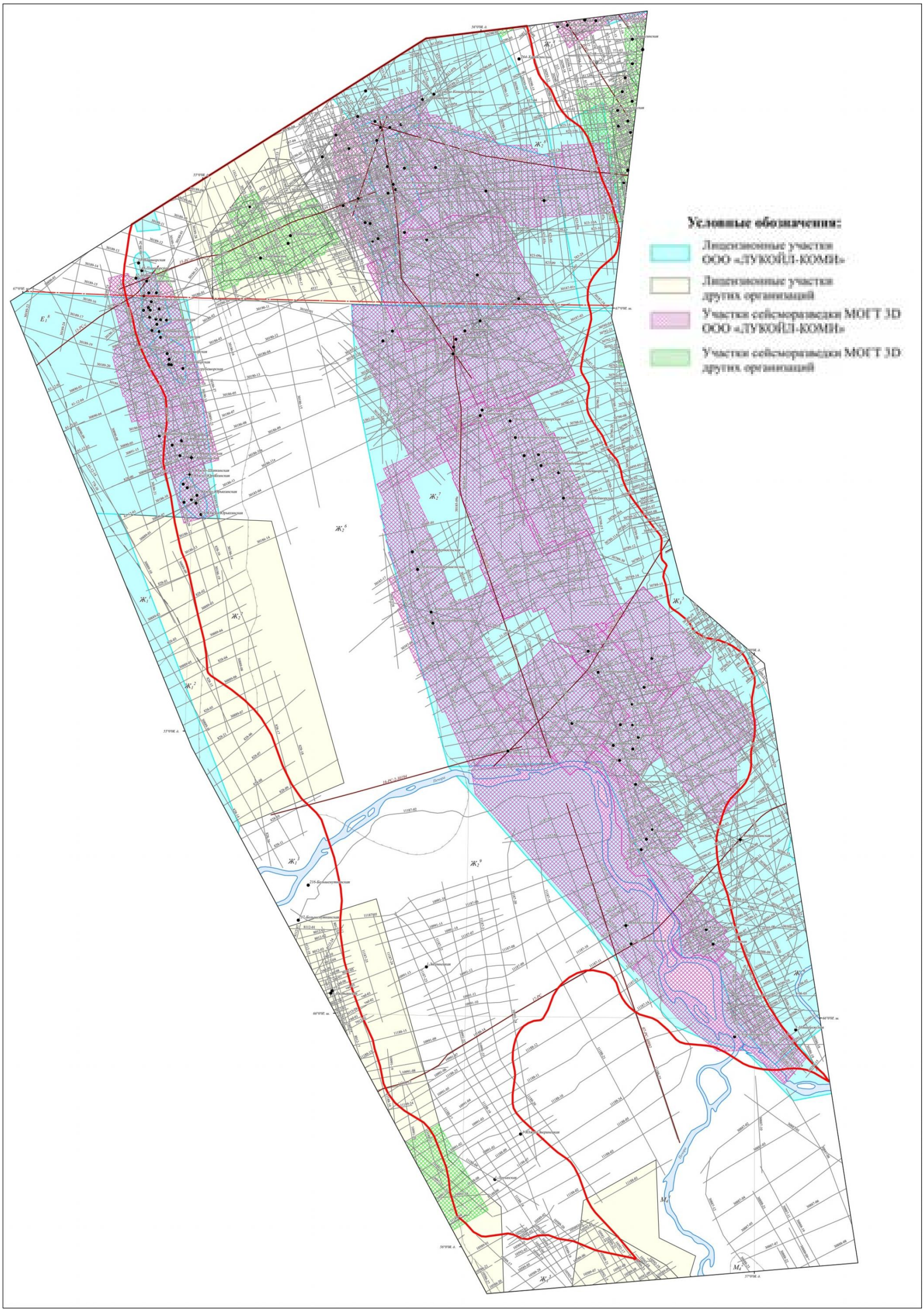


Рис. 1. Схема изученности сейсморазведкой и бурением

б

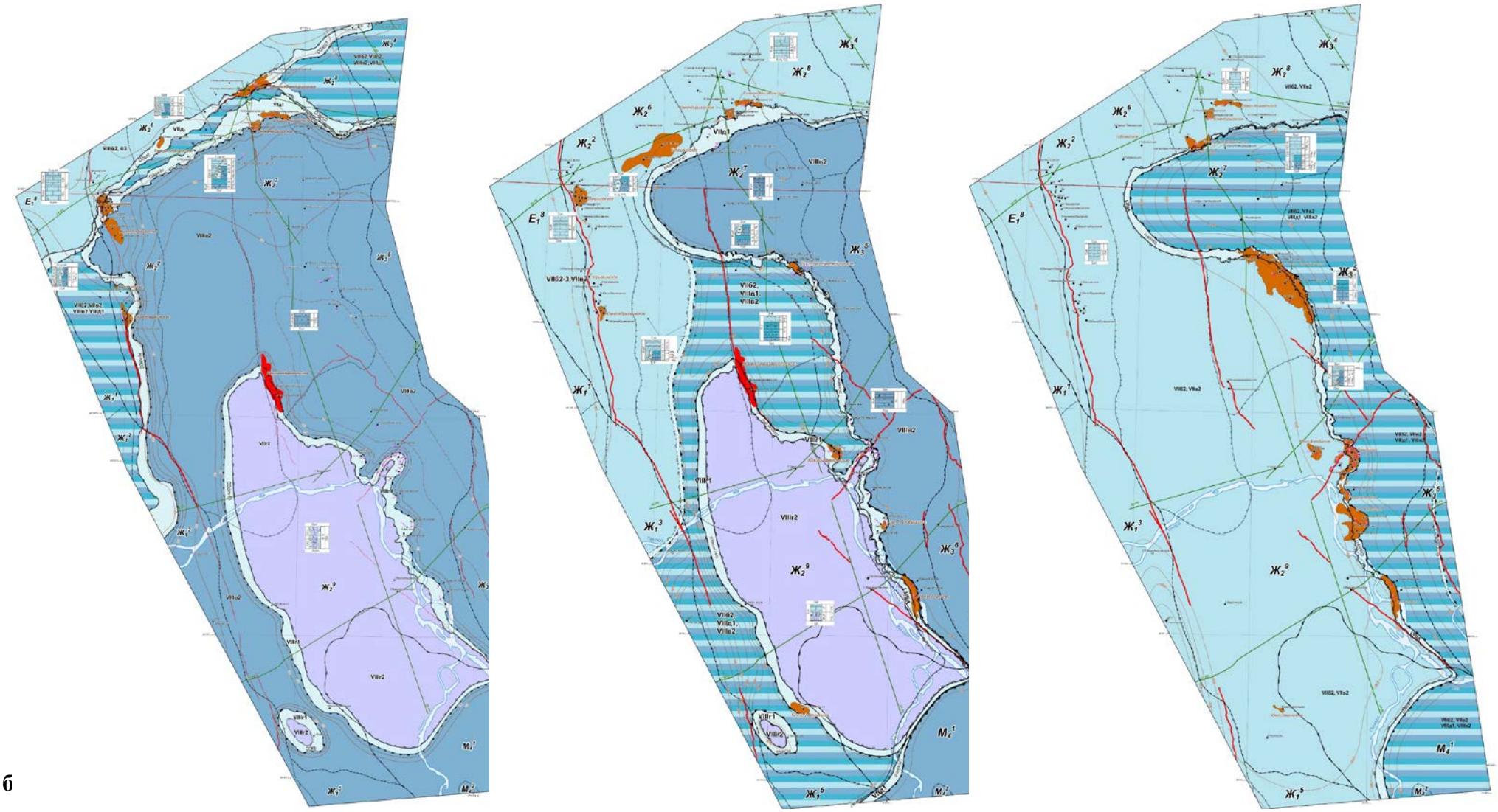


Рис. 2. Литолого-фациальные карты верхнефранского подъяруса (а), задонского (б) и елецкого горизонтов верхнего девона

Надо отметить, что выделение глубоководного склона «совмещенных» барьерных рифов задонского и елецкого возраста по сейсмическим данным на Командиршорской и Восточно-Ламбейшорской площадях достаточно однозначно. В тоже время на Восточно- Ламбейшорской площади разделение по волновой картине конкретно на два разновозрастных барьера проблематично.

Начиная от Баяндыской структуры, в южном направлении предполагается совмещение барьеров задонского (пласт Ф«el») и елецкого (пласт Ф1) возраста с восточным краем карбонатной Лодминско-Баяндыской банки. По сейсмическим данным к востоку от Баяндыской структуры, полосы Ипатских и Западно-Усинских структур в волновой картине нет предпосылок для выделения самостоятельного барьерного рифа задонского и елецкого возраста. По сейсмическим данным можно достаточно уверенно говорить о разделении рифовых массивов, слагающих банку и барьеры (Рис. 3) к северу от Баяндыской структуры.

В центральной и южной части рассматриваемой территории Денисовского прогиба выделяется крупная Лодминско-Баяндыская карбонатная банка доманиково-задонского возраста. Лодминско-Баяндыская банка представляет собой атолловидное сооружение, по внешней периферии которого сформированы фронтальные рифовые массивы франско-задонского возраста, отделяющие относительно глубоководные отложения некомпенсированной впадины от образований мелководного шельфа.

В пределах банки положение глубоководного склона в волновой картине определяется однозначно. Внутренняя граница гребневой части банки определялась достаточно условно по временным разрезам – по превышению гребневой части над внутренней шельфовой зоной банки.

Строение внутренней части Лодминско-Баяндыской банки по волновой картине профилей МОГТ 2D 1987-1990 годов свидетельствует о наличии участков с расчлененным рельефом поверхности карбонатных отложений, отображающем возможное наличие внутриатолловых карбонатных построек и межрифовых проливов. Восточный борт банки приподнят по отношению к западному. Не исключается возможное присутствие органогенных карбонатных построек в пределах наиболее приподнятых участков, выделяющихся в волновом поле профилей (Рис. 4).

Отсутствие притоков нефти в скважинах 1, 2 Верхнелодминские, расположенных внутри юго-восточной части банки, связано, возможно, с неоптимальным расположением этих скважин в структурном плане. Очевидно, что перспективность поиска ловушек УВ в пределах внутренней области за пределами рифового кольца может быть связана только с наличием амплитудных структур облекания над карбонатными постройками.

Западный борт банки (его южная часть) опоискован редкими профилями МОГТ 2D (1987-1990г.г.). Северная часть западного борта не опоискована площадными работами, здесь отработаны только два субширотных профиля – 16РС (Рис.

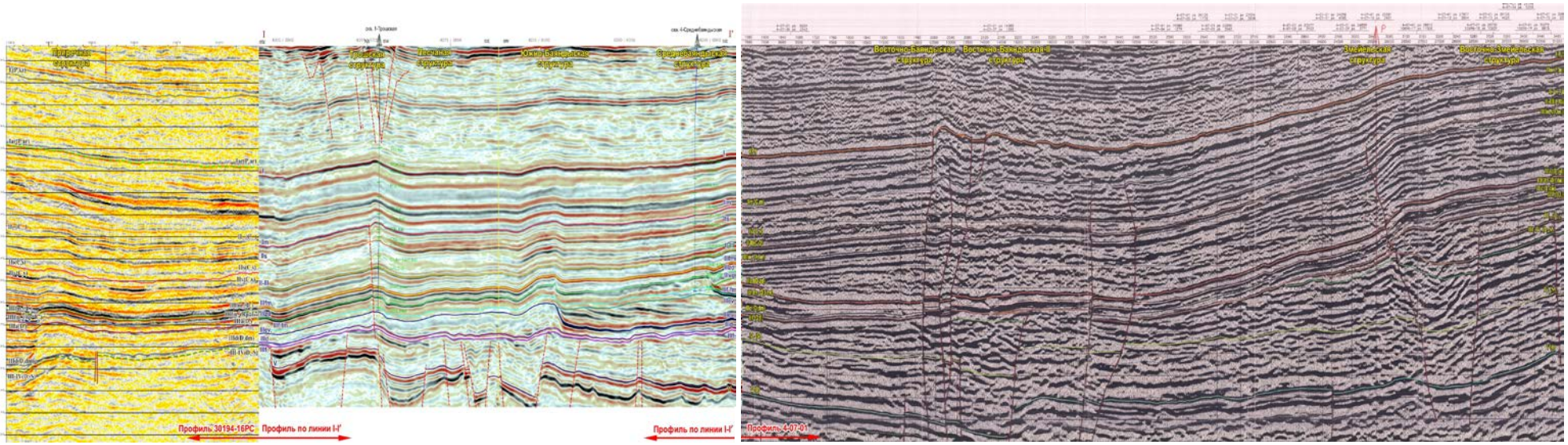


Рис. 3. Волновая картина по профилям 16РС (С.В. Моисеев, 2022г.), 4-07-01

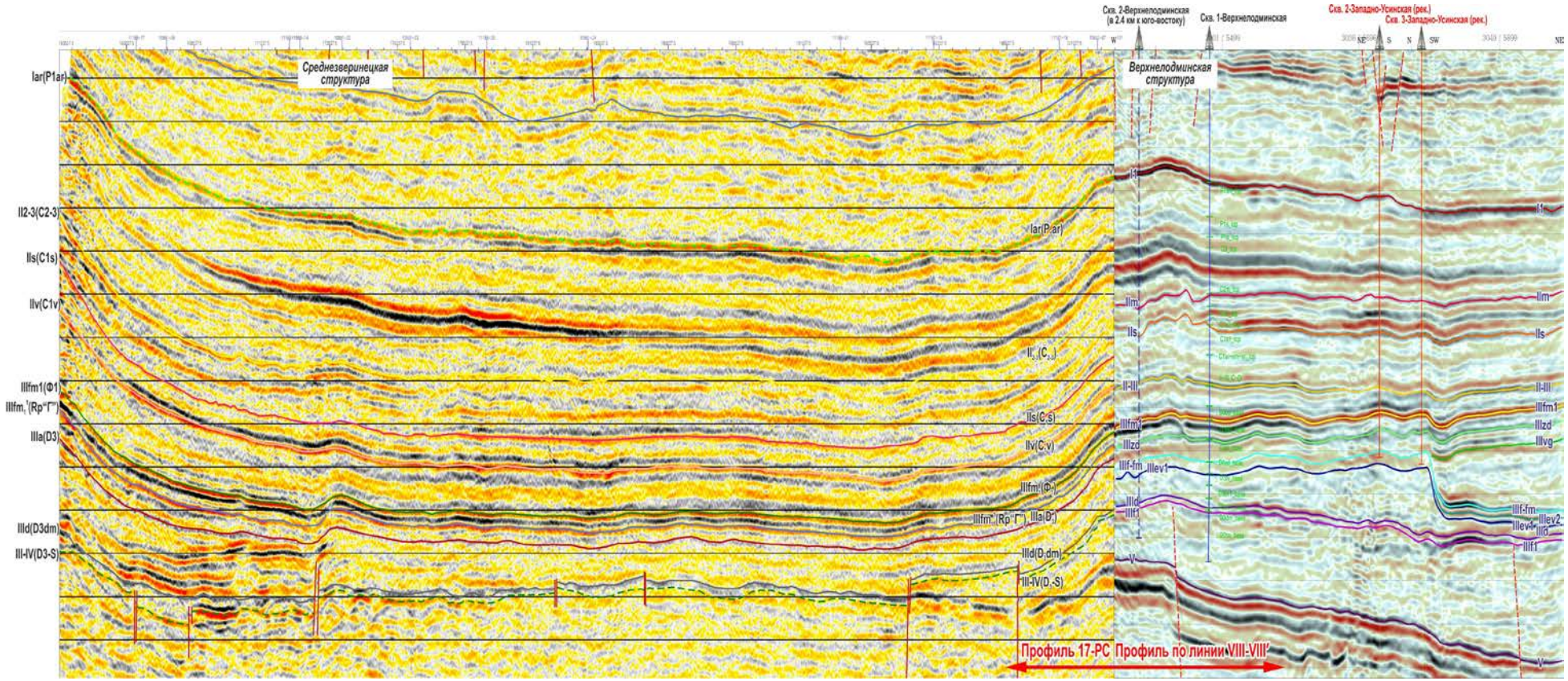


Рис. 4. Волновая картина по профилям 17РС (С.В. Моисеев, 2022г.)

1) и 11187-02. Самый северный профиль 30185-19 через Лодминско-Баяндыскую банку не выходит на ее западный борт. Восточный борт банки опоискован МОГТ 3D. Наличие глубинного инверсионного Баянды-Змейельского разлома северо-восточного простирания обусловило извилистое положение восточного борта банки в районе Баяндыской структуры.

Южная часть карбонатной банки уходит в Большесынинскую впадину Предуральского краевого прогиба. Здесь границы рифовых зон проведены условно. К западу от южного окончания Лодминско–Баяндыской банки расположена значительно меньшая по размерам Лекъюская карбонатная банка доманиково-задонского возраста, которая очень хорошо выделяется в волновой картине. Гипсометрическое положение Лекъюскй банки более высокое, чем западный борт Лодминско-Баяндыской банки.

Таким образом, в результате проделанной работы представлена актуализированная модель распространения доманиково-нижнефаменских рифогенных отложений, учитывающая все материалы ГРР последних лет, которая укладывается в региональную схему развития верхнедевонских рифовых систем ТПП.

Уточнено строение барьерных рифов доманикового, сирачойского, евлановско-ливенского, задонского и елецкого возраста на изучаемой площади.

Почти на всей исследованной территории полосы барьерных рифы разного возраста смещены относительно друг друга. Лишь в зоне юго–восточного борта Лодминско-Баяндыской банки задонский (Ф«el») и елецкий (Ф1) рифы расположены над доманиково-задонскими рифовыми отложениями банки.

Уточнены контуры собственно Лодминско-Баяндыской банки. По сравнению с более ранними построениями юго-восточный борт банки сместился к востоку от Верхнелодминской структуры к Ипатским и Западно-Усинским структурам, на севере площадь банки уменьшилась.

Авторы отдают себе отчет, что в модели остались неоднозначные решения, например, по трассированию на западе исследованной территории задонского барьера (Ф0), трассирование елецкого (Ф1) и задонского (Ф«el») барьеров к северо-западу от Восточно-Ламбейшорской площади в направлении к Командиршорской площади. Предложенная модель, очевидно, является рабочей основой для дальнейших геологоразведочных работ на этой территории.

Дополнительные перспективы исследуемой части Денисовского прогиба могут быть связаны с пока еще слабо изученными территориями, на которых рекомендуется постановка геологоразведочных работ.

Так, в северной части территории (южнее Тибейвисской съемки МОГТ 3D) необходимо провести дополнительные полевые исследования МОГТ 2D для определения местоположения задонского (Ф0) рифового барьера и наличия структур в его пределах.

Для уточнения строения района распространения барьерных рифов задонского и елецкого возраста между группой Командиршорских месторождений и

Восточно-Ламбейшорским месторождением рекомендуется провести переобработку и переинтепретацию имеющихся здесь сейсмических материалов МОГТ 2D.

Следует также продолжить изучение полевыми работами МОГТ 2D западного борта и внутренней части Лодминско-Баяндыской карбонатной банки, с целью уточнения ее морфологии и выявления новых перспективных структур.

Литература

1. Богданов Б.П. Особенности строения верхнедевонских карбонатных органогенных построек Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности.: Автореф. дис. кан. г.-м. наук.– Ухта: ТПО ВНИГРИ, 1989.

2. Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. – М.: «Наука», 1989.

3. Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). – СПб.: «Недра», 2007.

4. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт / Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В. и др. Ухта, МПР РК, ГУП РК ТП НИЦ, 2000.

РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ КОМИ И РЕЗЕРВЫ ЕЕ ВОСПОЛНЕНИЯ

А.В. Куранов, М.С. Желудова, Т.И. Вагина, С.Ю. Матвеева
ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта

Проблема восполнения минерально-сырьевой базы (МСБ) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) в целом и Республики Коми (РК), в частности, стоит достаточно остро, что, во многом, обусловлено высокой изученностью и продолжительной историей ее освоения.

В ТПП пробурено более пяти тысяч опорных, параметрических, поисковых (поисково-оценочных), разведочных и структурно-поисковых скважин на нефть и газ, были открыты 283 нефтяных и газовых месторождения, из них 182 в пределах Республики Коми и 101 в пределах Ненецкого АО (НАО).

Ресурсная база углеводородного сырья (УВС) ТПП, согласно последней по времени прогнозной оценке ВНИГНИ [3], составляет 9,6 млрд. т.у.т по сумме УВ (здесь и далее – извлекаемые), из них на нефть приходится 63,3% (6,1 млрд. т), на свободный газ – 29,8% (2,8 трлн. м^3), остальное – растворенный газ и конденсат.

В Республике Коми находится 52,1% всех ресурсов ТПП, в Ненецком автономном округе (НАО) – 46,5%, в Пермском крае (ПК) – 1,4%.

Ресурсная база нефти распределена следующим образом: НАО – 51,5%, РК – 48,4%, ПК – 0,1%. Ресурсная база свободного газа: РК – 59,0%, НАО – 36,8%, ПК – 4,2%.

За весь период освоения из недр провинции добыто около 1 млрд. тонн нефти, из них 2/3 – в Республике Коми (674 млн. т) и около 0,5 трлн. м^3 свободного газа, из них 98% – в Республике Коми (440 млрд. м^3).

В Тимано-Печорской провинции в 2022 году добыто 27,4 млн. т нефти и около трех млрд. м^3 газа, в том числе – в Республике Коми 14,2 млн. т нефти и чуть более двух млрд. м^3 свободного газа, в Ненецком АО – 13,2 млн. т нефти и менее 1 млрд. м^3 свободного газа.

Прирост добычи нефти по Коми составил 16,4% по сравнению с 2021 годом, по НАО – 15,1%. К настоящему времени лицензировано около 2/3 ресурсной базы УВС ТПП.

Анализ динамики изменения структуры начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья (НСР УВС) ТПП показывает, что объемы ежегодной добычи не компенсируются в достаточной мере приростом промышленных запасов нефти и газа.

Разведанность начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья Тимано-Печорской провинции с учетом запасов категории C_2 составляет около 45%, в том числе, по нефти 46%, по газу – 44%.

На территории Республики Коми разведано более половины ресурсной базы нефти) и 37% ресурсной базы свободного газа.

Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти в целом по провинции выработаны на 36%.

По Республике Коми ситуация еще более сложная – НИЗ нефти выработаны почти наполовину (47,6%, Рис. 1), в том числе по базовым нефтегазоносным комплексам (НГК): O_2-D_1 НГК – на 34%, D_2-D_3f НГК – почти на 60%, D_3dm-C_1t и C_1v_2-P_1 НГК – на 40%.

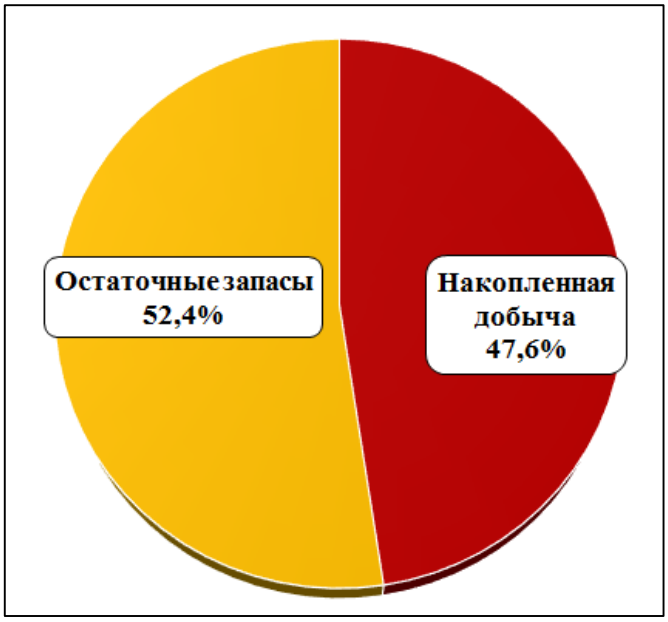


Рис. 1. Выработанность НИЗ нефти Республики Коми

НИЗ свободного газа ТПП выработаны на 25%, а по Республике Коми – на 73% (Рис. 2), в том числе, по базовому C_1v_2-P_1 НГК – почти на 80%.

При этом, несмотря на довольно значительную величину остаточных запасов нефти и газа, доля активных остаточных запасов составляет всего около 1/3, остальные относятся к категории трудноизвлекаемых (Рис. 3).

Как для Тимано-Печорской провинции в целом, так и для Республики Коми необходимы резервы восполнения минерально-сырьевой базы УВС.

Согласно последней по времени количественной оценке [3] начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти Республики Коми составляют 2929,9 млн. т (извлекаемые), свободного газа – 1678,1 млрд. $м^3$ (геологические).

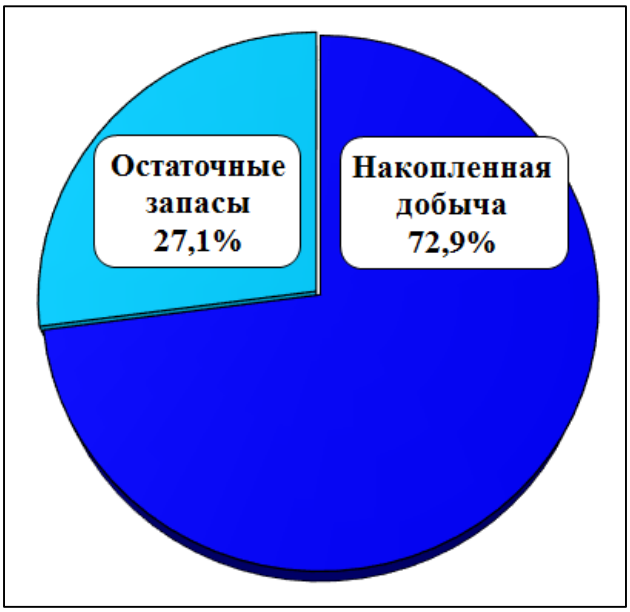


Рис. 2. Выработанность НИЗ свободного газа Республики Коми

Рис. 3. Структура остаточных запасов нефти Республики Коми

В 2019 г. ТП НИЦ проведена оценка ресурсной базы Республики Коми. Предварительно был проведен анализ всей необходимой геолого-геофизической информации:

- уточнены структурные карты по реперным поверхностям осадочного чехла ТПП, проведен структурно-тектонический анализ территории;
- уточнены литолого-фациальные карты по нефтегазоносным комплексам осадочного чехла, проведен литолого-фациальный анализ разреза;
- уточнены карты нефтегазоматеринских пород по нефтегазоносным комплексам осадочного чехла, проанализированы геохимические особенности НГК;
- составлены подсчетные планы по НГК/НГПК осадочного чехла, по комплексу критериев выделены расчетные и эталонные участки.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы УВС РК по оценке ТП НИЦ составили 6,1 млрд. т.у.т, в т.ч. нефти 3,1 млрд. т; свободного газа – 2,5 трлн. м^3 (Рис. 4).

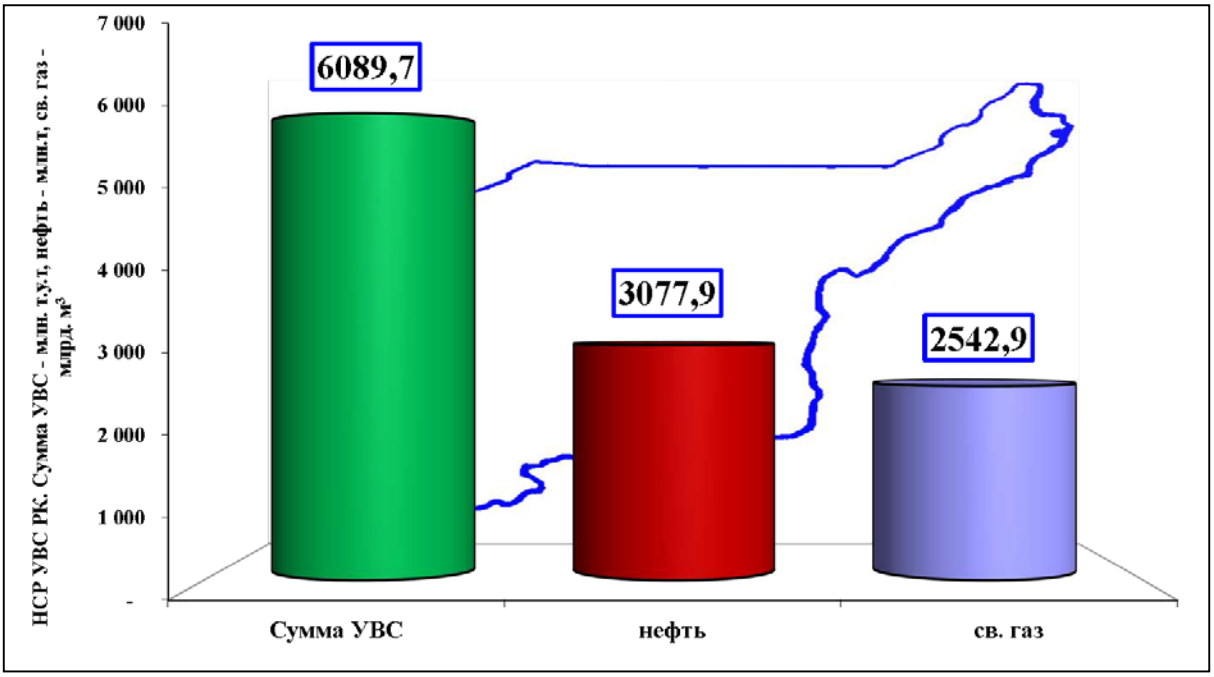


Рис. 4. Извлекаемые НСР УВС Республики Коми по сумме УВ, нефти, свободного газа

При этом следует отметить, что авторская оценка НСР УВС РК [2] несколько более оптимистична, чем оценки ВНИГРИ [4] и ВНИГНИ [3] (Рис. 4, 5, 6).

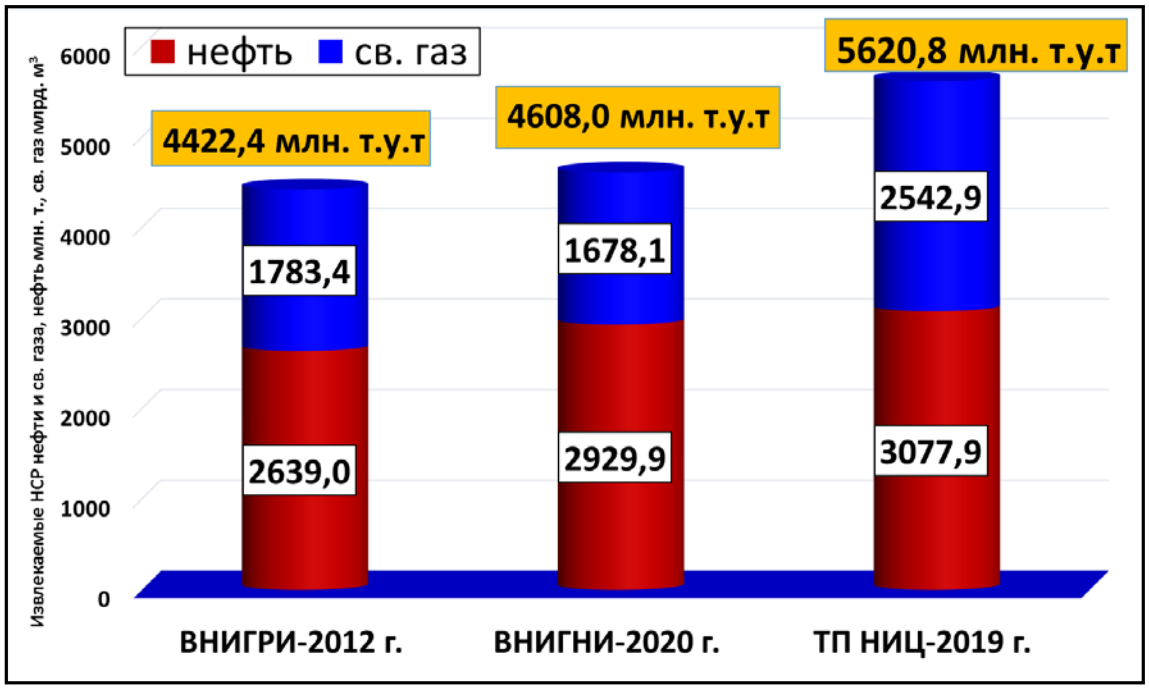


Рис. 4. Сравнение НСР нефти и свободного газа Республики Коми по оценкам ВНИГРИ [4], ВНИГНИ [3] и ТП НИЦ [2]

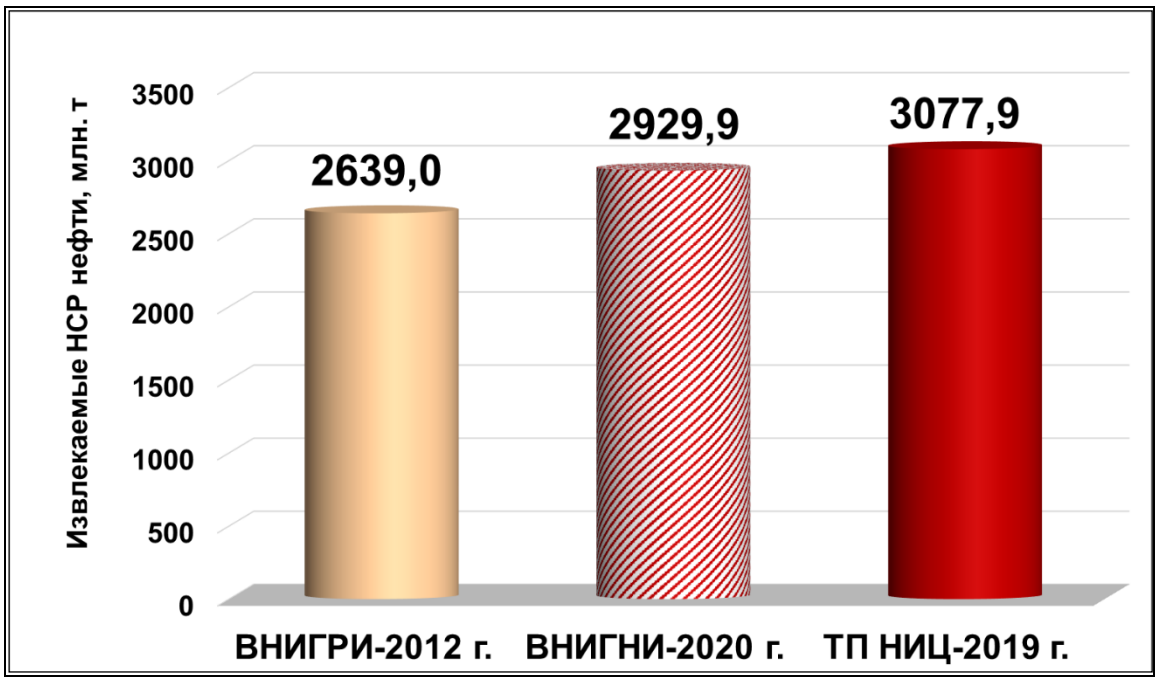


Рис. 5. Сравнение НСР нефти Республики Коми по оценкам ВНИГРИ [4], ВНИГНИ [3] и ТП НИЦ [2]

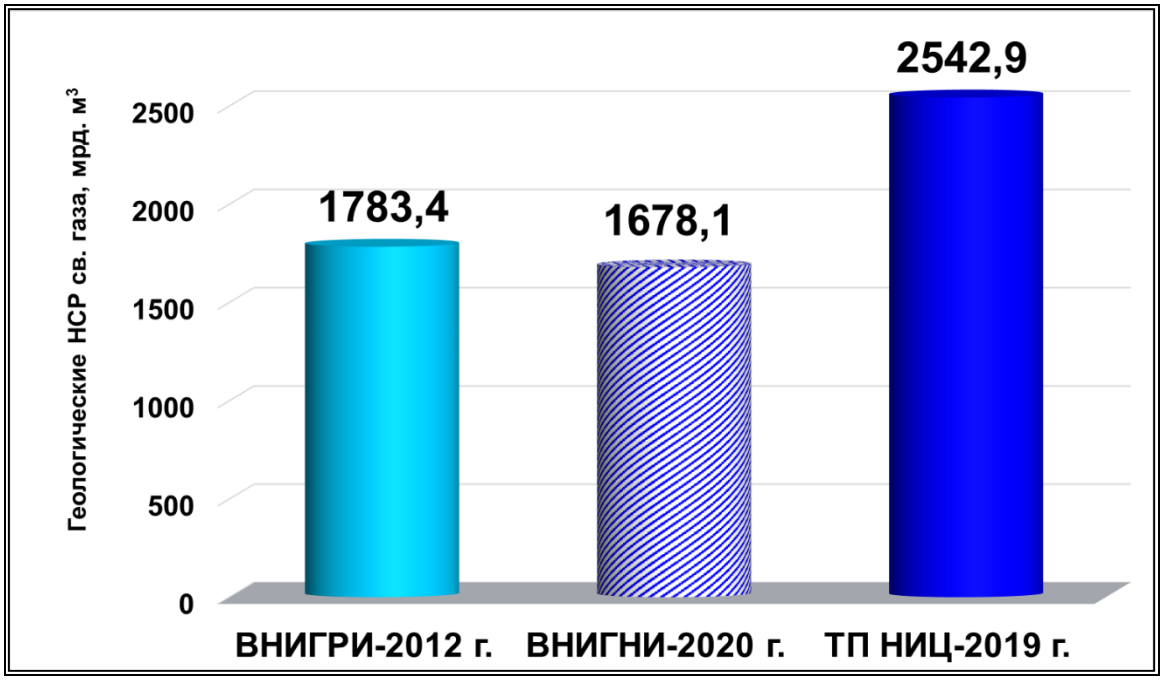


Рис. 6. Сравнение НСР свободного газа Республики Коми по оценкам ВНИГРИ [4], ВНИГНИ [3] и ТП НИЦ [2]

Как для Тимано-Печорской провинции в целом, так и для Республики Коми необходимы резервы восполнения минерально-сырьевой базы УВС.

Восполнение добычи нефти запасами в последние годы обеспечивается не за счет новых открытий, а преимущественно за счет прироста запасов на открытых ранее месторождениях, а также увеличения коэффициента извлечения

нефти на разрабатываемых месторождениях за счет применения новых технологий воздействия на пласт.

Ресурсы категории D_0 (ближайший резерв восполнения запасов) составляют около 20% от остаточных начальных суммарных ресурсов. Этой величины недостаточно для стабильного долговременного развития нефтегазовой отрасли.

Анализ геолого-геофизической информации, проведенный авторами, показывает, что ресурсная база как нефти, так и свободного газа недооценена и может быть увеличена за счет привлечения неиспользованных резервов.

Таких резервов несколько:

1. Недоизученные локальные объекты и нефтегазоносные комплексы крупных тектонических элементов;

2. Пропущенные залежи ранее опоискованных локальных объектов, а также невскрытые их пласты;

3. Низкопроницаемые коллекторы карбонатных нефтегазоносных комплексов.

Недоизученные локальные объекты и нефтегазоносные комплексы тектонических элементов. К таким, например, относится часть Предуральского краевого прогиба северо-восточной части РК. Так, в автохтоне Тальбейского взбросо-надвига, в Адзьвавомской депрессии и на Хоседаюском вале картируется большое количество локальных структур. По оценке ТП НИЦ, ресурсы нефти их составляют около 180 млн. т. Перспективные горизонты – S_2, D_1, D_3fm, C_1s, P_1a+s

Пропущенные залежи ранее опоискованных локальных объектов, а также невскрытые их пласты. В ТП НИЦ был проведен анализ геолого-геофизических материалов по почти 2000 скважин, пробуренных на нефть и газ в Республике Коми и НАО.

Установлено, что в Республике Коми на разбуренных структурах пропущено более 40 залежей более чем на 20 структурах. Извлекаемые ресурсы категории D_0+Дл пропущенных залежей по сумме УВС составили более 80 млн. т.у.т, в том числе: нефти 50 млн. т, свободного газа около 30 млрд. $м^3$.

Оценены также ресурсы УВС невскрытых пластов разбуренных структур, которые составили около 50 млн. т.у.т (извлекаемые).

Низкопроницаемые коллекторы карбонатных нефтегазоносных комплексов. Одним из резервов восполнения МСБ является углеводородный потенциал низкопроницаемых низкоемких (с пористостью <6%) коллекторов базовых карбонатных нефтегазоносных комплексов осадочного чехла: O_2-D_1, D_3dm-C_1t, C_1v_2-P_1.

В ТП НИЦ был проведен комплекс исследований по анализу петрофизических свойств низкоемких пород, литолого-фациальных особенностей строения стратиграфических подразделений, входящих в доминирующие карбонатные

комплексы (распределение коллекторов, флюидоупоров, полупроводящих толщ);

Проведена количественная оценка потенциальных ресурсов УВ, связанных с зонами развития низкоемких коллекторов [1], а также оценены локализованные ресурсы УВС по ряду перспективных низкоемких объектов.

Низкоемкие коллекторы относятся к группе нетрадиционных источников УВ [5, стр. 25], что подразумевает неизбежные затруднения при оценке их потенциала.

Количественная оценка потенциальных ресурсов УВС Тимано-Печорской провинции в низкоемких коллекторах проводилась методом сравнительных геологических аналогий (способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади).

Резерв увеличения ресурсной базы РК за счет низкоемких коллекторов составит величину около 150 млн. т.у.т. НСР низкоемких коллекторов необходимо учитывать отдельно при проведении очередной прогнозной оценки НСР ТПП

При подготовке участков к лицензированию в структуру ресурсной базы наряду с ресурсами в традиционных коллекторах должен быть включен также ресурсный потенциал карбонатных коллекторов с низкими ФЕС. Это позволит повысить инвестиционную привлекательность территорий и охватить поисково-оценочными работами интервалы разреза, находившиеся ранее вне сферы внимания недропользователей.

Таким образом, проведенные авторами расчеты показывают, что ресурсная база нефти и газа РК может быть увеличена за счет указанных источников еще более чем на 300 млн. т.у.т.

Для уверенного прогнозирования пространственного положения всех перспективных объектов необходимо проведение детальных исследований, включающих научно-исследовательские работы, современные полевые сейсмические исследования, ревизию скважинных данных.

Такие работы должны проводиться как с участием государства, так и самостоятельно нефтегазовыми компаниями.

Успешное их проведение позволит значительно нарастить резерв углеводородного сырья Республики Коми и всего Северо-Западного федерального округа.

Литература

1. Куранов А.В. Отмас А.А, Утопленников В.К. Вагина Т.И., Желудова М.С. Низкоемкие карбонатные коллекторы как нетрадиционный резерв восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Аналитический вестник Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, №20 (709), ноябрь 2018. стр. 94-102.

2. Куранов А.В., Желудова М.С., Зегер Н.А. Количественная оценка нефтегазового потенциала территории Республики Коми. Рассохинские чтения. Материалы международной конференции. Электронный сборник. г. Ухта, УГТУ, 2020 г.

3. Петрова Ю.Э., Прохоров В.Л., Багаева М.А., Умрилов Е.Л., Коршунов А.А., Алексеева И.Б., Яковлева Л.А., Карпова И.В. Оценка состояния ресурсной базы углеводородов Северо-Западного федерального округа и проблемы ее воспроизводства. Геология нефти и газа № 5/2020. с.7-25.

4. Прищепа О.М., Отмас Ал. А., Куранов А.В. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе. Геология нефти и газа № 5/2012. с. 75-80.

5. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. Монография. Труды ВНИГРИ. СПб, ВНИГРИ, 2014.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Л.Л. Шамсутдинова, Т.И. Вагина
ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр»

Верхнепечорская впадина является структурой I порядка в составе Предуральского краевого предгорного прогиба, расположена в южной части Тимано-Печорской провинции на границе сочленения краевого прогиба с западным склоном Урала. Южная ее часть находится уже в пределах Пермского края. Большая часть впадины покрыта профилированием МОГТ-2D с плотностью сети сейсмопрофилей 0,8 пог. км/км^2 (средняя степень изученности сейсморазведочными работами).

Пробурено 305 глубоких скважин, в том числе 23 параметрических. Изученность бурением неравномерная, основная часть пробуренных скважин приурочена к месторождениям. Фактические глубины скважин варьируют от 500 до 7026 м (скважина 58-Вуктыл), вскрытые горизонты - P_1-PR.

Нижний палеозой вскрыт лишь единичными скважинами.

В нефтегазогеологическом отношении Верхнепечорская впадина входит в состав Северо-Предуральской нефтегазоносной области, объединяет три нефтегазоносных района: Верхнепечорский, Вуктыльский и Курьинско-Патраковский (Рис. 1).

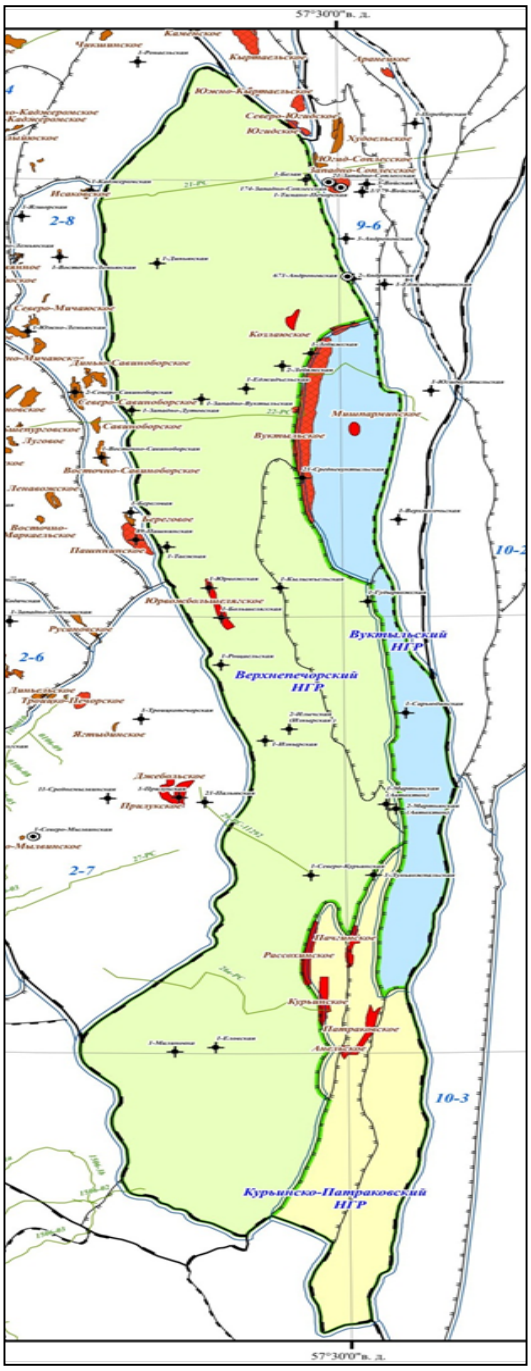


Рис.1. Нефтегазогеологическое районирование Верхнепечорской впадины

Нефтегазоносность установлена в стратиграфическом диапазоне от верхнего девона до нижней перми включительно. Открыты и в различной степени разведаны девять месторождений (газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных).

В ордовикско-нижнедевонском НГК залежей УВ не выявлено, но результаты детальных исследований позволяют предположить распространение коллекторских толщ и перекрывающих их глинистых покрышек и обосновать возможную перспективность этих отложений.

Ордовикско-нижнедевонская карбонатная толща в пределах Тимано-Печорской плиты сформировалась после длительного перерыва в осадконакоплении, связанного с глобальным понижением уровня мирового океана в конце раннеордовикской эпохи. В среднеордовикскую эпоху на фоне общего медленного прогибания дна и поднятия уровня вод в Уральском палеоокеане осадконакопление происходило сначала только на самой восточной окраине шельфа. Поэтому наиболее полные отложения среднего-позднего ордовика известны на западном склоне Урала, где они в непрерывной последовательности залегают на терригенных породах нижнего ордовика. В платформенных же разрезах Тимано-Печорской области и в районах Предуральского краевого прогиба отмечается практически полное отсутствие среднего ордовика.

На протяжении позднего ордовика, силура и раннего девона в пределах Тимано-Печорской плиты сохранялись устойчиво морские условия с преимущественно карбонатной седиментацией. В регрессивные этапы (малотавротинское, филиппъелльское, позднеседъельско-гердъюское, сотчемкыртинское время, пражский и эмсский века), когда на окраине карбонатной платформы формировались рифы, возможно обмеление и частичная изоляция от остального бассейна, что приводило к повышению солености вод и осаждению седиментационных доломитов, сульфатов и солей.

Коллекторы в **верхнеордовикских отложениях** приурочены к интервалам разреза, соответствующим максимальной обширности бассейна, то есть к устьзыбскому (иногда к низам малотавротинского) и салюкинскому горизонтам, образование которых происходило в условиях открытого мелководного шельфа.

Нефтеносность карбонатных устьзыбских карбонатов под малотавротинской глинисто-сульфатно-карбонатной покрышкой установлена севернее в Хорейверской впадине на Среднемакарихинском месторождении. Пласты-коллекторы имеют вторичную природу, образовались за счет эпигенетических процессов перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания. Пористость коллекторов составляет 5-8%, реже достигает 11%. Из нижнемалотавротинских и устьзыбских отложений притоки нефти получены также на Северо-Мастеръельской площади (южная часть Хорейверской впадины)

На севере Верхнепечорской впадины в скважинах 1, 3-Белые по ГИС в малотавротинских отложениях выделены возможно газонасыщенные коллекторы с пористостью до 9,5%, представленные доломитами (Рис. 2). Тип коллекторов трещинно-кавернозно-поровый, трещинно-поровый. При опробовании в скважине 1-Белая получен слабогазированный фильтрат глинистого раствора, в скважине 2 - пластовая вода с растворенным газом. При прохождении верхнеордовикских отложений наблюдалось разгазирование глинистого раствора. Водонасыщенные устьзыбские коллекторы выделены в скважине 1-Диньюская и 62-Рассохинская с пористостью до 8,4% (по НГК).

Практически на всей территории прогнозируется распространение над устьзыбско-нижнемалотавротинскими коллекторами зональной верхнемалотавротинской глинисто-доломитовой покрышки. Образована она в условиях мелководного зарифового шельфа с ограниченным водообменном.

В салюкинском горизонте ордовика, представленном преимущественно доломитами, по ГИС выделяются водонасыщенные коллекторы с пористостью по НГК до 8,5% во всех скважинах, вскрывших эти отложения (1,3-Белые, 1-Диньюская, 1-Западно-Дутовская, 62-Рассохинская), но перекрываются они проницаемыми карбонатами джагалского горизонта нижнего силура, поэтому не перспективны.

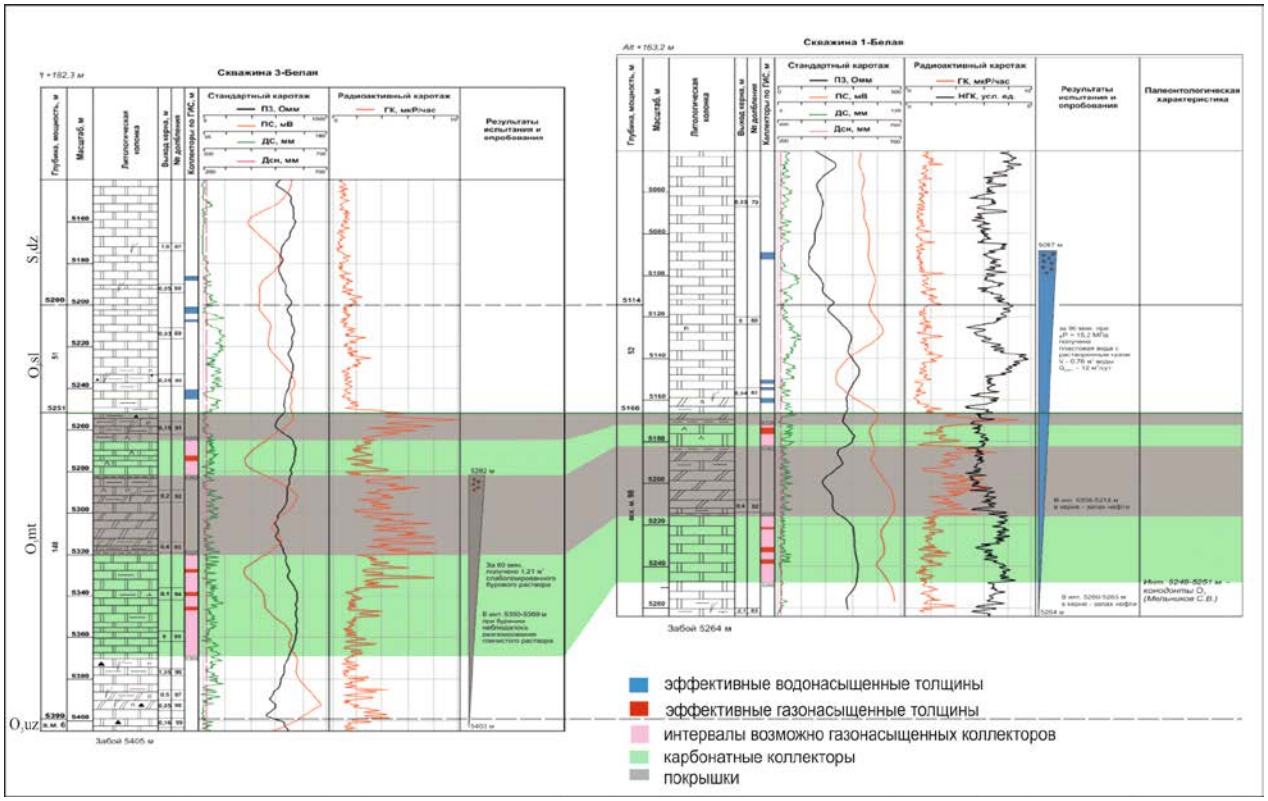


Рис. 2. Выделение коллекторов и покрышек в верхнеордовикских отложениях в скважинах 1, 3 Белые

Перспективные зоны развития карбонатных ордовикских коллекторов под малотавротинской покрышкой выделены в северо-западной и южной частях Верхнепечорской впадины (Рис. 3).

В южной части также прогнозируется небольшая, в виде узкой полосы, зона размыва верхних горизонтов ордовика и выхода ордовикских пластов-коллекторов под койвенско-бийскую зональную покрышку. В этой зоне за счет выщелачивания предполагается улучшение их фильтрационно-емкостных характеристик. Так в скважине 1-Мамыльская, пробуренной в такой зоне в непосредственной близости в пределах Джебольской ступени Ижма-Печорской синеклизы, в нерасчлененных маломакарихинско-устьзыбских отложениях по ГИС выделены коллекторы с пористостью 7,8-9,5%. С востока зона ограничена линией выклинивания нижнего силура (начала эрозионного срезания ордовикских отложений). На тех территориях, где отложения комплекса по данным сейсморазведочных работ и бурения находятся на значительных глубинах в зоне сильного уплотнения пород, предполагается полное отсутствие коллекторов (восточная часть впадины). Выделены также переходные зоны – возможного неравномерного развития коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами на глубинах от -4500 до -5500 м.

Продуктивность **нижнесилурийских отложений** доказана в Хорейверской впадине – на Яромусюршорском, Верхневозейском, Баганском и других нефтяных месторождениях. Покрышка региональная – тиманско-саргаевская. В пределах Верхнепечорской впадины нижнесилурийские отложения, представленные практически полностью коллекторскими толщами, перекрыты преимущественно верхнесилурийскими глинисто-карбонатными образованиями, и лишь на юге, на небольшом участке в зоне размыва верхнего силура – койвенско-бийскими отложениями. Коллекторы залегают в толще непроницаемых пород, как одиночными прослоями, так и в виде отдельных пачек. Тип коллекторов трещинно-каверново-поровый.

На севере Верхнепечорской впадины в довольно мощной нижнесилурийской толще (440-550 м) по ГИС водонасыщенные коллекторы установлены почти во всех скважинах, вскрывших нижний силур. Они приурочены ко всем горизонтам разреза – джагалскому, филиппъельскому и седъельскому. Водоносность подтверждена результатами опробования в процессе бурения.

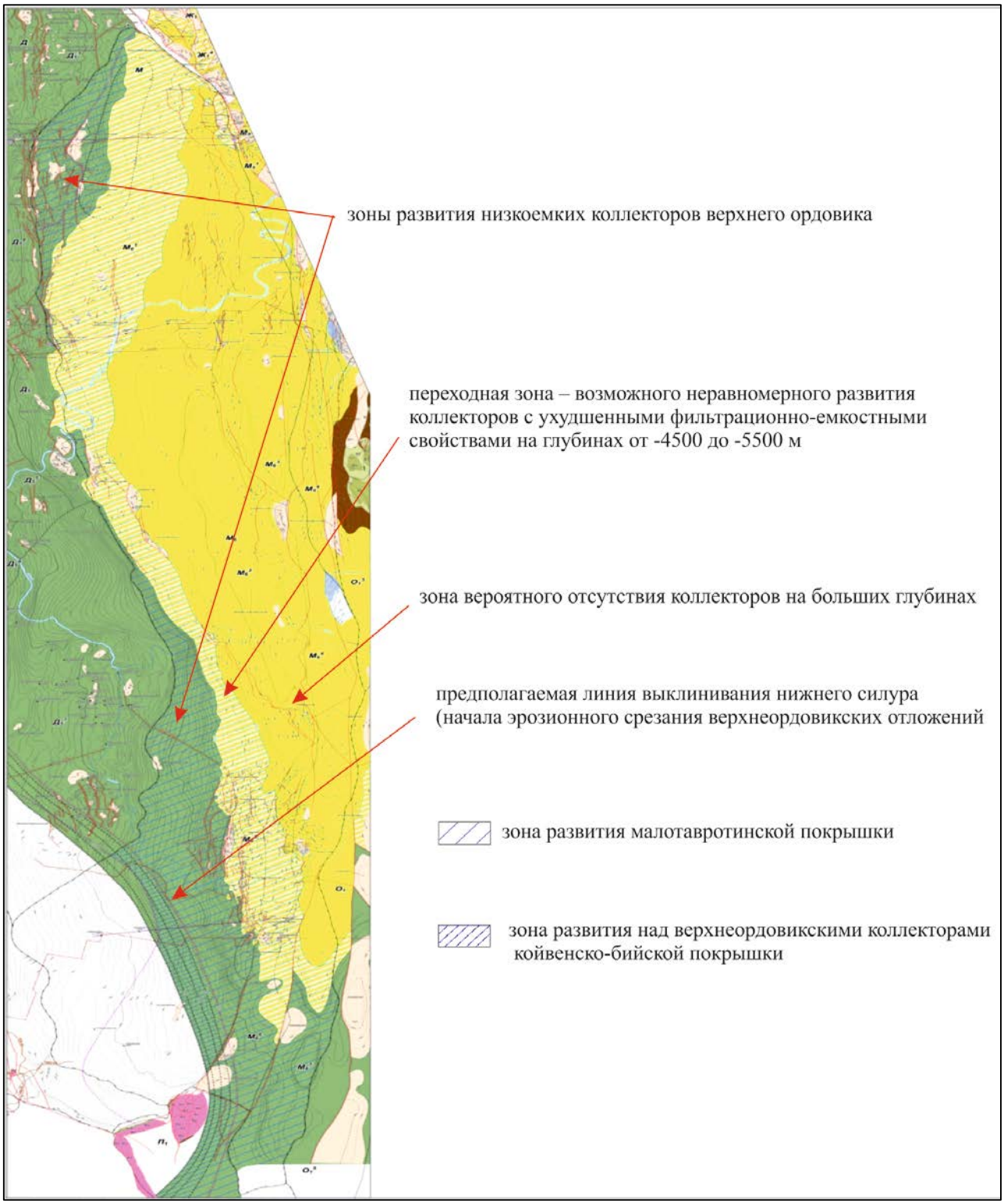


Рис.3. Карта развития природных резервуаров верхнего ордовика (подготовлена на основе структурной карты кровли разновозрастной поверхности ордовика-силура-нижнего девона)

Так в скважине 1-Белая при опробовании джагалского горизонта (интервал 5010-5060 м) получен приток пластовой воды расчетным дебитом 174 м^3/сут. Притоки воды получены при опробовании джагалских и филиппъель-

ских отложений в скважине 1-Диньюская. Пористость коллекторов по НГК достигает 15,9%.

Наибольший интерес в нижнесилурийской части разреза представляют седъельские коллекторы, так как перекрываются они глинистым пластом в основании гердъюского горизонта (зональная покрышка), который прослеживается практически во всех скважинах, вскрывших силурийские отложения (Рис. 4).

По результатам интерпретации ГИС в седъельской части разреза в скважинах 1, 3-Белые установлены коллекторы с неясным характером насыщения.

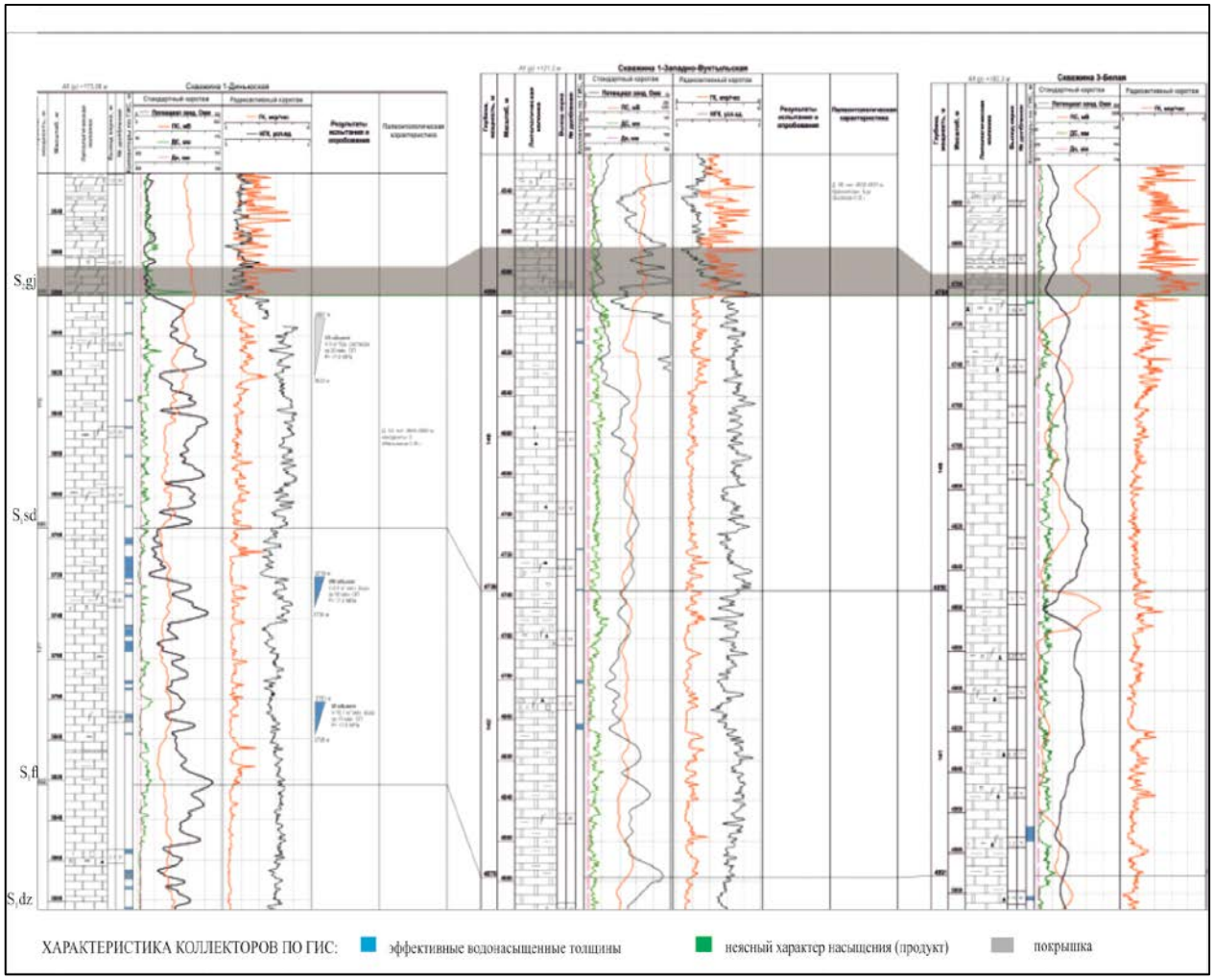


Рис. 4. Фрагмент схемы сопоставления нижнесилурийских отложений (скважины 1-Диньюская, 1-Западно-Вуктыльская, 3-Белая)

Пористость седъельских коллекторов, залегающих непосредственно под глинистой нижнегердъюской покрышкой, по ГИС достигает 13,4%. В непосредственной близости в поисковой скважине 78-Западно-Соплесская, пробуренной в пределах Худоель-Войской антиклинальной зоны Среднепечорского поперечного поднятия, при опробовании седъельских отложений в интервале

4700-4874 м получен приток минерализованной воды с фильтратом бурового раствора с сильным запахом сероводорода, дебит по пересчету составил 152,4 м^3/сут. В данном случае на формирование коллекторов значительное влияние оказала тектоническая трещиноватость, развитая в зоне сочленения Верхнепечорской впадины со Среднепечорским поперечным поднятием.

Водонасыщенные коллекторы в седъельской части разреза выделены также в скважинах 1-Диньюская и 1-Западно-Вуктыльская. Опробование седъельских отложений практически не проводилось. Приток минерализованной воды из интервала залегания седъельского горизонта получен в соседней Ижма-Печорской впадине при бурении скважины 1-Чикшинская.

В скважинах 42 и 58-Вуктыльские в нижнем силуре коллекторы не выделены, залегают нижнесилурийские отложения на больших глубинах (более 6000 м) и представлены плотными карбонатами. Тем не менее, при опробовании салюкинско-нижнеджагалской части разреза в скважине 58-Вуктыльская (интервал 6858-7026 м) получен приток газированной жидкости дебитом 0,848 м^3/сут.

В южной части Верхнепечорской впадины по результатам промысловой геофизики выделены водонасыщенные коллекторы в нижнесилурийских отложениях всех пробуренных скважин, вскрывших этот интервал разреза: 62-Рассохинская, 2, 3, 12-Патраковские.

В скважине 62-Рассохинская пористость коллекторов в седъельской части разреза достигает 12,2%. Пласты-коллекторы сложены доломитами преимущественно массивной текстуры, трещиноватыми. При описании шлифов иногда отмечается присутствие свободных пор. Покрышка - скорее всего нижняя часть гребенского горизонта верхнего силура, представленная, судя по каротажу, глинисто-карбонатными и карбонатно-глинистыми породами. Между коллекторской нижнесилурийской толщей и гребенской покрышкой залегает слоистая проводящая толща гердъюского горизонта мощностью 79 м. Толща представлена переслаиванием глин и известняков. По материалам интерпретации ГИС коллекторов в этой толще не выделено.

В скважинах на Патраковской площади в седъельской части разреза по ГИС выделены водонасыщенные коллекторы, представленные вторичными доломитами, пористыми (открытая пористость по шлифам 5-7%), слабо кавернозными, битумонасыщенными, трещиноватыми. Роль флюидоупора здесь выполняют глинистые койвенско-бийские пласты (зональная покрышка), со стратиграфическим несогласием перекрывающие в разной степени размытые гердъюские отложения, которые залегают между коллекторами и покрышкой и являются проводящей толщей.

Зоны развития низко-среднеемких нижнесилурийских коллекторов под нижнегердъюской и койвенско-бийской покрышками установлены в западной и южной части Верхнепечорской впадины (Рис. 5).

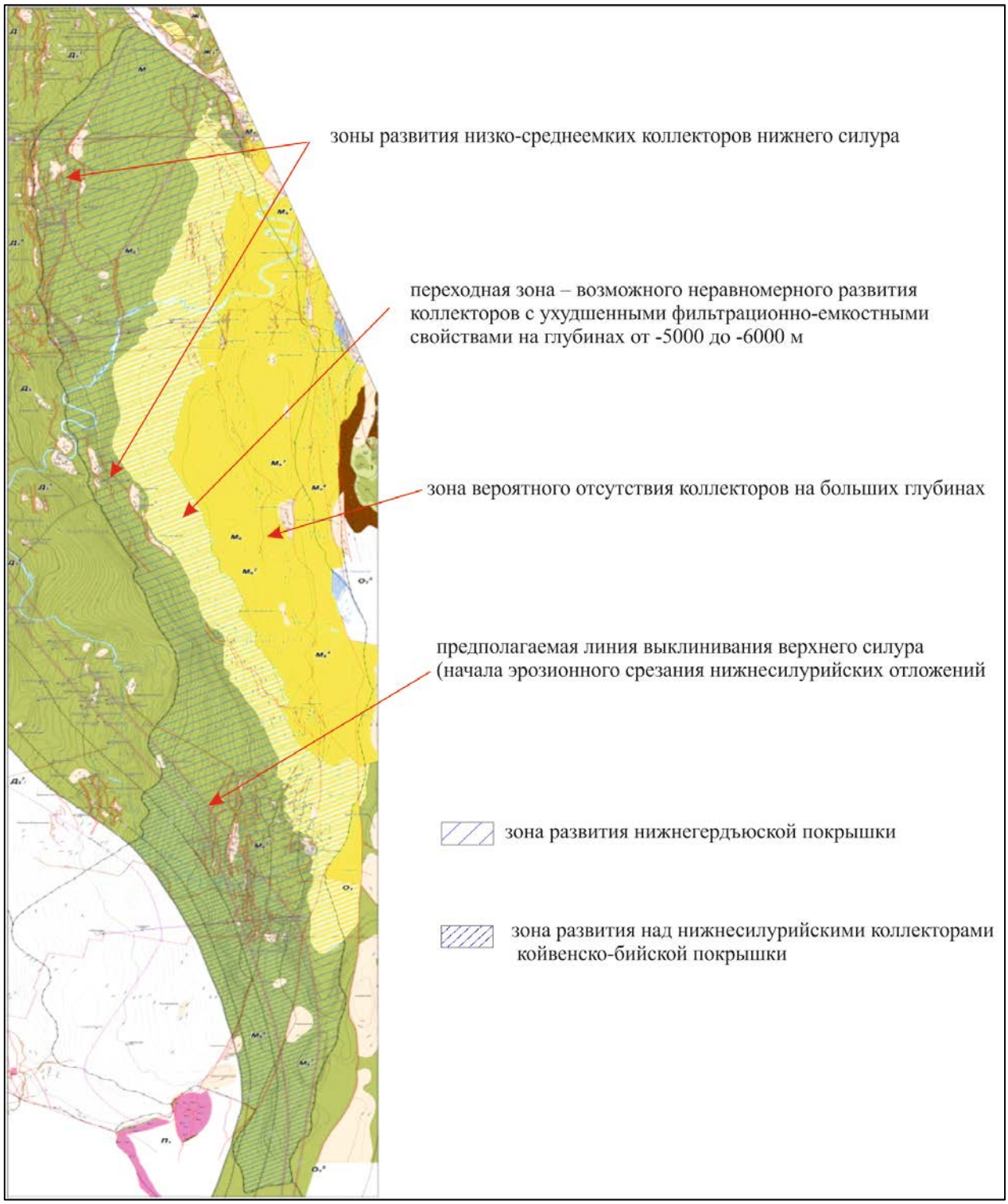


Рис. 5. Карта развития природных резервуаров нижнего силура

На востоке – переходные зоны и зоны предполагаемого отсутствия коллекторов на больших глубинах. Зона развития нижнесилурийских коллекторов под койвенско-бийской покрышкой с востока ограничена линией выклинивания верхнего силура (начала эрозионного срезания нижнесилурийских отложений).

Верхнесилурийские отложения в Верхнепечорской впадине по материалам бурения представлены слоистыми породами - аргиллитами, известняками и доломитами. Коллекторы в них не выделены.

Незначительные перспективы могут быть связаны с участками выхода гердъюского или гребенского горизонта под койвенско-бийские глинистые отложения в зонах размыва нижнедевонских отложений (такие участки на юге и на севере ВП). Так в скважине 1-Диньюская размыты нижнедевонские и гребенские отложения. В гердъюских карбонатных пластах при описании шлифов отмечены свободные поры выщелачивания, по лабораторным исследованиям керна пористость составила 7,2%. На соседней территории Ижма-Печорской впадины в скважине 2-Прилукская в гердъюских карбонатах, залегающих непосредственно под койвенско-бийскими отложениями, пористость по результатам интерпретации ГИС достигает 20% (по НГК).

Нижнедевонские отложения в Верхнепечорской впадине имеют ограниченное распространение, в южной части и на севере они в основном размыты. Представлены нижней частью овинпармского горизонта. В начале овинпармского времени осадконакопление происходило в условиях открытого мелководного шельфа. Накапливались карбонатно-глинистые и глинисто-карбонатные осадки.

Примером нефтеносности овинпармских пластов-коллекторов является Леккеркское нефтяное месторождение, расположенное севернее на южном окончании Колвинского мегавала. В скважине 1-Леккеркская по ГИС в нижней части овинпармского горизонта в интервале 4024-4028 м выделен нефтенасыщенный трещинно-кавернозно-поровый коллектор эффективной толщиной 4 м и пористостью 14,3%, перекрытый одновозрастным глинистым пластом небольшой мощности. При опробовании интервала 4020-4046 м получен приток нефти, дебит составил 6 м^3/сут.

В Верхнепечорской впадине в нижнеовинпармской части разреза в скважинах 1-Таежная, 1-Еджидъельская, выделены маломощные водонасыщенные пласты-коллекторы, представленные известняками серыми, мелкозернистыми, глинистыми, прослоями органогенно-детритовыми, со стяжениями пирита. Пористость по НГК до 14% (в скважине 1-Таежная). Тип коллектора трещинно-кавернозно-поровый. В скважине 58-Вуктыльская, в которой подошва нижнего девона находится на отметке около -6000 м, коллекторы не выделены.

В процессе бурения опробование нижнедевонской части разреза не проводилось. Исключение составляет скважина 42-Вуктыльская, однако в ней опробовался очень большой интервал разреза, включающий нижне-верхнесилурийские и нижнедевонские отложения (интервал 5800-6401 м). Получен приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти дебитом 0,97 м^3/сут. по ПУ. В нижнедевонской части разреза этой скважины по ГИС установлены возможно нефтенасыщенные коллекторы толщиной 1,2 м и 1,0 м и по-

ристостью 8,7% и 10,3%. Перекрываются пласты-коллекторы, судя по каротажным диаграммам и по керну, одновозрастными глинистыми и глинисто-карбонатными пластами, которые предположительно выполняют роль внутриформационных покрышек (Рис. 6).

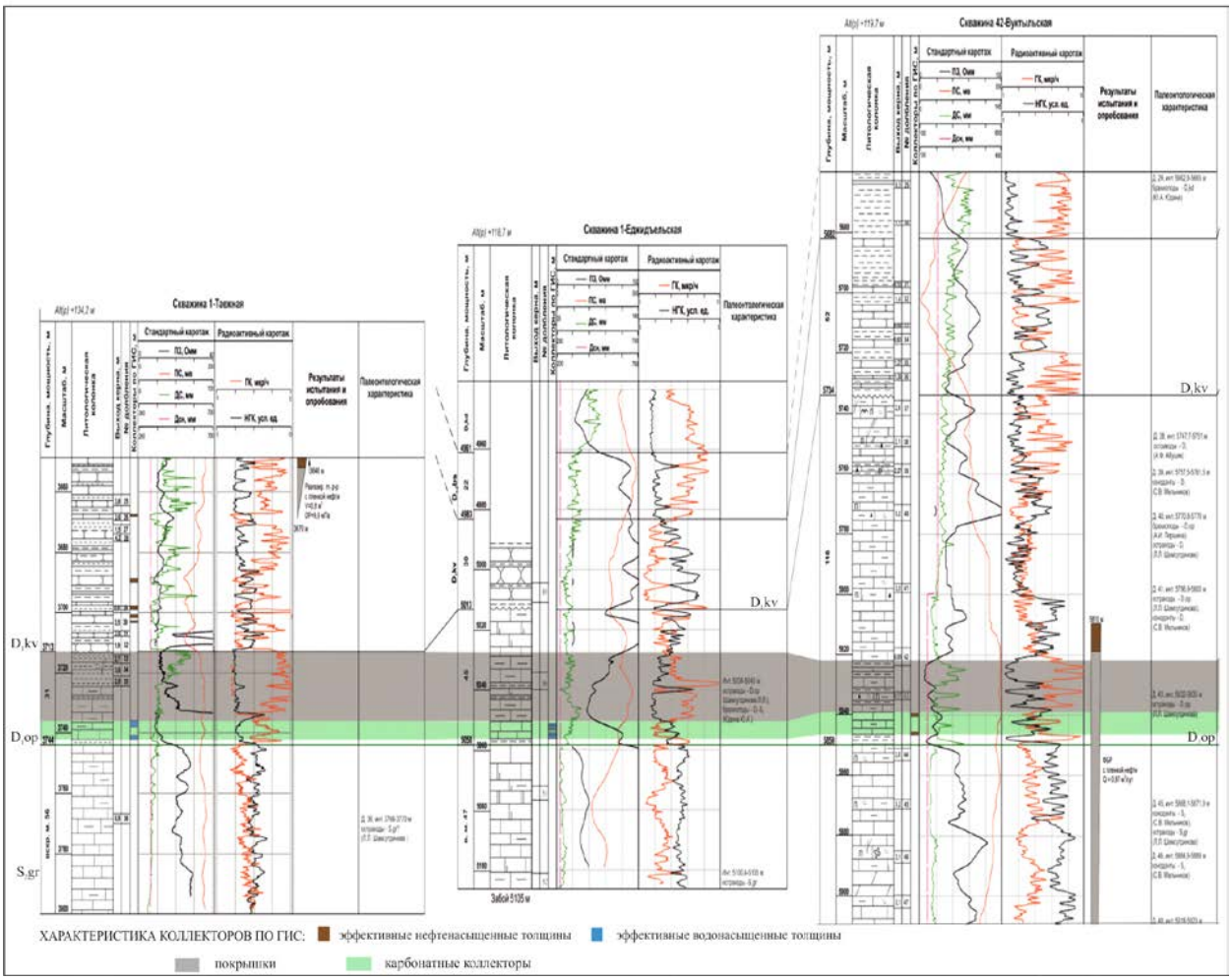


Рис. 6. Фрагмент схемы сопоставления нижнедевонских отложений (скважины 1-Таежная, 1-Еджидъельская, 42-Вуктыльская)

В скважинах 1, 3-Белые в нижнеовинпармской части разреза установлены пласты-коллекторы небольшой мощности с пористостью по НГК до 9,5%. Коллекторы представлены известняками, участками доломитистыми и органогенно-детритовыми, трещиноватыми. На свежем сколе по трещинам примазки коричневого битума и слабый запах нефти. Покрышка – глинистый пласт койвенско-бийского возраста (рис. 7).

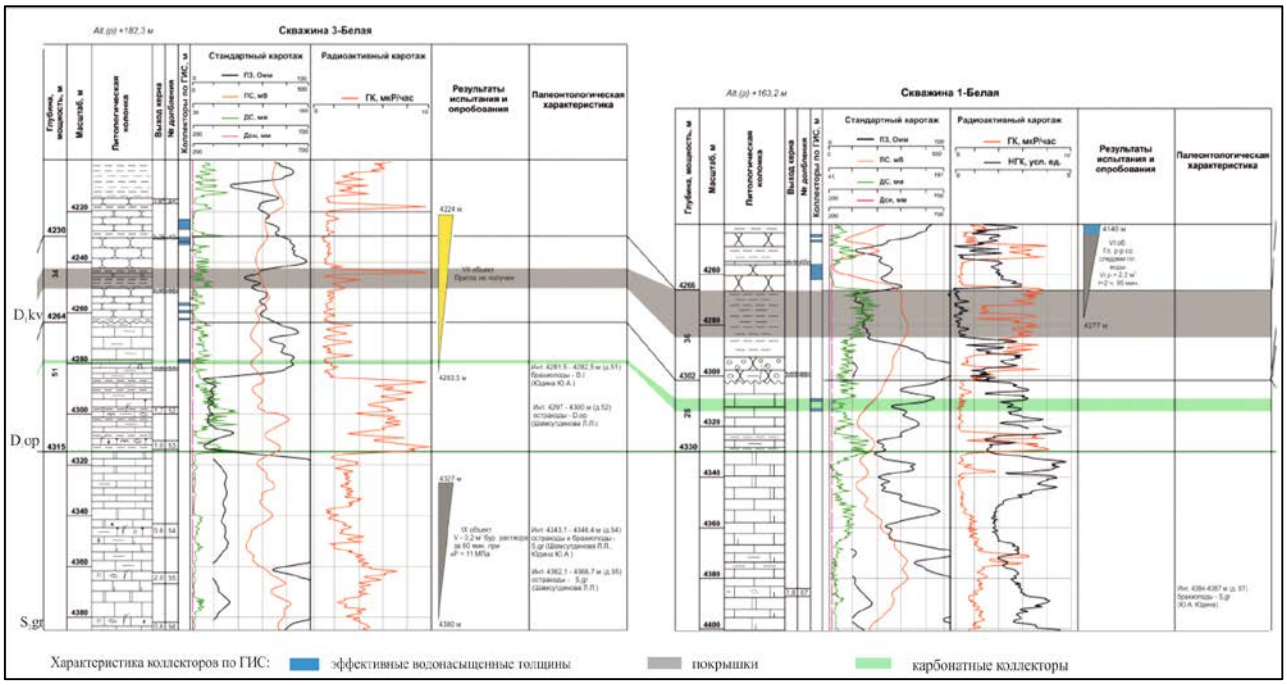


Рис. 7. Фрагмент схемы сопоставления нижнедевонских отложений (скважины 3, 1-Белые)

В пределах Верхнепечорской впадины выделены небольшие по площади зоны распространения овинпармских карбонатных пластов-коллекторов и перекрывающих их возможных покрышек – одновозрастной внутриформационной и койвенско-бийской зональной (Рис. 8).

Таким образом, несмотря на то, что в Верхнепечорской впадине залежей УВ в ордовикско-нижнедевонском карбонатном НГК не выявлено, перспективность его очевидна. По материалам бурения немногочисленных скважин прогнозируется распространение карбонатных коллекторов и покрышек над ними.

В верхнеордовикском природном резервуаре коллекторы приурочены к устьзыбскому (иногда к низам малотавротинского) горизонтам, образование которых происходило в условиях открытого мелководного шельфа. Коллекторы перекрыты верхнемалотавротинской глинисто-карбонатной покрышкой, образованной в условиях зарифового шельфа с ограниченным водообменном.

В силурийском природном резервуаре Верхнепечорской впадины коллекторы представлены седъельскими карбонатными пластами мелководно-шельфового генезиса. Покрышка зональная – глинистый пласт в основании гердъюского горизонта верхнего силура.

В овинпармских отложениях нижнего девона возможные коллекторы представлены маломощными карбонатными пластами, образованными в условиях открытого мелководного шельфа. Покрышки – одновозрастная внутриформационная овинпармская.

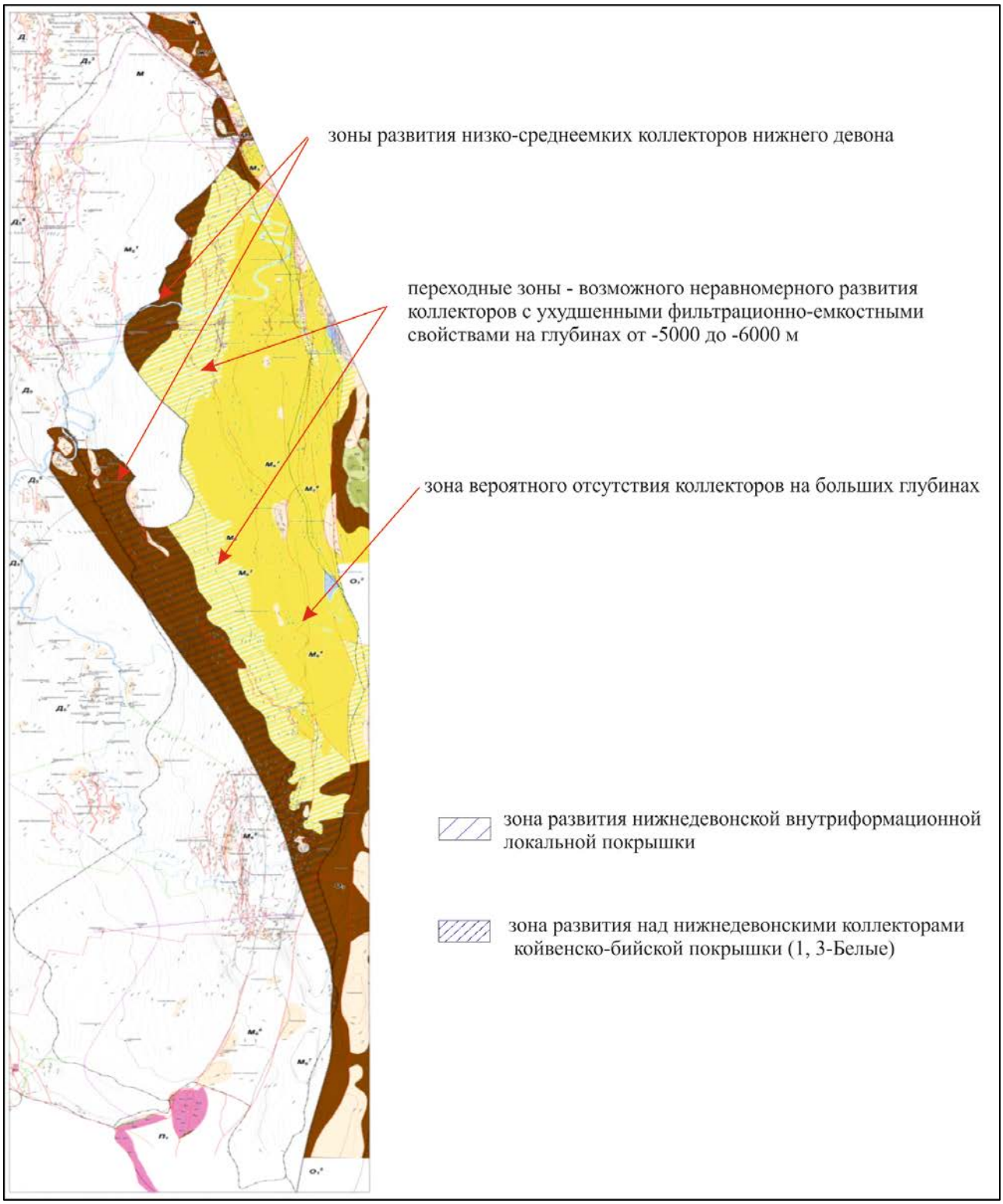


Рис. 5. Карта развития природных резервуаров нижнего девона

Положительную роль в формировании коллекторских свойств сыграла тектоническая трещиноватость пород в складчатых и привзбросовых зонах, в которых за счет растворения и выноса карбонатного материала по трещинам прогнозируется улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

В зонах размыва ордовикских, силурийских и нижнедевонских отложений и выхода коллекторских горизонтов под поверхность предкойвенского размыва, также предполагается распространение коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами под глинистой койвенско-бийской покрышкой.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ АССЕЛЬСКО-САКМАРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.И. Никонов
ООО «ТП НИЦ Нефтегаз», г. Ухта

Комплексный анализ литолого-фациальных и структурных критериев формирования нефтяных залежей в северной половине Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), многие годы ведущийся в Тимано-Печорском научно-исследовательском центре, показал, что значительными перспективами нефтеносности обладают пермские отложения, в последние годы незаслуженно забытые. Среди них особо выделяются ассельско-сакмарские карбонаты, в которых коллектора приурочены к высокоемким органогенным постройкам, залегающим на относительно небольших глубинах – 2-2,5 тыс. м.

Рассматриваемая в статье территория охватывает Денисовскую, Хорейверскую, Большесынинскую и часть Косью-Роговской впадины. Валы в значительной степени разбурены и не анализировались.

В течение **ассельско-сакмарского этапа седиментогенеза** в пределах современного Колвинского мегавала и на примыкающих к нему бортах Хорейверской и Денисовской впадин была развита крупная карбонатная мелководно-шельфовая карбонатная платформа, окруженная сезымской палеовпадиной глубиной до 100 м.

Ассельско-сакмарская платформа циклично расширялись с начала ассельского времени до середины сакмарского века. В позднесакмарское время сезымская палеовпадина была заполнена глинисто-мергелистыми осадками толщи заполнения. Принципиальная схема цикличного развития расширяющейся во времени ассельско-сакмарской платформы подтверждается материалами сейсморазведки 3D в Денисовской впадине. На временных разрезах отчетливо видны три или четыре цикла седиментации – вероятно, два ассельских и один-два сакмарских. Каждый циклит представлен отложениями карбонатной платформы, переходящими в краевой линейный биостром и далее в маломощные отложения области относительно глубоководного некомпенсированного глинисто-карбонатного осадконакопления (сезымская свита).

В пределах ассельско-сакмарской платформы установлено широкое развитие органогенных построек пластового типа – биостромов. В пределах платформы они имеют небольшую толщину от 5 до 10-20 м. Биостромы, приуроченные к краевым частям мелководья, похожи на барьерные рифы, имеют толщину от 20-30 м до 50-60 м. Они закартированы сейсморазведкой в Хорейверской впадине.

В Денисовской впадине по краю карбонатной платформы сейсморазведкой установлено наличие узких линейных рельефных органогенных построек, похожих на барьерные рифы. Известны они и в южной части Усинского вала.

В сезымской палеовпадине установлено развитие биогермов и атолловидных построек, а также выявлена мелкая карбонатная платформе – Сандивейская. Одиночные биогермы выявлены в Денисовском прогибе. В Хорейверской впадине и на Нитчемью-Сынинской ступени в сезымской палеовпадине установлены как одиночные биогермы, так и атолловидные постройки.

Одиночные биогермы иногда формируют архипелаги (Колвинская площадь).

В процессе литолого-фациального анализа выделены **три группы литотипов** ассельско-сакмарских отложений:

- биогермные, представленные органогенными типами известняков, характерные для органогенных построек любого типа, эти литотипы являются коллекторами;

- межбиогермные, представленные известняками, имеющими признаки биогермных литотипов, но более плотные, микрозернистые, перекристаллизованные, с алевритовой примесью, литотипы этих фаций с пористостью до 6-8% обычно представляют собой рассеивающие пачки и не являются флюидоупорами и коллекторами;

- иловые, представленные тонкозернистыми глинистыми известняками и мергелями, характерные для фаций ложа палеовпадины и толщи ее заполнения. Отложения ложа глубоководной впадины и толщи ее заполнения представляют собой как рассеивающие пачки, так и флюидоупоры.

Ассельско-сакмарские отложения перекрыты артинскими глинисто-карбонатными породами, а в зоне их размыва, в том числе на юге Хорейверской впадины, кунгурскими глинистыми отложениями. Последние являются надежной покрышкой, а артинские отложения на севере провинции становятся более карбонатными и теряют экранирующие свойства.

Нефтеносность ассельско-сакмарских построек первоначально была установлена в пределах валов – на месторождениях Колвинского мегавала (Усинское, Возейское, Харьягинское, Южно-Хыльчуюское), Шапкина-Юрьяхинского (Южно-Шапкинское, Шапкинское), Макариха-Салюкинского (Салюкинское) и Лайского (Лаявожское) валов. Здесь органогенные постройки не формируют самостоятельные ловушки, а являются частью крупных высокоамплитудных антиклинальных структур, поэтому эти объекты опоисковывались как сводовые ловушки.

Необходимость учета условий седиментации продуктивных отложений появилась в процессе поисковых работ на малоамплитудных объектах в Денисовской и Хорейверской впадинах. Анализ нефтеносности ассельско-сакмарских органогенных построек позволил установить, что во впадинах ловушки контро-

лируются не только структурным фактором, но и в значительной степени литологическим.

На юге рассматриваемой территории межбиогермные и межбиостромные отложения представлены известняками, имеющими признаки биогермных литотипов, но более плотные, микрозернистые, перекристаллизованные, с алевритовой примесью, литотипы этих фаций с пористостью до 6-8% обычно представляют собой рассеивающие пачки и не являются ни флюидоупорами, ни коллекторами.

Поэтому на крупных структурах все биогермы и биостромы объединены в единые крупные сводовые ловушки.

На Сандивейском месторождении установлено, что продуктивные ассельские коллектора состоят из отдельных пластовых биостромов, и все они имеют единый контур нефтеносности залежи минус 2175 м, который контролируется контуром Сандивейской структуры. За пределами биостромов коллекторы отсутствуют, но единый контур нефтеносности и литологическая характеристика показывают, что межбиостромные известняки проницаемы и не являются флюидоупорами.

Сейсморазведочными работами в пределах группы Баганских поднятий установлено, что по кровле ассельского яруса они объединены в единый Баганский свод, оконтуренный изогипсой минус 2030 м, размерами 24×13 км, высотой 134 м. На куполах открыты залежи нефти в ассельских отложениях на Северо-Баганском, Баганском и Восточно-Баганском месторождениях. Продуктивные биостромы имеют толщину от 5-10 м на Северо-Баганском месторождении до 43-70 м – на Баганском.

Нефтяные залежи ограничены границами ассельских биостромов. ВНК ассельских залежей Северо-Баганского и Баганского месторождений (на отметках минус 2028-2029 м) совпадают с контуром Баганского свода, что свидетельствует о их гидродинамической связи и отсутствии латеральных экранов между залежами и приуроченность к единой сводовой ловушке с локальным развитием коллекторов. Соответственно, все продуктивные биостромы Баганского свода должны рассматриваться как единая залежь, а не разбуренные участки с биостромами должны рассматриваться как нефтеносные.

Похожая ситуация выявлена на Центральносынинском поднятии, осложненном тремя куполами: Северо-Сынинским, Южно-Сынинским, Западно-Сынинским. В межкупольной части поднятия открыта залежь нефти в ассельско-сакмарской биогермной постройке (Южно-Сынинское месторождение). Проведенными исследованиями МОГТ-3D оконтурено еще несколько аналогичных биогермов.

В скважинах 16, 14 Южно-Сынинские, 4-Сынинская, вскрывших края органогенных построек, установлены признаки нефтеносности нижнепермских карбонатов по керну и при опробовании. ВНК, принятый на отметке минус 3432

м (этаж продуктивности 80 м), соответствует замкнутому контуру Центральносынинского поднятия. При этом межбиогермные известняки по керну (участками пористые, пористость по НГК 3-6%, прослоями до 8%), нефтепроявлениям и опробованию, не являются флюидоупорами, а представляют собой низкопроницаемую толщу. Следовательно, ассельско-сакмарская залежь нефти является сводовой в контуре всего Центральносынинского поднятия, но с локальным развитием коллекторов в биогермах, которые могут рассматриваться как отдельные нефтеносные участки единой залежи нефти.

В рельефе нижнепермских отложений биогермы отражаются незначительно. Тем не менее, на территории слабо дифференцированных пологих ступеней они играют структуроформирующую роль и формируют самостоятельные ловушки.

На юге рассматриваемой территории в связи с тем, что окружающие биогерм отложения заполнения палеовпадины не являются флюидоупорами, на таких мелких структурах залежи нефти приурочены к биогермам, но контролируются замкнутым контуром структуры облекания. В них сформированы отдельные антиклинальные ловушки.

В Хорейверской впадине вблизи Сандивейского месторождения антиклинальные залежи нефти в биогермах открыты на Северо-Хаяхинском и Восточно-Хаяхинском месторождениях. Аналогичная залежь нефти прогнозируется на Западно-Хаяхинском поднятии, где в скважине ИП был получен приток нефти, но в колонне она не была опробована.

В Цильегорской депрессии в скважине 1-Восточно-Молваюская кровля биогерма, мощностью около 20 метров, имеет характеристику продуктивного пласта, но обсажена технической колонной и не опробована. Прогнозируемая залежь нефти контролируется замкнутым контуром структуры облекания. В центральной части Цильегорской депрессии выявлена группа подобных объектов (Северо-Молваюские купола, Восточно-Молваюская, Усть-Молваюская, Шнайдермановская, Южно-Хоседаюская структуры и др.).

На нескольких очень мелких структурах в пределах одной органогенной постройки на юге рассматриваемой территории могут быть сформированы отдельные антиклинальные ловушки с залежами нефти с различными контурами нефтеносности. Такие ловушки закартированы в ассельско-сакмарской части разреза на куполах Сынинской структуры в Большесынинской впадине.

В районах развития мощной рассеивающей верхнесакмарской толщи над биогермами в центральной части Денисовской впадины условия для формирования и сохранности залежей УВ практически отсутствуют. Рассеивающая толща тут составляет от 80-120 м до 400 м. Лишь вблизи Колвинского мегавала, где резко сокращается мощность рассеивающей толщи до 20 м и менее, возможно выявление залежей нефти в небольших структурах

облекания линейных рифов. Открыта залежь нефти на Лесной структуре, прогнозируется на Кольцевой. Крупные сводовые структуры здесь отсутствуют.

В центральной части Хорейверской впадины на Колвинском месторождении установлено наличие экранирующих свойств верхнесакмарской толщи заполнения. Высота ассельско-сакмарских залежей нефти здесь достигает 120 м при высоте биогермов до 150 м. Коллекторами служат биогермные известняки, флюидоупором – перекрывающая их нижнеартинская карбонатно-глинистая пачка и окружающая верхнесакмарская толща заполнения. Пока открыты только три залежи, но многочисленные биогермы этого района можно рассматривать как потенциальные выскоамплитудные залежи нефти.

Сейсморазведочными работами на севере Хорейверской впадины в 80-е годы было выявлено большое число органогенных построек. Но, как оказалось, здесь перекрывающие глинисто-карбонатные артинские отложения являются рассеивающей толщей. Примером является разрез Сарутаюско-Вангурейяхинской зоны. Поэтому перспективы нефтеносности органогенных построек на этих территориях низкие.

Выводы. Таким образом, нефтеносность ассельско-сакмарских органогенных построек связана как со структурным фактором, так и с условиями седиментации перекрывающих и окружающих постройки отложений, от которых зависят их экранирующие или рассеивающие свойства.

В направлении с юго-запада на северо-восток снижается карбонатность верхнесакмарских отложений и, в результате улучшаются экранирующие свойства толщи заполнения. В то же время направлении с юго-запада на северо-восток увеличивается карбонатность артинских отложений и ухудшаются экранирующие свойства артинской покрышки. В Денисовской впадине между артинской покрышкой м биогермами появляется мощная верхнесакмарская рассеивающая толща.

Таким образом, в южной части территории северной половины ТПП в пределах крупных структур сформированы крупные сводовые ловушки с локальным распределением коллекторов органогенных построек, здесь остаются неопоискованными межкупольные зоны. Все мелкие структуры, имеющие в своем составе ассельско-сакмарские биостромы и биогермы, как на шельфовом мелководье, так и в сезымской палеовпадине являются нефтеперспективными, но только в замкнутом контуре структур, так как межбиостромные породы и толща заполнения палеовпадины не являются флюидоупором.

Севернее, в районе Колвинской группы структур, толща заполнения уже является флюидоупором и сохраняются экранирующие свойства артинской покрышки. Поэтому биогермы почти на всю высоту заполнены нефтью и высота ловушек не зависят от структурного фактора. Перспективны здесь все многочисленные биогермные ловушки.

Далее на север значительно ухудшаются экранирующие свойства артинской покрышки и залежи нефти в органогенных постройках, вероятно, отсутствуют.

В этой связи для улучшения качества прогноза нефтеносности нижнепермских органогенных построек появляется необходимость прогноза распространения флюидоупоров позднесакмарской толщи заполнения и артинской покрышки. С этой целью требуется проведение комплексных региональных научно-исследовательских работ для создания нескольких дробных моделей осадконакопления в ассельском, сакмарском, и артинском веках, дальнейшей корректировки их по мере поступления новых данных и формирование на этой основе карт развития коллекторских свойств, рассеивающих и экранирующих толщ для различных интервалов рассматриваемого разреза.

ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКИЕ КОЛЛЕКЦИИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ЦЕНТРА – ОСНОВА ДЛЯ СТРАТИФИКАЦИИ МАЛОИЗУЧЕННЫХ РАЗРЕЗОВ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО СЕДИМЕНТАЦИОННОГО БАССЕЙНА

Г.А. Шабанова[1], Т.И. Куранова[2]
[1]*ООО «ТП НИЦ Нефтегаз»*
[2]*ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта*

Основой всех геологических изысканий является **стратиграфия -** наука, изучающая последовательность формирования геологических тел и их первоначальные пространственные взаимоотношения.

От правильного анализа этих взаимоотношений зависит качество и количество поисковых объектов, их запасы, а также успешность разработки открытых месторождений.

Наиболее эффективно этот анализ может быть выполнен только при интеграции всех данных, полученных при совместном изучении лито-, биостратиграфических, геофизических данных, палео\петромагматизма, определение реперных уровней на каротажных диаграммах, данных сейсморазведки) и др. Но в первую очередь – это палеонтологические данные. Зачастую палеонтологический материал позволяет существенно уточнять модели строения выявленных и прогнозируемых залежей углеводородов, особенно в таких сложных тектонических структурах как Тимано-Печорский седиментационный бассейн (ТПСБ).

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта (ООО «ТП НИЦ») обладает значительным потенциалом первичных и коллекционных геолого-геофизических материалов: керн более чем 2200 скважин, петрографические шлифы, образцы пород из естественных обнажений Республики Коми, севера Ненецкого автономного округа, Мезенской синеклизы, минералогические коллекции. Наиболее ценными являются коллекции палеонтологического и палинологического материала, собранные специалистами организации, многие из которых известны как в России, так и за рубежом.

За 85 лет существования организации на основе палеонтологических данных, полученных не только из обнажений, а в большей мере из керна скважин, разработаны региональные литолого-фациальные, промыслово-геофизические, сейсмические реперные уровни, что позволяет довольно уверенно строить модели строения выявленных и прогнозируемых залежей углеводородного сырья. Главным достижением комплексного анализа стало составление общей стратиграфической схемы осадочного чехла Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), которую используют все геологические организации, работающие на этой территории.

Однако, в связи с глобальными изменениями в Международной (МСШ) и Общей (ОСШ) стратиграфических шкалах, в ТПСБ обозначились большие трудности в увязке местных стратиграфических уровней, наиболее значимых при поисках и разведке месторождений в этом регионе, с этими шкалами.

Вот только некоторые проблемы, которые могут быть решены при пересмотре старых палеонтологических коллекций:

- В триасовой системе предлагаемые изменения по корреляции горизонтов и свит платформенной части (Унифицированная схема, 1982 г.) и Предуральского прогиба (рабочая схема, 1995 г.), противоречат региональному направлению последовательности изменения фациальных зон и в распределении (как в разрезе, так и по площади) минералогических и петрографических комплексов, обладающими хорошими коррелятивными признаками в практически «немых» триасовых разрезах ТПП. Такое несоответствие возникло в связи с тем, что палеонтологические данные платформенной части, в отличие от Предуральской, практически не пересматривались.

- В пермской системе возникает проблема расчленения среднего и верхнего отделов в связи с отнесением уржумского горизонта, получившего статус яруса, и входившего ранее в состав татарского яруса (ныне отдела), к среднему (биармийскому) отделу. Таким образом, мы вообще теряем в ТПП татарский (верхний) отдел. Это же относится и к уфимскому ярусу, который в провинции имеет значительные мощности, особенно в Предуральском прогибе.

- Предметом широких дискуссий в настоящее время является граница среднего и верхнего отделов девона. Некоторые ученые представляют ее в подошве или внутри тиманского горизонта и даже поднимают в подошву саргаевского горизонта. Здесь требуется увязка терригенных разрезов, характерных для ТПП, и содержащих в основном фауну остракод и СПК, с морскими разрезами других регионов с конодонтовыми комплексами.

- Граница нижнего и среднего девона является также дискуссионной в региональном плане. Ранее она связывалась с койвенско-вязовским горизонтами, входящими в состав эмсского яруса, что полностью соответствует нашим исследованиям. Проведение этой границы внутри бийского горизонта не совсем логична с точки зрения историко-геологического анализа территории.

Таким образом, целью данной статьи является привлечение к изучению коллекционного материала ООО «ТП НИЦ» специалистов-стратиграфов, занимающихся разработкой и корреляцией стратиграфических схем не только ТПСБ, но и ОСШ, а также а также специалистов производственных организаций, ведущих поиски, разведку и эксплуатацию месторождений. Именно это подтолкнуло нас в предоставлении широкой публике информации по собранному в нашей организации богатейшему, порой уникальному, палеонтологическому материалу.

Комплексное изучение геолого-геофизического материала совместно с анализом палеонтологических остатков и создание коллекций в ТП НИЦ началось сразу же после ее создания в 1938 г.

Следует отметить, что большая часть каменного материала (керн скважин, образцы с обнажений) отбирался и доставлялся нашими литологами (Кушнаревой Т.И., Беляковой Л.Т., Калантар И.З., Танасовой С.Д., Пармузиной Л.В., Ларионовой З.В., Важениным Г.В., Рассказовой Н.Б., Галкиной Л.В. и многими другими). При их участии отрабатывались и защищались на МСК стратиграфические схемы.

Материалы коллекций использованы в многочисленных изданиях: монографиях, статьях, в путеводителях по обнажениям, которыми пользуются геологи российских и зарубежных институтов и производственных организаций.

О значении собранного и обработанного палеонтологического материала можно судить по следующим цифрам:

Коллекция спорово-пыльцевых комплексов мезозоя

Большая часть коллекции представлена материалами Голубевой (Ильиной) Л.П., в меньшей степени Никитиной О.Т., Ильиной Н.В.

Содержит постоянные препараты; пробирки из керна более чем 200 скважин по всем тектоническим элементам ТПП, в том числе морским, и основных

обнажений на реках Коротаихинской, Большесынинской впадин, южной части Печоро-Кожвинского мегавала (бассейн р. Печоры), северо-западной части Ижма-Печорской впадины и др.

По результатам изучения этих материалов выпущены монография «Миоспоры и стратиграфия нижнего триаса Печорской синеклизы» в соавторстве с Ярошенко О.П. и Калантар И.З., многочисленные отчеты, в том числе по нижнему и среднему триасу.

Ильина Л.П.

Коллекция спорово-пыльцевых комплексов и растительных остатков перми

Собрана в разные годы Домбровской Х.Р., Тельновой В.Д., Смоллер Г.Г., Никифоровой Л.В.

Содержит более 4000 постоянных препаратов с растительными остатками и миоспорами.

Тельнова В.Д.

Коллекция фораминифер C_3-P_1

Собрана Воложаниной П.П., Коноваловой М.В., Гринченко С.Г., Мусафировой Е.М. и др. Коллекция представлена ориентированными палеонтологическими шлифами, по которым составлено более 8000 определений.

В 1991 г. Коноваловой М.В. опубликована монография «Стратиграфия и фузулиниды верхнего карбона и нижней перми Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», а в 2015 г. по ее материалам при содействии ФГУП ВНИГРИ была подготовлена монография «Стратиграфия и фораминиферы среднего и верхнего карбона Тимано-Печорской провинции»», к сожалению вышедшая только в виде отчета. Собраны материалы по мелким фораминиферам пермских отложений Малоземельско-Колгуевской моноклинали.

Коллекция брахиопод и пелеципод C_3-P_1

Содержит каменный материал и заключения Воллосович Л.А. и Беды И.Ю. по скважинам и обнажениям по всем тектоническим элементам ТПП.

Коллекция фораминифер C_{1-2}-D_3

Собрана Дуркиной А.В., Воложаниной П.П., Костыговой П.К., Тирановой Л.С., Березюк Т.М. и содержит материал более чем по 1308 скважинам.

Воллосович Л.А.

По анализу этих материалов опубликованы многочисленные статьи, монография А.В. Дуркиной «Фораминиферы серпуховского яруса Тимано-Печорской провинции» (2002 г.), в 2004 г. «Печорский палеобассейн в визейском и серпуховском веках и фораминиферы нижнего визе» (Костыгова П.К.). Собраны материалы по стратиграфии и фораминиферам турнейского яруса нижнего карбона Тимано-Печорского субрегиона.

Костыгова П.К.

Коллекция остракод C_1 - D_2

Собрана в разные годы Мартыновой Г.П., Солопекиной Г.В., Москаленко М.Н., Фокиным Н.А., Куликовой Н.К.

Содержит остракоды в камерах Франке (36000 шт.).

Москаленко М.Н., Шамсутдинова Л.Л

Москаленко М.Н. опубликована монография «Среднедевонские остракоды Тимано-Печорской провинции» (1999 г.). Кроме того, собран богатый материал для монографии «Остракоды верхнего девона Тимано-Североуральского региона».

Коллекции спорово-пыльцевых комплексов D_{2-3}

Основной материал коллекций собран Вербовой Н.И. (терригенный девон), Шутовой Т.И. (верхний девон), в меньшей степени Войтович И.А., Гольцман В.Н., Сенновой В.Ф., Медяник С.И. Коллекция представлена постоянными препаратами и пробирками.

Шутова Т.И., Беда И.Ю.,

Вербова Н.И.

Коллекции брахиопод D_3-S

Содержит каменный материал и заключения Нефедовой М.И., Юдиной Ю.А. – полевые сборы и материалы из керна скважин практически по всей территории ТПП.

По материалам Юдиной Ю.А. и Москаленко М.Н. опубликованы путеводители по опорным разрезам франского яруса Южного Тимана.

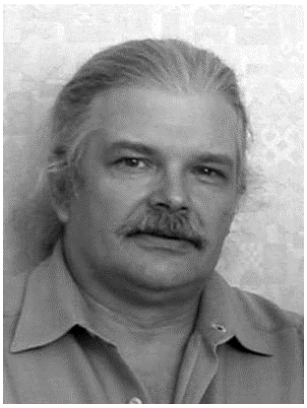
Юдина Ю.А.

Коллекция остракод S_1-D_1

Представлена материалом Шамсутдиновой Л.Л Содержит остракоды в камерах Франке (более 7000 шт.).

По этим данным в сооавторстве с Абушик А.Ф. (ВСЕГЕИ) опубликована монография «Остракоды раннего девона Тимано-Печорской провинции», а также статьи в соавторстве с Юрьевой З.П.

Коллекция конодонтов



Коллекция представлена полевыми сборами и материалом из керна скважин, собранным и систематизированным Мельниковым С.В., Мельниковой Л.И.

Конодонты ордовика и силура Тимано-Североуральского региона опубликованы в монографии Мельникова С.В.

Мельников С.В.

Кроме того, коллекция содержит обширный материал с конодонтами D_{2-3}.

РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЕРХНЕАРТИНСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ МОЛАССЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

М.В. Швецов, Л.В. Мелькова, Ю.В. Кочкина
Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Объектом исследований данной работы являются отложения верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины (ВПВ) Предуральского краевого прогиба. Проанализирована геолого-геофизическая информация по 116 скважинам девяти структур (Пачгинская, Курьинская, Северо-Курьинская, Рассохинская, Анельская, Луньвожпальская, Патраковская, Андюгская, Мартьюская) и данные сейсморазведки 2D в объеме 1600 пог. км.

Исследуемые отложения представляют собой достаточно однообразную толщу мощностью до 1400 м тонко чередующихся песчано-глинистых разностей, сформированных в прибрежно-морских условиях. Снизу вверх здесь залегают: аргиллиты с прослоями известняков; переслаивание алевритистых аргиллитов с отдельными прослоями сильноглинистых полимиктовых алевролитов и песчаников; алевритистые и известковистые тонкослоистые аргиллиты с прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых полимиктовых песчаников; переслаивание полимиктовых песчаников и алевролитов с прослоями мергелей и аргиллитов, линзами гравелитов (редко); ритмичное переслаивание песчаников (явно преобладающих в разрезе), алевролитов и аргиллитов.

По условиям формирования и глубинам залегания отложения молассы считаются весьма перспективными в нефтегазоносном отношении, хотя вопрос об источнике газа в рассматриваемых отложениях на территории ВПВ является не до конца изученным. Результаты выполненных исследований дают основание предполагать, что данная толща является газоматеринской и образованный в ней газ занял емкостное пространство вмещающих пород и вышележащих низкопроницаемых коллекторов нетрадиционного типа.

Для установления благоприятных условий газообразования на данной территории использованы такие методы изучения, как определение содержания органического углерода ($С_{орг}$) в породе, определение отражательной способности витринита (ОСВ), построение моделей прогрева отложений, палеотектонические реконструкции развития территории.

Тип органического вещества (ОВ) терригенных отложений молассы предположительно смешанный, сапропелево-гумусовый, с преимущественным содержанием гумусовой составляющей, поскольку накопление пород происходило в мелководно-шельфовых и прибрежных условиях постепенно мелеющей впадины вблизи от источника сноса терригенного материала. По количественному $С_{орг}$, определенному как в керне, так и по данным геофизических исследований скважин, породы характеризуются повышенными

значениями $C_{орг}$ и обладают газоматеринскими свойствами (Рис. 1). Максимальными концентрациями ОВ ($C_{орг}$>2,0%) обладают прослои кремнисто-мергелистых аргиллитов, выступающие в роли нетрадиционных коллекторов, которые присутствуют в разном объеме во всех выделенных пачках (в верхних – меньше, в нижних – больше), и суммарная толщина которых в среднем составляет 36% от общей толщины молассы, в отдельных скважинах увеличиваясь до 60,8% (скв. 60-Рассохинская).

Палеогеотермический режим недр и степень возможной реализации нефтегазогенерационного потенциала рассеянного ОВ определялись на основании моделей прогрева толщ (Рис. 2) и палеотектонических реконструкций (Рис. 3). Правильность построений контролировалась по данным ОСВ, опубликованных в работах Баженовой Т.К., Данилевского С.А., Калмыкова Г.С. и др.

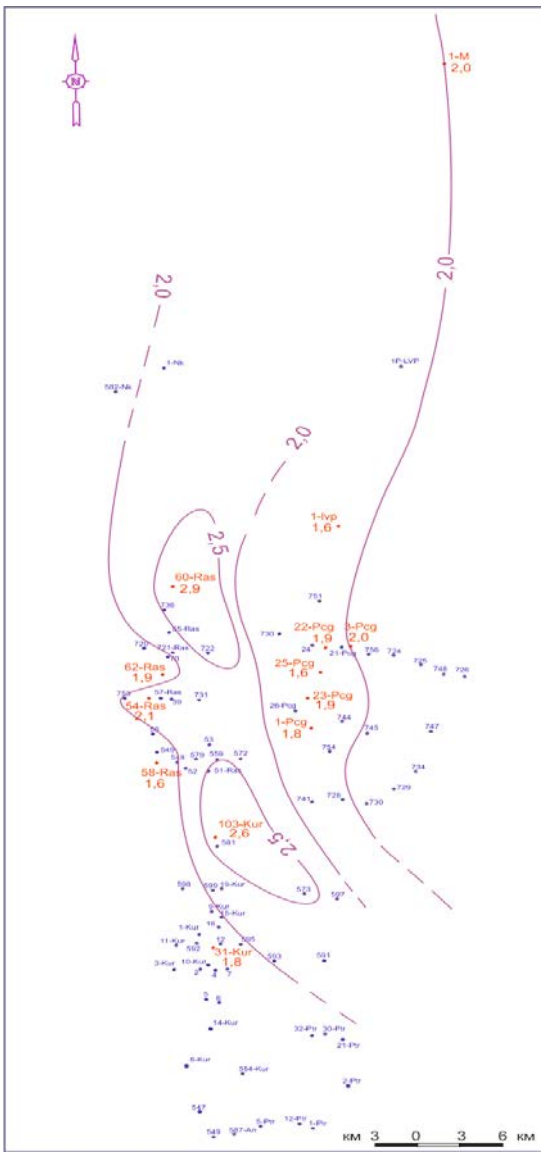
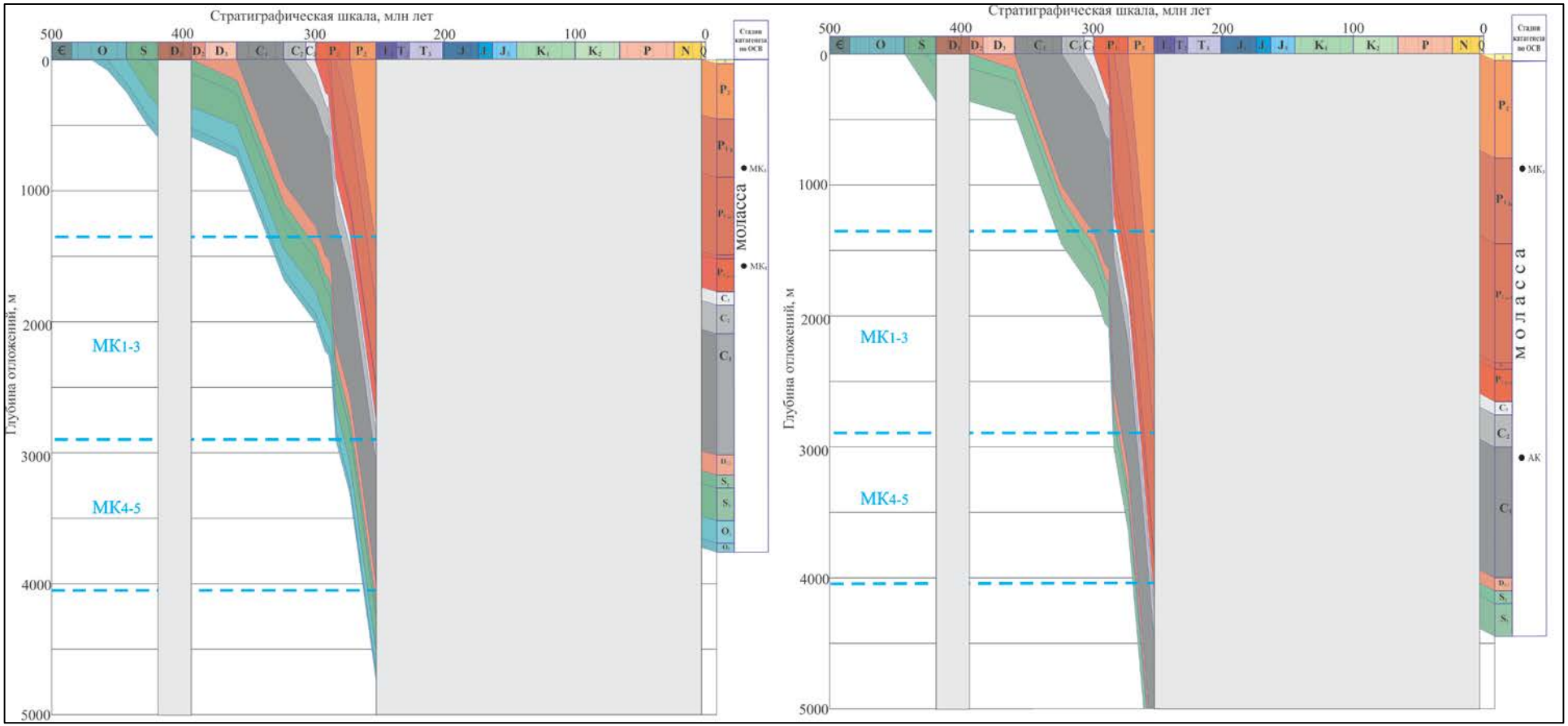


Рис. 1. Карты распределения средних значений $C_{орг}$ (учтены все определения $C_{орг}$)



а б

Рис. 2. Модели истории погружений и прогрева молассы (а – скв. 103-Курьинская, б – скв. 1-Пачгинская)

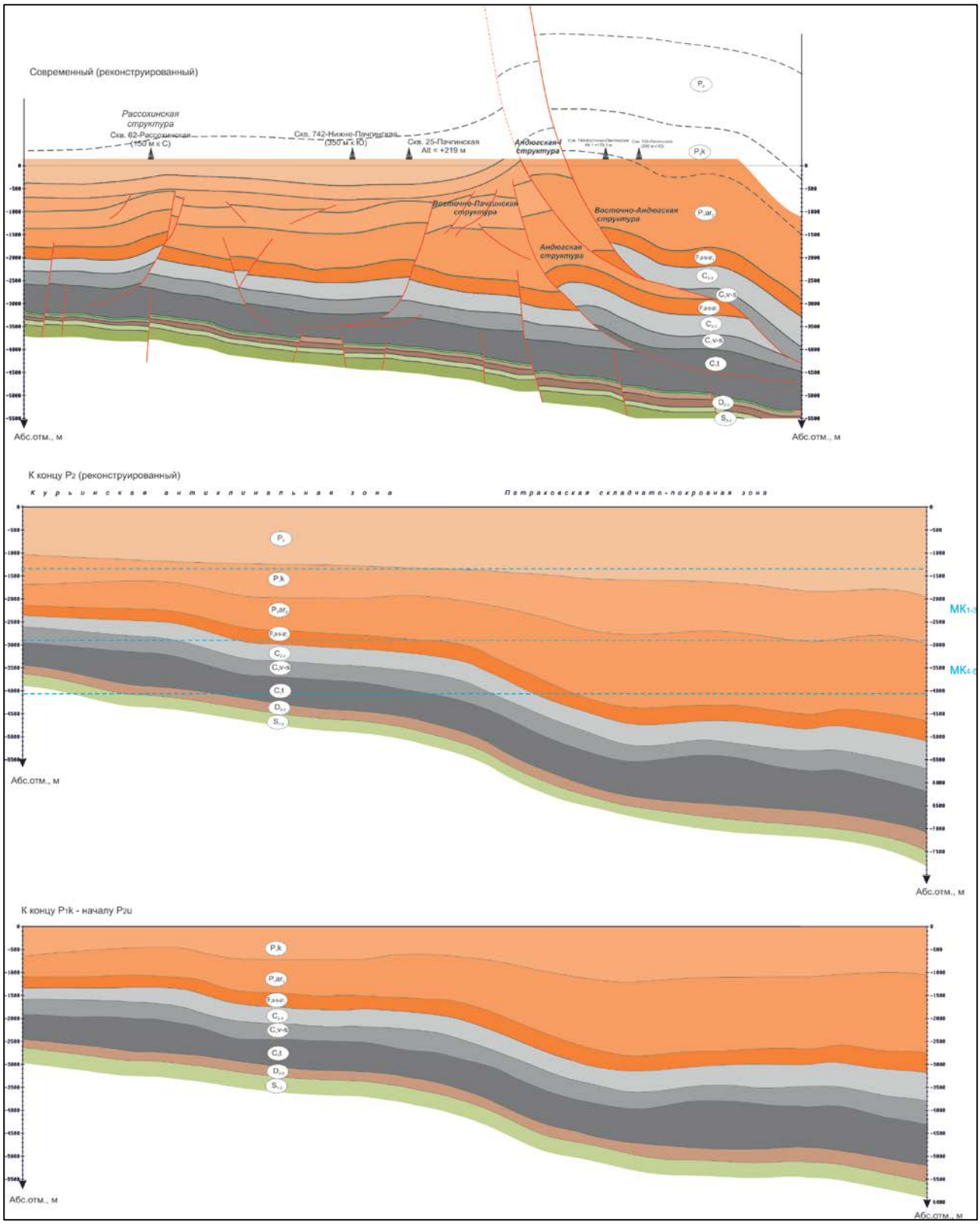


Рис. 3. Палеотектонический разрез осадочного чехла по линии скважин 62-Рассохинская – 25-Пачгинская – 726-Пачгинская

Как показали результаты палеотектонических реконструкций на рассматриваемой территории в отложениях терригенной верхнеартинской молассы очаг газообразования, содержащий газогенерирующие породы, может

быть выделен в области их максимального погружения в районе Мартьюской, Луньвожпальской и Пачгинской структур. Данная территория характеризуется специфичным палеотектоническим развитием, при котором верхнеартинские отложения, хотя и расположенные на современном этапе на небольших глубинах 800-1800 м, к концу P_2-T уже достигли стадий катагенеза $МК_{4-5}$ и реализовали свой генерационный потенциал. Содержащееся в них ОВ со значительной долей гумусовой составляющей способствовало преимущественной генерации углеводородных газов.

Количественная оценка газового потенциала сланцевых толщ существенно затруднена из-за специфики строения содержащихся в них залежей углеводородов (УВ) и сложности выделения перспективных нефтегазосодержащих объектов с помощью традиционных методов.

Оценка газового потенциала очага генерации и расчет начальных потенциальных ресурсов УВ рассматриваемых отложений выполнен эволюционно-катагенетическим методом [1] и количественным математическим моделированием [2].

Эволюционно-катагенетический метод [1] заключается в учете масштабов генерации и аккумуляции УВ нефтегазоматеринскими и нефтегазовмещающими породами, расчете начальных потенциальных ресурсов УВ на основе последовательной реконструкции катагенетической эволюции осадочного бассейна, расчете мощности, плотности, объема и массы глинистых и карбонатных нефтегазоматеринских отложений к началу максимально пройденного этапа катагенеза. Высокая достоверность оценки обеспечивается не только конкретизацией ретроспективных значений палеотемператур, степени катагенеза, типа и содержания рассеянного ОВ по стадиям его изменения, но и расчетных коэффициентов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ.

С.Г. Неручевым с соавторами [2] разработана методика оценки ресурсов УВ на основе количественного математического моделирования процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений в соответствии с основными положениями осадочно-миграционной теории образования нефти и газа. В области генерации УВ – создание качественных эмпирических моделей нефтегазообразования в процессе катагенеза ОВ пород; балансовых уравнений для количественной оценки генерации нефти и газа; количественных моделей генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ материнских пород; методов расчета плотностей генерации и эмиграции нефти и газа; суммарных количеств генерированных и эмигрировавших из материнских пород УВ. В области изучения миграции УВ и формирования месторождений – определение механизма, путей и направлений миграции нефти и газа, скоростей миграции УВ, максимальных расстояний миграции и т.д.

В результате расчетов, выполненных двумя методами, начальные потенциальные ресурсы в терригенных отложениях молассы составили около 150 млрд м^3 газа.

Таким образом, рассматриваемые отложения молассы обладают газоматеринскими свойствами, продуктивность которых может достигаться за счет высоких концентраций рассеянного ОВ ($C_{орг}$ в среднем 2,1%) с преимущественно гумусовой составляющей, высоких стадий катагенеза (до $МК_{4-5}$), значительной толщины накопления (1 км и более). Затрудненная возможность эмиграции газа из газоматеринской толщи в связи с низкой пористостью и проницаемостью пластов-коллекторов способствует накоплению его непосредственно в самой газоматеринской толще. Реализация генерационного потенциала ОВ возможна также в виде эпигенетичных газовых скоплений, сформированных за счет латеральной и вертикальной миграции по восстанию пластов.

Доля песчаных прослоев в терригенно-глинистом разрезе молассы возрастает снизу-вверх, что позволяет проследить в ней семь литологических пачек и выделить в них коллекторы традиционного и нетрадиционного типа. Разделение коллекторов происходит по граничному значению проницаемости, принятому для газа равным $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм, и пористости, установленному для коллекторов порового типа как 8% [3]. Всего выделено четыре типа пород, характеризующихся различным строением порового пространства (Рис. 4):

I тип – песчано-алевритовые породы и аргиллиты, обладающие примерно одинаковыми емкостными свойствами, которые по емкости относятся к преимущественно поровым и по фильтрации – к низкопроницаемым. Коллекторы, выделенные здесь, являются традиционными, эффективную емкость в них составляют поры, трещины, каверны, проницаемость выше граничной. Они содержат подвижный в пластовых условиях газ и свободно отдают его;

II тип – мелко- и (редко) среднезернистые породы, плохо сортированные песчано-алевролитовые породы с высоким содержанием кальцита в составе цемента, поры в которых плохо соединяются между собой и являются «закрытыми». Коллекторы нетрадиционного типа, движение флюидов в них затруднено и возможно только при искусственной стимуляции трещин;

III тип – низкоемкие разности, представленные мелкозернистым породами, большая часть пор в которых имеет вторичное происхождение и развивается вследствие растворения зерен и цемента. Коллекторы можно отнести к традиционным, они почти всегда имеют естественную трещиноватость и по типу пустотного пространства являются трещинными и кавернозно-трещинными;

IV тип – мелкозернистые глинисто-алевролитовые породы с широким развитием базального цемента кальцитового состава, с преобладанием в пустотном пространстве субкапиллярных пор, занятых связанной водой. Это

зона неколлекторов или полуколлекторов.

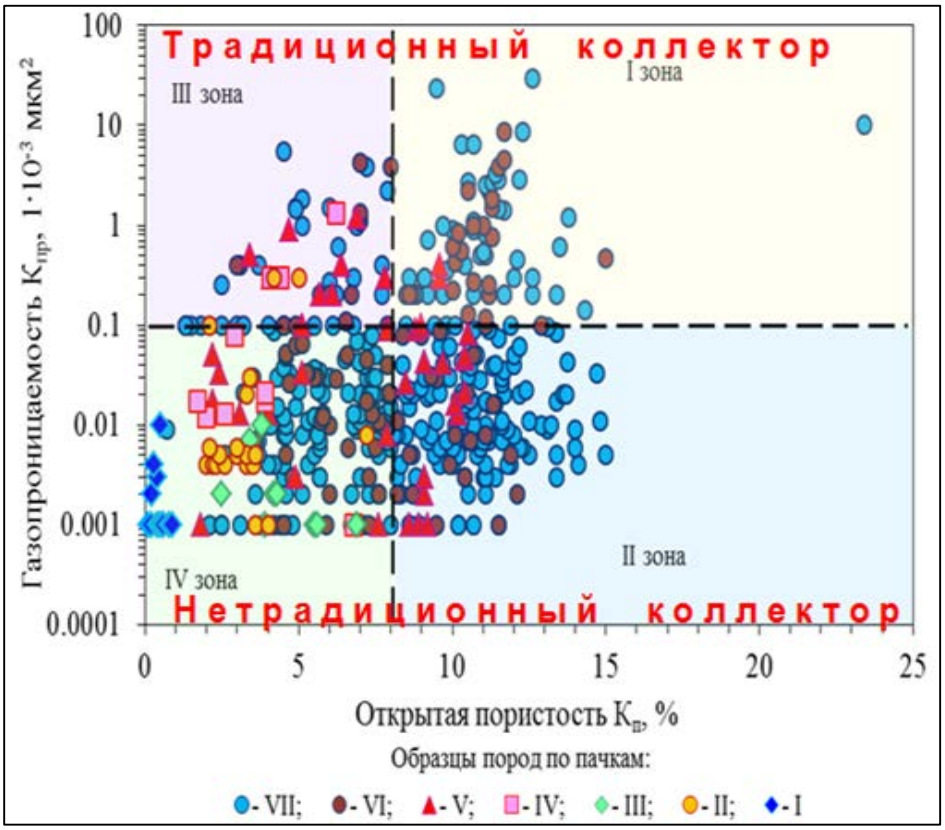


Рис. 4. Распределение традиционных и нетрадиционных коллекторов по литологическим пачкам

Выделенные на исследуемой территории коллекторы I и III типов являются традиционными, эффективную емкость в них составляют поры, трещины, каверны, проницаемость выше граничной. Такой коллектор может содержать подвижный в пластовых условиях газ и отдавать его. Коллекторы II и IV типов относятся к нетрадиционным, обладают проницаемостью ниже граничной, эффективная емкость представлена трещинами в рассеянном состоянии и микропорами. Газ в них может находиться в защемленном, связанном состоянии, и коллектор может отдавать флюид только после проведения мероприятий по интенсификации притока в виде гидроразрыва пласта и др.

Скопления УВ в нетрадиционных коллекторах, как правило, не контролируются антиклинальными структурами и не содержат подошвенных или законтурных вод, в них отсутствует водонефтяной контакт, так как такие отложения одновременно и генерируют, и сохраняют УВ. Залежи могут быть связаны с протяженными резервуарами, связанными с очагами газогенерации. На исследованной территории таким районом является область Мартьюской, Луньвожпальской и Пачгинской площадей, который и является

первоочередным для дальнейшего изучения комплексом геологоразведочных работ.

Литература

1. Современный эволюционно-динамический метод прогноза нефтегазоносности геолого-экологических регионов особо сложного строения (на примере юга Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции) / А.И. Дьяконов, Н.Д. Цхадая, Т.А. Овчарова, В.М. Юдин, В.В. Иванов, Н.И. Кузнецов – Ухта: УГТУ, 2002. – 88 с. [электронный ресурс]. Режим доступа: lib.ugtu.net/system/files/books/2002/!poz012.pdf.

2. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.

3. Петрофизическая модель сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов нижнепермской терригенной молассы Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, М.В. Швецов, Ю.В. Кочкина, Л.В. Мелькова // Газовая промышленность. – 2022. – № 3 (830). – С. 30 – 43.

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ В ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-НИЖНЕПЕРМСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ КОМПЛЕКСЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

А.В. Баранова, А.Г. Сотникова, С.А. Лукова, О.В. Баркина, А.Ю. Петрова
ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва

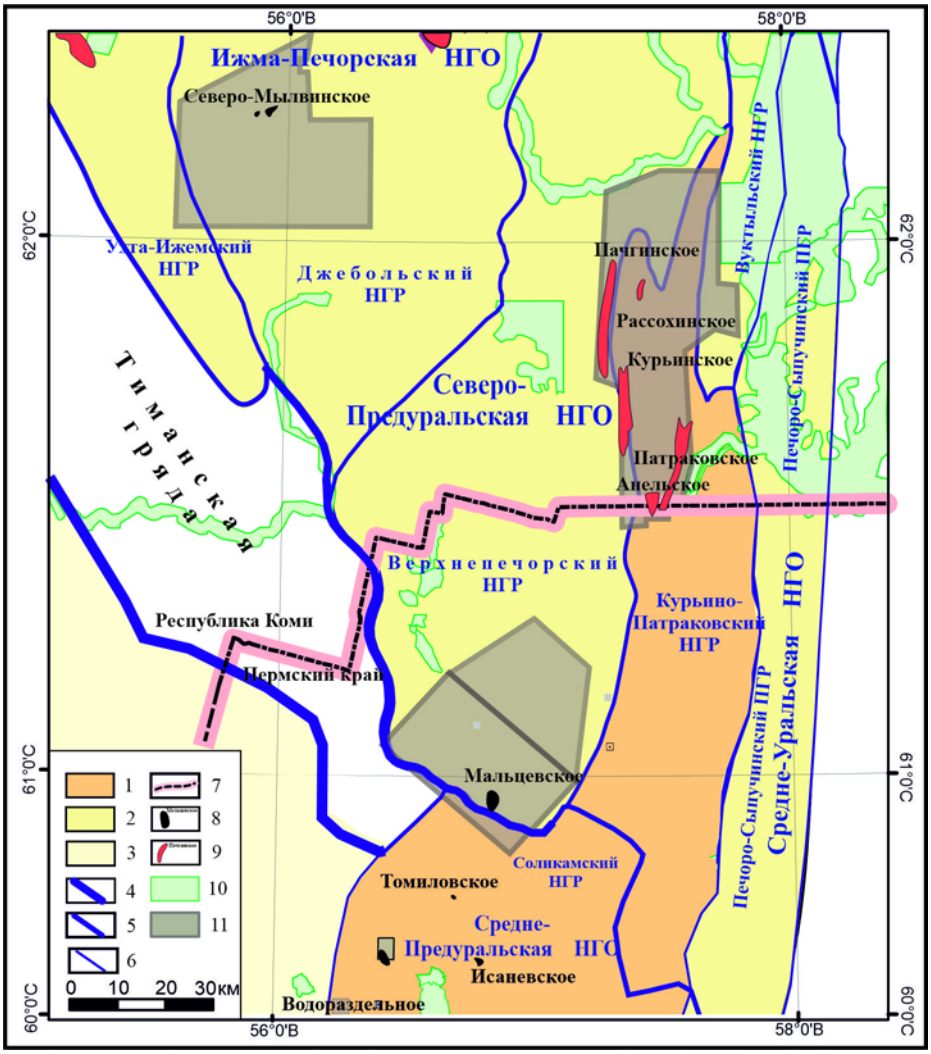
На протяжении последних лет добыча УВ сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП) в результате открытия новых месторождений не компенсируется приростом разведанных запасов. Согласно результатам количественной оценки ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2017 г. южные районы провинции, являющиеся одним из старейших регионов нефте- и газодобычи, характеризуются высокой плотностью неразведанных ресурсов УВ (Рис. 1). Промышленная нефтегазоносность установлена в стратиграфическом диапазоне от среднего девона до нижней перми. Одними из направлений эффективного воспроизводства запасов УВ являются верхневизейско-нижнепермские карбонатные отложения, фациальный облик которых сильно изменчив по площади и разрезу. Залегая на доступных для бурения глубинах, в отложениях каменноугольной и пермской систем могут быть подготовлены новые поисковые объекты.

Территория исследований, согласно тектоническому районированию, охватывает структурные элементы I порядка Тимано-Печорской плиты, северного сегмента Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны. В отношении нефтегазогеологического районирования занимает южные районы Тиманской, Ижма-Печорской, Северо-Предуральской нефтегазоносных областей (НГО) и отдельные нефтегазоносные районы (НГР) Западно-Уральской НГО.

Ижма-Печорская синеклиза представляет собой обширную моноклиналь, полого наклоненную на восток с террасовидными осложнениями и малоамплитудными тектоническими нарушениями в нижней части осадочного чехла. Глубины залегания комплекса изменяются от 50 м в ее западной части до 1000 м в восточной.

Верхнепечорская впадина Предуральского прогиба по кровле карбонатов карбона-нижней перми имеет асимметричное строение – сочленение с Тимано-Печорской плитой определяет спокойную тектонику ее западного борта, а Урал - интенсивную дислоцированность восточного. Западный борт впадины представляет собой моноклиналь, погружающуюся на восток, для которой характерны складки небольших размеров и амплитуд (до 100 м), флексуры и структурные «носы». На восточном борту выявлены узкие асимметричные складки уральского простирания амплитудой до 1000 м, своды которых с глубиной сме-

щаются к востоку [1]. Глубины кровли комплекса изменяются от 1000 м на востоке до 2800-3000 м – на западе.



Условные обозначения

Плотность геологических ресурсов УВ категории D_0+D, (тыс. т на км^2) на 01.01.2017 г.: 1 – 25-50, 2 – 10-25, 3 – 5-10; Нефтегазогеологические границы: 4 – нефтегазоносной провинции, 5 – нефтегазоносной области, 6 – нефтегазоносного района; 7 – границы субъектов РФ, Месторождения УВ и их название: 8 – нефтяные, 9 – газовые; 10 – заповедники, 11 – лицензии.

Рис. 1. Обзорная карта района работ

Крайним восточным тектоническим элементом в пределах площади исследования является Западно-Уральская складчато-надвиговая зона.

Априорная модель строения южных районов провинции базируется преимущественно на геолого-геофизических материалах, полученных в 80-90-е годы прошлого столетия, за исключением работ в пределах Передовых складок Урала направленных на картирование надвигов, а также детализационных ис-

следований ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в пределах Курьинской и Патраковской складчато-надвиговых зон.

В результате ГРР на юге провинции промышленная газоносность верхнего карбона – нижней перми установлена в высокоамплитудных антиклинальных структурах, связанных с фронтальными частями надвигов на Рассохинской, Пачгинской и Анельской площадях, нефтеносность – в башкирских отложениях на Мальцевской. На Курьинском месторождении в каменноугольно-нижнепермских отложениях наблюдались газопроявления [2, 3]. Кровля карбонатов нижней перми на границе с терригенной верхнеартинской толщей нарушена многочисленными субвертикальными и наклонными разломами, создающими условия для формирования в карбонатах порово-трещинного коллектора и повышает их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

На основе обобщения и анализа геолого-геофизических материалов разных лет проведен седиментологический анализ верхневизейско-нижнепермских отложений с целью корреляции разрезов, уточнения их стратиграфических объемов и литолого-фациальных особенностей. Данные бурения скважин включали литологические описания керна, палеонтологические определения возраста отложений по фауне фораминифер и спорам растений, кривые ГИС. Интерпретация разрезов скважин проведена на основе генетического анализа отложений. Для карбонатной части разреза выстроена последовательность разрезов на основе стандартной седиментационно-емкостной модели бентоногенной формации [5].

Карты строения отдельных интервалов разреза верхневизейско-нижнепермского НГК разработаны на основе данных седиментологического анализа отложений, интерпретации региональных и площадных материалов сейсморазведки МОГТ-2D, палеогеографических и региональных структурных карт. Границы седиментационных зон устанавливались по результатам сейсмофациального анализа временных разрезов. В областях с отсутствием геофизических данных картопостроение велось согласно карте мощностей комплекса, выполненной путем экстраполяции данных бурения и сейсморазведки.

В составе ***верхневизейско-нижнепермских отложений*** южной части Тимано-Печорской НГП выделено два комплекса:

- верхневизейско-нижнемосковский терригенно-карбонатный;

- верхнемосковско-нижнеартинский карбонатный.

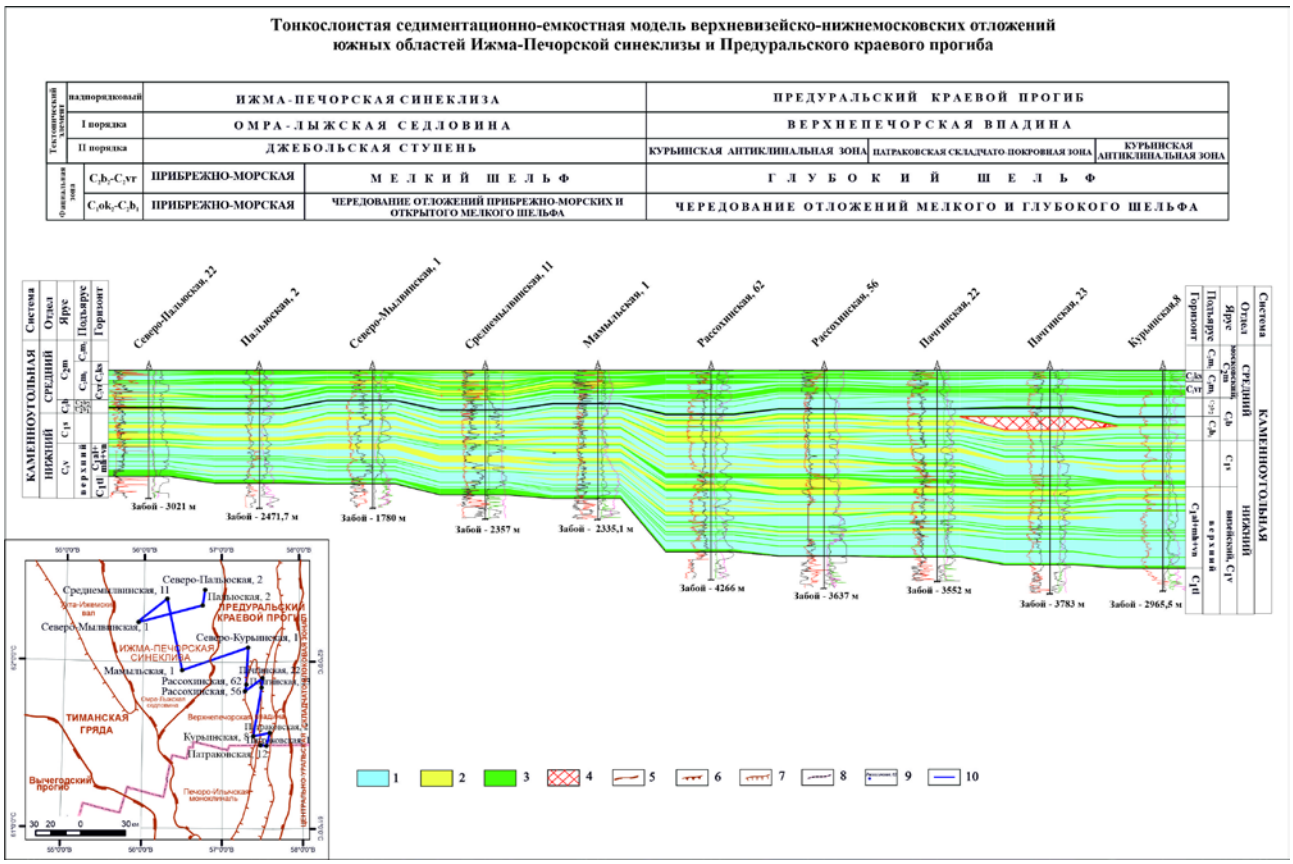
Верхневизейско-нижнемосковский комплекс характеризуется условиями осадконакопления от прибрежно-морских до мелководно-шельфовых и сложен чередованием пластов и пачек карбонатных и глинистых пород. Верхняя граница отложений проводится вблизи кровли каширского горизонта нижнемосковского подъяруса, нижняя – в подошве карбонатно-терригенной пачки нижней части алексинского горизонта верхневизейского подъяруса, представленной глинами с прослоями известняков, песчаников и алевролитов.

В практике ГРР Волго-Уральской НГП отложения данного комплекса подразделяются на два подкомплекса – окско-нижнебашкирский и верхнебашкирско-нижнемосковский, в каждом из которых выделены пласты-коллекторы и флюидоупоры.

В *окско-нижнебашкирских терригенно-карбонатных отложениях* на территории исследования залежь УВ установлена на Мальцевской площади. Ловушка УВ относятся к структурному типу и генетически связана с развитием карбонатного Фадинского палеоплато и сопутствующими клиноформными комплексами в нижележащем верхнедевонско-турнейском НГК. На сопредельных территориях Волго-Уральской НГП окско-нижнебашкирские отложения являются основными по объему запасов УВ.

Коллекторами являются известняки детритово-биоморфные, детритовые, комковатые и сгустково-комковатые и развитые по ним доломиты. Биоморфные и детритовые разности сложены разной сохранности биогенными остатками: клубками-желваками цианобионтов и чехлами зеленых водорослей, раковинами микритизированных фораминифер, остатками иглокожих, раковинным детритом, фрагментами мшанок, кораллов. Покрышкой служат глинистые и окремненные известняки верхнебашкирского подъяруса и глинистые пласты в основании верейского горизонта.

Прибрежно-морская седиментационная зона выделена на Восточно-Тиманском вале, в западной и северной частях Джебольской моноклинали. Разрез характеризуется преобладанием отложений приливно-отливного генезиса мощностью до 175 м, повышенной глинистостью разреза, пестроцветностью пород, тонкой ритмичностью, присутствием прослоев седиментационных доломитов, сульфатов, доломитовых брекчий, преобладанием в строении карбонатов тонкозернистых структур и прослоев с органогенно-обломочной, интракластовой и оолитовой структурами (Рис. 2).



Условные обозначения

1 – плотные карбонатные породы приливно-отливных равнин и мелкого шельфа: пелитоморфные, пелитоморфные с детритом, мелкокомковатые, глинистые микрозернистые, 2 – пористые карбонатные породы: органогенно-обломочные, оолитово-обломочные, оолитовые (отложения карбонатных отмелей – бары, косы), 3 – глинистые породы смешанного типа, 4 - интервал удвоения разреза; Тектонические границы: 5 – надпорядковые, 6 – I порядка, 7 – II порядка; 8 – границы субъектов РФ, 9 – скважины, участвующие в корреляции отложений, 10 – линия корреляции отложений.

Рис. 2. Тонкослоистая седиментационно-емкостная модель верхневизейско-нижнемосковских отложений юга Ижма-Печорской синеклизы и Предуральского краевого прогиба

Зона с чередованием отложений приливно-отливных и открытого шельфа оконтурена на юго-востоке Джебольской моноклинали. Отложения представлены сочетанием пестроцветных пород, аналогичных вышеописанным, и пород с органогенно-детритовыми, детритово-обломочными, оолитово-обломочными, микрозернистыми с детритом, глинистыми микрозернистыми структурами. Мощность разреза составляет 175-250 м (Рис. 2);

Зона открытого шельфа занимает южную и северо-восточную части Верхнепечорской впадины в разрезе преобладают карбонатные породы с биоморфно-детритовыми, детритово-обломочными, оолитово-обломочными, микрозернистыми с детритом и комками структурами (и реликтовыми структурами в доломитах). Мощность разрезов составляет 250-450 м (Рис. 2).

Месторождения УВ в *верхнебашкирско-нижнемосковских отложениях* в том числе, значительные по запасам, открыты в Соликамской впадине Волго-Уральской НГП. Пласты коллекторы образованны в пределах мелководного шельфа и приурочены к нижней части верейского горизонта - фораминифero-водорослевые, оолитовые известняки и раковинно-известняковые песчаники. В Тимано-Печорской НГП область мелководного шельфа с карбонатными отмелями имеет ограниченную площадь и развита в узкой зоне центральной части Джебольской моноклинали и на юго-западе Печоро-Илычской (Рис. 2).

По результатам исследований установлено, что основные перспективы верхневизейско-нижнемосковского комплекса связаны с пластами и линзами обломочно-оолитовых, органогенно-детритовых разностей известняков карбонатных отмелей **на открытом мелководном шельфе, развитых в южной и северо-восточной областях Верхнепечорской впадины**. Прослеживающиеся значительные по мощности пласты глин и аргиллитов могут являться потенциальными флюидоупорами. Прибрежно-морская зона и область глубокого шельфа характеризуются наличием единичных и маломощных прослоев пористых известняков среди плотных.

Верхнемосковско-нижнеартинский комплекс отложений представлен в нижней части (верхнемосковский подъярус - нижняя часть ассельского яруса) карбонатными образованиями, сформировавшимися в условиях открытого шельфа, в верхней (верхняя часть ассельского яруса - артинский ярус) – на стадии развития барьерной рифовой системы. Нижняя граница комплекса, как отмечалось выше, проводится вблизи кровли каширского горизонта, верхняя - четко отбивается на диаграммах ГИС по резкой смене карбонатных отложений нижнеартинского подъяруса терригенными верхнеартинского.

Прибрежно-морская седиментационная зона выделена на юге Ухта-Ижемского вала и прилегающих районах Джебольской моноклинали. Характеризуется преобладанием в разрезе отложений приливно-отливного генезиса, среди которых встречаются маломощные пачки и пласты пород шельфового происхождения. Интервал разреза верхнемосковско-нижнеартинского возраста сложен доломитами тонкозернистыми, пестроокрашенными, окремненными, доломитизированными известняками с реликтами органогенно-обломочного строения, пермская часть разреза - слабоглинистыми микрозернистыми известняками, тонкокристаллическими доломитами, загипсованными с прослоями ангидритов (Рис. 3);

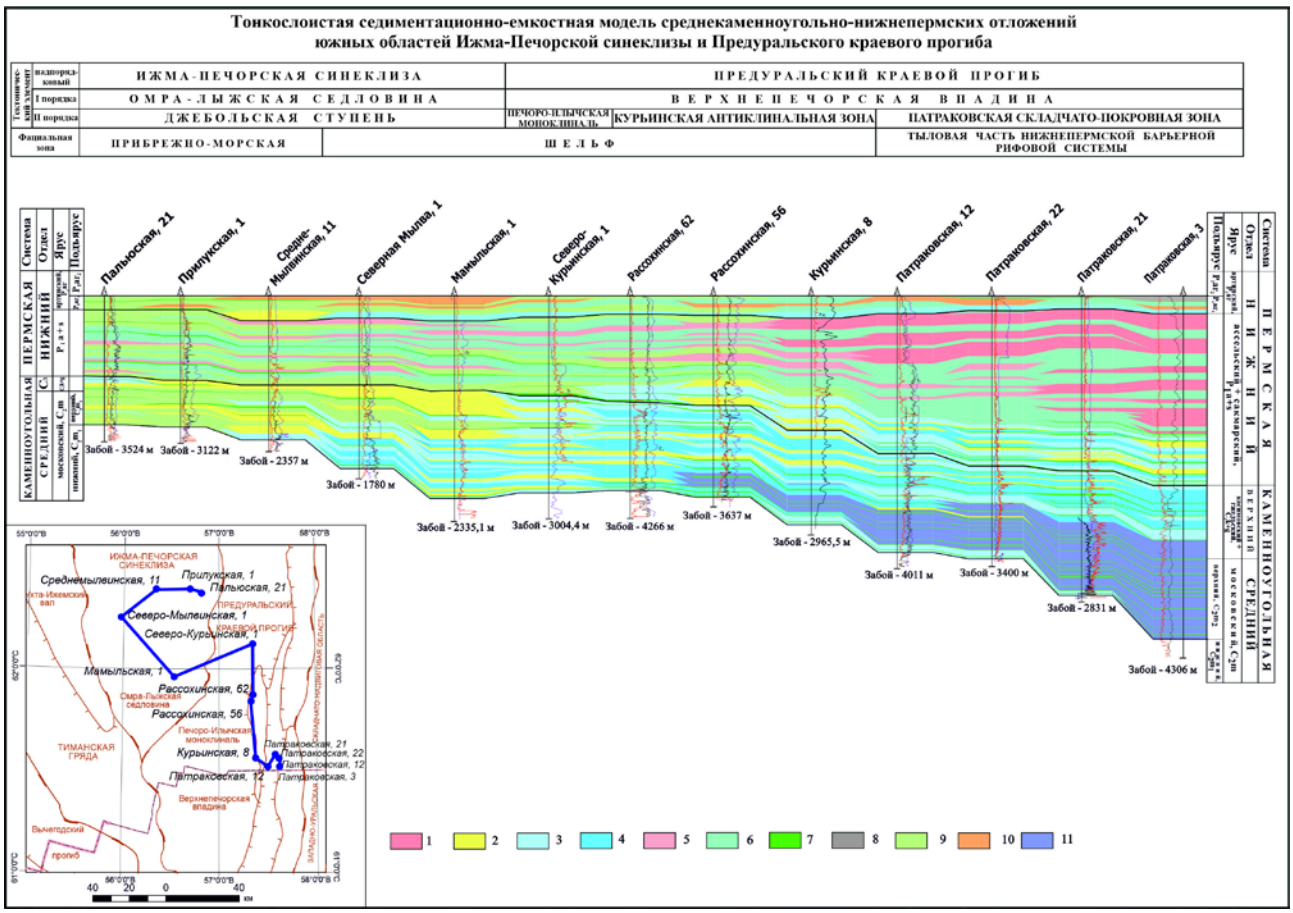
Шельфовая седиментационная зона оконтурена на юге Джебольской моноклинали и большей части территории Печоро-Илычской. Сложена образованиями открытого и закрытого шельфа. В разрезах, наиболее приближенных к прибрежно-морской зоне развиты карбонатные бары, мощностью до 30 м (скважина Мамыльская, 1), в наиболее удаленных – в нижней части разреза

среднего карбона появляются отложения склона бассейна, в верхней – отложения подвижных и малоподвижных придонных вод закрытого шельфа.

Отложения нижней части комплекса представлены вторичными доломитами в разной степени глинистыми, плотными с прослоями аргиллитов, присутствуют разности известняков светло-серых среднезернистых, возможно, первично органогенно-детритовых и органогенно-обломочных, верхней - известняками органогенно-детритовыми, тонкозернистыми, участками глинистыми, со стилолитовыми швами, сильно окремненными. Покрышками могут являться пласты плотных карбонатов и глин (Рис. 3).

Тыловая часть барьерной рифовой системы характеризуется развитием в нижней части разреза отложений открытого шельфа и склона бассейна, в верхней - широким присутствием пластов и линз обломочных карбонатов тыловых рифовых шлейфов, залегающих среди подвижных и малоподвижных придонных вод закрытого шельфа (Рис. 3). Зона оконтурена в Сарьюдинской складчато-чешуйчатой, Патраковской складчато-покровной и Говорухинско-Немыдской складчатой зонах. Выделенные протяженные участки пониженной мощности, имеющие более слоистую форму сейсмической записи по сравнению с вмещающими отложениями, диагностируются как отложения межрифовых проливов.

Средне-верхнекаменноугольная часть разреза представлена доломитами буровато-серыми, с прослоями органогенно-обломочных известняков и известковистых аргиллитов. Для пород характерны сульфатизация и окремнение. Пермские образования сложены известняками водорослево-фораминиферово-криноидными, известняками слабо глинистыми, доломитизированными, окремненными, сульфатизированными. Характерно присутствие биоморфных и биогермных разностей – фораминиферово-водорослевых, палеоплезиновых, микрокодиевых известняков. Широко развиты пласты пористых карбонатов - обломочно-детритовых известняков, являющихся образованиями тыловых шлейфов барьерной рифовой системы, развитой восточнее [4]. В обнажениях южной части Западно-Уральской мегазоны линейных складчато-надвиговых дислокаций установлены выходы рифов ассельского и сакмарского возрастов, описанных на реке Унья. Флюидоупором могут являться глинистые отложения верхнеартинского подъяруса.



Условные обозначения

Группа рифовых отложений: 1 – шлейфовые: органогенно-обломочные известняки; Группа отложений открытого шельфа: 2 – обломочные и оолитовые известняки баровых и мелководных отмелей, 3 – мелководных шельфовых равнин: детритовые и биоморфные известняки, 4 – пелитоморфные глинистые известняки глубоководного шельфа; Группа отложений закрытого шельфа: 5 – отложения подвижных придонных вод: органогенно-обломочные и оолитовые известняки, 6 – отложения малоподвижных придонных вод: пелитоморфные известняки; Отложения смешанного генезиса: 7 – глины, аргиллиты, мергели, 8 – глинистые известняки; Группа прибрежно-морских отложений: 9 – приливно-отливные отложения: известняки пелитоморфные, бактериально-водорослевые, мелкодетритовые, доломиты микро-тонко-кристаллические, 10 – горизонты переотложений и размывов прибрежно-морских отложений; Группа склоновых отложений: 11 – отложения пологого склона: шламовые известняки и доломиты: обломочные известняки и доломиты. Остальные условные обозначения на рис. 2.

Рис. 3. Тонкослоистая седиментационно-емкостная модель среднекаменно-угольно-нижнепермских отложений юга Ижма-Печорской синеклизы и Предуральского краевого прогиба

Заключение. По результатам проведенного седиментологического анализа установлена фациальная зональность верхневизейско-нижнепермского НГК в южных районах Тимано-Печорской НГП. В разрезе отложений установлено развитие как пластов-коллекторов, так и флюидоупоров. В качестве наиболее пер-

спективных объектов поисков залежей УВ в верхневизейско-нижнемосковском интервале выделяются пласты и линзы обломочно-оолитовых, органогенно-детритовых разностей известняков карбонатных отмелей **мелководного шельфа, развитых на западном борту Верхнепечорской впадины**, в позднекаменноугольно-нижнепермском – баровые карбонатные отложения в восточных районах Джебольской моноклинали, рифовые шлейфовые - в Курьинской и Патраковской складчато-надвиговых зонах.

Низкая и крайне неравномерная степень геофизической изученности южной части Тимано-Печорской НГП обуславливает необходимость дальнейшего доизучения сейсморазведочными работами МОГТ-2D района исследований в целом и выявленных поисковых объектов в частности. Первоочередными объектами доизучения бурением с отбором кернового материала и испытаниями являются антиклинальные структуры во фронтальных частях надвигов восточного борта Верхнепечорской впадины, где верхневизейско-среднекаменноугольные отложения ранее не были опробованы.

Литература

1. Асхабов А.М., Кузнецов С.К., Тарбаев М.Б., Бурцев И.Н., Тимонина Н.Н., Пыстин А.М. Минерально-сырьевая база Тимано-Североуральского региона и перспективы ее развития // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2015. № 3 (23). С. 79-90.

2. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4(19), 2017. – С. 1-7.

3. Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Никонов Н.И., Теплов Е.Л., Направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Республике Коми // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. - Т.8. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/38_2013.pdf

4. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // Геология нефти и газа. - 2019. - № 3. - С. 21-36.

5. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К., Ильин В.Д., Агафонова Г.В., Баранова А.В. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. М.: НИА-Природа, 2000. – 249 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫХ ПРИЗНАКОВ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЛОВУШЕК, КАК ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И НЕФТЕНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.Б. Ростовщиков, З.М. Ахметжанова, Я.С. Сбитнева
ФГБОУ ВО «УГТУ», г. Ухта

Особенности современного этапа проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции заключается в следующем:

1. Общая ситуация:

– разведанность НСР нефти составляет >50%, разведанность НСР газа >30%.

Созданная сырьевая база по нефти, особенно ее качественная составляющая не способствует рентабельному развитию нефтяной промышленности на Европейском Севере (Рис. 1);

- по газу в Республике Коми сырьевая база практически себя исчерпала, остались на завершающих стадиях разработки Вуктыльское и Западно-Соплесское НГКМ.

Ввод других более мелких месторождений, таких как Юрвож-Большелягское, Курьинская группа, Интинское, Кожимское сопряжены с определенными трудностями, к которым относятся зараженность сероводородом, нетрадиционные коллектора, нерентабельные размеры для освоения.

Рис. 1. Качественная характеристика сырьевой базы по нефти

2. Геологическая ситуация.

При современной разведанности НСР в поиск вовлекаются новые сложнопостроенные и нетрадиционные комплексы осадочного чехла, а именно:

- слабоизученные НГК: нижнеордовикский, среднеордовикско-нижнедевонский, надкарбонатный терригенный;

- комплексы с нетрадиционными залежами УВ (трещинные, низкопоровые коллектора, неструктурные скопления УВ);

- автохтоны Предуральского краевого прогиба, Западный склон Урала;

- арктический шельф (Рис. 2, 3).

- залежи с тяжелыми нефтями.

3. Методическая и технологическая ситуация.

- разведочная геофизика. Значительный прогресс в полевых работах и интерпретации, увеличение объема полезной информации на региональном и поисково-оценочном этапах.

- бурение скважин. Применение современных промывочных жидкостей, снарядов для отбора керна, каротаж в процессе бурения и др. значительно расширяет возможности получения качественной информации по разрезу.

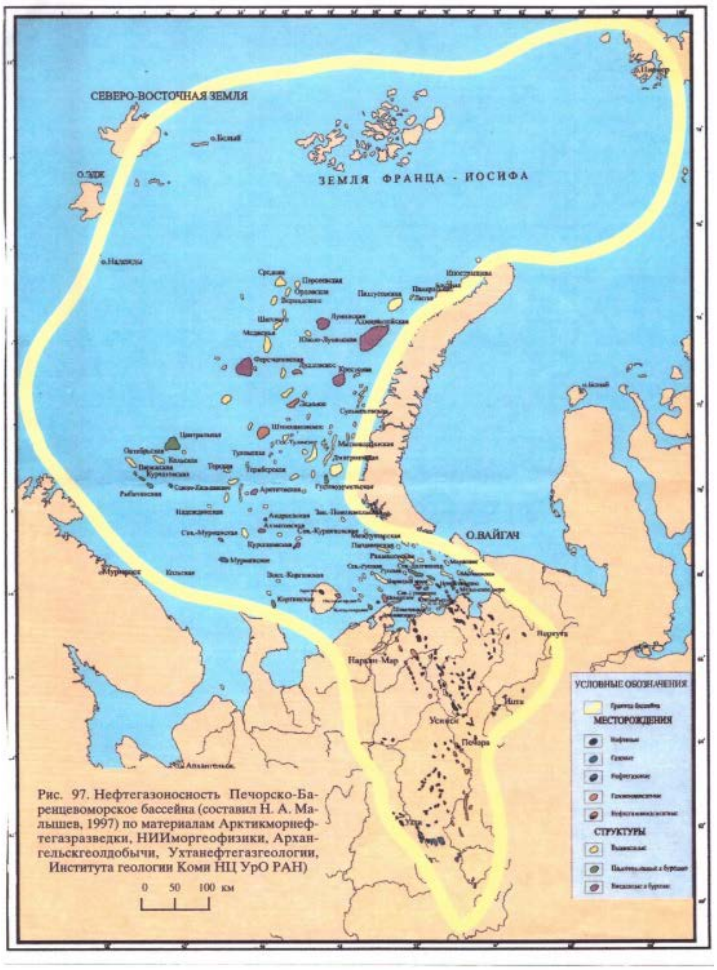


Рис. 2. Арктический шельф Северо-Запада России

Рис. 3. Арктический шельф России

4. Административная ситуация. Все территории провинции поделены на лицензионные участки, поэтому их изучение проводится по «лоскутной» методике. Региональные и зональные исследования выполняются в незначительных объемах.

В такой ситуации требуются новые методологические, методические и технологические подходы к проведению геологоразведочных работ.

Основой в прогнозировании и поисках новых месторождений являются классификационные схемы нефтегазоперспективных ловушек с набором достаточных критериев для планирования рационального комплекса по реализации специфических направлений на различных стадиях геологоразведочных работ.

Существует значительное количество классификаций ловушек, отображающие объем полезной информации и уровень специалиста, выполняющий эту классификацию. Обычно это классификации которые сопровождают кандидатские и реже докторские диссертации. Многие из них так и остаются архивными классификациями, не используются на практике.

Фундаментальными для нас являются классификации А.А. Бакирова, И.О. Брода, Г.А. Габриэлянца и др. [1]. Главным параметром в них является морфология ловушек. Такой подход учитывал многообразие открытых залежей и был эффективен на начальной и даже зрелой стадиях, поисково-разведочных работ, что позволяло при существующих методических и технологических возможностях выявлять месторождения в относительно геологически простых условиях. Объем и качество материалов, а также достоверность критериев не позволяли разрабатывать более детальные классификации.

На современном этапе требуются значительно большее количество критерий позволяющие прогнозировать, выявлять и опоисковывать нефтегазоперспективные ловушки.

Прогресс в геофизике и бурении дает возможность получать целый ряд не только морфологических параметров, но и генетических, литофациальных, фильтрационно-емкостных показателей, позволяющие прогнозировать и выделять ловушки в более сложных и нестандартных геологических условиях.

Усложнение поиска заставляет классифицировать ловушки конкретно для определенных НГК, отдельных территорий, в которых стандартные классификации не позволяют обеспечивать эффективный прогноз и поиск залежей. Несколько примеров:

Доманиково-турнейский НГК (Рис. 4) со сложной системой рифогенных традиционных рифовых ловушек и еще целым рядом существующих ловушек залегающих в единой рифогенной системе: шельфовой, депрессионной, надрифовой.

Только в «доманикитах» моно выделить шельфовые структурные, рифогенные ловушки в структурах облекания рифов (биостромы, биогермы), атоллы, карбонатные банки, ловушки в депрессионных нефтегазоматеринских породах в трещинных и низкопоровых коллекторах. Все они имеют специфические условия залегания и специфические критерии их выделения по материалам гравиразведки и сейсморазведки, промысловой геофизики. Не только морфология, но и внутренняя структура ловушки имеет значение для выделения и определения дальнейшего комплекса ГРР для их опоискования.

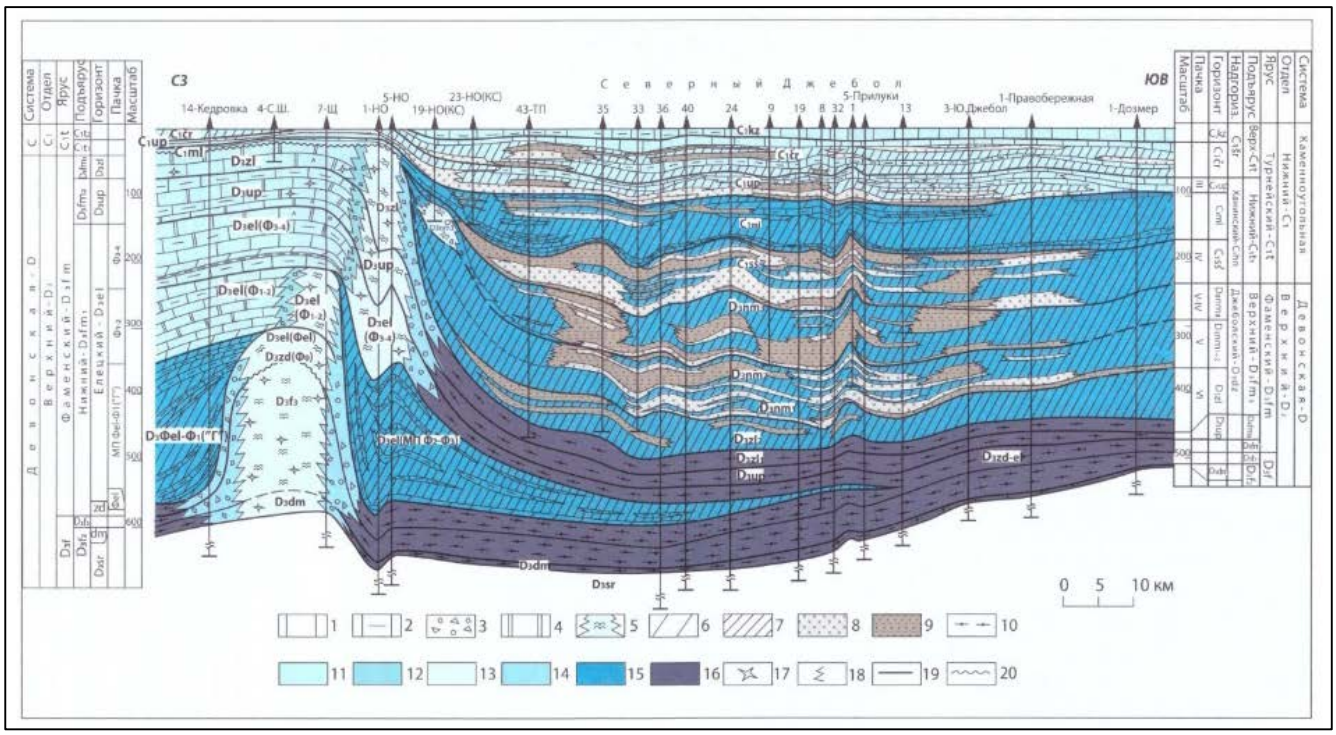


Рис. 4. «Доманикиты»

<u>Надкарбонатный пермско-триасовый терригенный комплекс</u> (Рис. 5).

Широкое развитие ловушек, связанных с дельтовыми и речными образованиями. Несмотря на огромный объем геолого-геофизического материала нет поисковой модели в этих отложениях, основным звеном которой является классификация имеющихся и прогнозных ловушек.

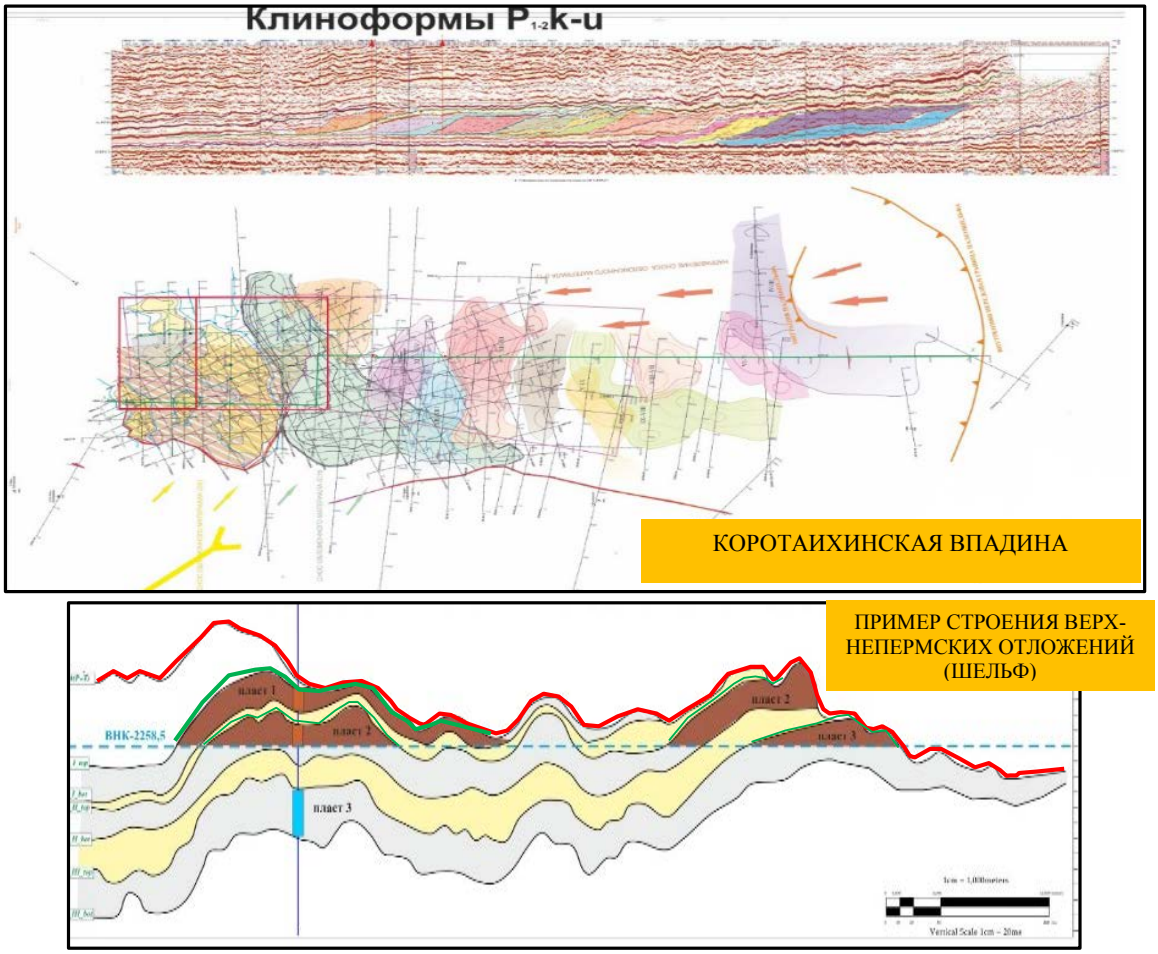


Рис. 5. Пермско-триасовый терригенный перспективный НГК (по данным АО «Севергеофизика»).

Молассовые отложения в Верхнепечорской впадине также требует особого подхода к выбору классификационных параметров (Рис. 6).

<u>Среднеордовикско-нижнедевонский НГК.</u> Получены серьезные открытия в СВ части ТПП (месторождения Багана, Сандивея, Верхне-Возейское, им. Романа Требса) и в последнее время открытия Мадачагского месторождения позволит прогнозировать перспективы этого комплекса и на шельфе. Изучение этого комплекса еще только начинается. Здесь прогнозируются и структурно-стратиграфические, эрозионные, карстовые, рифогенные ловушки. Но рабочей модели нет, в отличие от рифогенной модели по верхнему девону.

Предуральский краевой прогиб.

Сложнопостроенный переходный от орогена к платформе объект включает впадины, поперечные поднятия, автохтоны и аллохтоны.

Каждый из этих элементов имеет свой набор специфических параметров для ловушек, выделение которых и опоискования сопряжено со значительными трудностями.

На примере Верхнепечорской впадины (Рис. 6) видно многообразие различного типа ловушек в доманиково-турнейском НГК.

Для Косью-Роговской впадины, не менее сложной по строению, требуется также классификация, учитывающая условия залегания ловушек, тип коллектора, покрышки, ФЕС, морфологию и отображение в сейсмических и гравитационных полях.

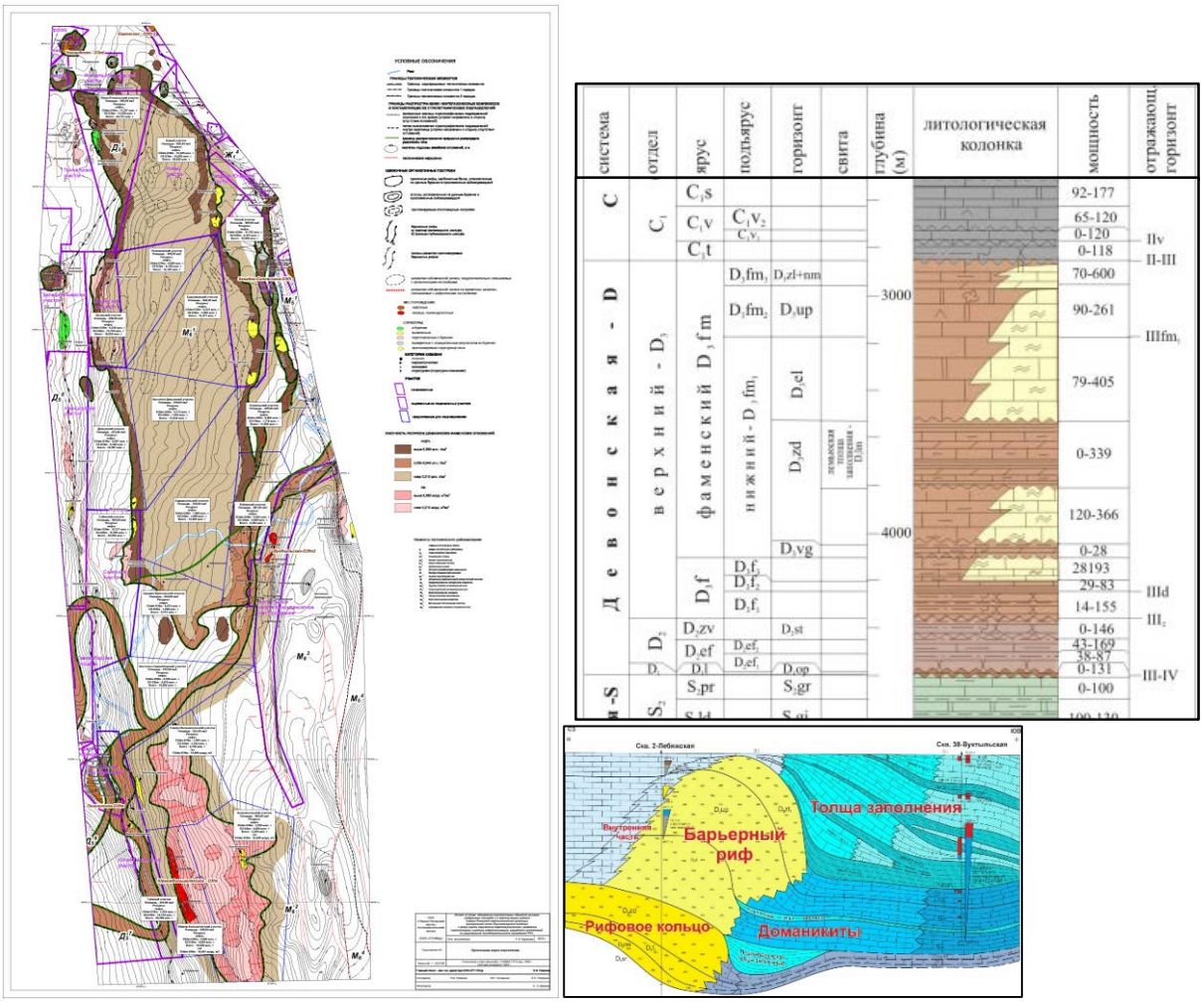


Рис. 6. Выкопировка из карты природных резервуаров доманиково-турнейского НГК. Верхнепечорская рифовая банка (ТП НИЦ, 2012ф)

Примером такой классификации является поисковая морфогенетическая классификация, разработанная Я.С. Сбитневой в рамках выполнения диссертационной работы.

Фрагмент поисковой морфогенетической классификации нефтегазоперспективных ловушек в Косью-Роговской впадине представлен на рисунке 7.

Выводы.

1. Классификация нефтегазоперспективных ловушек – основа прогноза, поиска и разведки месторождений на современном этапе.

2. Классификацию необходимо составлять для сложнопостроенных НГК, территорий и неразведанных комплексов осадочного чехла.

3. В классификации должны учитываться критерии, которые можно получить на различных этапах и стадиях ГРР: региональной, поисково-оценочной и разведочной.

4. Классификации должны быть основой для выбора рационального комплекса ГРР на различных стадиях ГРР.

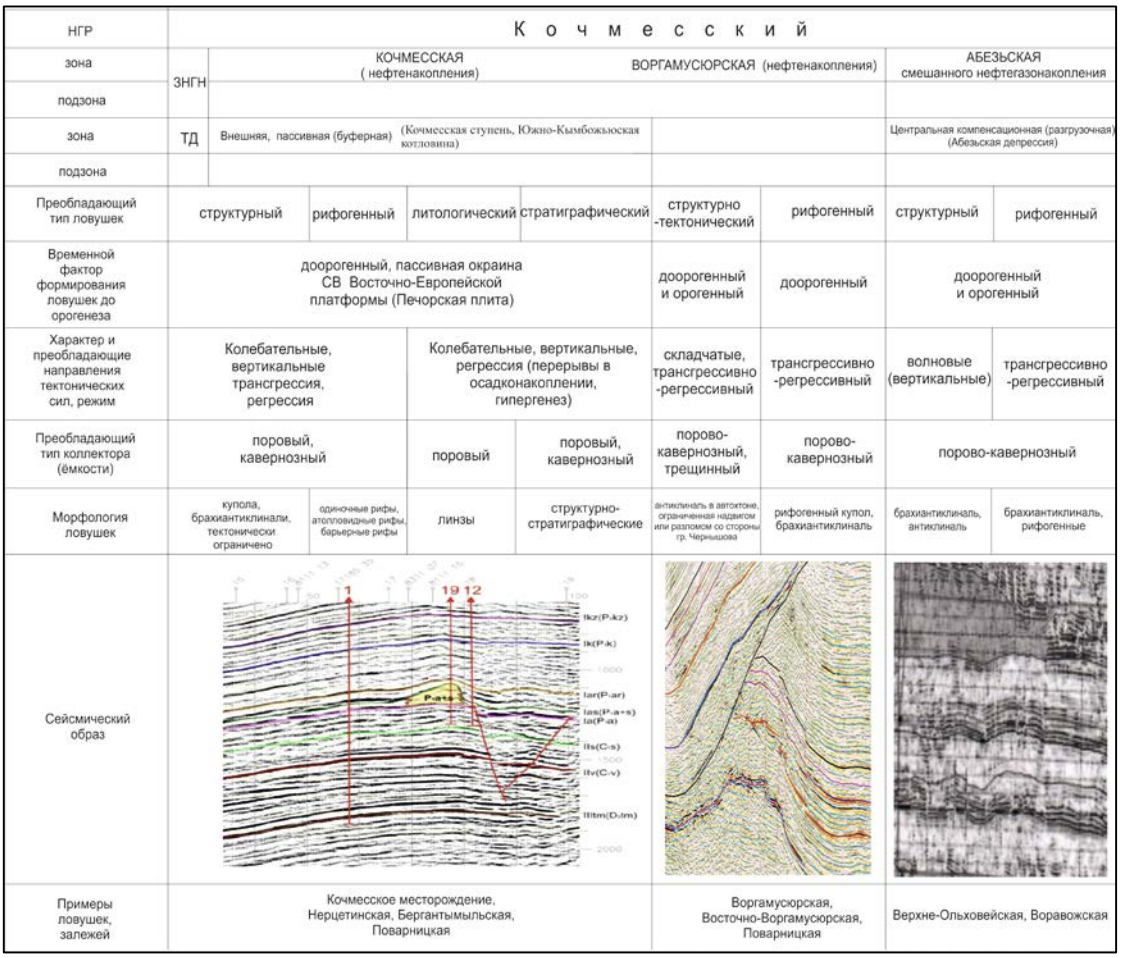


Рис. 7. Фрагмент поисковой морфогенетической классификации нефтегазоперспективных ловушек (составила Я.С. Сбитнева)

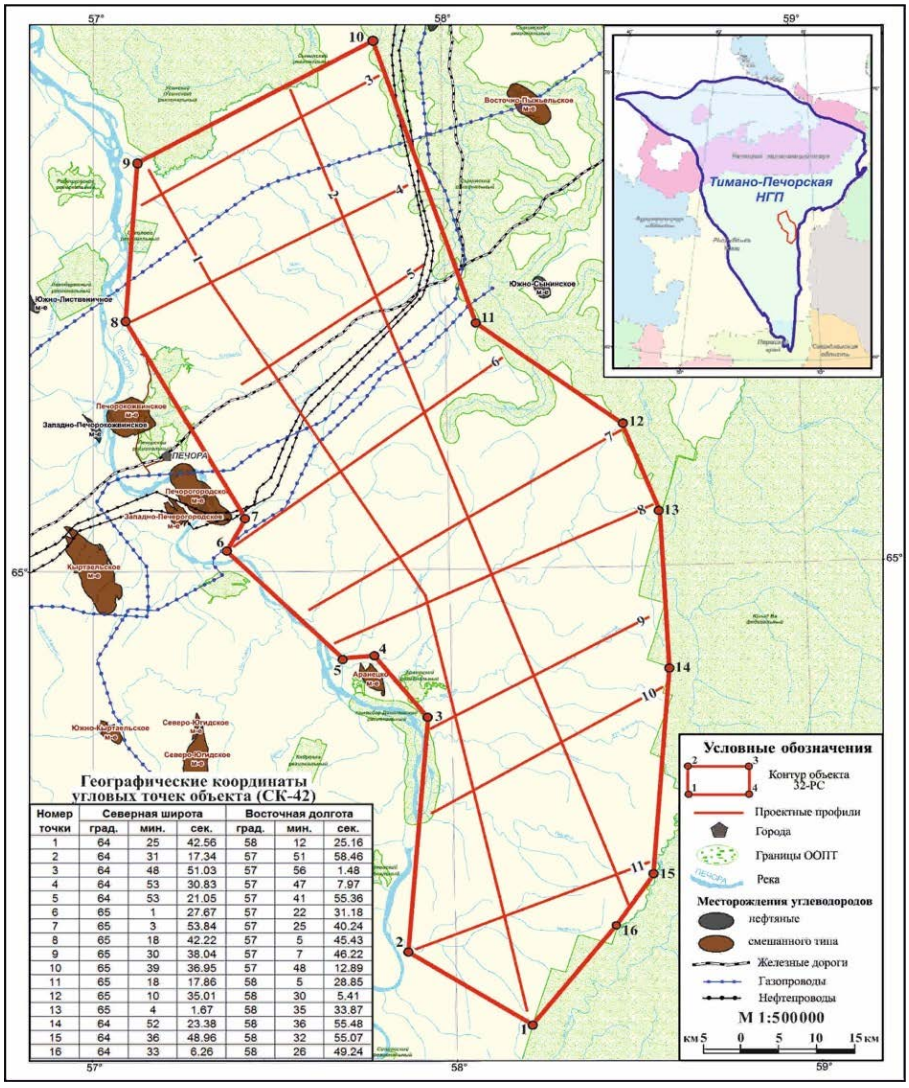
Литература

1. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. В 2-х кн. – Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. 412 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ, СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЗА СЧЕТ СРЕДСТВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КОМИ

И.В. Колоколова, А.Г. Сотникова, К.О. Соборнов
ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва

На территории Республики Коми в течение последних трех лет за счет государственного финансирования реализован 1 проект по региональному геологическому изучению недр. Это каркас региональных профилей в Большесынинской впадине Предуральского краевого прогиба в объеме 530 пог. км полной кратности, увязанных с ретроспективными данными, в том числе с региональными профилями 19-РС и 21-РС.



Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	64	25	42.56	58	12	25.16
2	64	31	17.34	57	51	58.46
3	64	48	51.03	57	56	1.48
4	64	53	30.83	57	47	7.97
5	64	53	21.05	57	41	55.36
6	65	1	27.67	57	22	31.18
7	65	3	53.84	57	25	40.24
8	65	18	42.22	57	5	45.43
9	65	30	38.04	57	7	46.22
10	65	39	36.95	57	48	12.89
11	65	18	17.86	58	5	28.85
12	65	10	35.01	58	30	5.41
13	65	4	1.67	58	35	33.87
14	64	52	23.38	58	36	55.48
15	64	36	48.96	58	32	55.07
16	64	33	6.26	58	26	49.24

Рис. 1. Региональные сейсморазведочные работы по профилю 32-РС в Большесынинской впадине Предуральского краевого прогиба

Методика полевых работ предусматривала невзрывные источники. Получены материалы хорошего качества. Полевые работы выполнены ПАО «Геотек Сейсморазведка» в два полевых сезона. Все виды и объемы полевых работ, предусмотренные проектом, выполнены по объекту в полном объеме и в установленные сроки. Камеральную обработку и интерпретацию геофизических материалов осуществляли коллеги из обособленного подразделения ООО «ГеоПрайм» в г. Ухта. Геологическое обеспечение проводимых работ проводилось специалистами ВНИГНИ.

Большесынинская впадина Предуральского краевого прогиба долгое время представляла собой «серое пятно» на карте Тимано-Печорского бассейна. До проведения сейсморазведочных работ за счет государственного финансирования в 2020-2022 гг. априорная геологическая модель района базировалась на фрагментарных данных, полученных за счет проведения в 2007-2008 гг. региональных сейсмопрофилей 19-РС и 21-РС, а также ограниченного объема площадной сейсморазведки и бурения, выполненных преимущественно 70-90-х годов прошлого столетия.

В условиях сложного геологического строения информативность этих данных была недостаточна для надежной интерпретации и выявления приоритетных направлений дальнейших геологоразведочных работ. Значительно повысил интерес к Большесынинской впадине успех поисковых работ в прилегающих районах Денисовского прогиба, где выявлен и в последние годы успешно опоискован крупный высокодебитный рифовый тренд в верхнедевонских отложениях.

Данные факты обусловили целесообразность постановки современных региональных сейсморазведочных работ. Создание каркаса региональных профилей в Большесынинской впадине, совместная интерпретация полученной и ретроспективной геолого-геофизической информации позволили значительно углубить представления о строении и перспективах нефтегазоносности территории. В настоящей статье изложены основные результаты изучения полученных за счет средств федерального бюджета геофизических данных. Они касаются структурной интерпретации, палеотектонических реконструкций, сейсмофациального анализа и перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Большесынинской впадины.

По результатам широкого комплекса интерпретационных камеральных работ в северной части Большесынинской впадины, имеющей благоприятное в структурном отношении положение, установлено развитие палеорусел в надкарбонатной пермской части разреза, клиноформное строение средне-верхнекаменноугольных отложений, органогенных построек позднекаменноугольно-раннепермского и позднедевонского возраста (Рис. 2).

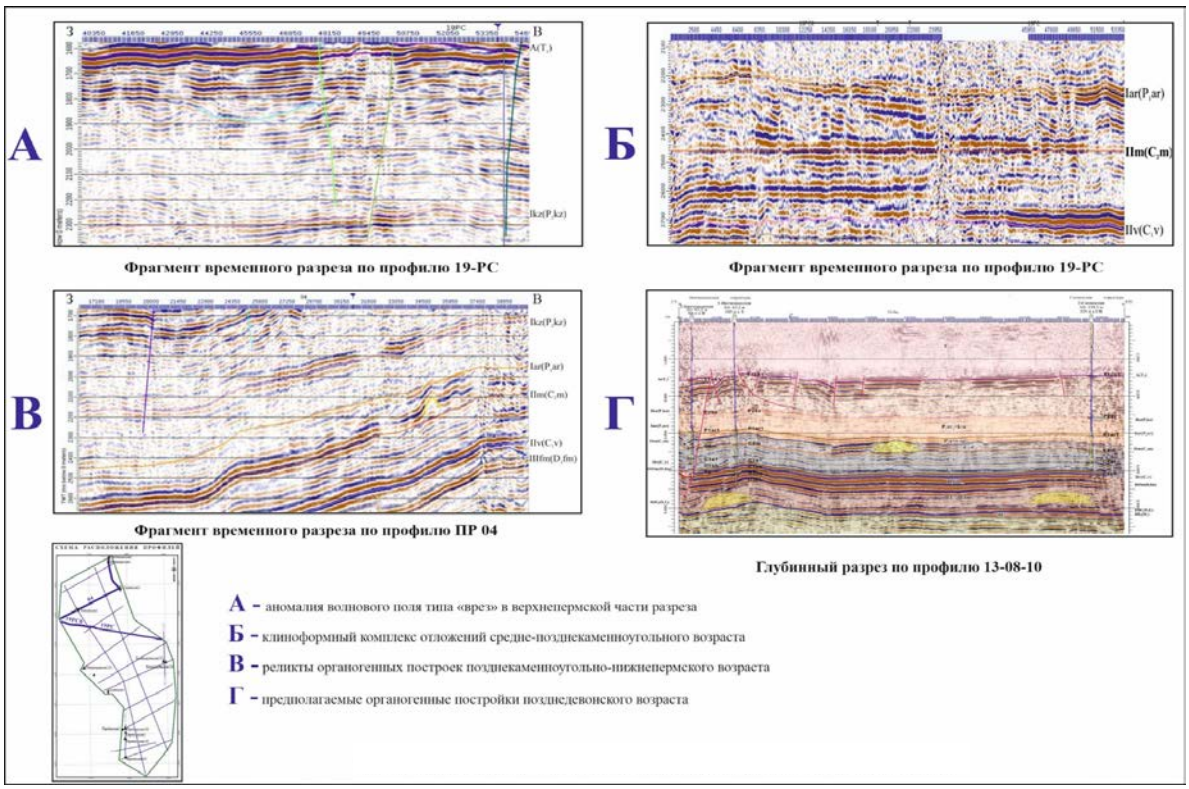


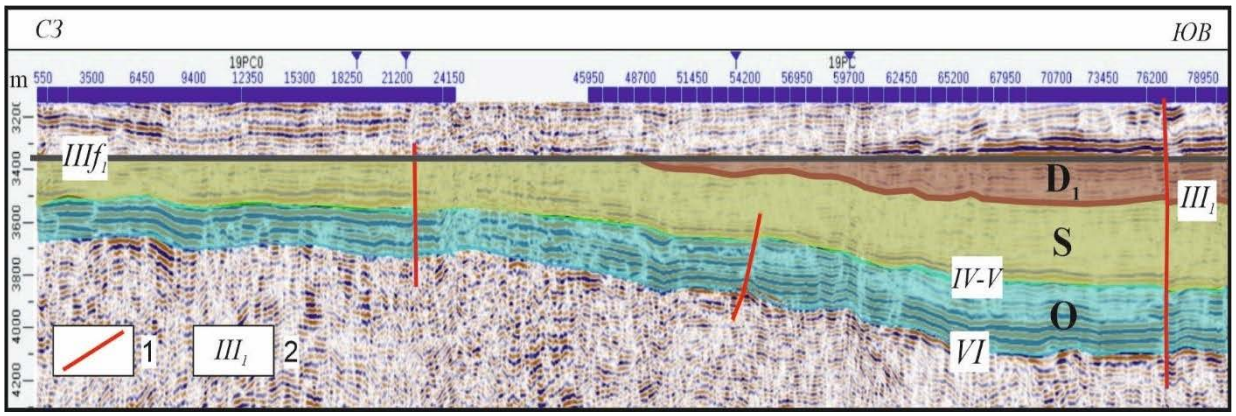
Рис. 2. Типы нефтегазопоисковых объектов северных районов Большесынинской впадины

В ордовикско-раннедевонское время на севере Большесынинской впадины предполагается существование палеоподнятия, что выражено сокращением в 2-3 раза мощности силурийско-нижнедевонских отложений в северо-западной части участка сейсморазведочных работ по сравнению с центральными и южными районами. Глубина предфранского перерыва предопределила площадь современного распространения отложений нижнего и среднего девона. На изучаемой территории сохранились лишь незначительные мощности нижнедевонских отложений, вплоть до полного их отсутствия на северо-западе Большесынинской впадины (Рис. 3). Выход на поверхность размыва части силурийских, а также нижнедевонских отложений и процессы выщелачивания могли способствовать улучшению коллекторских свойств в кровельной части отложений.

Отложения средне-верхнефранского и фаменского возраста на большей части Большесынинской впадины представлены толщами заполнения и депрессионными фациями. На северо-западе по профилям ПР 01 и 04 намечена зона, характеризующаяся уменьшенными толщинами отложений позднедевонского возраста, предположительно связанная с существованием в данном районе карбонатного плато с развитием в его краевых частях органогенных построек франско-фаменского возраста, а также области развития фаменских клиноформ с линзовидными телами обломочных карбонатов (Рис. 4, 5). В центральной зоне островного мелководья с развитием слоистых карбонатов отмечаются участки

выхода карбонатных средне-верхнефаменских пластов под поверхность предвизейского размыва. Такие объекты в мелководно-шельфовых пластах, перекрытых визейской глинистой покрышкой, содержащие залежи УВ, установлены в непосредственной близости к участку работ. К ним относятся Леккеркское, Восточно- Пыжьельское, Пыжьельское месторождения.

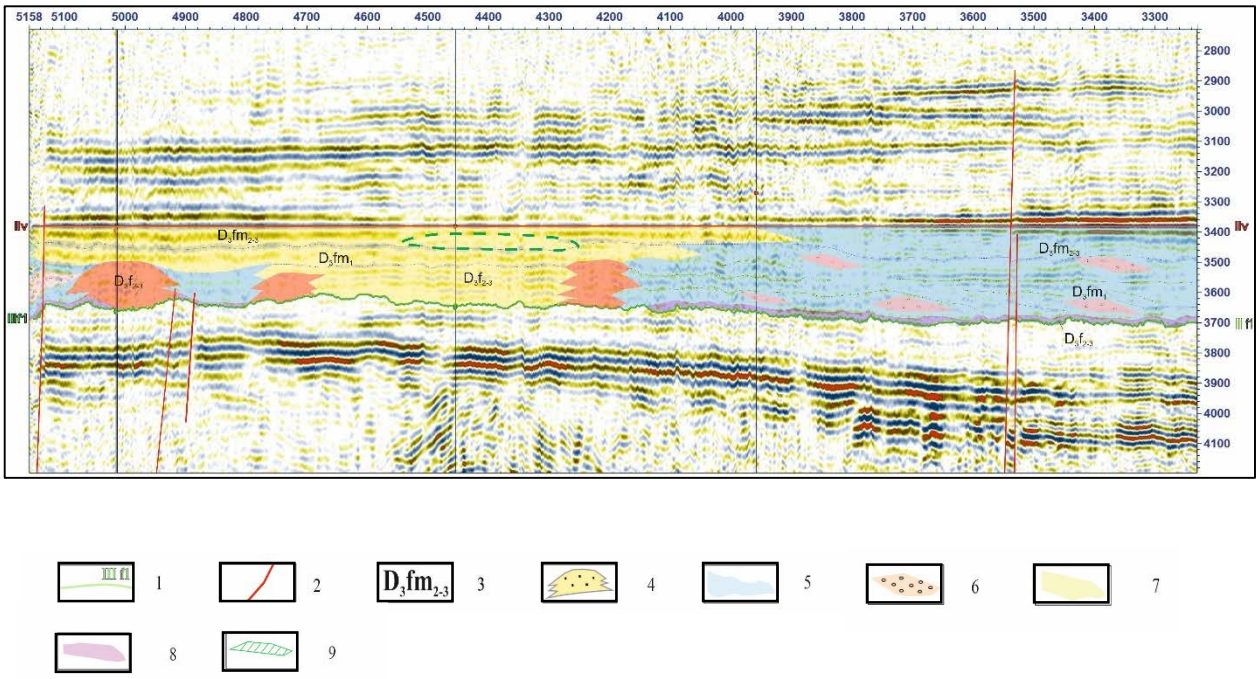
Аномалии волнового поля, предположительно связанные с органогенными постройками франско-фаменского возраста выделены также в северо-восточной части Большесынинской впадины, в районе выявленных ранее Сынинской и Нитчемьюской структур. Аналогичные тела прогнозируются по материалам площадной сейсморазведки на Южно-Сынинской, Западно-Сынинской, Западно-Суборской площадях [1].



Условные обозначения
1 – тектонические нарушения, 2 - отражающие горизонты.

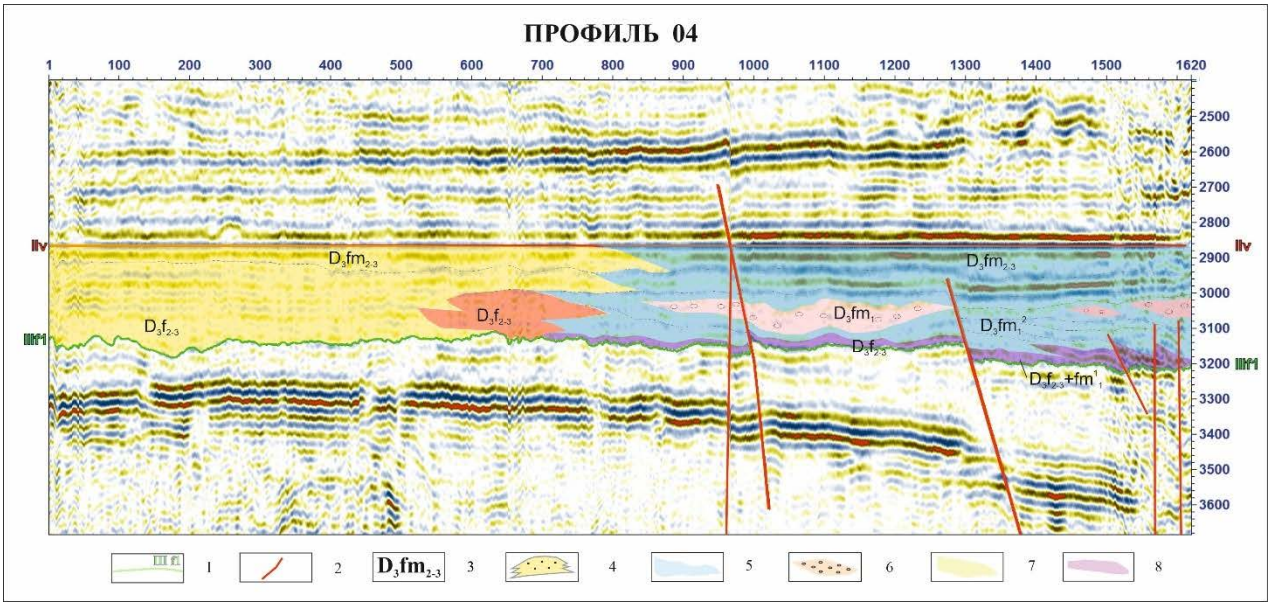
Рис. 3. Палеотектонический профиль выравнивания по 19 РС, иллюстрирующий выклинивание нижнего девона. Выравнивание на ОГ $IIIf_1$ (D_3f_1)

Интервал разреза, отвечающий каменноугольно-нижнепермским отложениям, отражает тенденцию постепенного наращивания толщин с севера на юг с 1200-1400 м до 2000-2400 м за счет увеличения стратиграфической полноты разреза. По отдельным отработанным сейсмопрофилям отмечен косослоистый рисунок волновой картины с проградационным смещением клиноформ к центру Большесынинской впадины.



Условные обозначения: 1 – отражающий горизонт и его индекс, 2 – тектонические нарушения, 3 – стратиграфические индексы, 4 – органогенные постройки; 5 – клиноформный комплекс, 6 – линзовидные тела обломочных карбонатов, 7 – карбонатное плато позднедевонского возраста; 8 – отложения доманикового типа; 9 – область размыва.

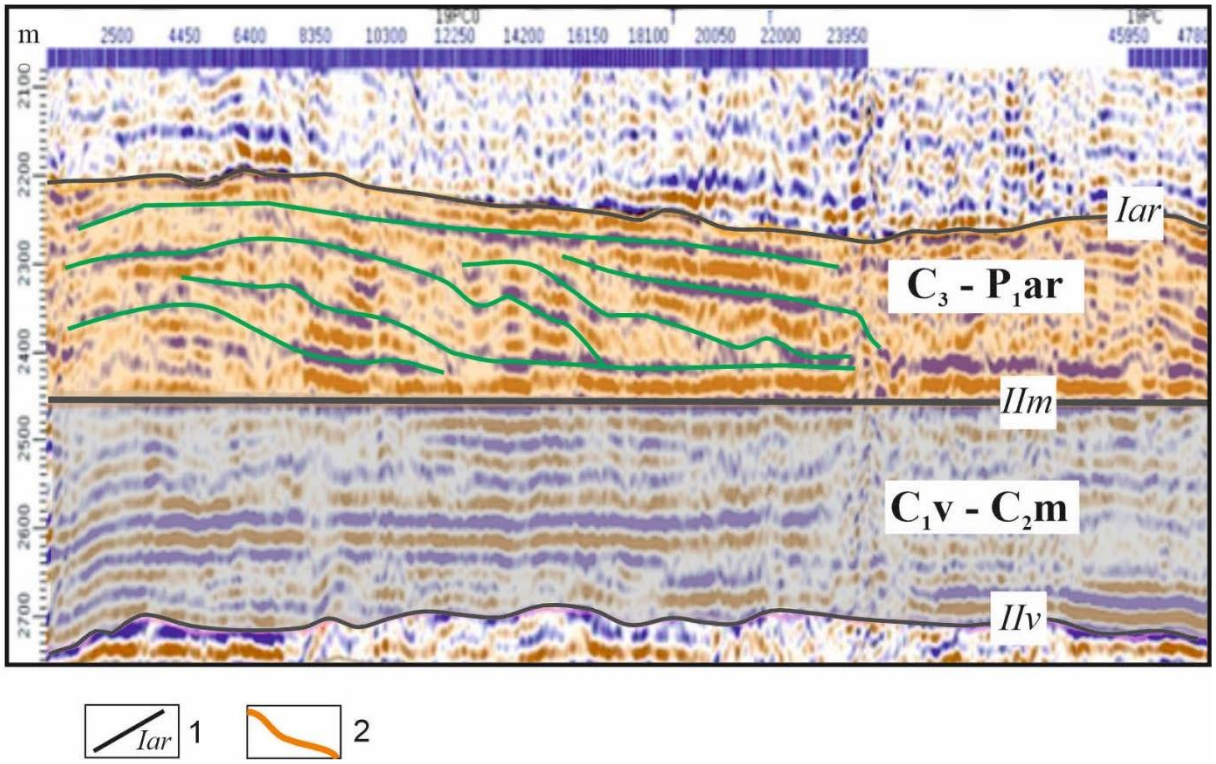
Рис. 4. Модель строения верхнедевонских отложений
по профилю ПР 01. Выравнивание на ОГ IIv



Условные обозначения см. рис. 4

Рис. 5. Модель строения верхнедевонских отложений по профилю ПР 04.
Выравнивание на ОГ IIv

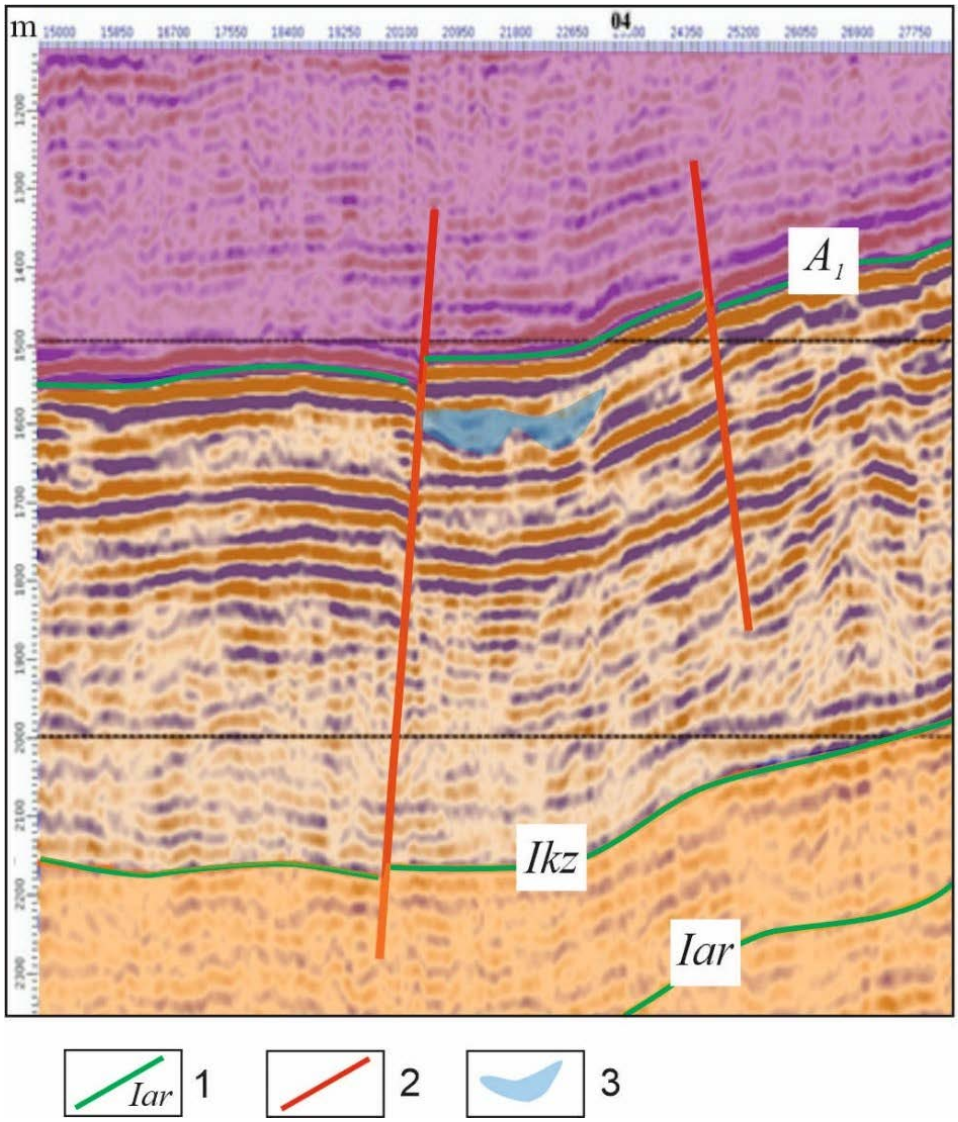
В северо-восточной части площади выявлены «реликты» органогенных построек каменноугольно-нижнепермского возраста (Рис. 6). Наличие литологических залежей, связанных с данного типа постройками, в Большесынинской впадине подтверждено на Южно-Сынинской и Суборской площадях.



Условные обозначения: 1 – отражающий горизонт и его индекс,
2 – граница клиноформного комплекса

Рис. 6. Фрагмент сейсмического профиля 19 РС. Выравнивание на ОГ IIm

Согласно имеющимся представлениям о фациальных обстановках раннепозднепермского времени осадконакопление артинско-казанских отложений в Большесынинской впадине происходило в прибрежно-морских условиях, сменяющихся условиями низменных аллювиальных равнин. На широтных профилях в восточном и юго-восточном направлениях зафиксировано резкое наращивание казанских отложений, связанное с усилением привноса обломочного материала на фоне формирования Урала и интенсивного размыва, а также выявлены аномалии волнового поля типа «врез» (Рис. 7).



Условные обозначения: 1 – отражающий горизонт и его индекс, 2 – тектонические нарушения, 3 – аномалии сейсмической записи типа «врез».

Рис. 7. Фрагмент сейсмического профиля ПР 04

Триасовый комплекс представляет собой мощную молассовую толщу терригенных отложений, толщины которых изменяются в пределах Большесынинской впадины от 1400 м в северо-восточной части до 2700 м в наиболее погруженной части Вяткинской депрессии. В направлении бортовых частей толщины резко сокращаются в связи с размывом верхней части отложений.

Таким образом, новые данные, полученные по результатам сейсморазведочных работ в Большесынинской впадине, значительно уточнили существующие представления о геологическом строении данной региональной структуры и позволили наметить ряд перспективных направлений для дальнейших ГРР.

Благоприятное структурное положение для формирования залежей нефти и газа занимают северные районы впадины. Здесь прогнозируются зоны улуч-

шенных коллекторских свойств, связанные с участками выхода карбонатных пластов верхнего девона, нижнего девона и силура под поверхность предвизейского и предфранского размывов. Перспективность этой части исследуемого района подтверждается тем обстоятельством, что на прилегающих территориях Денисовского прогиба продуктивность большинства названных поисковых объектов уже доказана.

Для обеспечения наращивания сырьевой базы региона перспективным направлением дальнейших ГРР является оконтуривание зоны островного мелководья, намеченной в верхнедевонской части разреза (профили ПР 01,04), а также сопутствующих клиноформных комплексов, депоцентры которых могут содержать наибольшие эффективные толщины обломочных карбонатных пород [2]. Выявленное карбонатное плато может быть окаймлено органогенными постройками, с которыми связана промышленная нефтеносность Денисовского прогиба. Достигнутая на сегодняшний день плотность сейсморазведки МОГТ 2D в северной части Большесынинской впадины явно недостаточна для локализации такого типа нефтегазоперспективных объектов.

Значительный интерес для проведения региональных геологоразведочных работ представляет восточный борт Большесынинской впадины, где установлено развитие надвиговых структур, к которым приурочены антиклинальные складки. Наиболее высокие гипсометрические отметки по перспективным в нефтегазоносном отношении горизонтам зарегистрированы на профиле ПР 07, на котором над складкой, примыкающей с запада к надвигу, наблюдаются качественные признаки наличия УВ типа «яркое пятно» (Рис. 8). Данная аномалия находит свое отражение и в атрибутах сейсмической записи.

Новая структурная интерпретация дает основание предполагать наличие перспективных поисковых объектов, приуроченных к высокоамплитудным складкам в передовых частях надвиговых пластин. Дисгармоничный характер деформаций в этой зоне создает условия для формирования ловушек нефти и газа, которые не имеют выражения в приповерхностных слоях. Эти ловушки выражены в регионально нефтегазоносных девонско-нижнепермских отложениях и представляют очевидный интерес для дальнейших геологоразведочных работ в Большесынинской впадине. В схематизированном виде основные типы ловушек в этом районе показаны на рисунке 9. Принимая во внимание высокий уровень катагенетической преобразованности органического вещества основных нефтегазоматеринских отложений зоны сочленения Большесынинской впадины и складчато-надвигового пояса Урала, предполагается, что в этом районе будут преобладать залежи газа [3, 4].

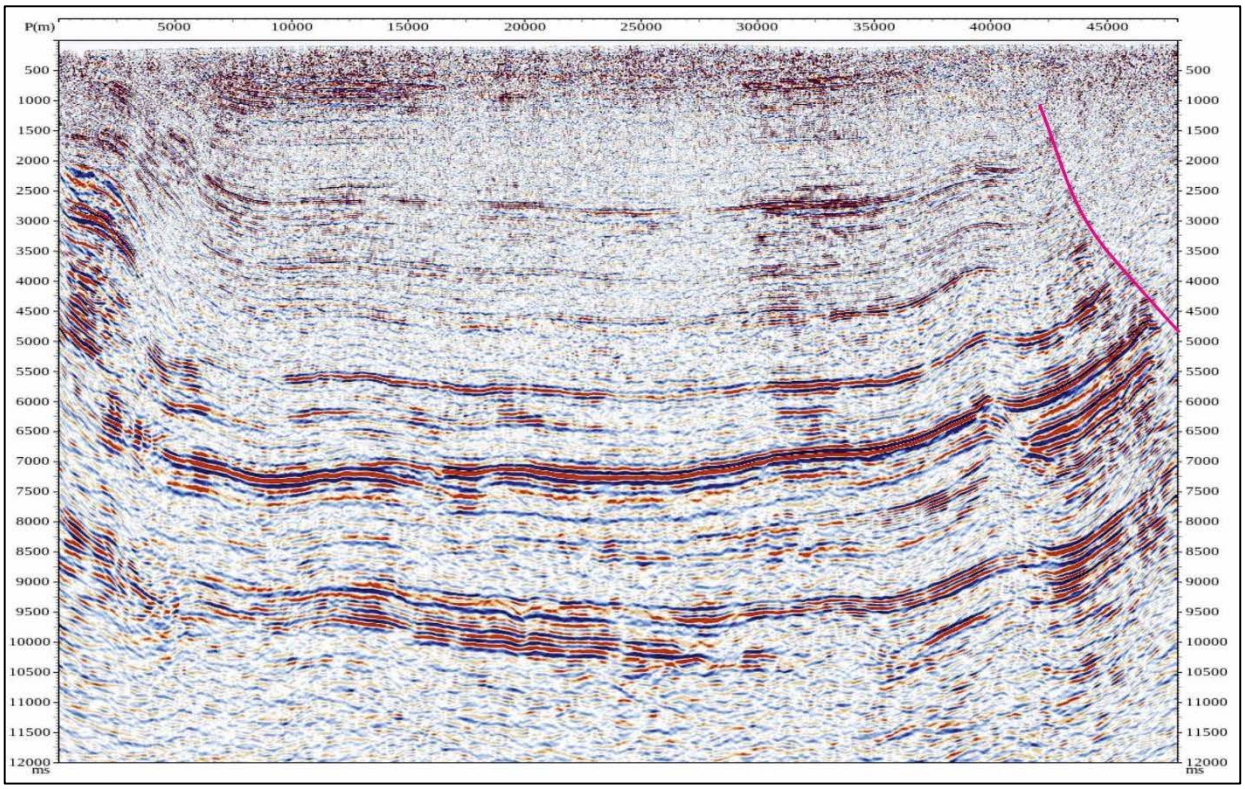
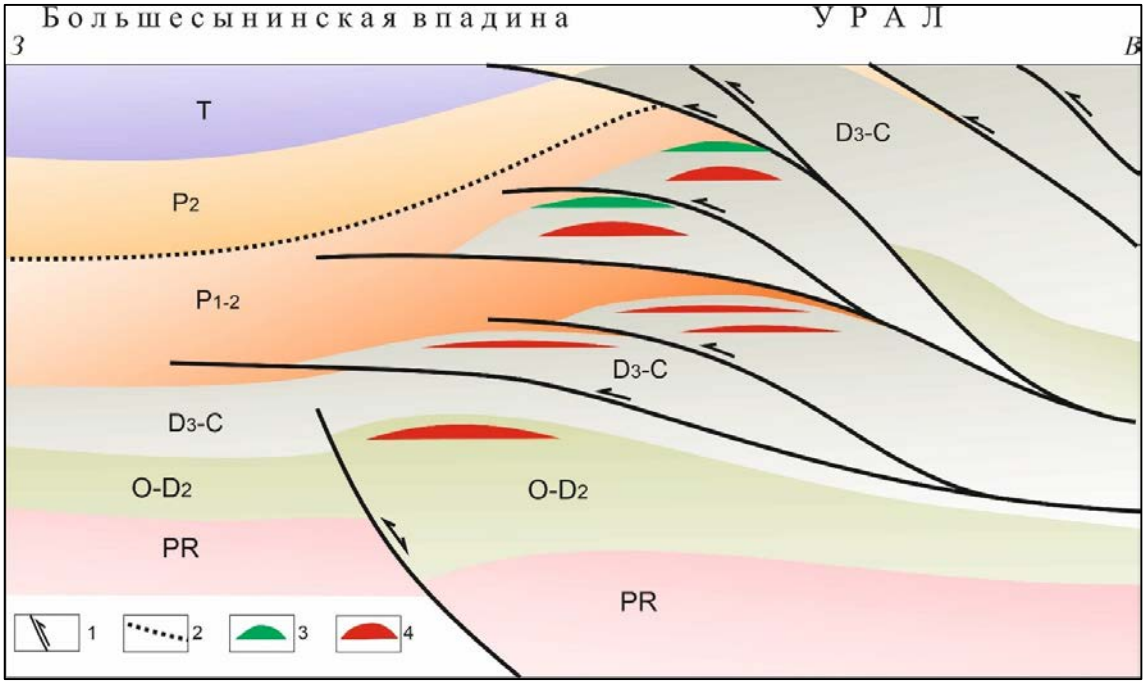


Рис. 8. Аномалия сейсмической записи на временном разрезе ПР 07



Условные обозначения: 1 – разлом; 2 – несогласие;
3-4 – вероятные типы залежей: 3- нефти, 4 – газа. Вне масштаба.

Рис. 9. Схематический геологический разрез зоны сочленения Большесынинской впадины и складчато-надвигового пояса Урала с выделением вероятных типов ловушек нефти и газа

Наибольший интерес представляют ловушки, связанные со «слепыми» надвигами, к которым относятся разломы не достигающие поверхности. Подобные структуры образованы либо на раннем этапе складчатости и/или в результате формирования структур вдвигового типа. Как правило ловушки, связанные со слепыми надвигами, характеризуются более благоприятными условиями сохранности залежей. Затрагивающие их разломы не выходят на поверхность, что препятствует рассеиванию скоплений нефти и газа. Учитывая сложные структурные условия нахождения таких ловушек, их подготовка к бурению должна включать проведение комплексных геофизических исследований, включая сейсморазведочные работы МОГТ 3D и электроразведку.

Вероятно, что залежи углеводородов могут быть выявлены и в погруженных инверсионных структурах. Именно со структурами этого типа связаны крупнейшие месторождения Колвинского вала. Очевидной трудностью опоискования ловушек этого типа в рассматриваемом районе является большая глубина их залегания.

В 2023 году запланировано начало региональных сейсморазведочных работ на севере Большесынинской впадины и прилегающих районах Денисовского прогиба. Техническим (геологическим) заданием на проведение работ предусмотрена отработка 1000 полнократных пог. км. Основные перспективные интервалы разреза – это карбонатные отложения верхнего и нижнего девона, а также силура.

Промышленная нефтеносность верхнедевонских карбонатных отложений Тибейвисской депрессии Денисовского прогиба обусловлена существованием тектоно-седиментационных структур, генетически связанных с рифовыми массивами позднедевонского возраста, а также с развитием карбонатных отмелей в более погруженных частях палеовпадин, образующих цепочку субмеридионального простирания

Высокие перспективы нефтегазоносности силурийско-нижнедевонского комплекса отложений определяются условиями залегания разновозрастных коллекторских горизонтов непосредственно под региональной тиманско-саргаевской покрышкой.

Для выявления и установления закономерностей распространения органогенных построек верхнего девона и их структурных взаимоотношений в плане ключевым аспектом является отработка сейсмических профилей в пределах Усинского комплексного заказника. Возбуждение сейсмического сигнала запланировано с применением групп невзрывных импульсных источников. Более 80% заказника – это болота и озера с соответствующей низкорослой болотно-кустарниковой растительностью, не требующей рубки. Учитывая, что производство работ на территории ОПТ будет осуществляться, во-первых, в один полевой сезон в период устойчивого снежного покрова с достаточной высотой, во-вторых, будет использоваться специальная техника, создающая минимально

возможное удельное давление на грунт, таким образом будет минимизировано негативного воздействия на почвенно-растительный грунт.

Очень важной деталью является то, что в рамках запланированного объекта государственного заказа предусмотрена обработка и интерпретация 20 000 пог. км материалов сейсморазведки МОГТ 2Д прошлых лет, преимущественно на территории Республики Коми. То есть в одном ключе будет создан единый каркас сейсмопрофилей на высокоперспективную в отношении нефтегазоносности, но при этом слабо лицензированную территорию Предуральского и Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогибов, детализации структурного плана по основным ОГ осадочного чехла, оконтуривания наиболее перспективных зон и выявленных локальных объектов, выбора направлений и комплекса дальнейших ГРР.

Литература

1. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4(19), 2017. с. 1-7.

2. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // Геология нефти и газа. - 2019. - № 3. с. 21-36.

3. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна. Доклад на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России», Санкт-Петербург, ВНИГРИ. 2012, CD-ROM.

4. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью. // Геология нефти и газа. – 2021. - №1. с. 7-17.

ГЛАВНЫЙ ПАРАДОКС ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

К.О. Соборнов
ООО «СУНГК», ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва

Главным парадоксом нефтегазовой геологии Тимано-Печорского бассейна является диспаритет между огромным нефтегазоносным потенциалом Косью-Роговской впадины и поразительно низкой результативностью геологоразведочных работ. Косью-Роговская впадина является самой глубокой и обширной впадиной Предуралья. В ее пределах расположен крупнейший в Тимано-Печорском бассейне очаг нефтегазообразования, производительность которого достаточна для формирования не только крупных, но и уникальных месторождений. Между тем, несмотря на значительные объемы геологоразведочных работ, в Косью-Роговской впадине нет таких открытий и ни одно месторождение не введено в разработку. Представляется, что это говорит, с одной стороны, о системных просчетах в определении приоритетных направлений геологоразведки, а с другой – о большом потенциале прироста запасов за счет новых зон нефтегазонакопления. Наличие крупных скоплений нефти и газа прогнозируется в зоне тупиковых ловушек, образованных антиуральскими надвигами, включающих толщи дислоцированных верхнеордовикских солей в зоне сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева.

Генерационный потенциал

Согласно геохимическим исследованиям специалистов ВНИГРИ, из очага нефтегазообразования Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева эмигрировало 305,01 млрд. т нефти и 137,03 трлн. м^3 газа [1]. По данному показателю этот очаг значительно превосходит все другие очаги нефтегазообразования Тимано-Печорского бассейна (Рис. 1). Например, в Верхнепечорской впадине, где расположено крупнейшее в Предуралье уникальное Вуктыльское месторождение, количество эмигрировавших углеводородов почти в 2 раза меньше.

Точность приведенной количественной оценки может вызывать определенные сомнения. Это связано с ограниченностью геохимической информации и вариативностью расчетных параметров. Вместе с тем, общие пропорции в объемах генерации углеводородов основными очагами бассейна и лидирующая роль по этому показателю Косью-Роговской впадины не вызывают сомнений. Во многом это обусловлено большими размерами Косью-Роговской впадины и высокой мощностью осадочного чехла в ее пределах, которая в ее осевой зоне составляет не менее 15 км (Рис. 2).

Помимо большого объема осадочного чехла, высокий генерационный потенциал этой впадины обусловлен ее принадлежностью к внешней погруженной зоне бассейна Уральской континентальной окраины. Это предопределило

высокое содержание в составе осадочного чехла бассейновых отложений, обогащенных битуминозными породами. В полной мере это относится к наиболее продуктивным доманиковым отложениям. Максимум эмиграции из этих пород отмечен на Кочмесской площади: нефти – 2291 тыс. т/км^2, газа – 750 млн. м^3/км^2, что значительно превышает этот параметр в других частях бассейна [5].

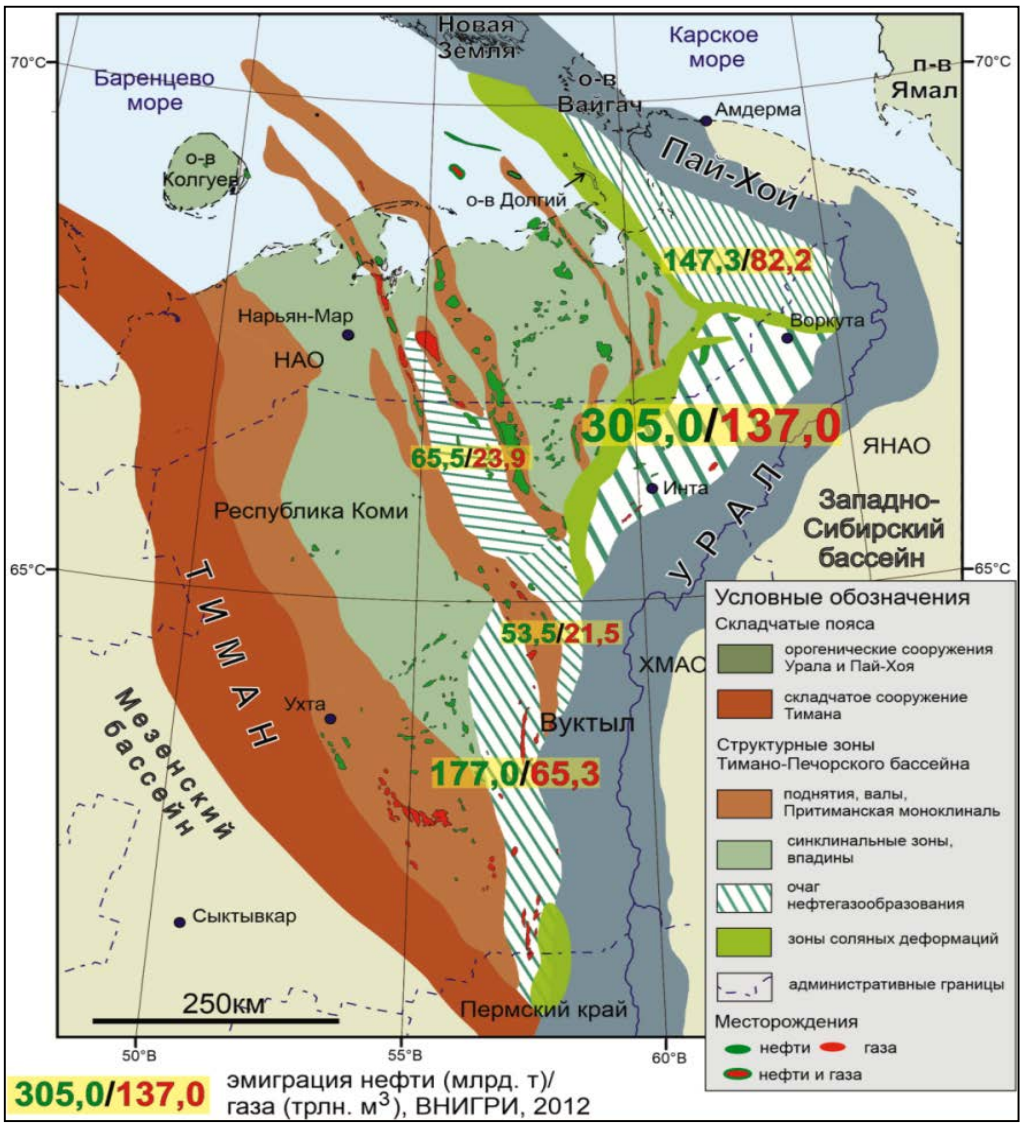
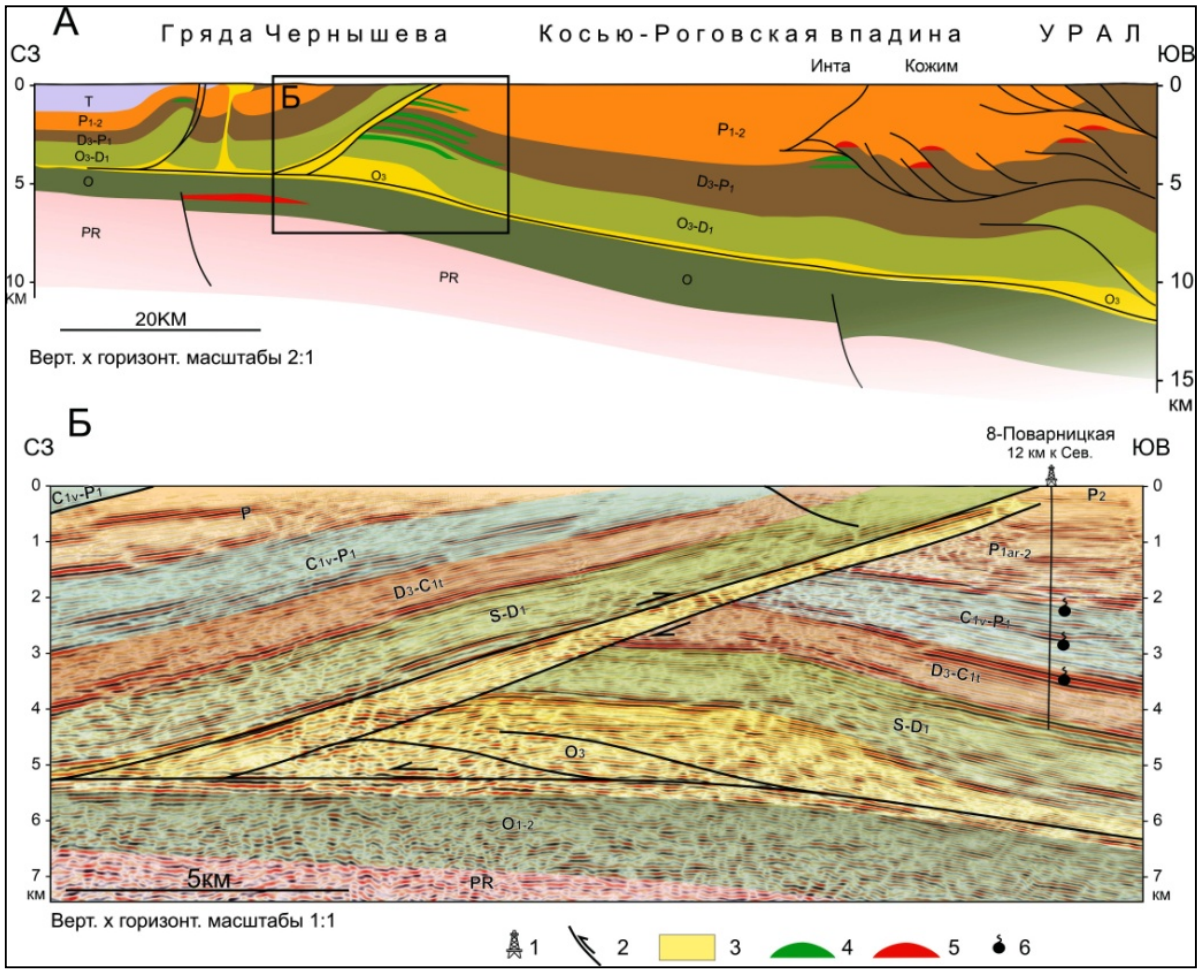


Рис. 1. Структурная схема Тимано-Печорского бассейна с количественной оценкой объемов эмиграции нефти и газа из основных очагов нефтегазообразования [1]



Условные обозначения

1 – скважина, 2 – разлом, 3 – соль, 4 – несогласие, 5-6 – известные и предполагаемые залежи: 5 – нефти, 6 – газа, 7 – нефтепроявление

Рис. 2. А – геологический разрез Косью-Роговской впадины и прилегающих складчатых зон

Положение разреза см. на рис. 1. Б – интерпретированный глубинный сейсмический разрез зоны сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева в районе Поварницкого поднятия. Положение сейсмического разреза обозначено рамкой на геологическом разрезе.

Результаты поисковых работ, причины неудач, новые критерии перспективности

Широкомасштабные геологоразведочные работы на нефть и газ в Косью-Роговской впадине были начаты в 1970-х годах. Как и во многих других регионах Предуралья, поиски были сосредоточены на высокоамплитудных антиклинальных структурах. На начальном этапе работ был открыт ряд небольших месторождений- Интинское, Кожимское, Кочмеское, Падимейское, Лемвинское, Романъельское. Позднее были выявлены Левогрубеюское, Нерцетинское, и Петровское месторождения. Из-за небольшой величины запасов открытых залежей и невысокой производительности резервуаров эти месторождения до сих пор не

разрабатываются. Поиски нефти и газа в зоне сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева также не дали промышленных открытий, хотя на ряде площадей были получены притоки нефти.

Анализ развития региона показывает, что разочаровывающие результаты поисково-разведочных работ, по всей видимости, обусловлены двумя основными причинами [8]. Одна состоит в том, что основные нефтегазоматеринские породы в осевой зоне впадины достигли зрелости и производили нефть и газ до коллизионной складчатости, в ходе которой возникло большинство опоискованных ловушек передовых складчатых зон. Это связано с высокой мощностью осадочного чехла Косью-Роговской впадины, кратно превышающую толщину чехла платформенной части бассейна.

Структурными аналогами рассматриваемого региона на доколлизионном этапе могут являться высокопродуктивные бассейны пассивных континентальных окраин, например, Западной Африки или Мексиканского залива. Вероятно, что нефтегазообразования в погруженной части Косью-Роговской впадины началось уже в конце девона, а ее кульминация приходится на конец карбона-пермь. Это предположение согласуется с данными палеомагнитных исследований, которые показывают, что в это время на Урале происходило перемагничивание пород, обусловленное повышением теплового потока [4]. Оно синхронизируется с активной магматической деятельностью. Соответственно, структуры, образованные на заключительном этапе складчатости, когда сжатие Урала транслировалось из его шовной зоны в зону передовых складок, пропустили основные миграционные потоки. Они могли аккумулировать углеводороды за счет остаточных потоков и ремиграции, что ограничивало степень их заполнения.

Второй причиной низкой результативности геологоразведки является дефицит высокоемких коллекторов. Он связан с принадлежностью большей части Косью-Роговской впадины внешней зоне континентальной окраины в силуре-ранней перми. В составе этих отложений преобладают глинистые толщи заполнения шельфовых впадин. Общая невысокая первичная пористость коллекторских интервалов усугубляется значительными глубинами их погружения при формировании Предуральского краевого прогиба. Локально трещиноватость улучшает коллекторские свойства пород в зонах деформаций, однако, этот фактор крайне нестабилен и трудно прогнозируем.

Таким образом, стратегия поисковых работ, ориентированная на разбуривание антиклинальных структур, которая в полной мере оправдала себя для платформенных районов Тимано-Печорского бассейна, давала мало шансов на открытие крупных, высокопродуктивных залежей в Косью-Роговской впадине. Исходя из анализа накопленных данных, а также опыта изучения бассейнов сходного строения, следует признать актуальность пересмотра критериев определения перспективных объектов. Они должны быть адаптированы к специфи-

ке строения рассматриваемого региона. К числу основных критериев следует отнести: (1) формирование ловушек до- или одновременно с доколлизионными миграционными потоками при условии их нахождении на путях этих потоков и (2) наличие в этих ловушках высокоемких резервуаров, включающих надежные покрышки. Выявление ловушек, отвечающих этим критериям, может привести к крупным открытиям, что объяснит парадокс очевидного несоответствия огромного нефтегазоносного потенциала Косью-Роговской впадины и неадекватно низкой величине обнаруженных запасов.

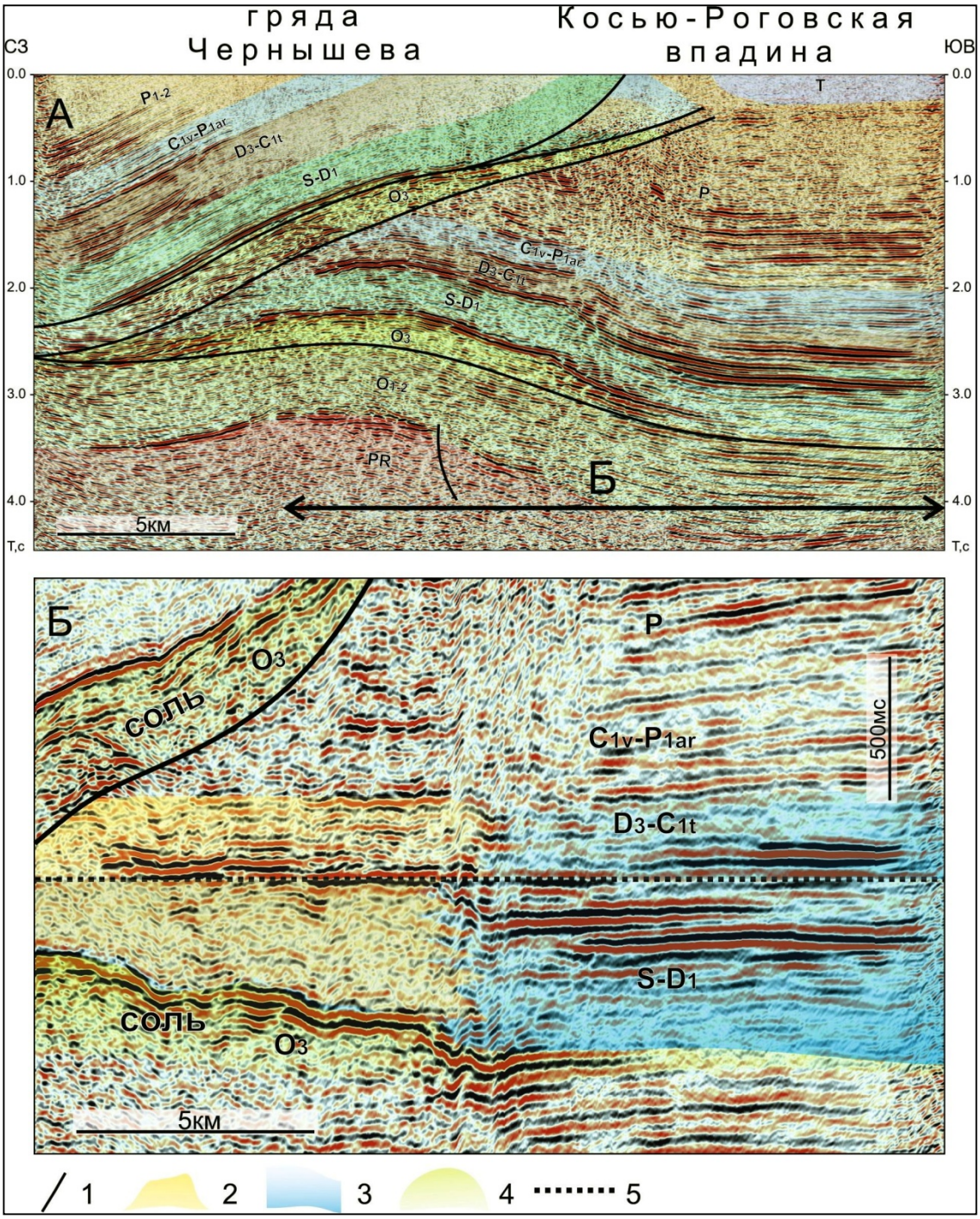
Тупиковая зона нефтегазонакопления, деформации солей

Актуализированная интерпретация геологического строения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева показывает, что в наибольшей степени обозначенным критериям отвечает тупиковая зона нефтегазонакопления, расположенная в зоне сочленения этих структурных элементов. Существование этой зоны нефтегазонакопления обеспечивается наличием в ее пределах системы антиуральских надвигов (Рис. 2). В основании этих надвигов залегают соли верхнего ордовика, которые образуют покрышку для подстилающих отложений. Наличие этих солей установлено бурением и подтверждается геофизическими данными [2, 3, 7].

В региональном плане эта структурная зона располагается в пределах вершины моноклинального воздымания осадочного чехла Предуральского прогиба. Долговременная структурная асимметрия Косью-Роговской впадины и ее обширная площадь создавали условия для массовой миграции углеводородов в направлении этой зоны нефтегазонакопления. Приподнятые элементы этого структурного тренда образуют тупиковые ловушки, способные аккумулировать потоки нефти и газа из Предуральского очага нефтегазообразования.

Перспективность ловушек тупиковой зоны нефтегазонакопления определяется не только выгодными структурными позициями и наличием соляной покрышки. Не менее важным фактором перспективности этой зоны является то, что эти ловушки формировались до наступления коллизионной складчатости, а также с большой вероятностью содержат высокоемкие коллектора. Это создавало условия для накопления нефти и газа за счет ранних миграционных потоков углеводородов.

Такие ловушки формировались в визейско-раннепермское время. На это указывает резкое сокращение толщины отложений этого возраста и изменение их состава в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины, отражающие обмеление бассейна [3, 8]. В пользу раннего формирование ловушек является наблюдаемый симбиоз соляных структур и карбонатных банок в перекрывающих силурийско-нижнедевонских и верхнедевонско-турнейских отложениях (Рис. 3).

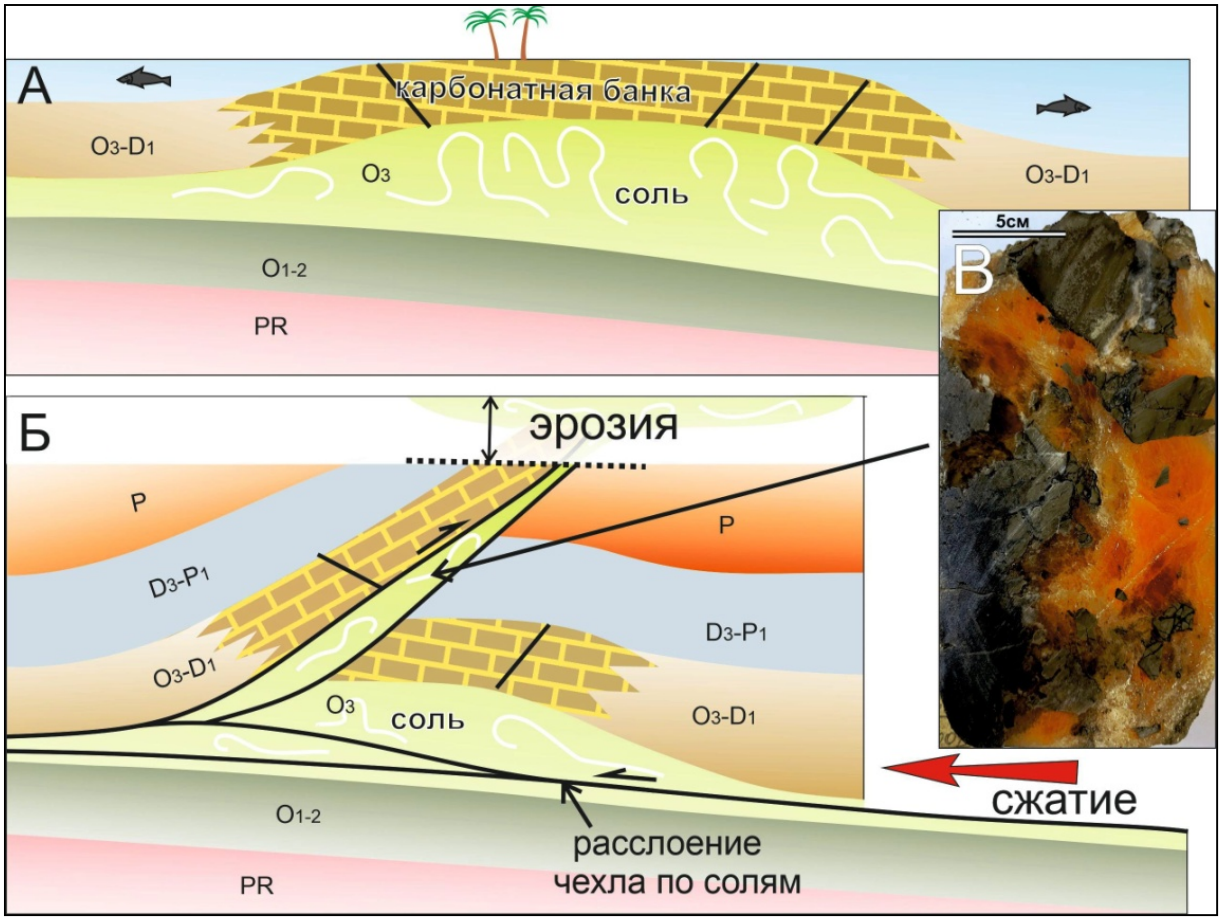


Условные обозначения
1 – разлом, 2 – карбонатная банка, 3 – шельфовая впадина, 4 – соль,
5 – поверхность выравнивания

Рис. 3. А – интерпретированный сейсмический разрез, пересекающий зону сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины (положение разреза см. на рис. 12). Б – фрагмент того же разреза, выровненный по поверхности франского несогласия и увеличенным вертикальным масштабом, показывающий симбиоз соляного поднятия и карбонатных банок в перекрывающих силурийско-турнейских отложениях

Сходная взаимосвязь соляных поднятий и карбонатных банок установлена в ряде регионов мира. Примечательно, что мелководные карбонатные комплексы включают рифы, оолитовые отмели, зоны субаэрального карстования, которые содержат высокоемкие коллектора [9]. Вероятно, что подобные коллектора распространены и в районе гряды Чернышева.

На рисунке 4 представлена схема развития структуры данного типа. Она предполагает, что растущий соляной вал предопределил локализацию мелководных карбонатных отмелей и банок (Рис. 4а). Позднее соляной вал подвергся сжатию с формирование надвиговой структуры (Рис. 4Б).



Условные обозначения: 1 – разлом, 2 – несогласие

Рис. 4. Схема развития раздавленного соляного диапира.
А – рост соляного вала и формирование над ним карбонатной банки. Б – коллизионное сжатие, сопровождаемое формированием надвига и экструзией соли. Разрезы вне масштаба.
Б – образец керна из зоны дислоцированных солей (образец из скважины Адак-2, данные ПАО «Газпром»)

В условиях сжатия соли поглощали тектонический стресс за счет пластических деформаций и выжимания с образованием соляных покровов. Локализация разломов, вероятно, определялась наличием ослабленных зон над соляны-

ми валами, где толщина перекрывающих отложений сокращена. По-видимому, соли представляют собой буферную среду, «обтекающую» массивную пластину компетентных пород, сорванную со своего основания и перемешенную к западу (Рис. 2). Соляной меланж включает обильные включения карбонатных пород, трещины которых нередко содержат нефть, что согласуется с предположением о ранней миграции нефти.

Из-за многофазности деформаций и эрозии датировка времени кульминации формирования соляных покровов представляется неоднозначной. Вместе с тем, интерпретация сейсмических данных, позволяет допустить, что этот процесс активно развивался в конце артинского века. Это иллюстрируется характером залегания слоев в зоне вероятного соляного аллохтона в Шарьюской синклинали (Рис. 5). Рост предполагаемой соляной структуры вызвал локальное формирование проградационной слоистости перекрывающих верхнеартинских толщ. Вероятно, это происходило в результате расслоения осадочного чехла Косью-Роговской впадины, вызвавшего сжатие на гряде Чернышева.

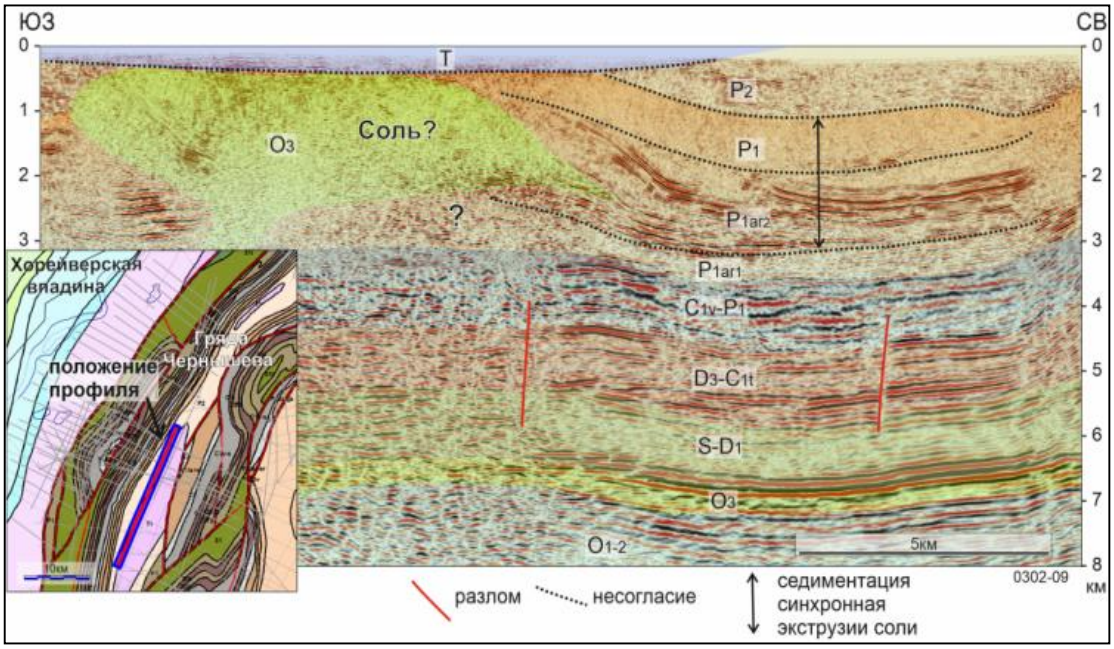


Рис. 5. Интерпретированный разрез в зоне развития соляного аллохтона в Шарьюской синклинали.
Стрелкой указан интервал верхнеартинских отложений, слоистость которого, фиксирует время экструзии соли.

В схематическом виде ход структурного развития и направления миграционных потоков нефти и газа Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева показан на рисунке 6. Эта схема основана на интерпретации регионального строения. В ней акцентируется роль соляных деформаций.

Рис. 6. Схема структурного развития и динамики нефтегазообразования в пределах Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева

На раннем этапе развития предполагается возникновение соляных структур гряды Чернышева за счет миграции солей из погруженной части бассейна континентальной окраины до коллизионной складчатости. Реальность этого процесса подтверждается существованием крупных диапировых структур в бассейнов континентальных окраин, не затронутых деформациями сжатия. Примером может служить Северокарский бассейн, где верхнеордовикские соли образуют диапировые структуры в зоне сочленения впадины Урванцева и вала Наливкина (Рис. 7). Также как и в рассматриваемом районе, рост соляных диапиров здесь происходил в силуре-девоне [6].

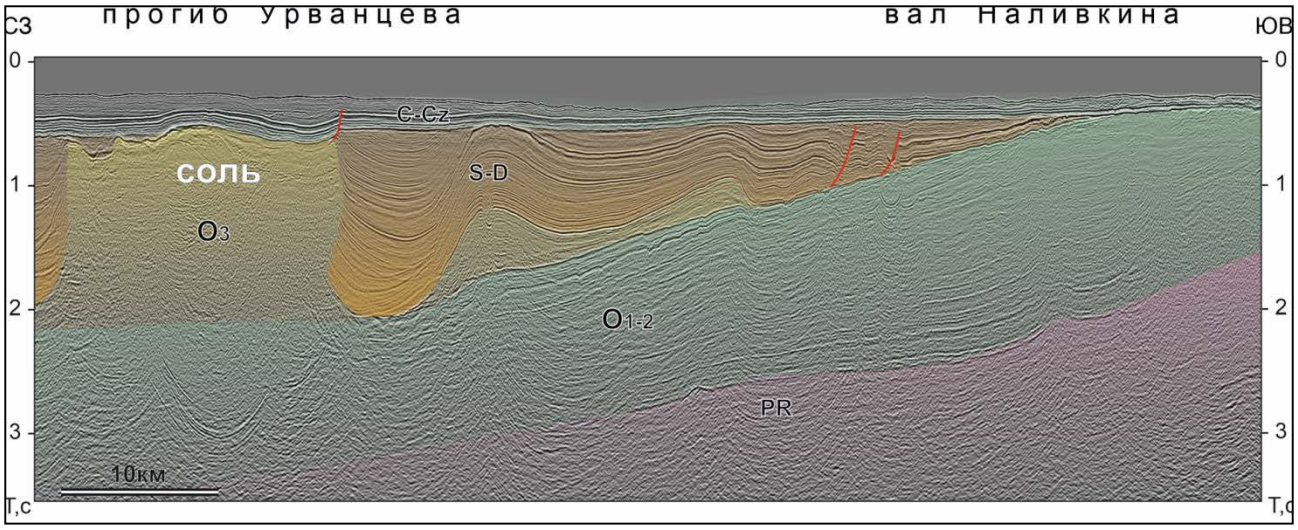


Рис. 7. Интерпретированный сейсмический разрез
Северокарского бассейна [6]

В силуре-карбоне растущие соляные валы служили основанием для развития карбонатных банок и мелководных отмелей. Они определяли положение границы мелководной и глубоководной зон шельфа. Пермская складчатость привела к деформациям соляных диапиров с образованием надвиговых структур. Позднее происходило усложнение структурного плана за счет комбинации надвиговых и сдвиговых движений, а также продолжающихся деформаций солей.

Структурная асимметрия Косью-Роговской впадины обеспечивала длительную преимущественно одностороннюю миграции нефти и газа в направлении гряды Чернышева. Соответственно, ловушки, приуроченные к карбонатным банка и соляным структурам, могли аккумулировать углеводороды ранней генерации. Последующие дислокации имели двоякое воздействие. С одной стороны, они могли разрушать и/или переформировать залежи нефти и газа. Вероятно, это имело место северной части гряды Чернышева в районе площадей Воргамусюр и Адак. Данные сейсморазведки и бурения показывают, что в этом районе поднадвиговые отложения приобрели региональный уклон в юго-западном направлении, где потенциально продуктивные отложения выходят на эрозионную поверхность. Это расформировала подсолевые ловушки. С другой стороны, крупноамплитудные деформации могли значительно повысить объем ловушек при условиях сохранения замкнутого объема и целостности соляной покрышки.

Нефтегазоносный потенциал

Наиболее крупной и изученной структурой тупикового тренда является Поварницкое поднятие. Оно имеет четко выраженные латеральные замыкания и выражено в верхнеордовикско-пермских отложениях. В его ядре отмечается утолщение соли. По данным интерпретации переобработанных данных сейсмо-

разведки 2 и 3Д его площадь по поверхности тиманского несогласия превышает 250км^2, высота – не менее 1 км. Покрышкой является надвиговая пластина гряды Чернышева с верхнеордовикскими солями в основании. Наличие этих солей подтверждается данными МТЗ и потенциальных полей (Соборнов и др., 2021). На рисунке 8 показано объемное изображение этой структуры.

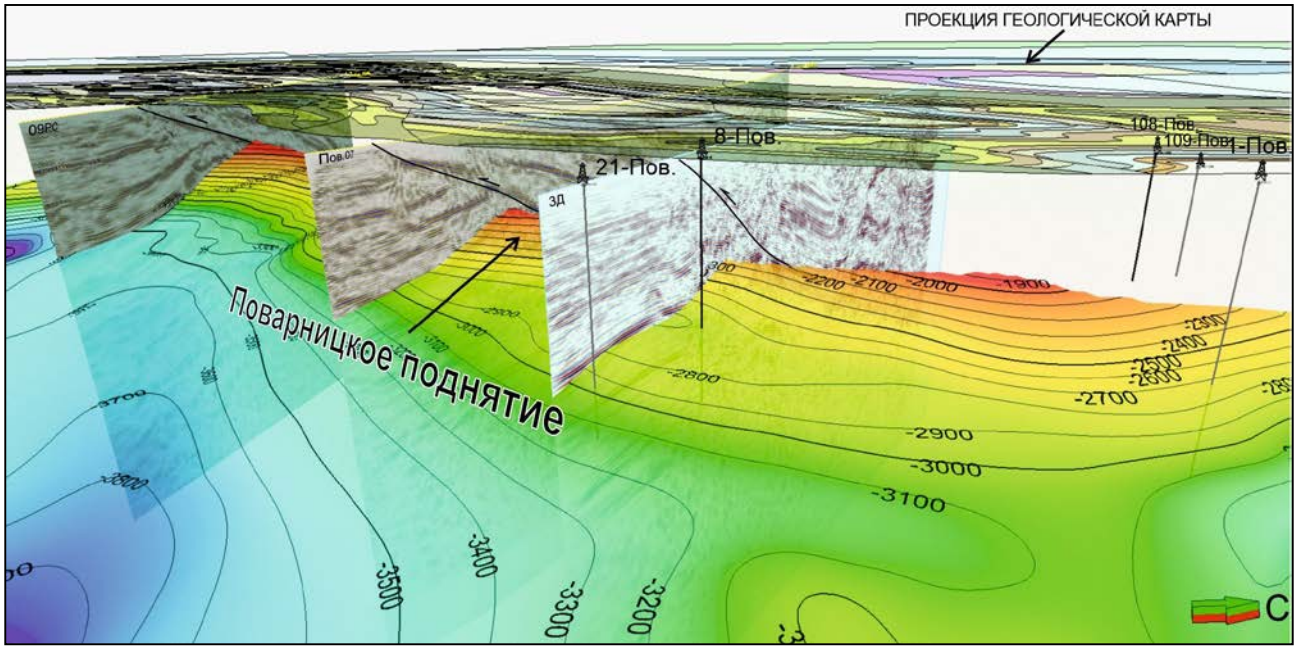


Рис. 8. Строение района Поварницкой структуры
по данным сейсморазведки 2 и 3Д.

На рисунке показано положение пробуренных скважин. Полупрозрачная цветная поверхность – глубинная структура поверхности тиманского несогласия.

Благоприятное положение Поварницкой структуры, а также получение притока нефти в скважине 21-Поварницкая и признаки наличия нефтегазоносных интервалов в других скважинах, пробуренных на дальней периферии этой структуры в 1980-х гг., свидетельствуют о высокой вероятности наличия на этой площади скоплений нефти и газа. Размещение вероятных залежей нефти и газа показано на рис. 2. Залежи могут находится в широком стратиграфическом (ордовик-пермь) и глубинном диапазонах (1,5-6,0км).

Данные сейсморазведки 3Д показывает, что в присводовой части Поварницкого поднятия в составе верхнедевонско-турнейского комплекса присутствуют карбонатные банки и рифы, под которыми отмечается утолщения верхнеордовикских солей. В разрезе перекрывающих отложений визейско-нижнепермского комплекса прослеживаются признаки карстования, связанного с субаэральным выщелачиванием карбонатов и ангидритов. Сейсмическое изображение верхнедевонской карбонатной постройки в пределах северного купола Поварницкого поднятия показаны на рисунке 9. Наличие карбонатных

построек, оолитовых интервалов и зон карстования позволяет рассчитывать на наличие в их пределах зон увеличенной мощности высокоемких резервуаров. Они могут обеспечить высокую плотность запасов и дебитность скважин. Основным геологически риском Поварницкой ловушки является целостность соляной покрышки, экранирующей прогнозируемые залежи.

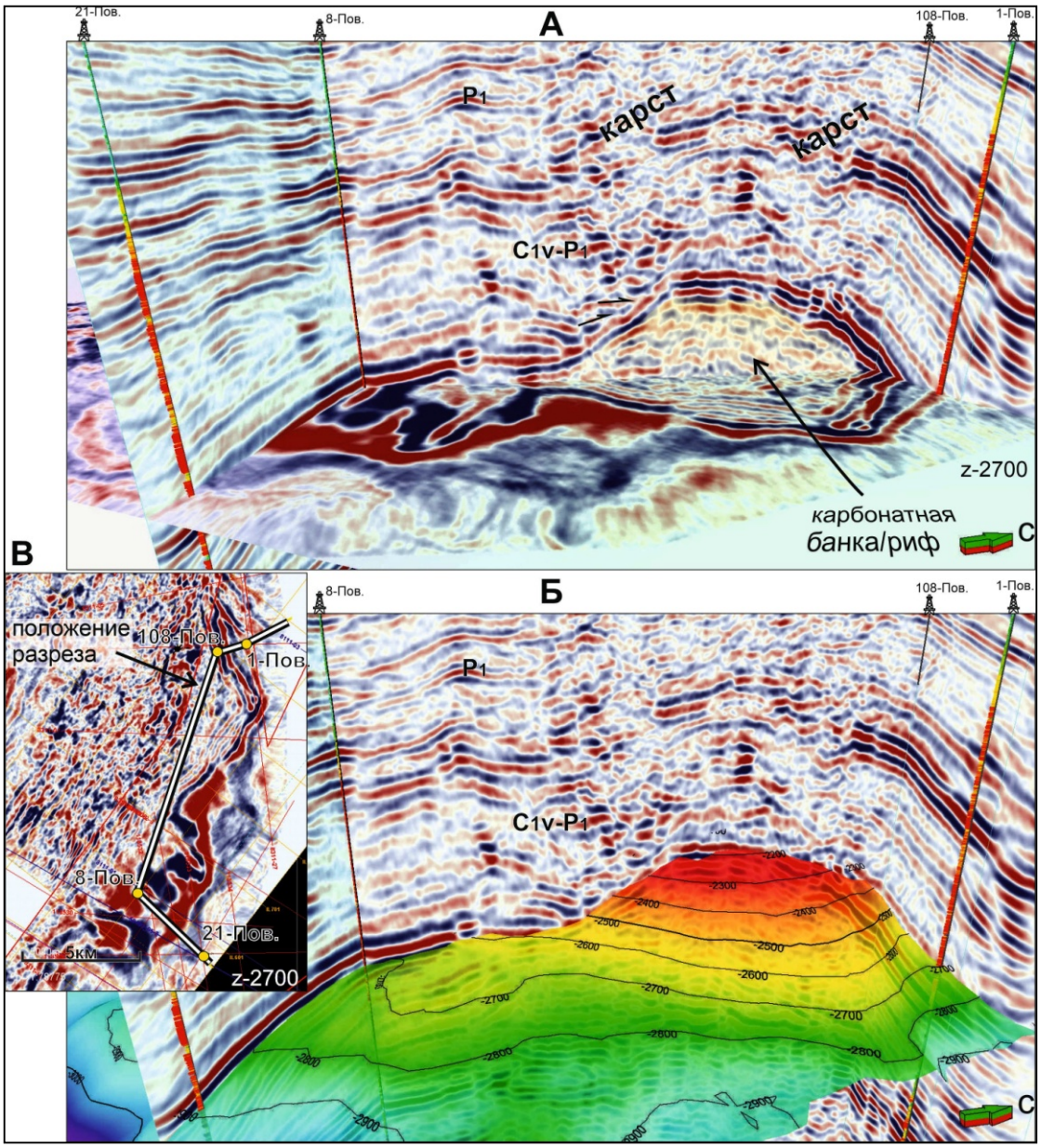


Рис. 9. А – сейсмическое трехмерное изображение верхнедевонской карбонатной постройки в пределах северного купола Поварницкого поднятия, Б – то же с изображением глубинной структурного поверхности визейского несогласия

Заключение

Низкая результативность геологоразведочных работ в районе гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины обусловлена системными просчетами в

выделении приоритетных объектов. Главными факторами риска являются постмиграционная природа большинства антиклинальных ловушек и дефицит коллекторов, обусловленные спецификой геологического развития региона. Эти риски минимальны в пределах тупикового нефтегазоносного тренда в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Ловушки этой зоны нефтегазонакопления занимают благоприятное положение для аккумуляции нефти и газа основных миграционных потоков, предшествующих коллизионной складчатости. В пределах этого структурного тренда прогнозируется наличие высокоемких коллекторов, включая карбонатные постройки, оолитовые интервалы, зоны карстования. Огромный генерационный потенциал Косью-Роговской впадины благоприятствовал формированию крупных залежей. Парадоксальная «недостача» запасов нефти и газа в пределах гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины может быть обнаружена в результате проведения целенаправленных поисков нефти и газа в пределах тупикового нефтегазоносного тренда в зоне сочленения этих структурных элементов.

Литература

1. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна. Доклад на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России», Санкт-Петербург, ВНИГРИ. - 2012, CD-ROM.

2. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции. Георесурсы. 2016, 18, 1, 13–23.

3. Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. СПб., Реноме, 2017, 288 с.

4. Иосифиди А.Г., Храмов А.Н. Палеомагнетизм палеозойских отложений разрезов р. Кожим: к проблеме палинспастических реконструкций Приполярного Урала и Пай-Хоя. Физика Земли, 2013, 1, 67-80.

5. Котик И.С., Котик О.С. Органическое вещество углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн). Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018, 13, 3. http://www.ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf

6. Никишин В.А. Эвапоритовые отложения и соляные диапиры прогиба Урванцева на севере Карского моря. Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 2012, 4, 54-57.

7. Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал. Геология нефти и газа. 2021, 1, 73–88.

8. Соборнов К.О. Каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря: новое направление нефтепоисковых работ в Косью-Роговской впадине Тимано-Печорского бассейна. Геология нефти и газа. 2022, 5, 17–30.

9. Shann, M. V., K. Vazquez-Reyes, H.M. Ali, and A. D. Horbury. The Sureste super basin of southern Mexico: AAPG Bull., 2020, 104, 2643–2700.

НИЖНЕПЕРМСКИЕ РИФЫ УЧАСТКА ХОРЕЙВЕРСКИЙ №3 И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Б.П. Богданов[1], Н.В. Перемышленникова[2], В.В. Заборовская[3]
[1]ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр»
[2]ООО «РЕНАТА»
[3]ФГБОУ ВО «УГТУ»

Участок №3 гряды Чернышева и Хорейверской впадины расположен в зоне сочленения Хорейверской впадины и гряды Чернышева [2]. Западная часть участка охватывает восточный склон Салюкинской антиклинали и центральную часть Цильегорской депрессии Хорейверской впадины. В восточной части располагаются структуры гряды Чернышева – Хоседаюский вал, Адзьвавомская депрессия, Тальбейский блок (Рис. 1).

Особенностью Хорейверской впадины является несоответствие в строении структурных этаже. По поверхности протерозоя (фундамента) и нижнему структурному ярусу (нижнепалеозойский комплекс) впадине соответствует поднятие – Большеземельский свод. В кунгурское время под влиянием активно расширяющегося на платформу Предуральского прогиба палеосвод приобрел тенденцию к опусканию. Произошло образование наложенной на палеосвод Хорейверской впадины, окончательно сформировавшейся в юрско-меловое время. Толщина всех палеозойских и мезозойских осадков увеличивается от 4,0 км на вершине Большеземельского свода до 5,0-7,0 км на его склонах.

Согласно схеме тектонического районирования, западная часть лицензионной территории участка №3 относится к Цильегорской депрессии Хорейверской впадины, которая представляет собой вытянутую в субмеридиональном направлении впадину шириной 20-30 км с наиболее погруженными участками вдоль восточной прибортовой зоны, почти замкнутую на юге сближающимися Макарихинской и Усино-Кушшорской антиклиналями, расширяющуюся к северу и открывающуюся в сторону Колвависовской ступени. Структурный план депрессии по ОГ I (P_1), IIs (C_1s_1), II-III (C-D), III-IV (D-S) имеет сложный мозаичный характер с унаследованными чертами вверх по разрезу. Толщина всех палеозойских и мезозойских осадков увеличивается от 4,0 км на вершине Большеземельского свода до 5,0-7,0 км на его склонах.

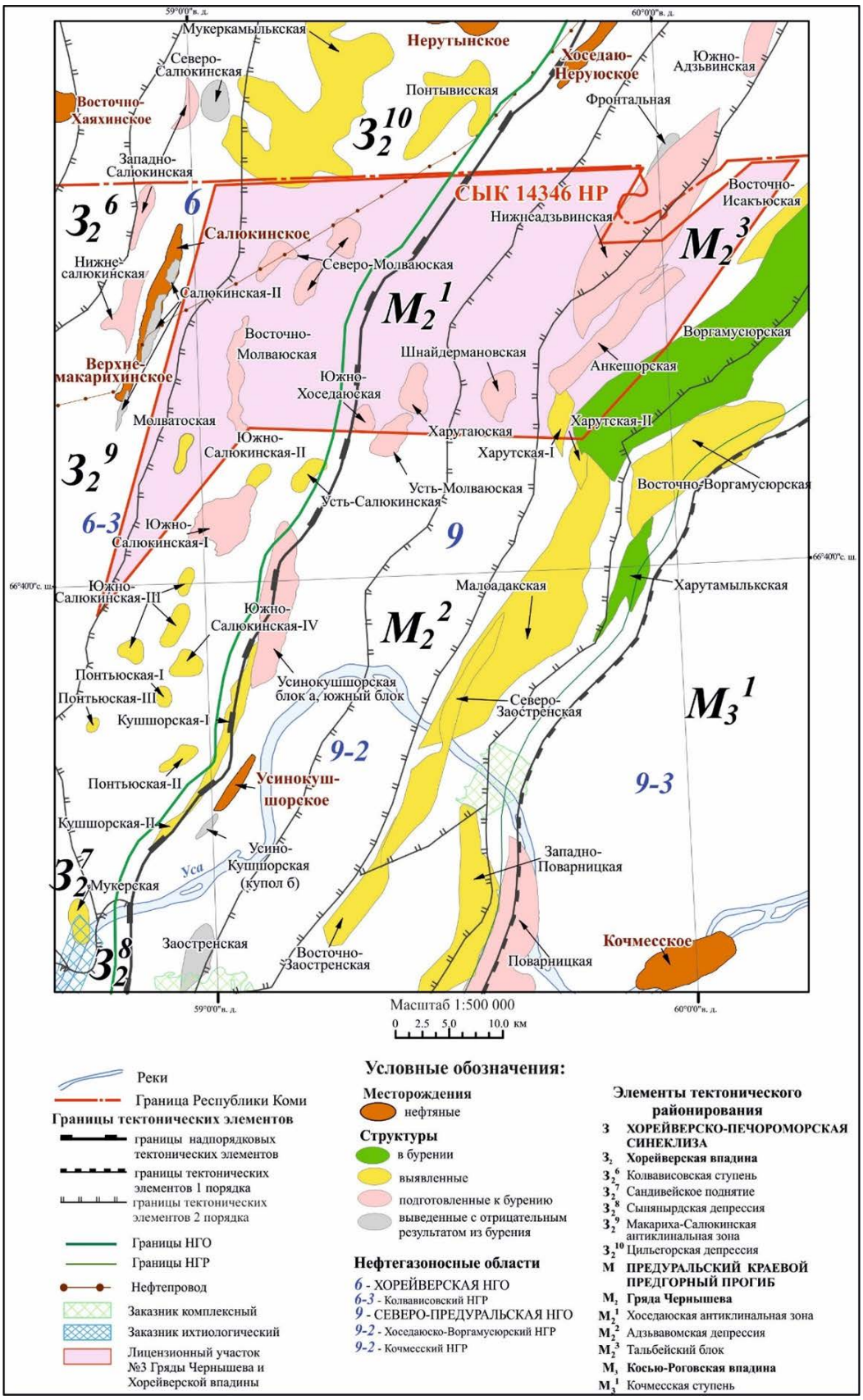


Рис. 1. Выкопировка из карты нефтегазогеологического и тектонического районирования ТПП (ООО «ТП НИЦ»)

На фоне общего погружения отражающих горизонтов в восточном и северо-восточном направлениях в центральной части депрессии выделяется приподнятый участок, в пределах которого расположены Северо-Молваюская и Восточно-Молваюская структуры, разделенные незначительным (~20 м) прогибом. На юге площади амплитудный прогиб отделяет Восточно-Молваюскую структуру от Южно-Салюкинской-II структуры. На севере территории выделяется Южно-Нюкучашорская структура. К востоку от Восточно-Молваюской структуры выявлена Северо-Молвавожская структура. *Восточно-Молваюская структура* по ОГ I (P_1) представляет собой брахиформное поднятие северо-западного простирания, осложненное двумя куполами. В контуре замкнутой изогипсы минус 1970 м размеры структуры по ОГ I (P_1) составляют 11,5×2,0-5,0 км при амплитуде 45 м. В пределах Восточно-Молваюской структуры выделены три биогермные постройки, наиболее амплитудная среди них приурочена к куполу **а**.

Западную часть полигона занимает северная периклиналь Макариха-Салюкинского вала, где локализуется Северо-Салюкинская приразломная структура. Амплитуда ее западного крыла, оборванного тектоническим нарушением, по подошве доманиковых отложений составляет 50м.

На востоке участка №3 находится гряда Чернышева [1, 2], проявляющаяся выходами на дневную поверхность отложений от четвертичных до нижнесилурийских, разделенная на отдельные тектонические блоки. Наименее обнаженный северный Нядейтинский блок южнее сменяется Тальбейским, который южнее р. Усы в районе д. Адак переходит в Шарью-Заостренский блок.

На северной периклинали Воргамусюрской (Нэлынявожской) структуры еще за счет бюджета была пробурена скважина 1-Воргамусюрская. Скважиной на глубине около 2700 м под нормально залегающим разрезом карбона, девона, силура вскрыты соли, относимые к ордовикской системе. При забое скважины около 3000 м из межсолевых (?) отложений получен аварийный приток нефти и газа. Эти обстоятельства заставили целенаправленно переобработать профили в районе скважины и более внимательно рассмотреть полученные материалы.

Эти материалы позволяют воссоздать наименее восстанавливаемые по геологическим съемкам и редким скважинам этапы развития гряды от протерозоя до ранней перми (начало коллизий в Приполярном секторе Урала). Этому способствует анализ изменения мощностей отложений между отражающими горизонтами VI (кровля PR_2) и Ia+s (кровля карбонатов P_1a+s). Анализ распределения временных толщин показывает, что в пределах гряды Чернышева толщина отложений ордовикско-сакмарского комплекса составляет 6000 м и более, а в Хорейверской и Косью-Роговской впадинах – 4100 м. Прирост толщины в пределах гряды Чернышева происходит за счет ордовикско-силурийского комплекса, что прекрасно видно на временных разрезах. Из такого распределения толщин представляется совершенно очевидным, что на месте гряды Чернышева в ордовикско-силурийское время существовал прогиб, подобный Колвинскому.

Интенсивное его прогибание закончилось к среднему девону, а основные инверсии происходили на рубеже среднего-верхнего девона, перми и триаса, триаса и юры.

О размахе вертикальных движений при инверсии гряды Чернышева можно судить по соотношению сохранившихся разрезов триаса в Хорейверской и Косью-Роговской впадинах, где их мощность составляет 1800 и 800 м, соответственно, и отсутствию его на Воргамусюрской складке, а также отсутствию на этой же складке отложений верхней и нижней перми (до 3,0 км); карбона и девона (1,6 км), верхнего и значительной части нижнего силура (до 1,2 км) на участках выхода нижнего силура на дневную поверхность. Т.е., общая мощность размытых отложений может составить 6÷6,5 км. При региональном наклоне в триасовое время на запад горная страна гряды Чернышева должна была испытывать тенденции гравитационного перемещения по ордовикским солям, что и выразилось во взбросо-надвиге Хоседаюского вала, взбросах Исакъюского и Нэлынявожского валов, некоторым налеганием дислокаций гряды на разрезы Косью-Роговской впадины.

Интенсивное прогибание в раннем палеозое, инверсии в триасе и юре позволяют сравнить гряду Чернышева с Колвинским, Печоро-Кожвинским мегавалами Печоро-Колвинского авлакогена, с дислокациями Варандей-Адзьвинской структурной зоны, а на основании этого предполагать и высокие перспективы нефтегазоносности гряды. При этом для гряды следует делать поправки на большую сложность строения объектов, большую долю трещинных коллекторов, большее влияние на условия формирования залежей разломной тектоники. И, самое главное, считать гряду Чернышева и Варандей-Адзьвинскую структурную зону единым Варандей-Чернышевским авлакогеном.

Непосредственно к северу от участка №3 на востоке Колвависовской ступени выделяется структурная зона, которую составляют структуры Северо-Помолесьшорская, Восточно-Помолесьшорская, Помолесьшорская, Ладотынская, Западно-Подверьюская, локализующиеся на отметках – 3600-3750 м. Площадь структур изменяется от 3 до 8 км^2 при амплитуде до 50 м. Наибольшей контрастностью отличается структурный план территории по подошве елецкого горизонта нижнего фамена. Поверхность этого реперного уровня контролируется отражающим горизонтом $IIIfm_1$($Д_3fm_1$) и облекает разнотипные рифовые постройки. На востоке этой зоны по аномалиям волнового поля были выделены в отложениях верхнего девона рифовые постройки: Ладотынская, Западно-Подверьюская, Западно-Хосолтинская, Севрейшорская, Екушатыская, Северо-Салюкинская. Проведенным глубоким бурением подтверждена рифовая природа всех опоискованных аномалий. Высота одиночных рифовых построек относительно одновозрастных депрессионных отложений составляет 400-450 м, а амплитуда структур облекания обычно не превышает 50-80 м. По вышележащим горизонтам карбона-триаса структурный план выполаживается.

По заказу недропользователя на участке №3, в том числе на гряде Чернышева, в 2008 -2009 гг. были переобработаны и переинтерпретированы профили прошлых лет (Л.К. Тарасова, ООО «Дэнис», 2008 г), отработаны новые профили в объеме 400 пог. км, переобработаны и переинтерпретированы профили прошлых лет (О.Л. Ходневич, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – «СеверНИПИгаз», 2009ф), на основании которых выполнены структурные построения и описание тектонических элементов.

В северной части Хорейверской впадины сейсморазведкой МОГТ в рассматриваемых нижнепермских отложениях закартировано множество аномалий волнового поля, которые могут быть связаны с органогенными постройками типа карбонатных банок, с одиночными рифами [3]. По рисунку волновой картины и структурному плану ОГ Ia такие банки можно предполагать на Синдотинском, Надеждинском, Сюрхаратинско-Тэдинском и других участках. Рифовая природа аномалий подтверждена скважинами 91-Харейсинской, 31-Садаягинской, 1-Северо-Чернореченской, 1-Варкнавской, 63-Сарутаюской, 21-Вангурейяхинской и рядом других. Так, в скв. 91-Харейсинской ассельско-сакмарские отложения представлены 200-метровой толщей водорослевых криноидно-мшанковых известняков. Аномалии достаточно четко проявились в структурном плане ОГ Ia, обусловливая его высокую дифференциацию, а также в картах временных толщин интервала ОГ Ia-ОГ IIv и толщинах артинских отложений.

При таком обилии числа выявленных построек значительных скоплений УВ в рифовых объектах Печоро-Колвинского авлакогена, севера Хорейверской впадины не выявлено, что объяснялось рядом исследователей трехчленным строением резервуара и неблагоприятным соотношением амплитуды замкнутой структурной поверхности ОГ Ia и мощности перекрывающей ее промежуточной толщи. Ниже мы попробуем показать, что это не совсем так.

С нашей точки зрения, выдающимся полигоном для изучения нижнепермских ассельских, сакмарских, артинских, кунгурских отложений является Колвинское нефтяное месторождение, расположенное в 40 км к северу от участка №3, строение которого кратко показано ниже. На месторождении нерасчлененные ассельский и сакмарский ярусы нижней перми представлены разнофациальными отложениями (Рис.2). Биогермные отложения раннепермского возраста вскрыты в скважинах 20, 60, 65, 120, 129, 130, 1П-Колвинские. Они сложены известняками светло-серыми, водорослевыми, водорослево-детритовыми, органогенно-обломочными с разноориентированными трещинами, пористыми, мелкокавернозными, с обломками криноидей и фораминифер. В скважине 1П в интервалах 2140,0-2149,0 м, 2149,0-2167,0 м, 2167,0-2185,0 м, 2185,0-2203,0 м, 2203,0-2221,0 м, 2221,0-2239,0 м (долбл. 1-6) отложения представлены известняками и доломитовыми известняками белыми, серыми и темно-серыми, микро- и скрытокристаллическими, со стилолитовыми швами, кавернозно-

пористыми, кальцитизированными, трещиноватыми, каверны и трещины выполнены кальцитом в виде щеток и крупных кристаллов остроугольной формы, органно-детритовые с включениями органических остатков палеофауны брахиопод. На свежем сколе породы отмечается характерный запах углеводородов и насыщение нефтью коричневого цвета. Мощность биогенных отложений изменяется от 72 м (скв. 60-Колвинская) до 159 м (скв. 1П).

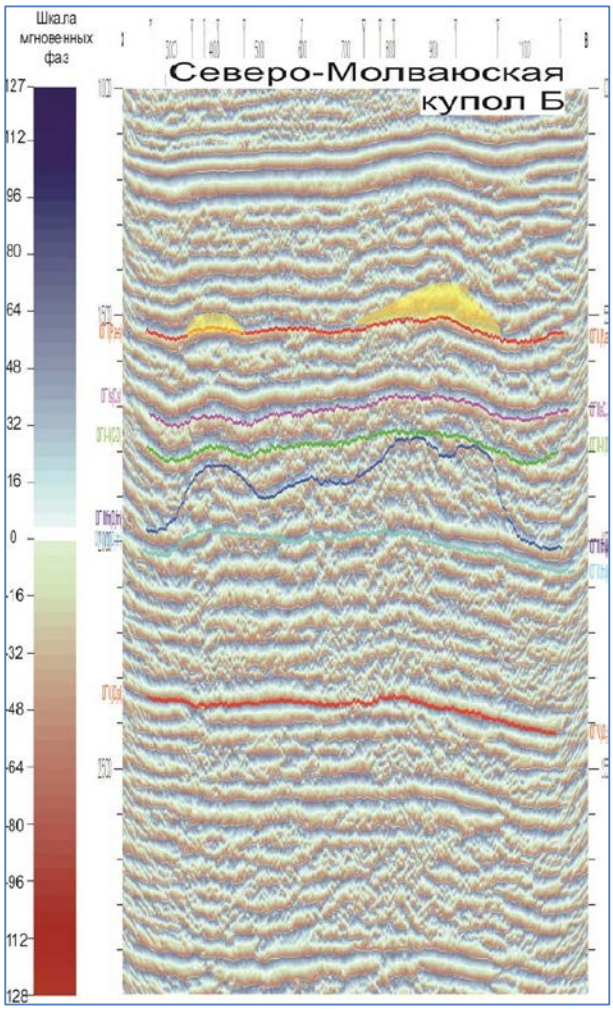


Рис. 2. Фрагмент временного разреза через Северо-Молваюскую структуру

В остальных скважинах отложения ассельского и сакмарского ярусов представлены переслаиванием мергелей, глинистых известняков, аргиллитов и глин. Эти отложения можно принять за глубоководные аналоги рифов. Слагающие их известняки темно-серые, серые, тонко-мелкокристаллические, сильно глинистые, массивные и слоистые. Порода плотная, крепкая, пиритизированная, окремненная, битуминозная. Мощность глубоко-водных отложений нерасчлененных ассельского и сакмарского ярусов изменяется от 20 м (скв. 1-Колвинская) до 40 м (скв. 1-Северо-Колвинская). В пределах Колвинского месторождения ассельско-сакмарские отложения нижней перми являются промышленно продуктивными.

В скважине 1-Восточно-Молваюская мощность нижнего отдела перми составляет 115 м. Верхняя часть разреза (долбление 1 инт. 2077-2085 м) представлена известняками светло-серыми, водорослево-детритовыми, участками сгустково-комковатыми, в нижней части встречаются прослои глинистых известняков.

По каротажной характеристике в интервале 2052-2085 м скважины 1-Восточно-Молваюская можно видеть пачку карбонатов, соответствующих фрагменту рифа, основная часть которого видна на сейсмическом профиле к западу от скважины.

На Колвинском месторождении в разрезе артинского яруса можно и нужно выделять две части: нижняя большая по толщине часть яруса, относимая к нижнему подъярусу, сложена переслаиванием известняков, аргиллитов, мергелей, переходящих в карбонатно-кремнисто-алевритово-глинистую породу. Известняки серые, участками и прослоями до темно-серых, мелкокристаллические,

неравномерно глинистые и алевритистые, плотные, очень крепкие, линзовидно- и волнистослоистые, прослоями переходящие в темно-серую глинисто-карбонатную, кремнистую породу. И эти породы, залегающие между рифами согласно на породах сакмарского яруса, следует считать толщей заполнения, компенсирующей рельеф рифов ассельско-сакмарского возраста высотой свыше 159 м.

В верхней части разреза артинского яруса залегает толща менее глинистых известняков верхнеартинского подъяруса, которая имеет особое строение. Специфика ее заключается в том, что она перекрывает разнофациальные разрезы сакмарского яруса и нижнеартинского подъяруса: над нижнеартинской толщей заполнения залегают глинистые известняки, над сакмарскими рифами (с размывом) – известняки и доломиты биогенного характера, образующие постройки типа биостромов с каверно-поровыми коллекторами. Мощность артинского яруса варьирует от 43 м (скв. 20-Колвинская) до 82 м (скв. 60-Колвинская).

Подобное строение артинского разреза мы наблюдаем в скважинах 1-Западно-Подверьюская, 30-Севрейшорская, 11, 13 – Салюкинские, 1-Северо-Салюкинская, 6-Хоседаю-Неруюская, и в скважине 1-Восточно-Молваюская (инт. 1973-2052 м).

Отложения верхнеартинского подъяруса часто являются коллекторами и могут и должны содержать залежи УВ, как мы это наблюдаем на Ярейюском месторождении Колвинского мегавала.

Кунгурский ярус сложен тонким горизонтально волнистым переслаиванием глин темно-серых до черных, аргиллитоподобных и алевролитов серых и темно-серых, полимиктовых, с подчиненными прослоями глинистых известняков и песчаников. Мощность кунгурского яруса увеличивается в северо-восточном направлении от 20-70 м в Хорейверской впадине до 117 м в скважине 6-Хоседаю-Неруюская. В скв. 1-Восточно-Молваюская мощность кунгурских отложений составляет 42 м.

С нашей точки зрения, на Колвинском месторождении после проведения сейсморазведки МОГТ-3D получены уникальные данные, которые можно охарактеризовать следующими параметрами: глубина залегания – 2050-2200 м; размеры рифа в поперечнике – 250-500 м; высота рифа – 160 м; количество эффективных коллекторов – 23-60 м; пористость – 7-13 %; этаж нефтеносности – 80-95-125 м; дебиты нефти – до 658 м^3/сут. (расчет), 172-220 м^3/сут. (в колонне); количество построек на единицу площади месторождения – 1 постройка на 4-5 км^2 участка; возможные ресурсы одиночного рифа размерами 250×160 м (при известных параметрах подсчета) – 95000 т; извлекаемые запасы – 38000 т.

Наблюдения за нефтегазоносностью месторождения привели нас к выводу: для принятия решения о продуктивности рифа после бурения на нем скважины необходимо быть уверенным, что скважина пробурена в гребне рифа, а это достигается только при наличии достоверных данных МОГТ-3D. Об опти-

мальности заложения пробуренной скважины относительно гребня укажет наличие над рифом биострома позднеартинского возраста и очень вероятная его продуктивность.

Уникальная система нижнепермских рифов, похожая в плане на кровеносную систему, закартирована А.В. Самойловым (2014ф) на севере вала Сорокина на Наульской и Лабаганской площадях при широкоазимутальной съемке 3D. Схожесть отдельных рифов-столбиков (канадцы назвали бы их пинаклами) высотой 160-180 м с подобными рифами Колвинского нефтяного месторождения, Западно-Хатаяхской площади в Хорейверской впадине позволяет предположить, что центральная часть Хорейверской впадины от Пайхарской структуры на севере до группы Баганских структур на юге пронизана такой сеткой рифов. И понятно, что детально закартирована эта сеть может современной модификацией сейсморазведки 3D.

Чтобы оценить возможное количество рифов воспользуемся вышеприведенными данными по Колвинскому месторождению и его периферии, где одна постройка приходится на 5 км^2. При площади северной части Хорейверской впадины 26320 км^2 количество одиночных рифов может составить 5265 штук. Величина фантастическая.

А теперь обратимся к материалам сейсморазведки МОГТ-2D, которые позволяют картировать рифы нижней перми на участке Хорейверский-3. Предлагаем вниманию читателя и недропользователя разрез мгновенных фаз сейсмического профиля 108 (Рис. 2), на котором каждый читатель, а тем более каждый интерпретатор увидит в нижнепермской части разреза участка №3 аномалии типа «риф». Подобные аномалии установлены в присводовых частях и крыльях локальных структур: Восточно-Молваюской (купола а, б), в Северо-Молваюской структуре, в куполах а и б Южно-Хоседаюской структуры, на Харутаюской, Усть-Молваюской, Шнайдермановской структурах (Рис. 3), которые требуют опоискования бурением, в том числе после оценки ресурсов.

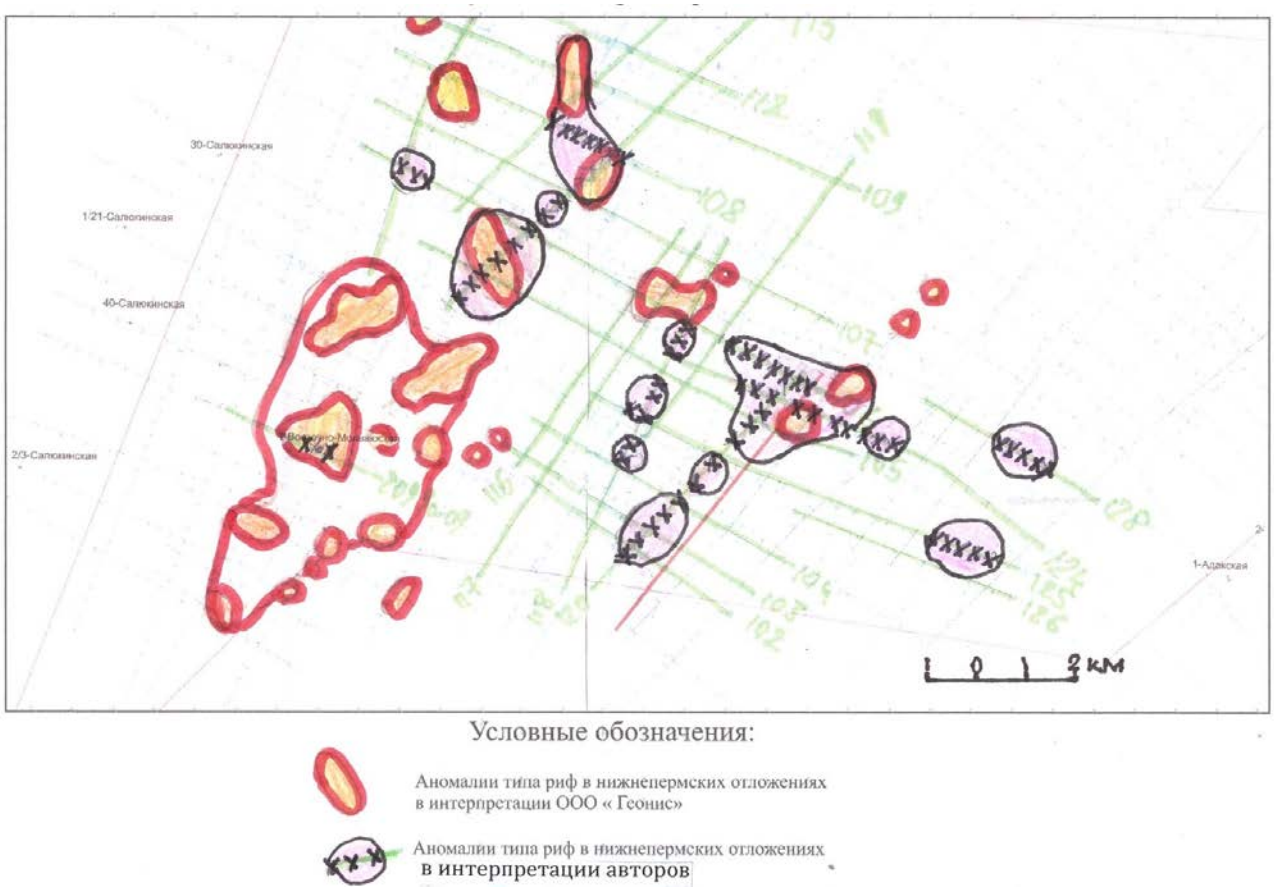


Рис. 3. Аномалия типа риф в нижнепермских отложениях
участка Хорейверский №3

Как, хотя бы приблизительно, оценить ресурсы нижнепермских рифов? На примере Колвинского месторождения можно рассчитать геологические запасы категории C_1+C_2 на единицу площади каждой из четырех залежей: залежь 1 – 4,2 км^2 – 3,6 млн. т – 0,86 млн. т/км^2; залежь 2 – 0,34 км^2 – 0,36 млн. т – 1,06 млн. т/км,^{2}; залежь 3 – 0,32 км^2 – 0,43 млн. т – 1,34 млн. т/км^2; залежь 4 – 4,9 км^2 – 1,66 млн. т – 0,34 млн. т/км.^{2}. Среднее – 9 млн. т/км^2 – 3.

На рисунке 3 показаны аномалии участка Хорейверский-3, связываемые с рифами нижней перми, площадь которых составляет примерно 47 км^2. Тогда геологические ресурсы могут составить Qн=47×0,9=42,3 млн. т. И пренебрегать такими ресурсами не следует. В таком случае выводы и рекомендации по продолжению работ на участке могут выглядеть следующим образом:

По материалам МОГТ-2D возможно еще:

1. Уточнить контуры девонских рифов с выделением новых. 2. Выделить и построить карту распространения рифов нижней перми-карбона. 3. Выделить аномалии типа «риф» в силурийско-ордовикском разрезе. 4. Выделить дополнительные отражающие горизонты в триасе, перми, нижнем девоне, силуре-ордовике и выполнить по ним построения. 5. Шире использовать палеорекон-

струкции временных разрезов для уточнения тектонического строения сложнейшей гряды Чернышева для выявления ее авлакогенной природы, так как это позволит подготовить новые перспективные объекты.

Более затратные финансово и по срокам рекомендации могут выглядеть так: 1. Выполнить съемку МОГТ-3D на участке аномалий 2D. Результаты таких работ будут актуальны на весь срок недропользования. Кроме рифов могут быть закартированы иные перспективные объекты. 2. Точку для бурения поисковой скважины по материалам 2D можно определить по временному разрезу профиля, когда этот профиль находится в пределах антиклинальной структуры по ОГ I_1 (P_1), когда в своде структуры имеется аномалия типа «риф», когда из рифа хочется получить приток нефти дебитом в сотни тонн. Такой точкой может быть пикет 90 профиля 108 на куполе Б Северо-Молваюской структуры. Всегда заманчиво показать себе и инвестору, что на участке имеются скважины с дебитами сотни тонн в сутки утяжеленной нефти.

Литература

1. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилюк Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В.– «Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева». «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2016. Т.11, №2.

2. Богданов Б.П., Заборовская В.В., Овчарова Т.А «Парадигма развития нефтегазовой промышленности в Тимано-Печорской провинции и ее периферии в XX веке». Norvegian Journal of development of the International Science/ - #19 (Vol.1) – 2018. p. 14-44

3. Богданов Б.П., Заборовская В.В., Кузьменко Ю.В. «Каждому жителю провинции по рифу». Рассохинские чтения. Материалы международной конференции (1-2 февраля 2018 года). Ухта: УГТУ, 2018. с. 28-33.

ИЗМЕНЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Ф.М. Ходяшев
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП», г. Ухта

В ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» перерабатываются нефти Усинского и Тэбукского месторождений, поступающие по трубопроводному транспорту. Также возможна переработка привозной «колесной» нефти, привозного газового конденсата и средних дистиллятов.

Установленная мощность завода по переработке по нефти 4,2 млн тонн год.

На нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ) функционирует простая схема нефтепереработки, которая состоит из группы установок первичной переработки нефти (АТ-1, АВТ и Висбрекинг) и вторичных процессов (каталитический риформинг 35-11/300-95 с блоком изомеризации С5-С6 и установка гидроочистки с депарафинизацией ДТ ГДС-850).

Продуктовая корзина НПЗ состоит из автобензинов, дизельного топлива, СУГ, вакуумного газойля, мазута и комовой серы.

Данные мониторинга качества перерабатываемых нефтей, который проводится специалистами НПЗ, наглядно показывают, что, начиная с 2010 года, происходит ухудшение качества нефтяного сырья, поступающего на НПЗ. Увеличение содержания серы в Усинской и Тэбукской нефти достигло 1,21 и 0,85%масс. соответственно (Рис. 1.).

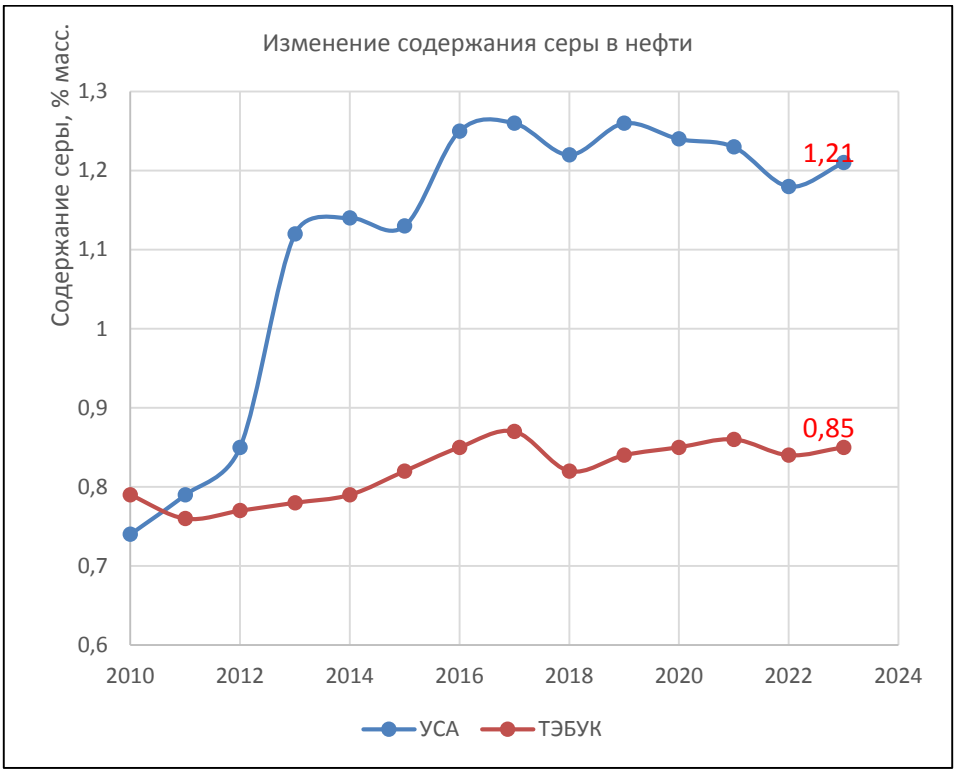


Рис. 1. Изменение содержания серы в нефти, поступающей на НПЗ

Также увеличилась и плотность нефти до 868,6 и 853,9 кг/см^3 соответственно (Рис. 2).

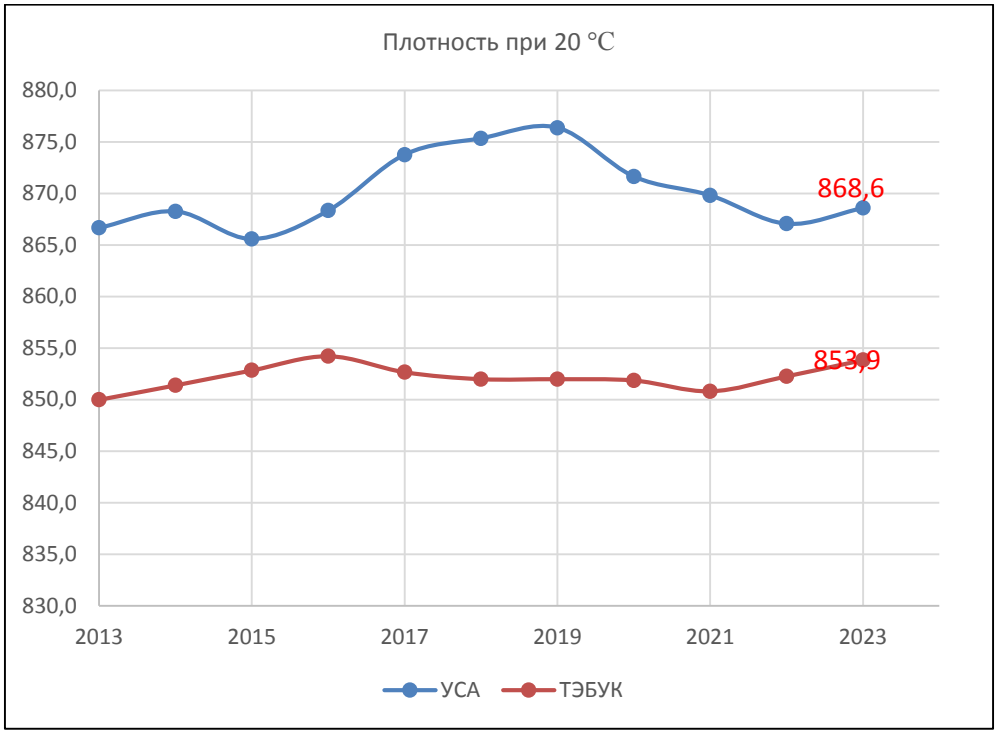


Рис. 2. Изменение плотности нефти, поступающей на НПЗ

Ухудшение качества нефти стало возможным ввиду ввода в эксплуатацию Варандейского терминала и перенаправления нефти на терминал с Южно-Хыльчуюского и Возейского месторождений в 2011-2013 гг., а также в связи закрытием низкодебитных скважин из-за ограничений по добыче ОПЕК+ после 2014 года и снижения ресурсного потенциала эксплуатируемых скважин.

В связи с изменением качества нефтяного сырья НПЗ столкнулся со следующими вызовами:

1. Повышение коррозионной активности нефтепродуктов в связи с увеличением содержания серы;
2. Изменение вида коррозии. Смещение от равномерной коррозии в сторону язвенной коррозии;
3. Переработка более тяжелого нефтяного сырья.

Для решения возникших проблем специалистами НПЗ были выбраны 2 направления действия: действия, направленные на надежность оборудования, и действия, направленные на повышение технологической эффективности.

Мероприятия, направленные на **надежность оборудования**, заключаются в замене материального исполнения высокотемпературных трубопроводов на нержавеющую сталь типа ХМ. Мероприятия начались с 2016 года.

Так, в 2016 году на установке АТ-1 была произведена замена материального исполнения трубопроводов мазута. В 2021 году проведена замена матери-

ального исполнения трубопроводов гудрона на установках АВТ и Висбрекинг. На 2023-2024 годы запланирована оценка технического состояния трубопроводов с рабочей температурой свыше 380°С на установках АВТ, Висбрекинг и трансферном трубопроводе АТ-1.

Для **повышения технологической эффективности** НПЗ была обеспечена постоянная нормальная эксплуатация электро-обессоливающей установки на установке АТ-1. Подобраны наиболее эффективные реагенты для химико-технологической защиты головных трубопроводов на установках АТ-1 и АВТ, а также проводится монтаж дозировочных станций для подачи реагентов.

На установке гидроочистки и гидродепарафинизации дизельного топлива в 2012 году был **в 2 раза** увеличен объем катализатора гидроочистки путем монтажа и ввода в эксплуатацию нового реактора.

В 2024 году запланирована замена реактора гидроочистки ДТ на реактор с увеличенным объемом катализатора, что позволит увеличить объем каталитической системы еще на 4% и позволит перерабатывать дизельную фракцию с более тяжелым фракционным составом.

В настоящее время на НПЗ отсутствуют данные по оценке ресурсной базы нефтяного сырья по содержанию светлых нефтепродуктов и наличию коррозионно-активных веществ. Качество нефти определяется только по факту на входном контроле специалистами НПЗ. Данных по качеству нефтяного сырья в среднесрочной и долгосрочной перспективе нет.

Необходимо проводить долгосрочную оценку изменения качества нефтяного сырья, которое изменяется ввиду снижения дебита старых скважин, ввода в эксплуатацию новых скважин и изменения логистических маршрутов транспортировки нефти.

Это позволит предприятию всегда оставаться высокоэффективным производством с высокой степенью надежности оборудования и быть заранее готовым к изменениям качества нефтяного сырья.

ФЛЮИДОУПОРЫ И МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В РИФОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова А.М. Хитров
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

Хорошо проработанными и широко признаваемыми понятиями, используемыми в нефтегазовой геологоразведке и геофизике являются понятия о коллекторах и флюидоупорах залежей, образующих природные резервуары и ловушки углеводородов, а также о генерационном потенциале нефтематеринских толщ (или об источниках углеводородов в земной коре). Понятия о путях миграции и дифференциальном улавливании углеводородов менее проработаны, но в геологическом сообществе в целом есть понимание необходимости исследований в этих направлениях.

Пути миграции от источника углеводородов к ловушке обычно описываются весьма приближенно, чаще всего в региональном аспекте, например: «…миграция нефти и газа осуществляется по региональному восстанию пластов».

Общеизвестно выражение для оценки вероятности существования прогнозируемой залежи углеводородов $P_{зал}$:

$$P_{зал} = P_{ф} * P_{пм} * P_{колл} * P_{стр} * P_{нт} \quad (1)$$

где:

$P_{ф}$ – вероятность наличия флюидоупора в прогнозируемом природном резервуаре на исследуемой территории;

$P_{пм.}$ – вероятность наличия путей миграции углеводородов;

$P_{колл}$ – вероятность наличия коллектора в природном резервуаре;

$P_{стр}$ – вероятность наличия положительной структурной формы;

$P_{нт}$ – вероятность наличия нефтематеринской толщи или какого-то другого источника углеводородов.

Интересно, что в публикациях разных авторов сомножители этого произведения (1) иногда меняются местами, а некоторые из сомножителей вовсе пропадают. Это явление научной мысли явно указывает на неполную проработанность самой, казалось бы хорошо известной, методологии поисков залежей углеводородов в природных резервуарах. Здесь кроется возможность дальнейшего изучения строения природных резервуаров для совершенствования методик поисков и освоения залежей углеводородов [1]. Нам же представляется, что начинать исследования перспектив любых природных резервуаров следует с флюидоупоров и путей миграции углеводородов под ними.

Для рифовых природных резервуаров эта методология тоже в целом вполне применима. Как и для любых других природных резервуаров, имеют место устоявшиеся представления о методах выделения элементов природных ре-

зервуаров, а также и трудности выделения коллекторов, и особенно флюидоупоров. Но для рифовых залежей есть существенные отличия от других природных резервуаров. Распределение эффективных толщин в рифах как правило часто контролируется весьма специфическими антиклинальными формами. Например, максимумы эффективных толщин могут тяготеть к бровкам рифовых сооружений вблизи глубоководного склона рифов (Рис. 1).

Согласно некоторым современным представлениям [2] характер экранирования залежей в рифах таков, что отложения, экранирующие рифы, облекают всю поверхность рифовых сооружений, т.е. замкнутый контур создается уже на стадии седиментации, а не в результате последующих тектонических движений. В целом следует с этим согласиться.

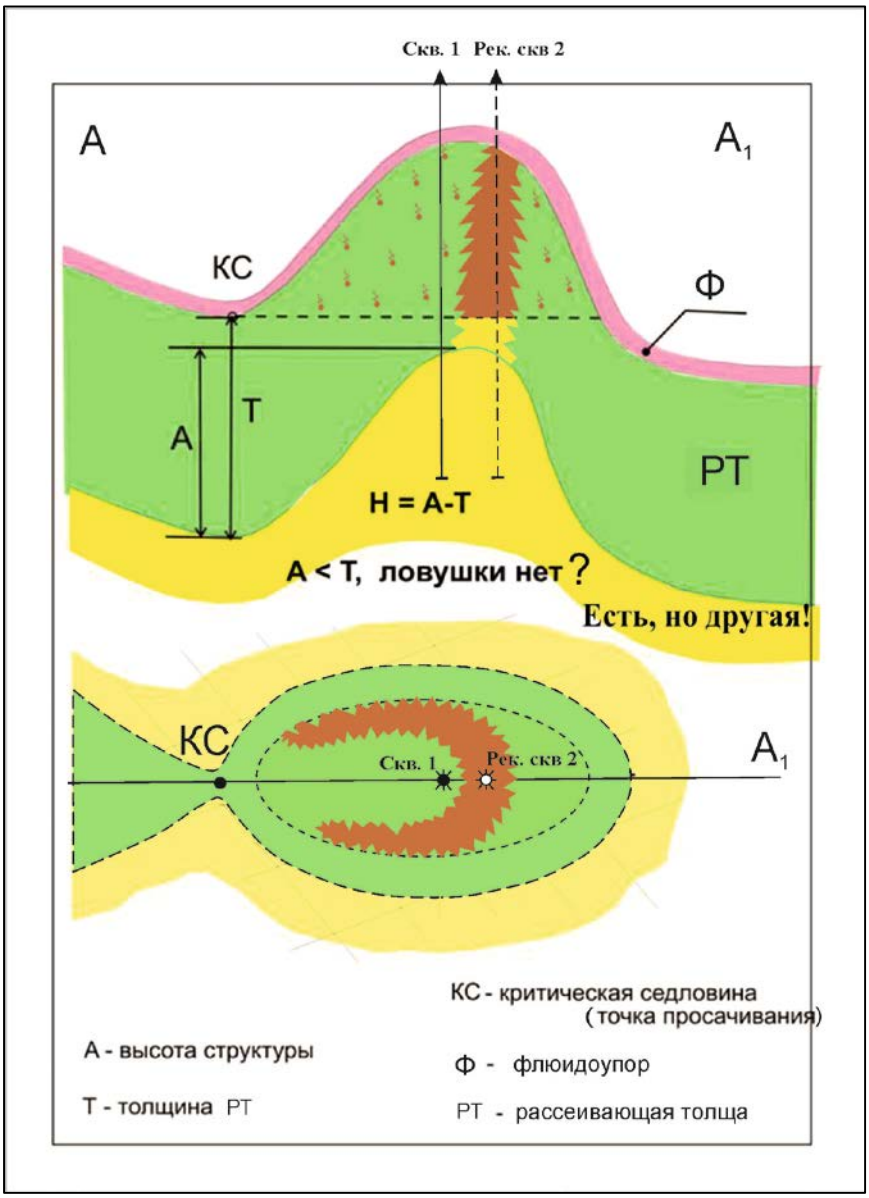


Рис. 1. Принципиальная модель трехслойного рифового природного резервуара

Но нам представляется, что флюидоупор может находиться не в кровле коллекторов, а внутри структуры облекания рифа, на некотором расстоянии вверх от кровли рифа. Тогда замкнутый контур по подошве флюидоупора, контролирующий положение водонефтяного контакта, находится вне карты эффективных нефтенасыщенных толщин (Рис. 1).

Методы выделения, прогноза и оценки коллекторов по данным геофизических исследований скважин, в карбонатных отложениях вообще, и в рифовых отложениях в частности, представлены в современной геофизике достаточно хорошо, как в научном, так и практическом аспектах.

Существующие методики прогноза ресурсов и подсчета запасов предусматривают использование количественных и качественных критериев выделения и картирования коллекторов нефти и газа (как элементов природных резервуаров) на базе широкого применения информации, получаемой с помощью промысловой и полевой геофизики. При этом площади и объемы залежей оцениваются с использованием широко известных, как правило, утвержденных соответствующими нормативными актами инструкций [3].

Методики оценки генерационного потенциала осадочных толщ и нефтегазоносных комплексов, содержащих рифовые природные резервуары, также достаточно широко известны и применяются при оценке ресурсного потенциала рифовых зон нефтегазонакопления и локальных объектов, в том числе для официальных оценок уполномоченными государственными структурами [3].

Вопросы же выделения и картирования флюидоупоров залежей углеводородов, как необходимых элементов рифовых природных резервуаров, в современной нефтегазовой геологии остаются проработанными весьма слабо.

В зарубежной литературе, как и в отечественной, данной проблеме уделяется не слишком много внимания. Обычно используются статистические (вероятностные) оценки того, что какая-либо толща является флюидоупором (экраном). Такие приближенные численные оценки используются в «плэй-анализе» какой-либо территории.

Многим специалистам хорошо известно, что в осадочном чехле есть породы, которые по своим физическим свойствам не являются ни флюидоупорами, ни коллекторами. Хотя это явление в нефтегазовой геологии известно уже давно [3, 4, 5] – более 60 лет – широкой известности, всеобщего признания, оно не получило (Рис. 1).

Факт наличия в природе таких пород в практике газонефтяной геологии обычно просто игнорируется. Природные резервуары и ловушки в природных резервуарах по-прежнему считаются двухслойными, образованными покрышкой и коллектором, что отражено в большинстве учебников и методических пособий. Но если признать, что в строении природных резервуаров участвуют еще и промежуточные по своим физическим свойствам породы (не флюидоупоры и не коллекторы), то нужно использовать в практике (Рис. 1) более сложные мо-

дели природных резервуаров (например, рифовых), как минимум трехслойные, учитывающие взаимное положение в разрезах коллекторов, флюидоупоров (истинных покрышек) и рассеивающих толщ (ложных покрышек).

Для обозначения толщ (или пачек) пород, не являющихся ни коллекторами, ни флюидоупорами, и выделяемых изредка только некоторыми авторами, применялись и применяются сегодня следующие термины:

- промежуточный комплекс (Б.В. Филиппов, 1962 г.);
- ложная покрышка (В.Д. Ильин и др., 1982 г., Г.А. Габриэлянц, В.И. Пороскун, 2023 г.);
- рассеивающая толща (Е.Л. Теплов и др., 2011 г.);
- ложный флюидоупор (А.А. Поляков, В.А. Кринин, Т.А. Жемчугова, 2011 г.).

В научной англоязычной литературе встречаются работы и других авторов, упоминающих о породах, не являющихся ни коллекторами, ни флюидоупорами (neither reservoir, nor seal, или waste zone).

Эти породы, не выделяемые современными методами геофизических исследований скважин как коллекторы, обычно имеют низкую, но не нулевую проницаемость. Могут быть и высокопроницаемые без явных эффективных нефтенасыщенных толщин пачки пород (например, пачка плотных карбонатов с единичными трещинами на Рис. 2). Что и позволяет таким породам пропускать мигрирующие, движущиеся в земной коре углеводороды.

Ранее [6, 7] мы на основании применения специальных приемов интерпретации данных геофизических исследований скважин постарались показать, что в осадочном чехле, сложенном не только коллекторами и флюидоупорами, но и большей частью рассеивающими толщами, доля суммы толщин флюидоупоров не слишком велика, по сравнению с суммами толщин коллекторов и рассеивающих толщ.

При этом толщины единичных флюидоупоров оказались соизмеримыми с первыми единицами метров, редко толщина флюидоупоров достигает первых десятков метров. Доля суммы толщин флюидоупоров не превысила 10%, доля суммы толщин коллекторов оказалась не более 30%, доля суммы толщин промежуточных пород – около 60 % от толщи осадочного чехла.

Такое соотношение суммарных толщин флюидоупоров, коллекторов и рассеивающих толщ характерно и для рифовых природных резервуаров.

Этот результат, свидетельствующий о наличии в осадочном чехле более половины пород, не являющихся ни флюидоупорами, ни коллекторами, говорит о возможности предложить новую методологию поисков залежей в рифовых природных резервуарах.

Последовательность применения методов (это и есть методология), должна начинаться с выделения и прогноза флюидоупоров (истинных покрышек), обеспечивающих пути миграции углеводородов из одной рифовой ловушки в другую в кровлях рассеивающих толщ при латеральной миграции. При вер-

тикальной миграции из одной ловушки в другую углеводороды движутся вверх через коллекторы, рассеивающие толщи, литологические окна во флюидоупорах,и через разломы земной коры.

Смеси углеводородов, последовательно, снизу-вверх, заполняющих одну ловушку за другой, разделяются при миграции в соответствии с принципом дифференциального улавливания как по латерали, так и по вертикали. Если принять эту точку зрения, то открывается перспектива прогноза не только фазового состава (газ и/или нефть), но и даже плотности нефтей в ловушках. Прогноз можно выполнять и в рифовых локальных объектах, составляющих единый природный резервуар. Это возможно на основе использования понятия о критическом направлении миграции, введенном В.Д. Ильиным еще в 1982 году [5], и до сих пор в явном виде не применяемом.

По И.М. Губкину (1932 г.): «Закон передвижения нефти в сущности чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивления и пробирается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей легче это сделать» [8].

Тогда отсутствие признаков нефтегазонасыщенности следует считать доказательством того, что пласт является препятствием для миграции углеводородов (флюидоупором), в том числе и в рифовых массивах. Под этим пластом-флюидоупором и следует искать пути миграции всплывающих углеводородов, естественно и залежи нефти и газа, аккумулирующиеся в ловушках. Следами миграции углеводородов в коллекторах и рассеивающих толщах следует считать прямые признаки нефтегазонасыщенности в керне и в буровом растворе при газовом каротаже (геолого-технических исследованиях скважин). Следы миграции можно обнаружить и с помощью косвенных признаков с использованием специальных приемов интерпретации данных геофизических исследований скважин [6, 7].

В глинисто-карбонатных толщах над рифами Тимано-Печоры (структурах облекания) настоящими флюидоупорами являются сравнительно тонкие пласты глин (аргиллитов) внутри этих толщ, а не глинистые известняки, не мергели, не алевролиты, не промежуточные разности, и не пачки переслаивания этих пород, образующие толщи рассеивания (РТ). Чем ближе настоящий глинистый флюидоупор к кровле рифового коллектора, тем больше шансов на существование залежи в кровле рифового природного резервуара.

На рисунке 1 показано, как на самом деле экранируется единичным глинистым пластом в структуре облекания залежь в кровле нижележащего рифового массива. Положение водонефтяного контакта определяется отметкой подошвы флюидоупора на критическом направлении миграции углеводородов (на критической седловине, в точке просачивания). Критическая седловина может быть удалена от границы площади распространения рифовых коллекторов на значительные расстояния (схема на Рис. 1). Миграция

углеводородов в вышележащую по восстанию флюидоупора ловушку всегда осуществляется не в кровле коллектора, а под подошвой флюидоупора в рассеивающей толще, и только через критическую седловину. Скорее всего в этих случаях мы имеем дело со струйной миграцией углеводородов через трещиноватую и пористую среду в кровле рассеивающей толщи. При этом мигрируют углеводороды в основном по линиям, соединяющим по хребтам купола антиклиналей с критическими седловинами. Эти линии и есть критические направления миграции. На этих линиях перегибы слоев наибольшие, а в куполах и критических седловинах перегибаются в двух плоскостях, что приводит к трещиноватости. На этих линиях в кровлях рассеивающих толщ под флюидоупорами проницаемость выше за счет длительных процессов миграции сначала агрессивных рассолов, а затем газов и других углеводородов с растворенными в них агрессивными веществами, в том числе сероводородом.

Выходы нефти и газов из литосферы в атмосферу и гидросферу очевидно и есть финальная стадия миграции углеводородов. Объемы выходящих в атмосферу газов и высачивающихся на поверхность Земли тяжелых углеводородов вероятно отражают скорость сегодняшней генерации и миграции углеводородов в земной коре и в мантии. Эти объемы не так уж малы, как может показаться – ведь, хотя их трудно измерить количественно, нельзя не признать, что нефть и газы, выходящие из недр, веками наблюдаются в любой нефтегазоносной провинции мира.

Для того, чтобы выяснить, где же происходит миграция угеводородов в недрах, нужно предложить методику выделения флюидоупоров в возможно большем количестве точек недр, то есть в скважинах.

Выделение флюидоупоров по данным геофизических исследований скважин (ГИС) основано на сопоставлении геофизического параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим одновременно пористость и глинистость. Идея заключается в том, чтобы использовать имеющиеся признаки нефтенасыщенности (или газонасыщенности) в качестве доказательств проницаемости любых пород, не только, и не обязательно коллекторов, но и низкопроницаемых неколлекторов, слагающих рассеивающие толщи, тем самым отделив их от флюидоупоров (истинных покрышек) [6, 7].

На рисунке 2 тонкий первый глинистый флюидоупор, хорошо прослеживаемый от скважины к скважине месторождения, залегает почти в основании глинисто-карбонатной толщи облекания рифового массива, что вероятнее всего и обеспечивает существование верхней залежи в рифе в скважине 2. Второй флюидоупор, большей толщины, залегает на 35 м выше кровли рифовых коллекторов, он тоже мог бы экранировать залежь в кровле рифа при достаточной, более 50 м высоте антиклинали по его подошве. В скважине 1, пробуренной первой, пористый коллектор водоносен, его кровля

находится ниже замкнутых контуров образуемых и первым, и вторым флюидоупорами. Здесь экранируемый объем внутри замкнутого контура представлен плотным известняком, не содержащим эффективных толщин. Это ложная покрышка, или рассеивающая толща, содержащая некоторый малый объем углеводородов, возможно в трещинах, и которая может служить путем миграции в том числе в верхней своей части под флюидоупором.

Если опираться на данные бурения только первой скважины, то следовало бы структуру из бурения вывести – амплитуда структуры по кровле коллектора меньше толщины рассеивающей толщи. Но в скважине 2 кровля другой пачки коллекторов, более молодой по возрасту, оказалась, значительно выше точки просачивания – критической седловины. Соответственно (Рис. 2, скв. 2), эффективные нефтенасыщенные толщины (коллекторы самого молодого рифа) находятся в контуре толщи рассеивания, и выше уровня замкнутого контура по подошве глинистого флюидоупора (Рис. 1).

Не только в структурах облекания, но и внутри рифовых массивов также могут встречаться флюидоупоры.

На рис 3. показан пример экранирования залежи сравнительно тонким, толщиной порядка 2-3 м, скорее всего сульфатным флюидоупором в ловушке внутри рифового массива. Возможно также, что этот флюидоупор – плотный карбонатный пласт: точно определить литологический состав этого пласта по имеющемуся комплексу каротажа затруднительно. Однако водонефтяной контакт отбивается по электрометрии уверенно, выше выделенного флюидоупора ясно определяются водонасыщенные коллекторы. Как видим, высота нижней залежи меньше верхней, что можно объяснить литологическим окном в нижнем тонком флюидоупоре. Через это литологическое окно и осуществляется вертикальная миграция из нижней ловушки в верхнюю.

Характер насыщения коллекторов подтвержден результатами испытаний скважины. Из перфорированных интервалов получен приток нефти с водой. В скважине были проведены исследования модульным пластоиспытателем (MDT). Из интервалов водонасыщенных по ГИС получена вода, из выше и ниже лежащих коллекторов получена нефть. Флюидоупор удалось проследить в нескольких скважинах.

Приведенные примеры показывают, что флюидоупоры для залежей в рифовых массивах могут быть тонкими, толщиной порядка единиц метров.

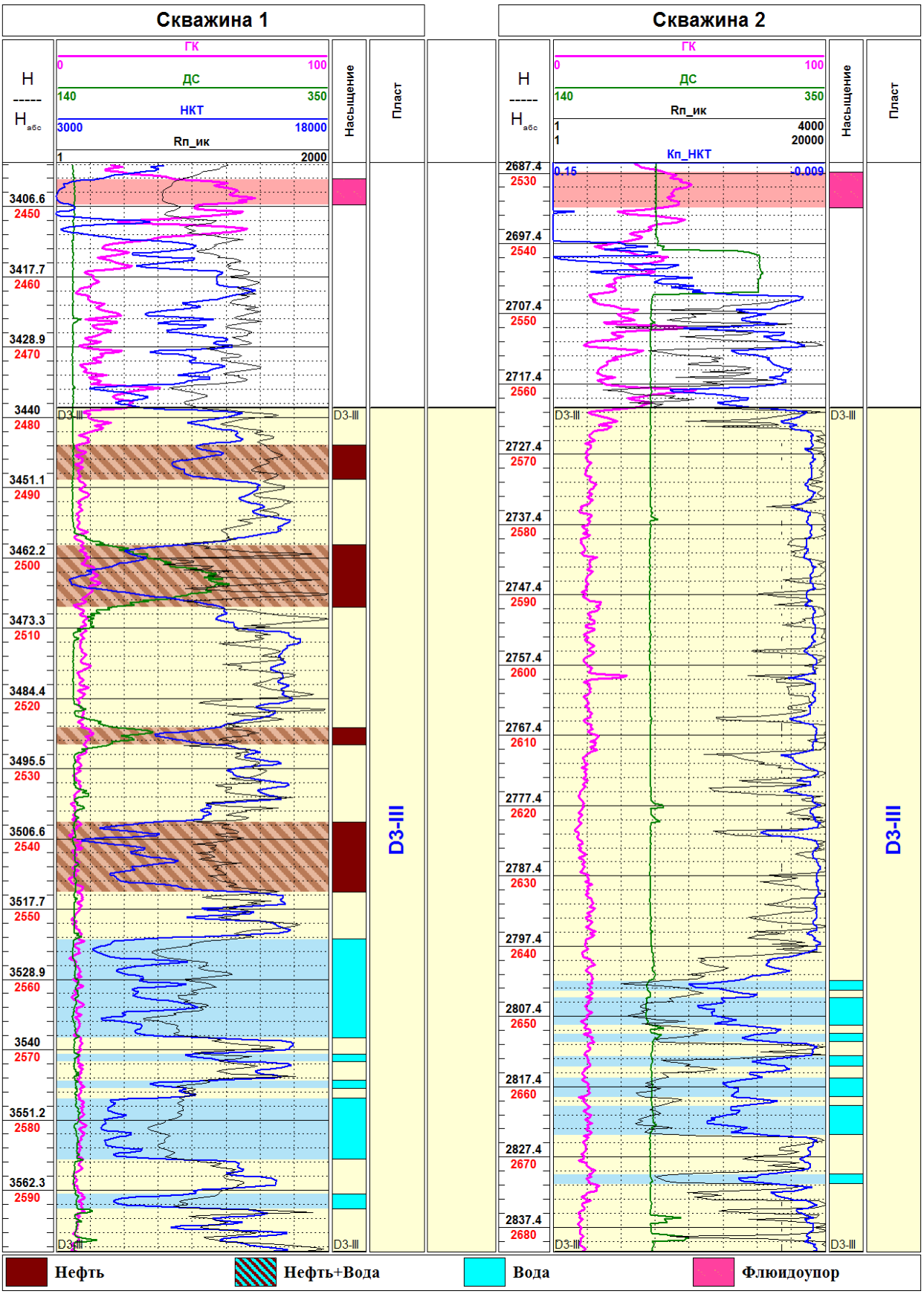


Рис. 2. Выделение флюидоупоров в структуре облекания рифа

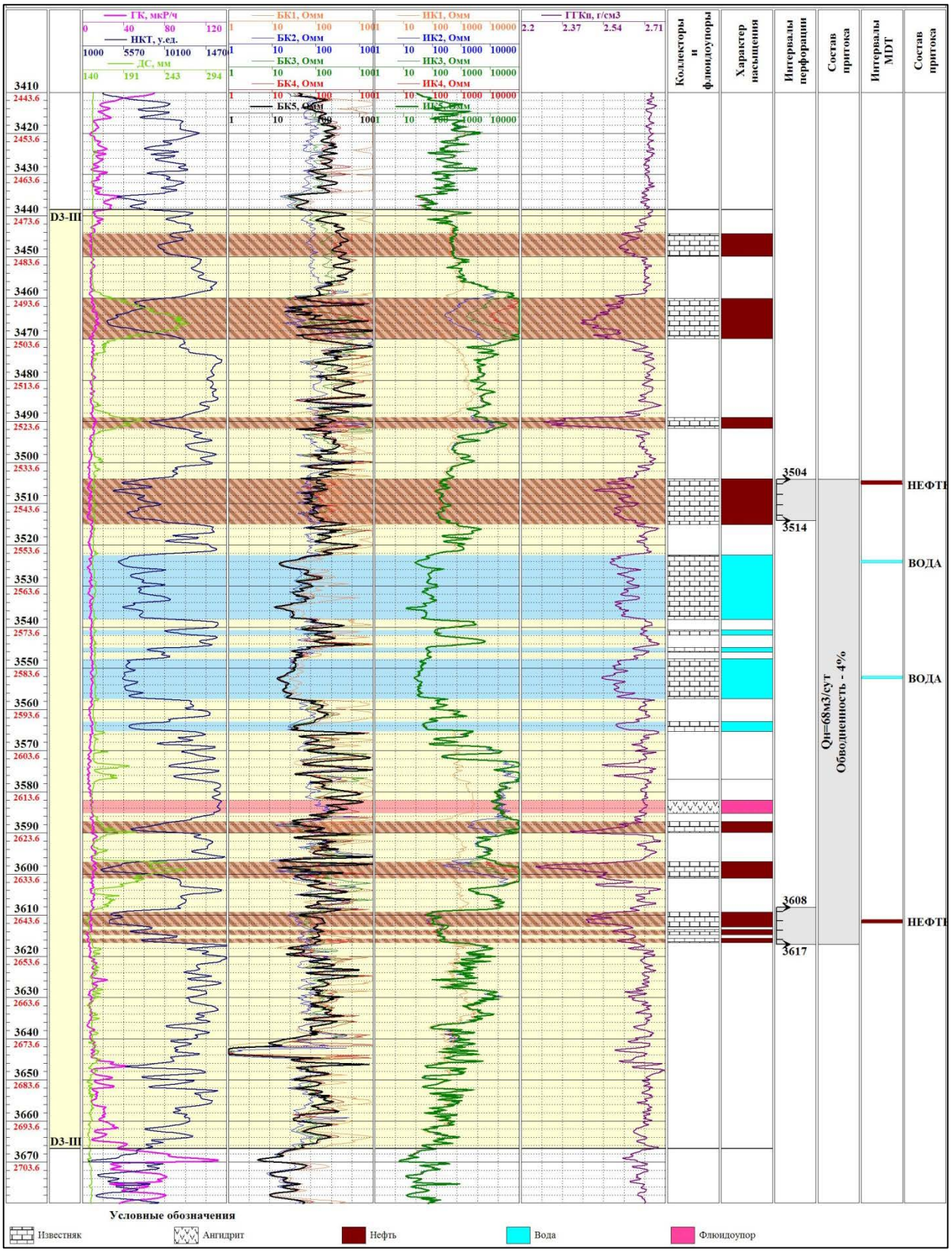


Рис. 3. Выделение сульфатного флюидоупора внутри рифового массива

На рисунке 4 показан профиль, с выделенными авторами флюидоупорами в одном из верхнедевонских рифовых массивов и в структуре облекания над ним.

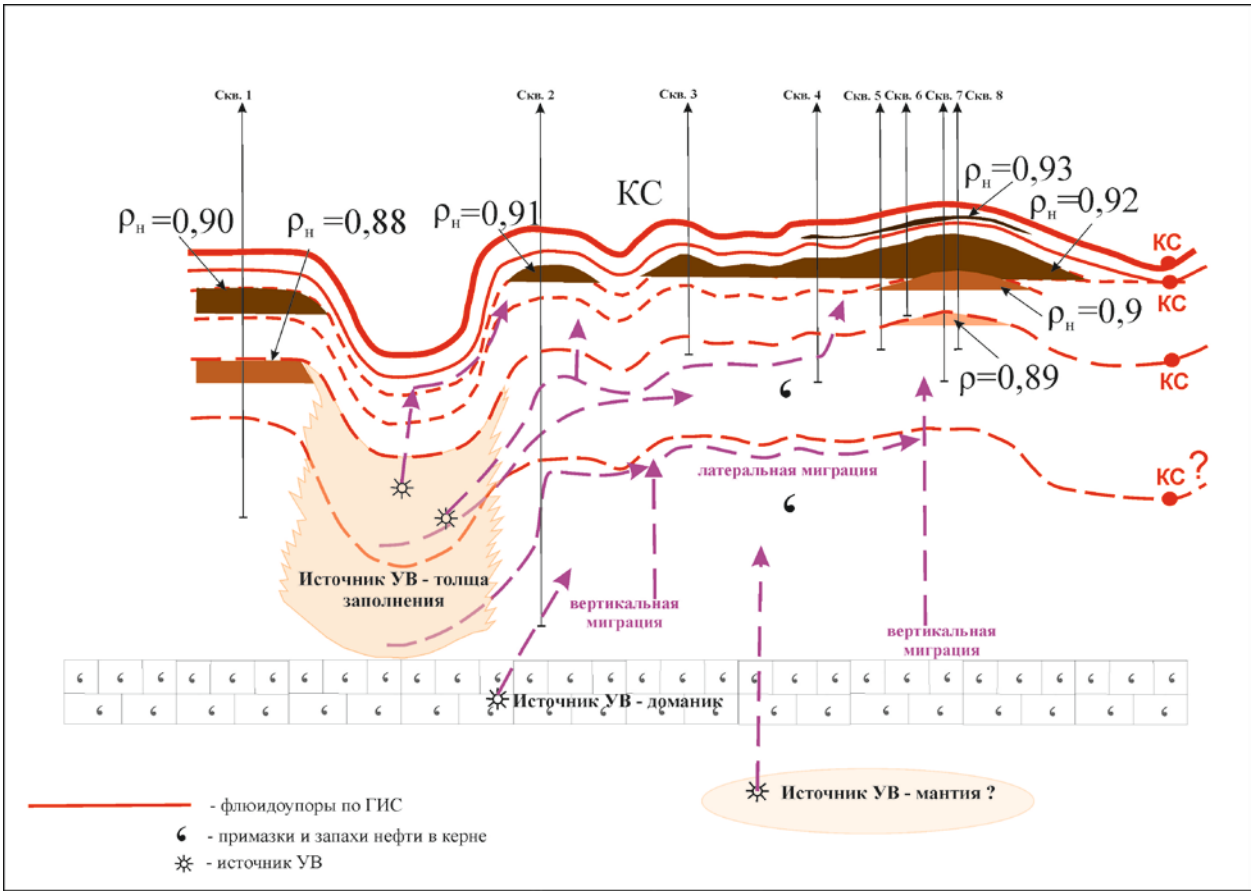


Рис. 4. Дифференциальное улавливание нефтей как результат сочетания вертикальной и латегальной миграции углеводородов

Все флюидоупоры – и глинистые в структуре облекания, и сульфатные (возможно карбонатные) внутри рифового массива оказались тонкими, толщиной порядка первых единиц метров и коррелируемыми между имеющимися в районе исследований скважинами за пределами выявленной рифовой структуры. В разрезе все выделенные флюидоупоры находятся над перспективными горизонтами, содержащими высокоемкие коллекторы, в которых установлены нефтепроявления по керну и получены притоки нефти.

Миграция углеводородов, поступающих в ловушки рифового природного резервуара, гипотетически может быть за счет нескольких источников – генерирующей доманиковой толщи (общепризнанный источник), из толщи заполнения, имеющейся возле любого рифа (менее очевидный источник, но все-таки и его следует учесть), и, наконец из мантии (неорганический источник, часто оспариваемый в научной литературе).

Не вдаваясь в дискуссию о происхождении нефти, заметим следующее.

Очень интересным фактом является закономерное увеличение плотности нефтей, по вертикали от ловушки к ловушке, с уменьшением глубины нахождения всех четырех ловушек, содержащих залежи (Рис .4). Это является свидетельством того, что принцип дифференциального улавливания углеводородов справедлив и при вертикальной миграции из ловушки в ловушку, а не только в слу-

чаях латеральной миграции. Происхождение нефти в рамках изложенной методологии никак не влияет на распределение залежей в природных резервуарах.

Если признать это за истину, то следут рассмотреть и вопрос о возможности экранирования залежей в рифах разломами. Представляется, что в случаях нарушения сплошности тонких флюидоупоров тектоническими подвижками, с неизбежным смещением поверхностей (стенок) разлома друг относительно друга, замкнутый контур по подошве флюидоупора образоваться не может. Дело в том, что разлом в действительности не плоскость, а полость, пусть часто и узкая.

В полостях разломов находятся, и контактируют между собой в основном фрагменты не флюидоупоров, а коллекторов и неколлекторов, (последние в естественном пликативном залегании слагают проницаемые рассеивающие толщи). Следовательно, тектонически экранированные залежи в рифах на самом деле вряд ли существуют. Открытые залежи в рифах возле разломов скорее всего являются приразломными антиклинальными [9], с крутыми склонами рифов. Причем антиклинали образованы не кровлями коллекторов, а подошвами тонких флюидоупоров. При этом высоты залежей определяются точками просачивания в подошвах флюидоупоров, выходящих в проницаемые полости разломов.

Следовательно, новые знания о положении флюидоупоров в разрезе резко снижают риски поисков залежей в рифах верхнего девона и нижней перми в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Заключение

– миграция углеводородов в рифовых природных резервуарах осуществляется не в коллекторах, а в кровлях рассеивающих толщ под подошвами флюидоупоров, находящихся далеко не всегда в кровлях коллекторов;

– полагая, что в рифовых природных резервуарах существуют флюидоупоры не только в структурах облекания органогенных построек, но и внутририфовые (например, сульфатные или карбонатные), можно уточнить и, как правило, увеличить ресурсную оценку рифовых объектов за счет картирования сейсморазведкой новых внутририфовых антиклиналей по подошвам флюидоупоров;

– успешность геологоразведочных работ на залежи нефти и газа в рифах может быть повышена за счет выделения по данным каротажа и прогноза флюидоупоров над объектами, подготовленными к бурению, и находящимися в бурении.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова. М.Н. Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии. Георесурсы. 2020. Спецвыпуск, с. 10-14.

2. Журавлева Л. М., Кузнецов В.Г., Характер экранирования залежей углеводородов в рифах. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №7(355). 2021, с. 5-12.

3. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И. Методология поисков и разведки залежей нефти и газа. - М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2023. 228 с.

4. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л. Недра, 1967.

5. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. Методические рекомендации / Сост. В.Д. Ильин, С.П. Максимов, А.Н. Золотов и др., М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.

6. Данилова Е.М., Хитров А.М. Критерии выделения флюидоупоров в рифовых массивах и структурах их облекания по материалам геофизических исследований скважин / Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: ИПНГ РАН, 2022. с. 131–134.

7. Гурова Д.И., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Риле Е.Б., Хитров А.М. Выделение и картирование флюидоупоров по данным геофизических исследований. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. №11(383), с. 5-13.

8. Губкин И.М. Учение о нефти. Наука, М. 1975, 384 с.

9. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. О рисках геологоразведочных работ на приразломные залежи углеводородов. Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом 2023. №4(220) с. 20-32.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ УВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ФУНДАМЕНТА УХТИНСКОЙ СКЛАДКИ (НА ПРИМЕРЕ ВОДНЕНСКОЙ СТРУКТУРЫ)

А.Я. Голдобин, Е.В. Нефедова
ООО «Нефтегазпромтех», г. Ухта

Закон Н.А. Кудрявцева: *«Во всех без исключения нефтегазоносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах (хотя бы в виде следов миграции по трещинам). Это положение совершенно не зависит от состава пород, условий образования (могут быть метаморфизованные и кристаллические породы) и содержания в них органического вещества. В горизонтах, где имеются хорошие коллектора и ловушки, возникают промышленные залежи».*

Сведения о многочисленных открытых выходах нефти и газа по реке Ухте и ее притокам впервые в литературе были описаны голландскими путешественниками в 16 веке. Первое печатное сообщение о нефти на Ухте упоминается в 1692 году в книге голландца Николая Витсена «Северная и Восточная Тартария».

Началом добычи нефти из девонских отложений можно считать середину XVIII века (Федор Прядунов – первый нефтепромышленник России). До 1917 года работы по поиску, разведке и добыче нефти велись частными предпринимателями, Горным Департаментом, компанией Нобеля. Всего 51 недропользователю было выдано 292 лицензии на участки, расположенные в пределах Ухтинской складки. Полная информация об объемах бурения и добытой до 1917 года нефти не сохранилась.

В советское время в пределах Ухтинской складки и прилегающих территориях в девонских отложениях были открыты, разрабатывались и разрабатываются до настоящего времени ряд месторождений нефти, газа. Фундамент провинции как объект поисков УВ сырья до настоящего времени не рассматривался.

В России потенциальная нефтегазоносность отложений венд-рифейского сланцевого комплекса подтверждена проявлениями УВ в разрезах скважин, вскрывших эти отложениях в Пермском крае (промышленные притоки в скважинах №60-Верещагино, №1-Сивинская, №52-Соколовская).

В Удмуртии поставлены на Госбаланс и эксплуатируются месторождения нефти в верхне-вендских отложениях – Шарканское и Тыловайское, притоки УВ из этих же отложений получены на Дебесской и Ефремовской площадях.

В Оренбургской области в результате опробования рифейских отложений, проведенных в скважине №412-Ольховская получен промышленный приток

нефти дебитом 145 т/сут. из интервала 3544-3556 м. Нефтегазопроявления отмечались в скважинах, пробуренных в Московской синеклизе.

В Сахаро-Ливийском НГБ в кембрийских кварцитопесчаниках с низкой проницаемостью открыто и эксплуатируется месторождение Хасси-Муссауд с начальными запасами 8,6 млрд. тонн нефти и 4,6 трлн. м^3 газа.

Малое количество открытых до настоящего в России месторождений УВ в рифей-вендском сланцевом фундаменте и кристаллических породах можно объяснить слабой изученностью этих объектов (отложений).

Перспективы обнаружения залежей УВ в сланцевом фундаменте

В Тимано-Печорской провинции промышленных месторождений нефти и газа в сланцевом фундаменте пока не обнаружено, т.к. целенаправленных работ по поискам в них УВ не велось, невзирая на многочисленные проявления, отмеченные при проведении ГРР.

Наиболее изучен бурением фундамент Ухта-Ижемского вала в районе работ бывшего Водного Промысла по добыче при поисках, разведке и добыче радиоактивной воды на Гердъельском, Центральном, в Западно- и Восточно-Крохальском, Ыджидском, Ярегском и Лыайольском участках, а также при бурении отдельных скважин в Центрально- и Верхне-Чутинском районах, на Ярегском и Чибьюском месторождениях.

В пределах Нижнечутинского лицензионного участка на площади 210 км^2 пробурено около 600 скважин различного назначения, в т.ч. скважины Водного Промысла, поисковые скважины на бокситы, на титан, картировочные скважины, поисково-разведочные и эксплуатационные скважины ООО «Нефтегазпромтех». Большинством скважин вскрыт фундамент верхнего протерозоя. Наиболее представительная информация о строении сланцевого фундамента получена при бурении скважин Водного Промысла. Здесь максимальная глубина пробуренной скважины 789,5 метров, при этом проходка по фундаменту 641,5 метра (скв. №33). В результате получена обширная информация о породах и нефтегазоносности сланцевого фундамента Водненской структуры. Керн, имеющий нефтенасыщение, представлен сланцами, песчаниками различной степени метаморфизма, кварцитами с поровым, трещинным, трещинно-каверновым коллектором, а также брекчией. При бурении ряда скважин отмечалось присутствие среди кварцитов прослоев слабо сцементированных песчаников, с которыми были связаны интенсивные газо-нефтепроявления. Некоторые скважины при испытании сланцевого фундамента на приток воды проявляли газированной тяжелой нефтью, метановым газом. Данные о коллекторах и типе битумов, встречающихся в сланцевом фундаменте в районе Водного Промысла и Ухтинского района, где они были наиболее изучены 30-50 годах прошлого столетия представлены в таблице (по В.А. Калюжному).

№ п/п	Характер проявления битумов	Число наблюдений	%%
1	Трещинная нефть и битуминозные налеты по трещинам	185	61,0
2	Твердые битумы типа мальт, асфальта и более высоко полимеризованные асфальтены	27	9,0
3	Асфальт и асфальтиты в кавернах	2	0,5
4	Нефть в кавернах	18	6,0
5	Прослои битуминозных песчаников	25	8,0
6	Прослои битуминозных песчаников и кварциты с пятнами сгущенной нефти	2	0,5
7	Сланцы, пропитанные нефтью и битуминозные	45	15
	итого	**304**	**100**

Табл. 1. Данные о коллекторах и типе битумов, встречающихся в сланцевом фундаменте в районе Водного Промысла и Ухтинского района

Из приведенных данных видно, что преобладающее значение имеют нефтепроявления, связанные с трещиноватостью пород.

При бурении скважин Водного Промысла выделялись зоны повышенной трещиноватости, брекчированности, с которыми связаны максимальные притоки радиоактивной воды.

Широкое развитие трещиноватости наблюдается так же и на Ярегском месторождении, где разрез верхней части фундамента хорошо изучен при бурении скважин различного назначения и строительстве шахт.

При исследовании керна скважин, пробуренных ООО «НГПТ» (33 поисково-разведочные скважины, вскрывшие фундамент), по отдельным образцам пород сланцевого фундамента отмечена пористость до 30,96%, газопроницаемость до $1533x10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность до 73,44% (Рис. 1). Повсеместно в керне присутствует трещиноватость, кавернозность, кливаж. Трещины разного возраста, разного направления. Преимущественно близвертикальные, как раскрытые, так и частично или полностью заполненные кальцитом, кварцем, пиритом, марказитом, битумом, нефтью. Объем пустотного пространства может находиться в пределах 1,5-4,5% и выше.

При бурении поисково-разведочных скважин ООО «Нефтегазпромтех» объекты в фундаменте, рекомендованные опробованию по результатам ГИС, не испытывались, т.к. при опробовании ИП получали притоки воды с пленкой нефти.

Рис. 1. Фото керна скв. 540-Нижнечутинская – нефтенасыщение в сланцевом фундаменте

Нефть фундамента сопоставима по качеству с нефтью пласта III Ярегского месторождения, поэтому получение притоков нефти, возможно, было лишь при тепловом воздействии. При этом существует ряд скважин, пробуренных Водным Промыслом в 30-50 годах прошлого столетия, и скважин, пробуренных при поисках нефти в начале прошлого столетия, через которые до настоящего времени происходит перелив газированной нефти из пород фундамента. Это скважины

Горного Департамента (Казенные скважины); №2 Воронова; №2 Вангеля; 215, 219 Водного Промысла и другие. Места расположения таких скважин приурочены к зонам разломов, особенно к зонам пересечения разломов северо-западного и северо-восточных направлений. В этих же зонах пробурены скважины, в которых в керне отмечены жидкая нефть и проявление жидкой нефти с газом – скважины №№ 33, 35, 48, 59, 142, 146, 200 Водного Промысла, №1 Воронова, №3 Ярегская и другие.

В ряде работ по геологии Ярегского месторождения (Калюжный, 1960ф и др.) упоминаются многочисленные нефтегазопроявления в сланцевом фундаменте, вскрытом как поверхностными скважинами, так и скважинами, пробуренными в шахтах. Нефтегазопроявления прослежены до отметок -400 метров и ниже как в пределах контура, так и за контуром залежи продуктивного пласта III D_3dzr+D_2st.

С зонами повышенной трещиноватости пород сланцевого фундамента связано Водненское газовое месторождение:

В пределах Нижечутинского ЛУ расположено газовое месторождение, эксплуатировавшееся с 1941 года как минимум по 1965 год. Дата окончания эксплуатации месторождения неизвестна. Запасы газа на баланс не ставились.

При вводе в эксплуатацию большинство скважин, пробуренных на воду, начинали работать в режиме фонтанирования за счет энергии растворенного газа. Время работы скважин в таком режиме от первых месяцев до нескольких лет. Содержание растворенного в воде газа до 1,3 м^3 на 1 м^3 воды. Периодически скважины работали чистым газом. Объемы добываемого газа при этом не учитывался, газ не использовался, выбрасывался в атмосферу. Максимальный замеренный дебит газа (22600 м^3) получен при испытании разведочной водной скважины №143, пробуренной в 1936 году. После испытания скважина была ликвидирована.

Состав газа метановый – до 98%. По отдельным скважинам отмечалось сверхвысокое содержание гелия – от 0,5% до 1,5%. По современной классификации гелийсодержащих свободных газов исследованные газы месторождения относятся к 3 и 4 группе – весьма богатые и уникально богатые, т.е. газы с содержанием гелия свыше 0,5% и 1% соответственно. Содержание тяжелых углеводородов в газах сланцевого фундамента от 0,0% до 1,8% (данные исследований газа скважин Водного Промысла 30-40 годов прошлого столетия).

В декабре 1940 года в районе пос. Водный с целью удовлетворения потребности в топливе «Водного Промысла» были разработаны планы использования природного газа, выделяющегося из водных скважин и планы проведения работ по разведке газового месторождения. В 1941 году введены в эксплуатацию 2 газирующие скважины, пробуренные на воду. В 1942 году добыча газа осуществлялась 8 скважинами.

В рамках проекта «Газовой разведки», принятого в 1943 году, пробурено 14 разведочных скважин, из них 5 скважин введены в эксплуатацию с начальными дебитами от 2700 до 7500 м^3/сут. Всего в эксплуатации в разные годы постоянно находилось до 13 скважин с дебитами по газу от первых сотен м^3 до 11000 м^3/сут. В эксплуатацию в целях добычи газа вводились скважины, находящиеся вблизи основных пунктов потребления газа – котельные, химзаводы и др. Большинство проявляющих газом скважин в эксплуатацию не вводилось по причине удаленности от потребителей, сложности с организации сбора и транспорта газа. Полная информация об учете объемов добычи газа за весь период эксплуатации газовых скважин отсутствует. По имеющимся разрозненным данным в 1960 году из 6 скважин добыто до 1,5 млн. м^3 газа, а за 1941-1942 гг. было добыто и использовано 10,5 млн. м^3 газа. Годовая добыча газа в период 1943-1965 гг., судя по суточным дебитам, могла находиться в пределах 6,0-8,0 млн. м^3. Динамика добычи (дебиты газа) по некоторым скважинам имела тенденцию к падению объемов, добыча на части скважин на протяжении всего известного периода эксплуатации (не менее 20 лет) оставалась стабильной.

Из представленной схемы глубин проявлений газа (Рис. 2) видно, что зоны газовыделения находятся на разных гипсометрических уровнях. Интервалы наиболее сильных газопроявлений приурочены к тектоническим нарушениям – зонам трещиноватости, брекчирования, особенно к местам пересечения нарушений северо-западного и северо-восточных направлений в кварцитах сланцевого фундамента. Углы падения плоскостей нарушений 75-80°. Размеры открытых трещин от первых мм до нескольких десятков сантиметров. О характере трещиноватости упоминалось выше.

Эксплуатация продуктивных интервалов велась преимущественно открытыми стволами с перекрытием кровли фундамента на 30-40 метров эксплуатационными (т.н. «водозакрывающими») колоннами разного диаметра от 73 мм до 219 мм. Диаметры открытых стволов от 66 мм до 190,5 мм. При этом, в течение всего периода эксплуатации скважин какие-либо мероприятия по интенсификации притоков по основному действующему фонду скважин практически не проводились. В отдельных скважинах проводилась очистка призабойных зон от шлама, в трех скважинах проводилось торпедирование, что значительно увеличило притоки газа. Падение дебитов газа объяснялось плохим эксплуатационным состоянием скважин – засорением аварийными остатками, шламом, нарушение герметичности колонн.

Характерной особенностью газовой залежи является низкое пластовое давление. Максимальные устьевые давления действующего фонда скважин не превышало 4,5 атм., хотя при бурении некоторых скважин при вскрытии фундамента происходили открытые выбросы газа, где фиксировались давления на устье свыше 30-40 атм.

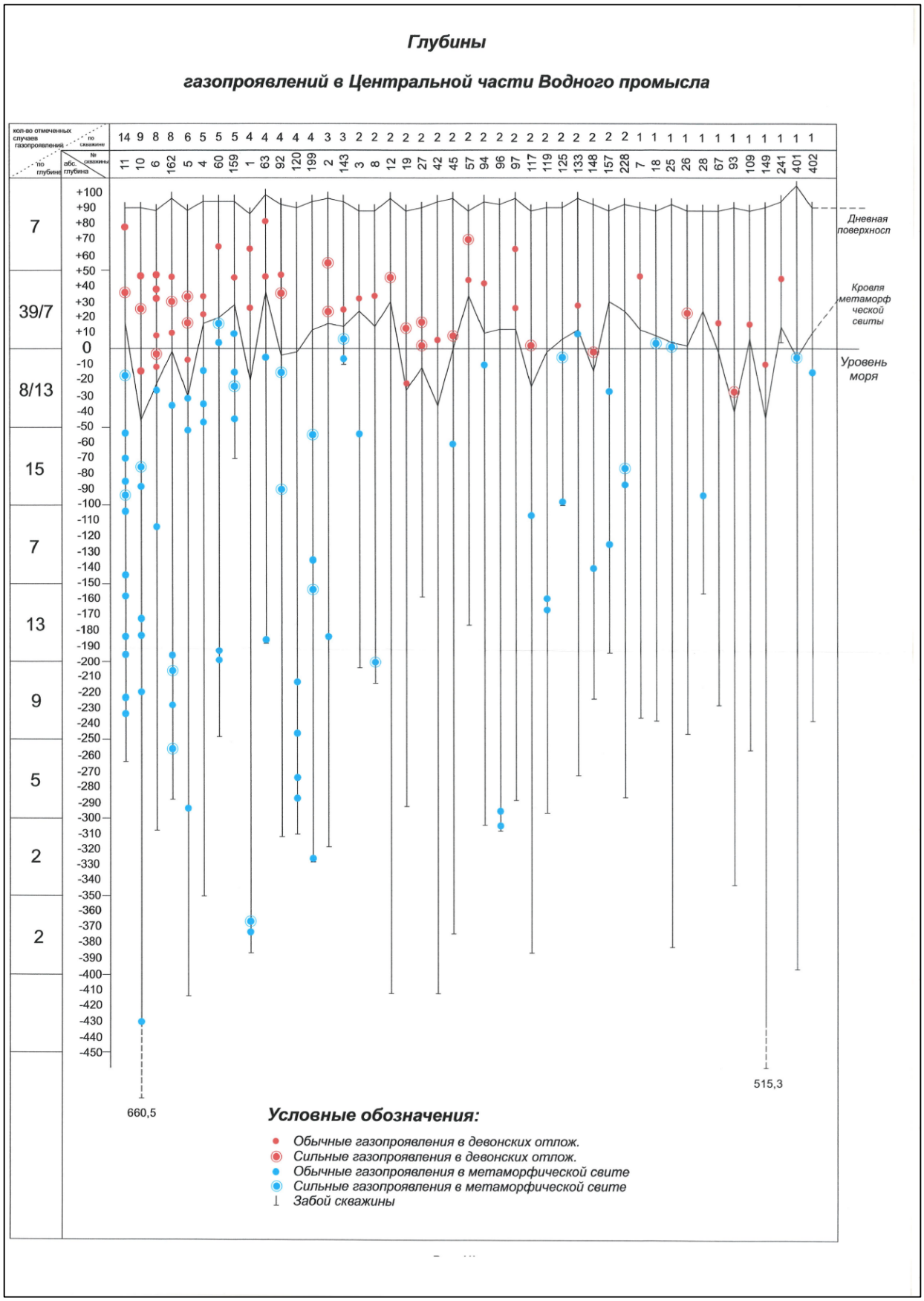


Рис. 2. Глубины газопроявлений в центральной части Водного промысла

Прикровельная часть сланцевого фундамента Ухтинской складки (приблизительно до отметки -400 метров) является единой гидродинамической системой в районе. Учитывая сходство состава газов сланцевого фундамента Водного Промысла, Ярегского месторождения, залежи газа в районе д. Переволок, длительность постоянного газирования старых скважин, естественные обильные проявления нефти и газа в руслах и долинах рек Ухта и по всем ее притокам, известным с 17 века, можно говорить о значительном Ярегско-Водненско-Чутинском газовом месторождении.

Вся имеющаяся информация о нефтегазоносности сланцевого фундамента Водненской структуры (территории Нижне-Чутинского лицензионного участка) дает основание предполагать о возможности организации здесь добычи УВ.

Высокая радиоактивность сланцевых вод, высокое содержание гелия, проявление радона, а также надкларковое (иногда рудогенное) содержание микроэлементов в породах, битумах и нефтях, присутствие ртути дает основание утверждать о том, что образование залежей УВ произошло в результате поступлении УВ с высоко минерализованными рассолами по разломам глубокого заложения, секущих Ухтинскую складку.

В пределах Нижнечутинского ЛУ в сланцевом фундаменте находится гранитный массив, наличие которого подтверждено данными аэрогамма-магниторазведки проведенной в 1977-1978 гг, проявлениями контактного метаморфизма пород сланцевого фундамента с кислыми интрузиями. Керн многих скважин Водного Промысла: №№175, 176, 236, 237, 238 и других представлен породами, испытавшими влияние кислой магмы на вмещающие их сланцы: кварц-хлорит-серицит-турмалиновыми роговиками.

По результатам аэрогамма-магнитной съемки гранитоидный массив имеет размеры (на широте пос. Водный) вкрест простирания 14 километров (Рис. 3, 4). Судя по разнице отметок кровли отдельных участков, указанных на разрезе, представленном в отчете, массив состоит из 3 отдельных блоков. Абсолютные отметки их кровли -900 м, -600 м, -850 м. О протяженности этого конкретного гранитоида вдоль оси Тимана можно судить по косвенным данным. Так северней, в пределах Нижне-Чутинской площади, отмечены аномалии сейсмической записи, проявляющейся в виде локальных куполовидных поднятий фундамента, сопровождающиеся сменой регулярных отражений ниже ОГ VI на хаотическую волновую картину (сейсмопрофиль 13294-04 районы пикетов №№10, 43).

Такие аномалии можно связывать с внедрениями в метаморфические породы магматических образований типа интрузий.

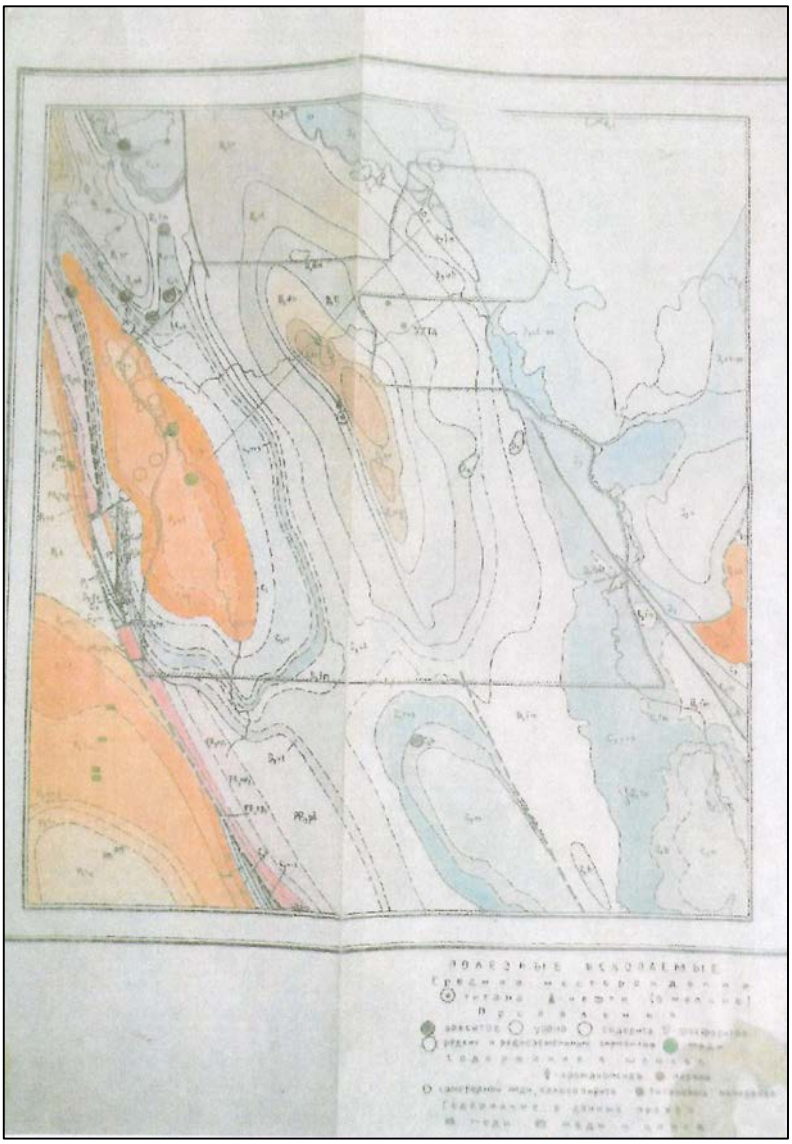


Рис. 3. Геологическая карта из отчета о результатах аэрогамма-магнитной съемки масштаба 1:25000 на восточном склоне Южного Тимана за 1977-78 гг.

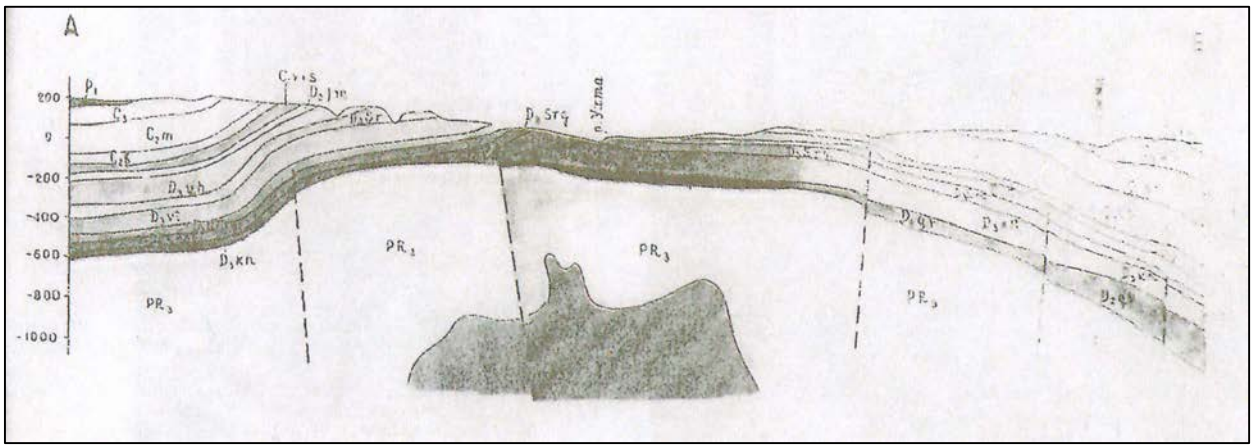


Рис. 4. Геологический разрез (из отчета о результатах аэрогамма-магнитной съемки масштаба 1:25000 на восточном склоне Южного Тимана за 1977-78 гг.)

Керны, поднятые севернее, в скважинах №№5, 25-1 на Верхне-Чутинской площади, аналогичны роговикам из скважин Водного Промысла. Здесь же скважиной №12 в 1943 году вскрыты граниты на глубине 421 метров. Скважина прошла по гранитам 8 метров и была остановлена. Состав их биотит-микроклин-биотитовый. Граниты с повышенным содержанием редкоземельных и радиоактивных элементов. На размытой поверхности гранита залегают глины франского возраста без следов метаморфизма. Площадь гранитного массива по геофизическим данным более 100 км^2.

Южнее Водненской структуры по результатам работ с/п 800 (Мингалеева, 2000ф) на сейсмопрофиле 800-06, проходящем вдоль оси Тимана с СЗ на ЮВ прослеживается интенсивная отражающая граница внутри рифей-вендских отложений (Рис. 5, 6). Она ступенчато поднимается с северо-запада на юго-восток по временной шкале от 1,8 сек на ПК 145 до 0,6 сек на ПК 348 (окончание профиля).

По мнению автора отчета, реальность отражающей границы сомнений не вызывает и связывается она с поверхностью гранитных интрузии. Это предположение подтверждается геофизическими полями, так как аномалии (гравитационные, магнитные) над предполагаемыми интрузиями идентичны аномалиям над интрузиями, вскрытыми в районе сейсмопрофиля скважинами №№1 (кварцевые сиениты) и 4 Изкось-Гора (кварцевые монцониты). Граниты вскрыты на глубинах 821 м и 830 м, соответственно. На размытой поверхности гранитов залегают отложения живета.

В целом Водненская структура входит в зону контакта пород сланцевого фундамента с кислой магмой. Гранитизация сланцев прослеживается по линии с юго-востока на северо-запад: Седьельская структура – Чибью – Водный Промысел – Бармин Нос – Тиманский камень (т.н. «магматическая ось Тимана»).

Время образования гранитного массива, выявленного в пределах Водненской структуры – граница нижнего и верхнего венда. В результате неоднократных структурных перестроек, прошедших с момента его образования (тектонические процессы с образованием разрывов, трещин, зон катаклаза) и других процессов, массив может иметь развитую трещинную систему, с объемом пустотного пространства до 5-15%, хорошие фильтрационно-емкостные свойства. Поэтому можно предполагать, что в пределах Нижне-Чутинского лицензионного участка в гранитном массиве существует залежь УВ.

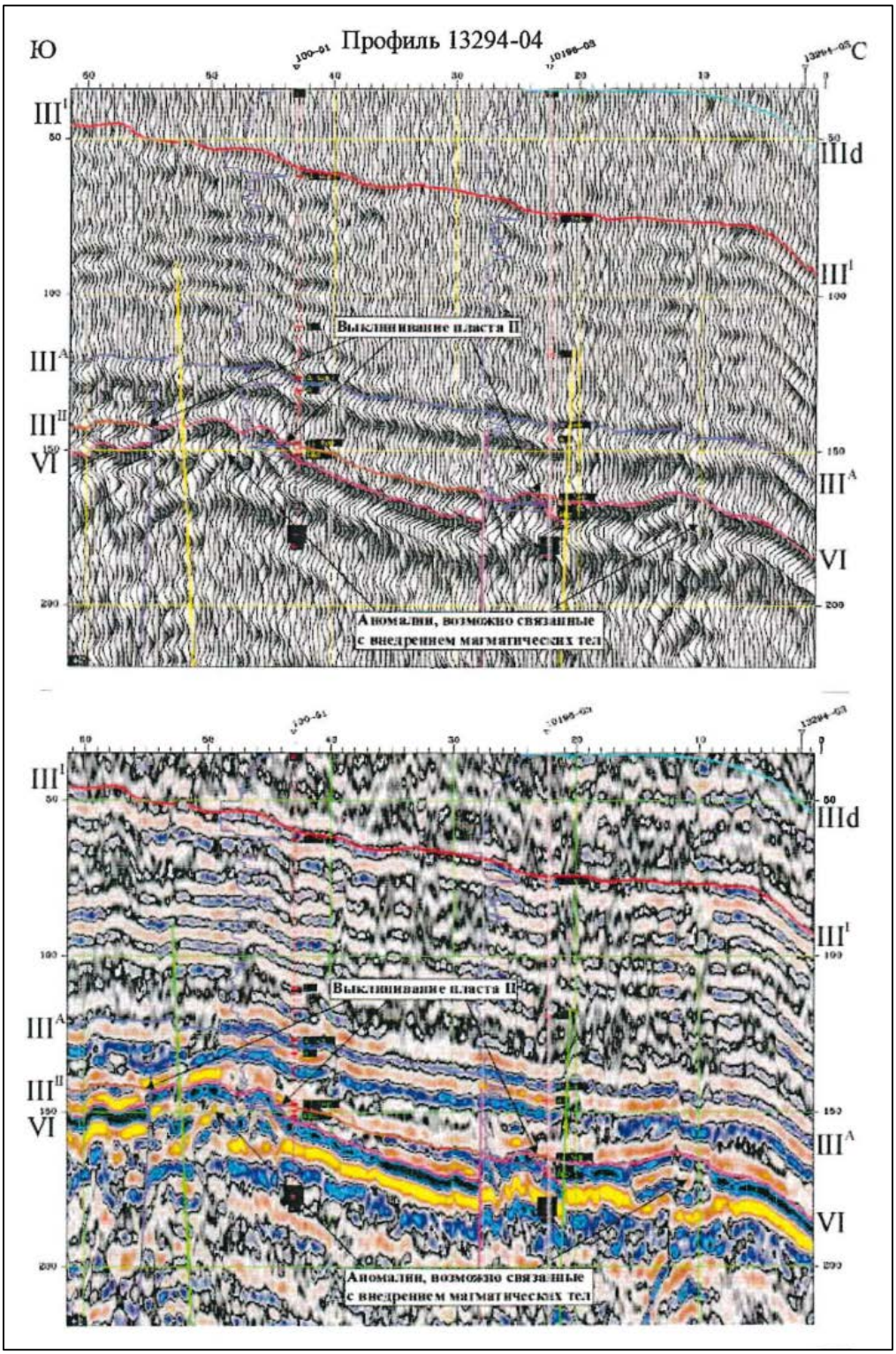


Рис. 5. Выклинивание нижней части тиманских отложений
в районе палеоподнятий метаморфического фундамента (Федотов, 2005ф)

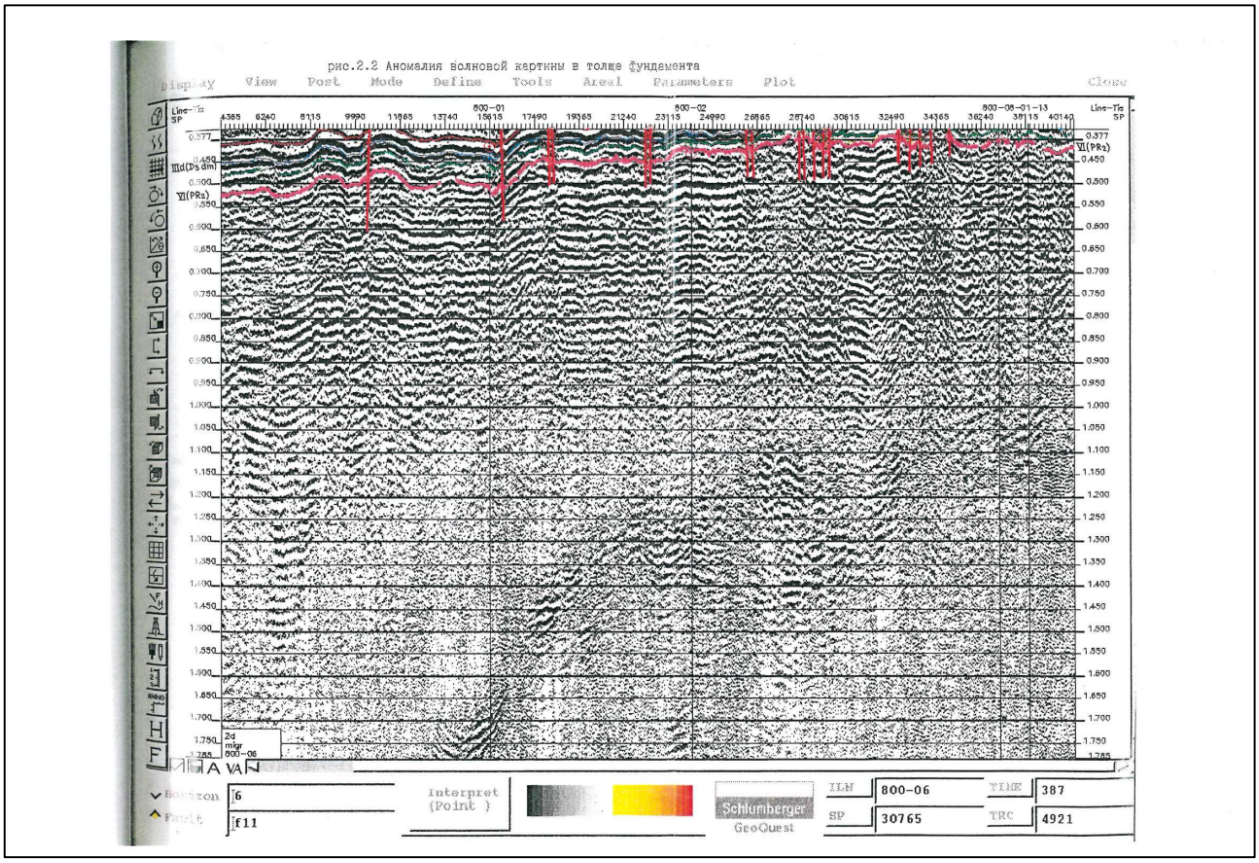


Рис. 6. Аномалия волновой картины в толще фундамента с/п 800-06 (Мингалеева, 2001ф)

Гранитные (гранитоидные) массивы, лежащие в основании месторождений нефти и газа в пределах Ухта-Ижемского вала, Омра-Лыжской седловины как и породы сланцевого фундамента в качестве объектов для поиска, разведки УВ ранее не рассматривались. Граниты в этой зоне вскрыты на небольшую глубину одним – двумя долблениями с отбором керна скважинами №№1-Нижняя Омра, 1-Прилукская, 11 и 12 Ср. Мылва, 1-Зап. Покча, 1-Юж. Джъер, 1-Зап. Созьва, 1- Нижне-Омринская, 1 и 4 Изкось-Горинские.

Предположение о возможном присутствии в фундаменте Нижнечутинского ЛУ и Ухтинской складки залежей УВ обосновано так же тем, что в настоящее время в 54 нефтегазоносных бассейнах мира в кристаллическом фундаменте обнаружено и эксплуатируется более 600 месторождений, в т.ч. 15 гигантских: месторождения Белый Тигр – 600 млн. тонн (Вьетнам), Пис-Ривер – более 8 млрд. тонн (Канада), Панхендл-Хьюготон – более 2200 млн. т.у.т. (США), Ауджила – Нафора – Амаль более 600 млн. тонн (Ливия), Нефтяной Пояс Ориноко оценивается в пределах 425-500 млрд. тонн и многие другие. Дебиты скважин по нефти могут достигать 2000-3000, 4600 тонн в сутки (скв. №4 Ренью). Промышленно нефтенасыщенные мощности могут достигать 2000 метров (Белый Тигр, Вьетнам).

Месторождения (залежи УВ) расположены в кристаллических породах разного состава и возраста. В большинстве случаев имеет место соответствие нефтегазоносных площадей в фундаменте и в осадочном чехле.

Мировой опыт говорит о том, что в подавляющем случае открытия месторождений УВ в гранитах происходили случайно (месторождения Ля-Пас, Мара в Венесуэле, месторождения Кувейта, Саудовской Аравии, острова Бахрейн и др.). Поэтому, учитывая опыт открытия таких месторождений, бурение разведочных скважин следует вести на максимальную технически доступную глубину, а не только до кровли фундамента, т.к. интервалы коллекторских зон могут начинаться как с кровли (коры выветривания), так и с разных глубин, например, 140 метров ниже непроницаемой кровли гранита на месторождение Оймаши (Казахстан), на Еллей-Игайской площади Западно-Сибирского бассейна на 800 метров, на Малоичской площади на 1500 метров.

В Сумской области на площади Ахтырского нефтепромыслового района (скв. №1-Хухринская), в Юльевской зоне Харбковской области скопления нефти и газа сосредоточены в кристаллическом фундаменте на глубине более 250 метров от его поверхности. Возможная непроницаемость и водонасыщенность в верхней части кристаллического фундамента не должна служить причиной остановки бурения. Как правило, с увеличением глубины вскрытия, ниже по разрезу появляются и другие коллекторские зоны.

Учитывая мировой опыт, в будущем, при включении в перечень участков недр для геологического изучения, разработке проектов на проведение поисково-разведочных работ на УВ необходимо обратить внимание на объекты в сланцевом фундаменте и в кристаллических породах как в пределах Ухтинской складки, так и на всей территории Тимано-Печорской провинции, где также следует ожидать открытия крупных месторождений нефти и газа. Сланцевый фундамент, гранитоидные массивы должны стать самостоятельными объектами геологоразведочных работ.

КОНЦЕПЦИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Е.Б. Грунис[1], И.А. Маракова[2], О.М. Вельтистова[2], Е.Н. Мотрюк[2]

[1]ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва
[2]ФГБОУ ВО «УГТУ», г. Ухта

Уменьшение ресурсной базы запасов углеводородного сырья заставляет геологов пересматривать основные аспекты нефтегазоносности осадочного чехла.

Особенности глубинного строения и геодинамические процессы формирования земной коры напрямую связаны с образованием месторождений углеводородов. Моделирование геодинамических и палеотектонических процессов, влияющих на нефтегазоносность, представляющих собой контрастность тектонических движений при различных геодинамических режимах и проявление унаследованности в осадочном чехле от форм кристаллического фундамента показывает условия формирования нефтегазоносных комплексов и ловушек, степень и характер перестройки структурных планов в определенные периоды геологического развития, контролирующих границы изучаемых комплексов.

Цель исследований – разработка концепции прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на основе установления геодинамических зависимостей размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба.

Задачи исследований – на основе геодинамического и палеотектонического анализов, геополотностного моделирования выполнить прогноз и обосновать факторы, повлиявшие на масштабы нефтегазоносности исследуемой территории.

Построение достоверных моделей геологического строения сложных тектонических зон, основанное на различных аспектах развития нефтегазоносных бассейнов позволит повысить прогноз исследуемых территорий и определить участки, перспективные на углеводороды. Концепция заключается в систематизации и изучении геологических факторов формирования нефтегазоносности на основе исследований условий формирования, генерации, миграции и аккумуляции УВ в изучаемых отложениях и научном обосновании программы освоения ресурсов УВ.

Район исследований охватывает северную часть Верхнепечорской впадины (ВПВ). В тектоническом плане ВПВ приурочена к краевой части Тимано-Печорской плиты и входит в состав Предуральского краевого прогиба (Рис. 1).

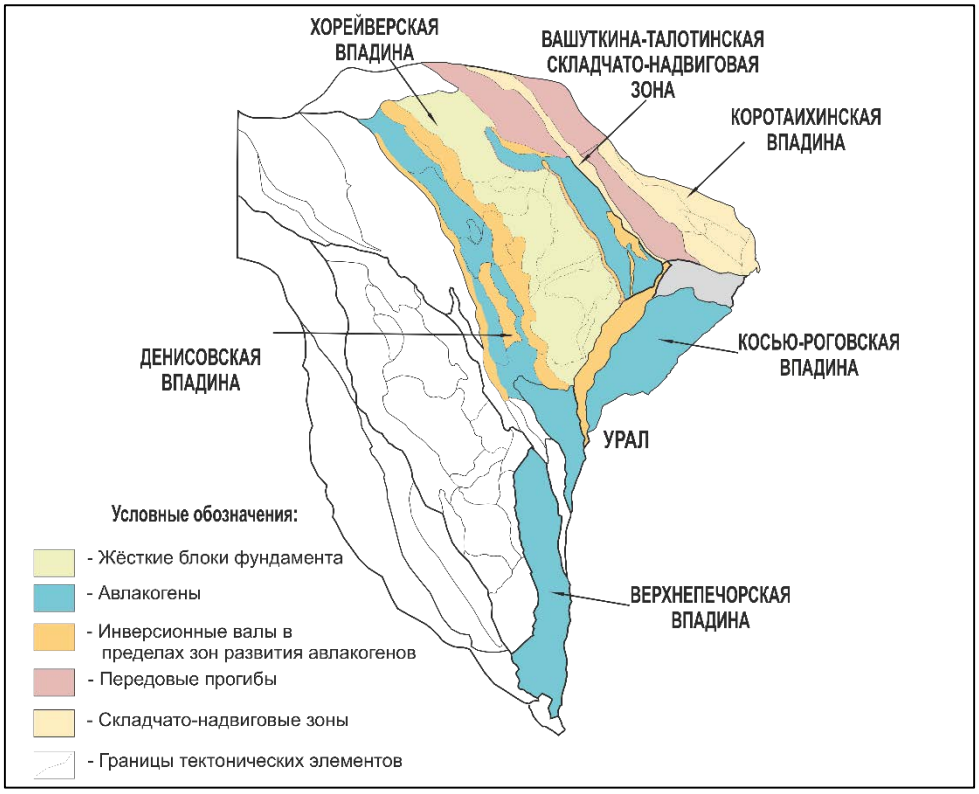


Рис. 1. Обзорная карта Тимано-Печорской провинции с дополнениями И.А. Мараковой (на основе карты тектонического районирования ООО «ТП НИЦ»)

По морфологии локальных структур в ВПВ различают несколько зон, отличающихся разной степенью влияния уральского складкообразования: это внешняя – (западная) зона, к которой относится Печоро-Илычская моноклиналь – структура второго порядка, в осевой части – Южно-Вуктыльская синклиналь, и внутренняя – приуральская, которая осложнена серией высокоамплитудных надвигов и характеризуется чешуйчато-надвиговым строением [1].

Анализ истории развития изучаемой территории показывает, что морфология фундамента и орогенические процессы оказывали прямое влияние на обстановки осадконакопления и последующие условия формирования нефтегазоперспективных зон. В основании осадочного чехла ВПВ залегает байкальский структурный комплекс, представляющий фундамент, сложенный преимущественно метаморфизованными сланцами рифейского возраста. Осадочный чехол Верхнепечорской впадины имеет четкую структурно-формационную зональность, меняющуюся как латерально, вкрест простирания основных структурных элементов, так и вертикально, по разрезу.

В пределах исследуемого интервала отложений изучено несколько литолого-фациальных зон: барьерные рифы – одиночные рифы – карбонатные рифовые банки – доманикиты. В разрезах одиночных органогенных построек рифогенные раннеелецкие отложения наращиваются на доманиково-задонских рифогенных породах (Юрвож-Кылымьельский атолл), а позднеелецкие рифогенные отложения наращиваются на раннеелецких рифогенных породах (Юрвож-Кылымьельский атолл).

Анализ аномального гравитационного и магнитного полей широко используется для реконструкции разломно-блокового строения осадочного чехла и фундамента, а история развития изучаемой территории указывает на связь морфологии фундамента и орогенических процессов осадконакопления и последующих условий формирования нефтегазоперспективных областей. На территории ВПВ фундамент погружается с запада на восток с отметок от 4,5 до 10,5 км, имеет блоковое строение и характеризуется большим разбросом значений плотности. В его строении примечательны контролируемые разломами северо-западного «тиманского» простирания грабеновые прогибы и относительно глубоководная впадина континентального шельфа с линейной системой рифогенных образований. Стадийность структурообразующих подвижек, их взаимоотношения, динамизм и направленность в пределах исследуемого тектонического элемента определяли развитие локальных объектов в течение палеозоя-раннего мезозоя. Объекты такого типа обычно прослеживаются по всем структурным этажам осадочного чехла. Сопоставление карты фундамента и структурной карты по подошве доманикового горизонта показало, что почти все локальные структуры унаследованы [2-4].

На участках отсутствия мощных толщ, нивелирующих межблоковые грабенообразные прогибы и соответствия структурных планов девона и фундамента, ловушки УВ, контролируемые малоамплитудными структурами, в девоне обычно совпадают с положением приподнятого блока и осложняют его периферийные зоны. Биогермные постройки верхнего девона, карбона и перми располагаются в межблоковых прогибах по фундаменту, т.е. тяготеют к зонам разломов [4].

При анализе концепции прогнозирования залежей УВ привлекались материалы по тепловому полю Земли, так как начиная с момента мобилизации рассеянного органического вещества в породах тепловое поле разнородных тектонических структур проявляет себя как активный геолого-физический фактор.

Полоса пониженных значений теплового потока протягивается через Верхнепечорскую впадину в направлении Печоро-Кожвинского мегавала и его величины изменяются от 40 до 60 мВт/м^2. Восточнее отмечается увеличение значений теплового потока до 70 мВт/м^2. Зона Уральской складчатости характеризуется отрицательной аномалией теплового потока.

Несомненно, на тепловой поток оказывает влияние и теплопроводность горных пород, слагающих осадочный чехол и фундамент.

Большая часть Верхнепечорской впадины характеризуется стадиями катагенеза $МК_4$–$МК_5$ и только на крайнем востоке впадины — $АК_{1–2}$ (Ro составляла 1,15–2% и более). Самая северная и самая южная части впадины остались наименее прогретыми, и здесь катагенез завершился на стадии $МК_{3-4}$. По результатам исследований можно заключить, что повышенные содержания ОВ в доманикитах могут быть приурочены к зонам проявления магматизма и повышенных значений теплового потока, что также тесно связано с историей становления земной коры региона.

Ключевым фактором геологической интерпретации при создании геолого-геофизической модели изучаемой территории остается интегрированная интерпретация материалов несейсмических методов и сейсморазведки и актуализированных геологических представлений [5-7]. На участке исследований были рассчитаны на основе критериального подхода в решении обратной задачи гравиразведки геоплотностные модели по серии профилей в северной части ВПВ.

На модели в осадочном чехле наблюдается четкое распределение пород выделенных комплексов по плотности: верхний — терригенный, представлен породами верхней перми и частично нижней, средний — карбонатный, сложен отложениями нижней перми, карбона и верхнего девона, нижний — терригенно-карбонатный, включает породы силурийского и ордовикского возраста. Рифогенные постройки, выделенные в карбонатном комплексе Печоро-Илычской моноклинали, согласно расчетным данным, характеризуются плотностями от 2,74 до 2,78 г/см^3, депрессионные отложения — 2,68–2,66 г/см^3.

На профиле 3-31 пересекающий Верхнепечорскую впадину от скважины 1-Юрвожская до 1-Гудырвожская.

На геоплотностной модели в осадочном чехле четко прослеживается комплексы горных пород: верхний терригенный, представленный породами пермского возраста, карбонатный, составленный из отложений нижней перми, карбона и верхнего девона и нижний терригенно-карбонатный, включающий породы нижних этажей осадочного чехла. В карбонатном комплексе отображаются плотностными аномалиями верхнедевонские рифы Юрвожского месторождения и Кылымъельской атолловидной постройки с плотностью от 2,76 до 2,78 г/см^3, которые разделены низкоплотностными породами толщи заполнения от (2,67 до 2,72 г/см^3). Перспективы нефтегазоносности Кылымъельской площади подтверждены результатами бурения скважины 1-Кылымъельская.

Таким образом, в пределах исследуемой территории северной части ВПВ, на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных были выявлены и подтверждены общие закономерности влияния факторов, влияющих на формирование структур осадочного чехла: структурно-тектонический, литолого-фациальный и геохимический. По результатам исследований была по-

строена схема прогноза нефтегазоносности. Анализ геолого-геофизического материала показывает, что значительный актуальный потенциал в открытие крупных газовых скоплений имеется во внутренней и центральной зонах Верхнепечорской впадины.

Литература

1. Юдин В. В. Происхождение Предуральского краевого прогиба // Тектоника северо-востока Европейской платформы: Тр. Ин-та геол. Коми НЦ УрО АН СССР, вып. 68. Сыктывкар, 1988. с. 90-97.

2. Данилевский С. А. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции/ Данилевский С.А., Склярова З. П., Трифачев Ю.М. Ухта. 2003. 298 с.

3. Грунис Е. Б. Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе / Е.Б. Грунис, И.А. Маракова // Геология нефти и газа. № 5. 2019. с. 5-15.

4. Грунис Е. Б., Давыденко Б. И., Сотникова А. Г., Лукова С. А., Маракова И. А. Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов Сборник научных трудов : материалы международного семинара : «Рассохинские чтения» (6-7 февраля 2020 года) : в 2 ч. ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. Ухта: УГТУ, 2020. с. 75-78.

5. Вельтистова О.М. Результаты комплексной интерпретации гравиразведки и сейсморазведки на площадях Предуральского прогиба / Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н.// Международный научный семинар «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей имени Д. Г. Успенского – В.Н. Страхова». Санкт-Петербург, 24-28 января 2022 г. (сборник научных трудов) ВСЕГЕИ им. А.П. Карпинского. с. 189-192.

6. Мотрюк Е.Н. Выбор оптимальных параметров решения обратных задач гравиразведки на основе критериального подхода для площадей Тимано-Печорской провинции / Вельтистова О. М. // Современные наукоемкие технологии. – 2020. №5. с. 70-78.

7. Кобрунов А.И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учеб, пособие / А.И. Кобрунов. М. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 288 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ПЛОЩАДЕЙ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГРАВИРАЗВЕДКИ

О.М. Вельтистова, Е.Н. Мотрюк, И.А. Маракова, М.Ю. Сабельников
ФГБОУ ВО «УГТУ», г. Ухта

За десятилетия изучения Предуральского краевого прогиба геолого-геофизическими методами накоплен большой фактический материал и огромный опыт исследования геологического строения. Северный сегмент Предуральского прогиба, куда входит Верхнепечорская впадина, обладает большим потенциалом для поиска залежей углеводородов. В настоящее время разработаны и применяются методы и технологии компьютерной обработки и интерпретации геофизических данных. Построение детальных и достоверных моделей геологической среды, основанное на комплексной интерпретации данных гравиразведки и сейсморазведки с использованием новых технологий, позволит наметить новые площади для дальнейших исследований.

В работе изложена краткая история развития методов решения обратных задач геофизики, рассмотрены различные виды критериев оптимальности при решении обратных задач гравиразведки, их применение для моделирования сложнопостроенных территорий Предуральского прогиба.

Основоположником теоретических методов интерпретации гравитационных аномалий считается известный русский ученый девятнадцатого века Федор Алексеевич Слудский. В своих работах он еще в 1863 году сформулировал идею моделирования, разработал методы подбора, а в 1893 году предложил приемы определения глубины центра тяжести по характерным точкам поля. Предложенные им еще в 1872 г. интегральные методы интерпретации были предложены гораздо позже, а уровень его работ 1896 г. был достигнут только в 1939 г.

Владимир Николаевич Страхов, известный российский и советский учёный в области геофизики и вычислительной математики, академик РАН (1992 г.), директор Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН (1989-2002 гг.) в известной работе дал классификацию и периодизацию истории развития интерпретации и сформулировал основные её итоги.

В развитии теории и практики интерпретации потенциальных полей в СССР и России в XX веке по мнению В.Н. Страхова выделяет две парадигмы

1 парадигма – эпоха ручного счета;

2 парадигма – парадигма «ранней компьютерной эпохи».

Первая парадигма – «эпохи ручного счета». Сформировалась на начальном уровне развития гравиметрии и магнитометрии, в период развития теории о структуре аномальных полей, связи аномалий с геологическим строением, связи

физических свойств горных пород с их вещественным составом и историей развития.

К формированию второй парадигмы привели:

- расширение геолого-геофизических исследований в СССР после второй мировой войны;
- повышение точности и технического уровня измерительной аппаратуры;
- использование первых вычислительных машин;
- начало процесса математизации в геофизике.
- создание и освоение теории некорректно поставленных задач А.Н. Тихоновым, М.М. Лаврентьевым, В.К. Ивановым.

Среди факторов, влияющих на развитие теории и практики интерпретации потенциальных полей, выделяются следующие: уровень развития методологии и степени адекватности теории и практики; уровень критического осмысления достигнутого ранее; количество и направления деятельности научных школ сформировавшихся в области теории и практики интерпретации потенциальных полей; уровень владения информацией.

В соответствии с классификацией предложенной В.Н. Страховым и развитой в работах А.И. Кобрунова (1978–2008 гг.) [1, 2], выделяется четыре типа задач:

- обнаружение геологических объектов;
- пространственная локализация обнаруженных объектов;
- расчленение геологического разреза;
- детальное описание геологического разреза.

В настоящее время наиболее эффективными являются методы решения обратных задач гравиметрии в рамках так называемого критериального подхода, разработанного Александром Ивановичем Кобруновым. Получение решения обратной задачи (единственного из множества эквивалентных) производится с помощью минимизации некоторого функционала (критерия оптимальности), сконструированного на основе дополнительной априорной информации о параметрах среды.

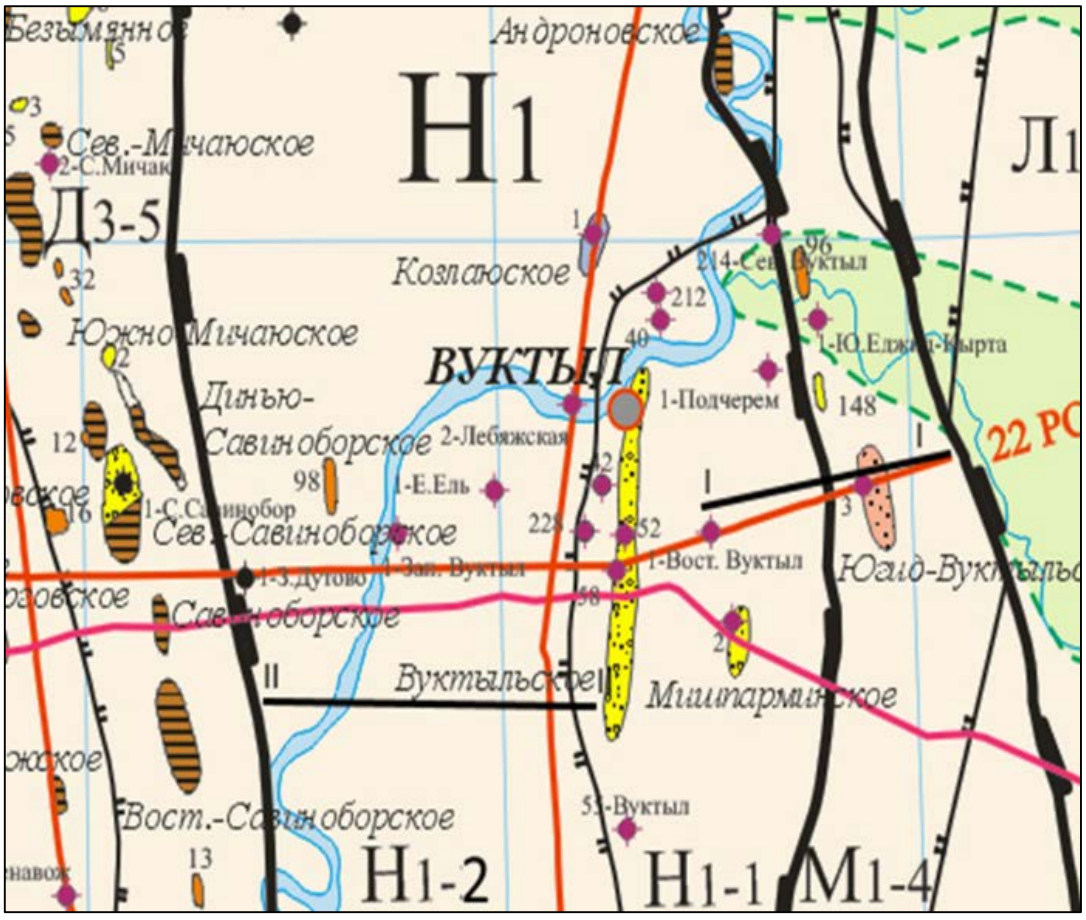
Развитие информационно-вычислительной техники позволяет использовать весь имеющийся комплекс геолого-геофизических данных и различные критерии оптимальности, отражающие информацию о параметрах модели и ее связи с другими содержательными моделями. Это и обеспечивает контроль достоверности построений. Критерий оптимальности может иметь разный вид, выбираемый в зависимости от типа изучаемой среды: интегральный квадратичные, корреляционный, равномерный, на основе нечеткого моделирования.

Используемый критерий оптимальности позволяет учитывать в решении обратной плотностной задаче гравиразведки величину отклонения параметра плотности от начального приближения, дает возможность вводить разную степень варьирования изучаемого параметра.

Таким образом, возможно оценить влияние плотностных характеристик пород определенных глубин на гравитационном поле.

Для определения оптимальных параметров описания разреза (шаг расчета, величина невязки) и получения наилучшего результата при минимальном затрате времени для выбранного критерия и алгоритма обратной плотностной задачи гравиразведки были проведены следующие эксперименты.

Решения обратных задач проведено в программном редакторе геолого-геофизических моделей среды GCIS и GeoVIP. Были выбраны два профиля: профиль I-I расположен в пределах восточного борта Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия, профиль II-II, пересекает Печоро-Илычскую моноклиналь Верхнепечорской впадины, где по данным сейсморазведки выделяются рифогенные постройки (Рис. 1).



Условные обозначения

Н 1– Верхнепечорская впадина

Н1-1– Вуктыльская тектоническая пластина

Н1-2- Печоро-Илычская моноклиналь

М1– Среднепечорское поперечное поднятие

М1-4– Югид-Кыртинская антиклинальная зона

–– профили I-I и II-II

Рис. 1. Фрагмент тектонической карты

Рассматриваемая территория покрыта детальными гравиметрическими съемками масштаба 1:25000 и 1: 50000. Анализ гравиметрических карт в пределах впадины показал, что среднеквадратическая ошибка определения аномалий Буге в пределах Верхнепечорской впадины составляет ± 0,2-0,25 мГал. Учитывая погрешность съемок, можно полагать, что по данным гравиразведки возможно выявление объекта, если эффект от него превышает величину 0,2 мГал. Такой эффект на картах масштаба 1:25 000 и 1: 50 000 будет проявляться в виде малоамплитудных аномалий, в основном, в изгибах изоаномал.

В процессе проведения экспериментов проводилось изменение расчетного шага, анализа полученных невязок с учетом указанных погрешностей съемок.

По выбранным в результате подбора оптимальным параметрам расчета были построены геолого-плотностные модели. Перейдем к описанию моделей.

Профиль I-I (Рис. 2) пересекает разные структурно-тектонические зоны - восточный борт Верхнепечорской впадины и Югид-Кыртинскую зону Среднепечорского поперечного поднятия.

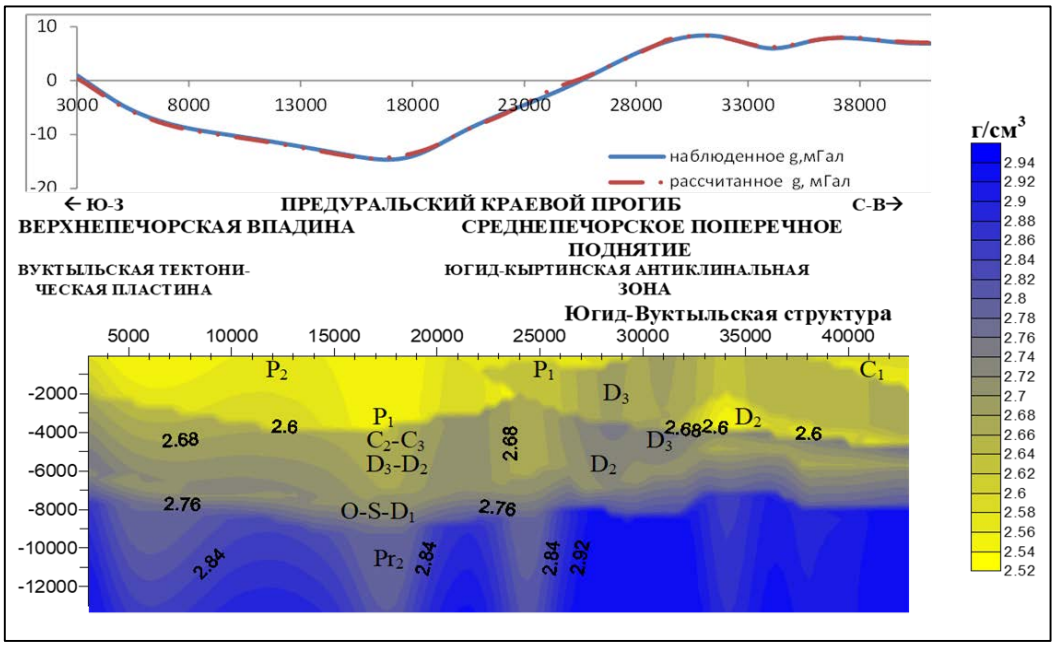


Рис. 2. Геолого-плотностная модель по профилю I-I

Характер распределения гравитационного поля в пределах изучаемого профиля соответствует тектоническим элементам. Западная часть профиля характеризуется отрицательными значениями гравитационного поля, которые связаны с большой мощностью терригенных пород и понижением основной гравитирующей границы – кровли карбонатов. Восточная часть – Югид-Кыртинская антиклинальная зона – отображается в наблюденном поле максимумами поля силы тяжести. Распределение изолиний плотности осадочного чехла на расчетной модели довольно рельефно. В пределах Верхнепечорской впадины отмечаются зоны повышенной плотности – пикеты 9000-12000 и зоны

разуплотнений – пикеты 17000-18000. В западной части профиля на геоплотностном разрезе хорошо выделяется надвиг Югид-Вуктыльской структуры. Значения плотности отложений верхнего девона составляют 2,68-2,72 г/см^3, в породах среднего девона – 2,60-2,65 г/см^3. Отмечаются области разуплотнений в поднадвиговой части разреза. Породы фундамента характеризуются высокими значениями плотностей от 2,85 до 2, 92 г/см^3.

На рисунке 3 показан результат решения обратной задачи гравиразведки в классе распределения плотностей по профилю II-II, расположенному в пределах Печоро-Илычской моноклинали от западного ее борта (месторождение Восточный Савинобор) до Вуктыльской складки.

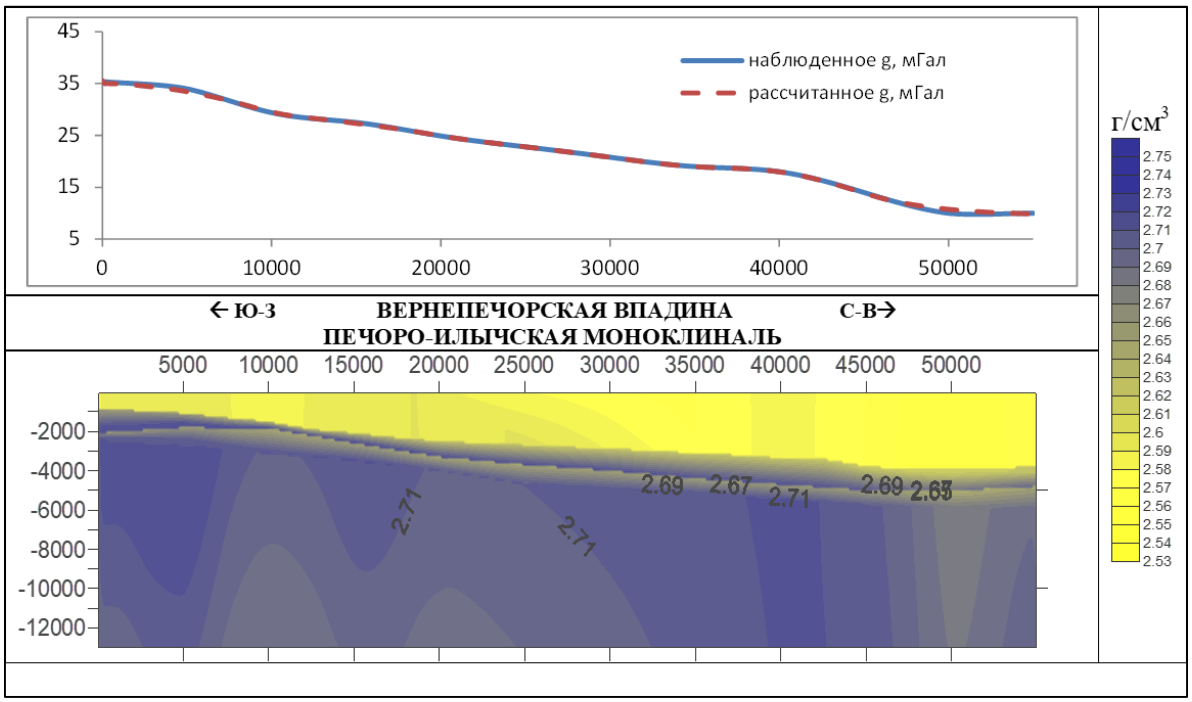


Рис. 3. Геолого-плотностная модель по профилю II-II

Гравитационное поле характеризуется понижением значений с запада на восток, и хорошо коррелирует с поведением подошвы терригенных отложений. На геоплотностном разрезе ярко выраженной литолого-физической границей отмечается кровля карбонатного доманиково-нижнепермского комплекса, плотности отложений которого колеблются от 2,65 до 2,71 г/см^3. Плотности пород верхнего терригенного комплекса варьируют в пределах 2,55-2,60 г/см^3, уменьшаясь в восточном направлении. Интересующих нас объектов доманиково-нижнепермского комплекса, в виде плотностных неоднородностей, т.е. зон разуплотнений или объектов с повышенными плотностными свойствами, связанными с рифогенными постройками, не выявлено. Породы, залегающие ниже, характеризуются дифференциацией плотностей от 2,71 до 2,75 г/см^3.

По полученным данным были сделаны следующие выводы.

На качество построенных нулевых приближений моделей сред, в том числе, не осложненных резкими перепадами границ и плотностей, в первую очередь, влияет качество и количество исходной информации. Это же определяет и сложность модели. Дальнейшая работа состоит в уточнении начальных построений и зависит от выбранного метода решения.

При решении обратной плотностной задачи гравиразведки итерационным методом с использованием интегрального критерия оптимальности значения весового множителя критерия оптимальности задаются в пределах от 0 до 1. В тех областях, где мы относимся к имеющимся данным с высокой степенью доверия, этот параметр берем близким к 0, а если информации мало или она не подтверждена – к 1. Кроме того, в каждом задаваемом слое задаются возможные интервалы изменения плотностей. При выборе этого параметра интерпретатору придется самому оценить данные. В случае необходимости вносить поправки после первых шагов решения обратной задачи и в нулевое решение, и в значения критерия.

Для случая детальных гравиметрических съемок масштаба 1:25000 и 1: 50000 при решении выбранным методом двумерных задач можно сделать следующие рекомендации. При расположении пунктов съемки при наблюдении 50 м – 250 м шаг решения обратной задачи и интерполяции следует выбирать 100 м – 125 м, т.е. в пределах второй четверти интервала 50 м – 250 м. В этом случае достигается минимум невязки полей с учетом минимизации времени расчета.

Следующим результатом является установление оптимальной невязки наблюденного и рассчитанного полей, используемой в процессе решения, где построенная модель должна соответствовать наблюденному полю именно с этой погрешностью. В нашем случае невязка должна соответствовать сечению изоаномал 0,25 мГал. Уменьшение невязки не влияет на достоверность модели, а только ведет к увеличению временного интервала вычислений и количества итераций.

Весомое значение имеет выбор оптимального шага вычислений, который должен целое число раз укладываться в длине профиля. В противном случае итерационный процесс может расходится. Это связано с дискретным представлением данных в алгоритме решения. Большую роль играет также построение начального приближения в случае решения прямой задачи гравиразведки, которое при недопустимых значениях невязки требует пересмотра.

Результаты экспериментов позволяют утверждать, что погрешность (помехи) в значениях наблюденного поля для моделей различного вида пределах 10% не значительно изменяет плотностные характеристики модели, для интервала плотностей 2,53-2,94г/см^3 максимальная невязка плотностей не превышает 0,007-0,009 г/см^3.

Выработанные рекомендации можно использовать для решения обратных задач гравиразведки в рамках критериального подхода с интегральным крите-

рием оптимальности и итерационным методом решения для площадей, со схожей структурой приведенным в работе.

Литература

1. Кобрунов А. И. Математические методы моделирования в прикладной геофизике. Избранные главы / Учебное пособие. Часть 2. Системный анализ и моделирование в условиях неопределенности. Ухта, УГТУ, 2014 г. 154 с.

2. Кобрунов А.И., Мотрюк Е.Н. Критерии оптимальности при решении обратных задач геофизики / Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Сборник научных трудов. Вып. 1 (46). - Пермь: ГИ УрО РАН, ПГНИУ, 2019. с. 188-195.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Т.А. Овчарова
ФГБОУ ВО «УГТУ», г. Ухта

В результате многочисленных гидрогеологических и геохимических исследований подземных вод нефтяных и газовых месторождений, проведенных гидрогеологами в различных геологических условиях, был предложен рациональный комплекс гидрогеологических и геохимических критериев перспектив нефтегазоносности, используемых в области прогноза нефтегазоносности на локальном, зональном и региональном уровнях. К этим показателям относятся: газовые, органо-гидрогеохимические, минерально- гидрогеохимические, гидрогеодинамические, гидрогеотермические, палеогидрогеологические.

В развитие нефтегазовой гидрогеологии осадочных бассейнов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции большой вклад внесли гидрогеологи ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр» изучением С.А. Данилевский, З.П. Склярова, В.Г. Гуляев, Е.Ф. Карпюк, Ю.И. Зытнер, А.А. Кожухарь, В.А. Кротова, К.В. Лебедева, О.И. Леухина, Г.П. Лысенин, Б.А. Любомиров, В.М. Матусевич, В.М. Мильков, Н.М. Невская, С.Б. Руфов и др.

Для оценки перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим и геохимическим показателям проведены палеогидрогеологические исследования. Методологической основой палеогидрогеологии служило воссоздание гидрогеологической истории региона с выделением гидрогеологических циклов и этапов, т.е. анализ истории гидрогеологического развития. Для этих целей мы использовали карты химического состава подземных вод водоносных комплексов Тимано-Печорской провинции, составленные С. А. Данилевским с соавторами [1].

На рисунке 1 для примера приведена карта химического состава подземных вод среднедевонского водоносного комплекса. На карте выделены поля минерализации пластовых вод, аномальные значения гидрохимических показателей: минерализация вод, коэффициенты метаморфизации, коэффициенты сульфатности, бромный градиент.

Проведенный палеогидрогеологический анализ динамики пластовых вод в палеозойско-мезозойских водоносных комплексах Тимано-Печорской провинции показывает резкое преобладание масштабов накопления седиментационных вод. Соответствующие им элизионные этапы водообмена (в количестве 4), охватывают интервал времени не менее 420 млн. лет. Циклы инфильтрационного водообмена, суммарно не превышающие 50-60 млн. лет, обуславливали несущественное опресняющее воздействие на водоносные комплексы высокоминерализованных седиментационных пластовых вод.

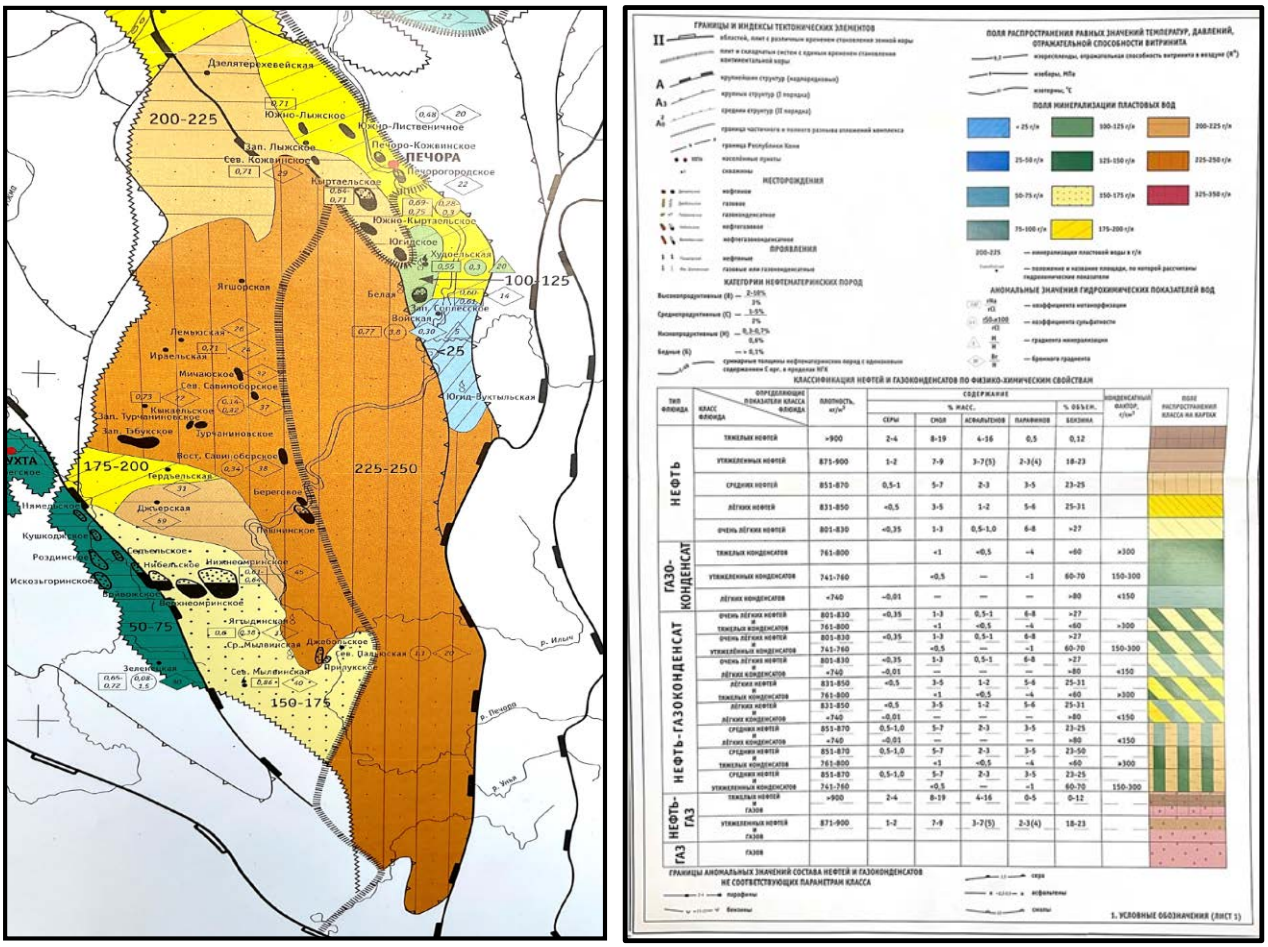


Рис. 1. Карта химического состава среднедевонско-нижнефранского водоносного комплекса (по данным ООО «ТП НИЦ»)

Преобладающий седиментационный тип водообмена благоприятен для газонефтенакопления. В глубоких горизонтах формировались мощные очаги генерации углеводородов разного фазового состава, миграция которых в водной среде обеспечивалась оптимальными термобарическими и катагенетическими условиями.

Объемы отжатых седиментационных вод высокой минерализации на этапах элизионного водообмена, составлявшие суммарно 90 тыс. км^3, в четыре и более раз превышая общее количество генерированных и аккумулированных углеводородов, были, согласно последним данным Тиссо и Вельте, вполне достаточными для формирования крупных месторождений (1981).

Исследования, проведенные А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным, В. В. Колодием, Б.Н. Любомировым и другими в районах Предкавказья, Средней Азии, Западной Сибири и Печоры, показали, что первичное формирование залежей нефти и газа связано с элизионными этапами гидрогеологической истории (Любомиров, 1988). Элизионные воды, отжимаемые из глинистой толщи, переносят находящиеся там органические соединения в коллекторы. Движение вод, а с ними и углеводородов, происходит от зон максимального прогибания и накопления осадков

(палеопьезомаксимумы) к краевым частям бассейнов или к зонам уменьшенной мощности осадконакопления (палеопьезоминимумы), где происходит частичная разгрузка вод через водоупорную кровлю или по зонам тектонических нарушений.

На элизионных этапах гидрогеологической истории палеопьезомаксимумы могут в ряде случаев рассматриваться как зоны нефтегазоообразования.

Инфильтрационные этапы гидрогеологической истории, характеризующиеся преобладающей окислительной обстановкой осадконакопления, являются неблагоприятными условиями для сохранения органического вещества. Присутствие в воде кислорода и сульфатов способствует биохимическому разрушению (окислению) углеводородов. Кроме того, инфильтрационные воды могут механически разрушать (вымывать) залежи углеводородов.

Для оценки перспектив нефтегазоносности выбран оптимальный комплекс гидрогеологических критериев, используемых применительно к Тимано-Печорской НГП.

К показателям нефтегазонакопления относятся: состав водорастворенных газов, газовый фактор, содержание йода. К высокоблагоприятным относится: по составу водорастворенных газов – метановый, по содержанию йода больше 15, содержание газового фактора – более 15 мг/л (Табл. 1).

	Состав ВРГ	Газовый фактор, $нм^3/м^3$	Содержание йода, мг/л
Малоблагоприятные	N_2 CH_4-N_2	< 0 ,6	< 8,0
Благоприятные	N_2 CH_4	0, 6 - 1,0	8,0-15
Высокоблагоприятные	CH_4	>1,0	> 15

Табл. 1. Показатели нефтегазонакопления

К показателям условий сохранности залежей относятся: минерализация, коэффициент метаморфизации вод (условия накопления осадков и залежей), содержание брома *100 и деленное на глубину отбора воды (Табл. 2).

	Минерализация г/л	rNa/r Cl	Br x 100/H
Малоблагоприятные	< 50	> 0,87	< 5,0
Благоприятные	50-150	0,73 - 0,87	5,0-15
Высокоблагоприятные	>150	< 0,73	> 15

Табл. 2. Показатели условий сохранности залежей

Для некоторых месторождений построены графики изменения критериев нефтегазонакопления и сохранности залежей с глубиной (Рис. 2).

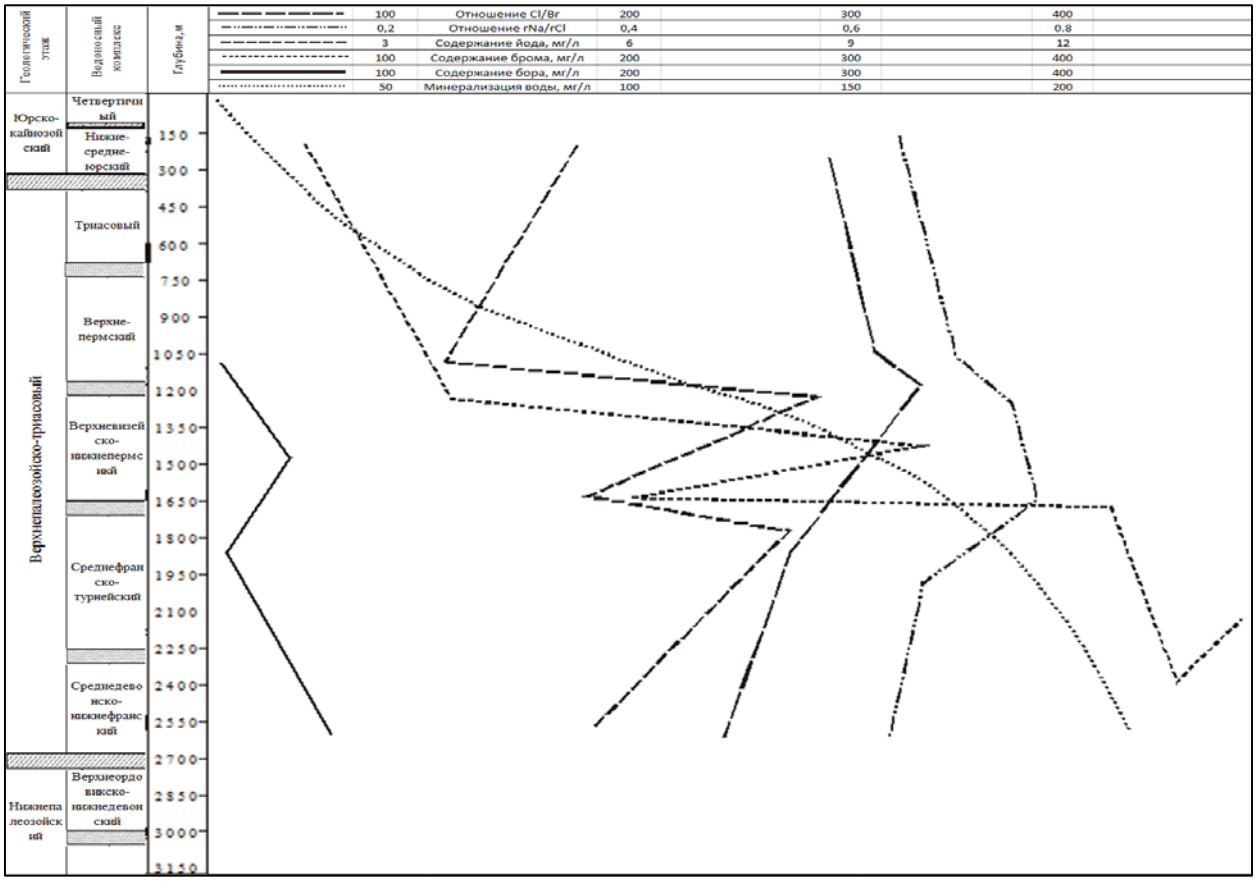


Рис. 2. Изменения критериев нефтегазонакопления и сохранности залежей с глубиной

Четкая закономерность на всех графиках установлена по минерализации. Она везде закономерно и последовательно повышается с глубиной. Резкие скачки в графиках связаны с наличием флюидоупоров, изменением условий осадконакопления, наличием литологических окон и зон разгрузки. Тип вод хлоридно-кальциевый.

В гидрогеологических разрезах выделяется три гидродинамические зоны: свободного, затрудненного и весьма затрудненного водообмена. В зону затрудненного водообмена входит среднедевонско-триасовый гидрогеологический этаж. Подземные воды его имеют повышенную температуру (от 15 до 110°С) и содержат значительное количество газов. Воды обладают, в основном, хлоридно-натриевым и хлоридно-кальциевым составом, минерализацией, достигающей 250 г/л, повышенным содержанием микрокомпонентов (брома, йода, лития, стронция, рубидия, цезия).

В результате анализа гидрогеологических условий Тимано-Печорской провинции, можно сделать следующие выводы.

1) Изучена модель гидрогеологического строения.

2) На всех этапах геологического времени отмечается благоприятная обстановка для формирования и сохранения образовавшихся залежей УВ. Это подтверждается протяженностью элизионных этапов по сравнению с инфильтрационными.

3) Коэффициенты закрытости недр свидетельствуют о повсеместной гидродинамической закрытости водоносных комплексов и о сохранении существующих залежей УВ.

Литература

1. Данилевский С. А., Склярова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003.

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВО- РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

В.Б. Ростовщиков[1], И.В. Колоколова [2], Н.П. Демченко[1]
[1] ФГБОУ ВО «УГТУ», г. Ухта
[2] ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва

Важнейшим условием сохранения достаточно высокого уровня добычи углеводородного сырья является открытие, подготовка и ввод в разработку новых запасов. В настоящее время наблюдается тенденция снижения эффективности геологоразведочных работ, обусловленная уменьшением вероятности открытия крупных нефтегазоносных объектов, усложнением горно-геологических условий, когда основным источником восполнения запасов углеводородов являются сложнопостроенные ловушки. На стадии разведан-ности НСР роль таких объектов в общем балансе прироста запасов возрастает и составляет более 50%. При этом поиск и разведка залежей в них сопряжено с определенными методическими, технологическими и экономическими проблемами.

Авторы предлагают методические подходы, которые позволят сократить временные затраты на освоение малоразмерных залежей нефти и газа и повысить геолого-экономическую эффективность геологоразведочных работ. Используя системный научный подход, показано, как можно совместить несколько моделей, которые значительно повлияют на снижение рисков разведки и освоения месторождений нефти и газа. Это 2D и 3D-сейсмика, в комплексе с гравиразведкой, промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС).

Освоение месторождений нефти и газа в малоразмерных ловушках при применении традиционных методов разведки и подготовки запасов к подсчету сопряжено с трудностями, связанными с недостаточным объемом информации о строении продуктивных отложений. На данный факт в значительной степени влияет отсутствие кондиционных геологических моделей объектов, наличие редкой сетки поисково-разведочных скважин.

Предлагаемая авторами схема работ заключается в комплексном использовании результатов сейсморазведки, гравиразведки, промыслово-геофизических исследований скважин.

Далее более подробно рассмотрим каждый этап работ по выявлению, подготовке и разведке сложнопостроенных залежей УВ.

Заложение и бурение поисково-разведочных скважин

Бурение скважин должно обеспечивать получение максимальной и однозначной информации о продуктивности или непродуктивности разреза и конкретно подготовленной сейсморазведкой ловушки.

Существует несколько типичных ситуаций при поисках и разведке залежей УВ в сложнопостроеннных ловушках:

– определение мощности продуктивных пластов (литологические залежи);

– литологическое ограничение контуров ловушки (рифы, палеорусла и палеодельты);

– низкоемкие коллекторы (уплотненные песчаники и алевролиты, глинистые известняки);

– трещинные коллекторы (аргиллиты).

При заложении первой поисковой скважины в таких условиях необходимо предусматривать два варианта в строении самой ловушки:

- структурный – заложение скважины производится в наиболее высокой гипсометрической точке;

- литологический – не всегда в сводовой части ловушки находятся проницаемые породы с удовлетворительными коллекторскими свойствами.

Так, в рифовых ловушках барьерного типа наибольшие мощности проницаемых пород смещены в сторону глубоководного склона, дельтовые ловушки могут иметь отличный от классической схемы размещения терригенного материала и, соответственно, проницаемых и плотных участков в пределах самой ловушки, не контролируемых структурным фактором; в доманикитах, где залежи нефти находятся в НГМП и представлены трещиноватыми зонами внутри пластов, также, не контролируемых структурным фактором.

В этой ситуации заложение скважины должно основываться не только на структурном факторе, фиксируемом при обычной стандартной обработке сейсморазведки МОГТ-2D, но и дополнительной динамической обработке и интерпретации материалов.

С точки зрения методики ГРР, эффективным инструментом выявления и подготовки таких объектов является трехмерная сейсморазведка в комплексе с данными бурения, которая сегодня предлагает специалистам широкий спектр технологических решений для получения детальных структурно-тектонических, палеотектонических и сейсмофациальных моделей, прогнозирования коллекторов, построения карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Получение кондиционных данных позволяет в значительной степени снизить риски ГРР, оптимизировать их и принять правильное решение о разбуривании площади.

Картирование сейсморазведкой ловушки в первую очередь определяется созданием необходимой плотности профилей. Плотность профилей на структуре должна быть не ниже 0,5 пог. км/км^2. Проще эта проблема решается проведением съемки МОГТ-3D [1]. На рисунке 1 приведен пример, где показано, как меняется

морфология продуктивных отложений по данным сейсмики 3D. Видно, что конфигурация структуры относительно выполненных построений 2014 года и 2018 изменилась, а именно произошло смещение сводовой части структуры на северо-восток (~ 450 м), увеличилась ее амплитуда с 80 м до 125 м, но при этом уменьшилась площадь.

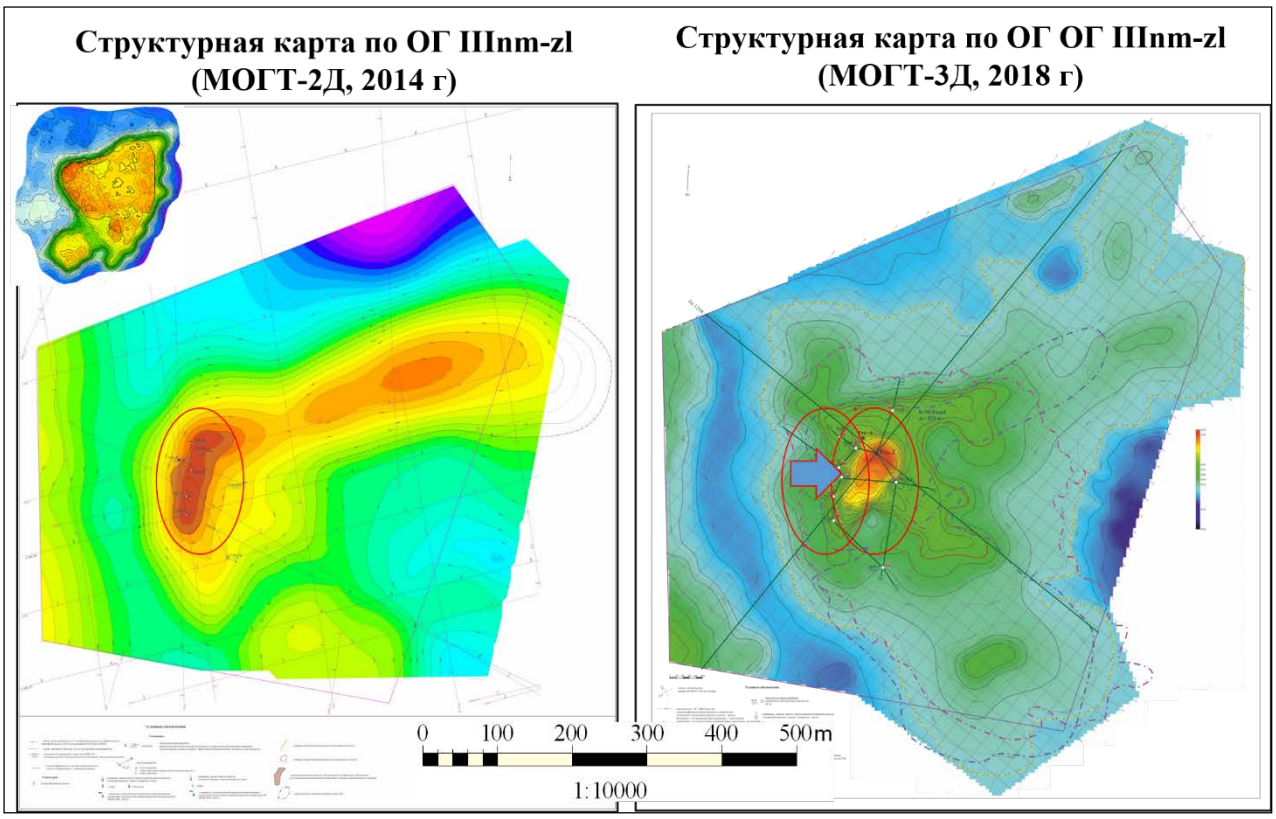


Рис. 1. Сравнительный анализ структурно-тектонической модели по данным сейсморазведки МОГТ-2D и МОГТ-3D.
Северо-Мукеркамылькская структура ТП НГП

Сегодня лидирующее место в геологоразведочном процессе занимает динамический анализ, который всё шире используется в разведке и комплексном изучении залежей и является частью процесса сейсмической интерпретации. Сейсмический атрибутный анализ позволяет извлекать из сейсмических данных скрытую информацию. Он используется для выявления и детализации строения поисково-разведочных объектов, установления условий осадконакопления (например, речные или глубоководные русла, карбонатные постройки), обнаружения и фиксирования разломов (Рис. 2-4) [1].

На рисунках 2, 3 показано картирование рифогенной постройки по горизонтальным слайсам на основе интенсивности амплитуды (контрастности аномалий) отражающей сейсмической волны, которая является эффективным инструментом детализации морфологии ловушек и ее коллекторских свойств.

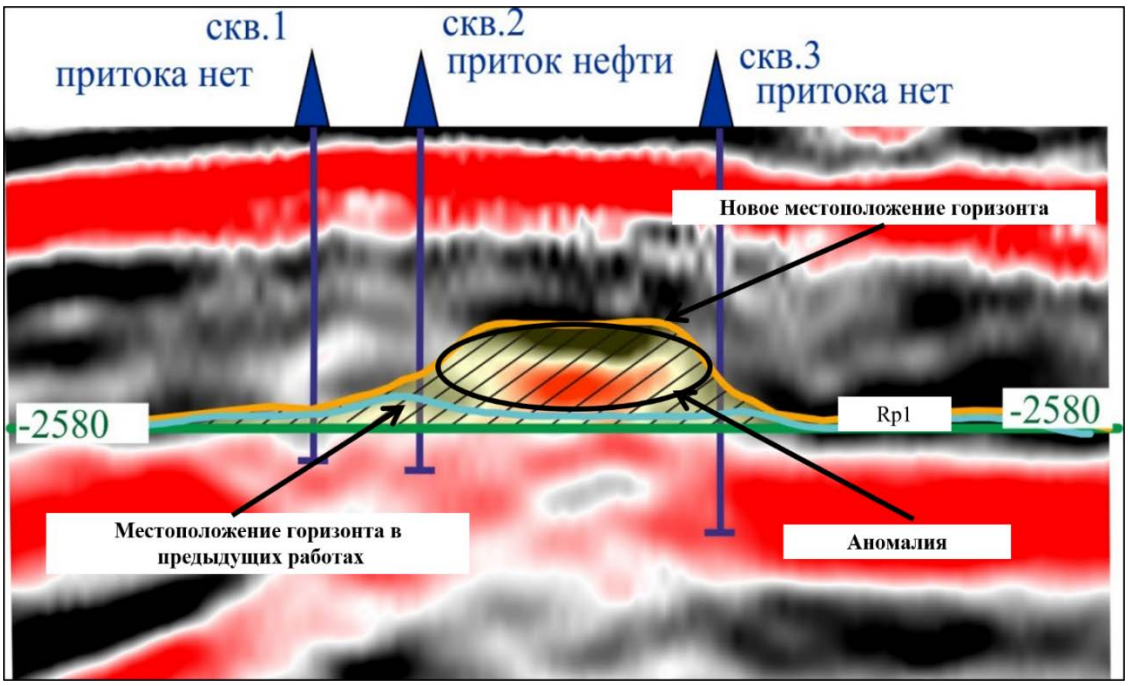


Рис. 2. Местоположение кровли продуктивного пласта по результатам предыдущих исследований и принятый последний вариант. Северо-Мукеркамылькское месторождение (Колоколова И.В.)

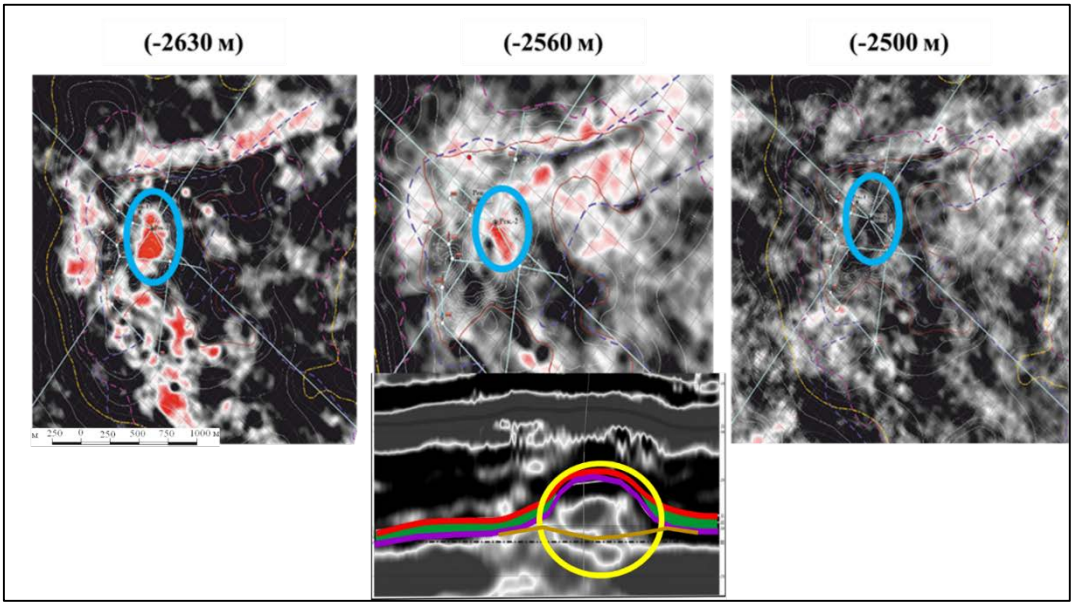


Рис. 3. Пример выделения аномалии типа "риф" на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам. Куб амплитуд. Северо-Мукеркамылькское месторождение (Колоколова И.В.)

Известно, что выделение и картирование рифовых объектов на сейсмических разрезах проводилось по следующим общепринятым критериям:

- ухудшение прослеживаемости или полная потеря корреляции целевых отражающих горизонтов в области аномальных зон;

- характерное наличие залегающих клиноформно отражающих горизонтов, по способу кровельного и подошвенного прилегания к выше- и ниже залегающим – так называемые «сейсмические клинья», холмообразная и хаотичная запись и т.д.

Однако не всегда удается однозначно определить границу рифового объекта, придерживаясь вышеупомянутых общепринятых критериев. В процессе работ перед геологами и геофизиками встает вопрос о корректной идентификации отражений в межскважинном пространстве. Именно такая проблема возникла при корреляции отражающего горизонта, характеризующего строение кровли коллектора в продуктивных нюмылгско-зеленецких отложениях.

В процессе работ на сейсмических разрезах глубинного куба амплитуд выделилась контрастная аномалия. Ее наличие подтвердилось на разрезах куба относительного акустического импеданса. Возник вопрос – к какому возрасту ее отнести – к продуктивным верхнедевонским или к вышележащим каменноугольным? Если предположить, что аномалия относится к верхнему девону – это кардинально меняет представление о строении продуктивных нюмылгско-зеленецких отложений и получается совершенно новая геологическая модель резервуара.

Для того, чтобы обосновать возраст аномалии и закартировать её были построены горизонтальные слайсы по кубу амплитуд через 20 м в пределах замкнутого контура структуры (-2630 м). По динамике изменения формы аномалии отчетливо видно ее наличие в продуктивном интервале нюмылгско-зеленецких отложений и постепенное исчезновение вверх по разрезу до полного отсутствия в каменноугольных. На слайсе по уровню -2500 м, где постройка отмечается уже в виде точки, соответствующей наивысшему значению абсолютной отметки купола рифа, рекомендуется бурение скважины с целью вскрытия максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин и получения «безводного» притока нефти [2].

На рисунке 4 показаны результаты динамической интерпретации, в процессе которой получены кубы и карты независимых сейсмических атрибутов вдоль изучаемых поверхностей: угла и азимута наклона, «шероховатости» отражений. Эта дополнительная информация использована при детализации структурно-тектонической модели верхнепермских отложений, по результатам сейсморазведки МОГТ-2D с редкой сетью профилей представляла собой пликативный вариант. На временных разрезах тектонические нарушения представляют собой микрогорсты и микрограбены. Структурный план имеет ячеистый характер, что отчетливо проявляется в приподнятой зоне [3].

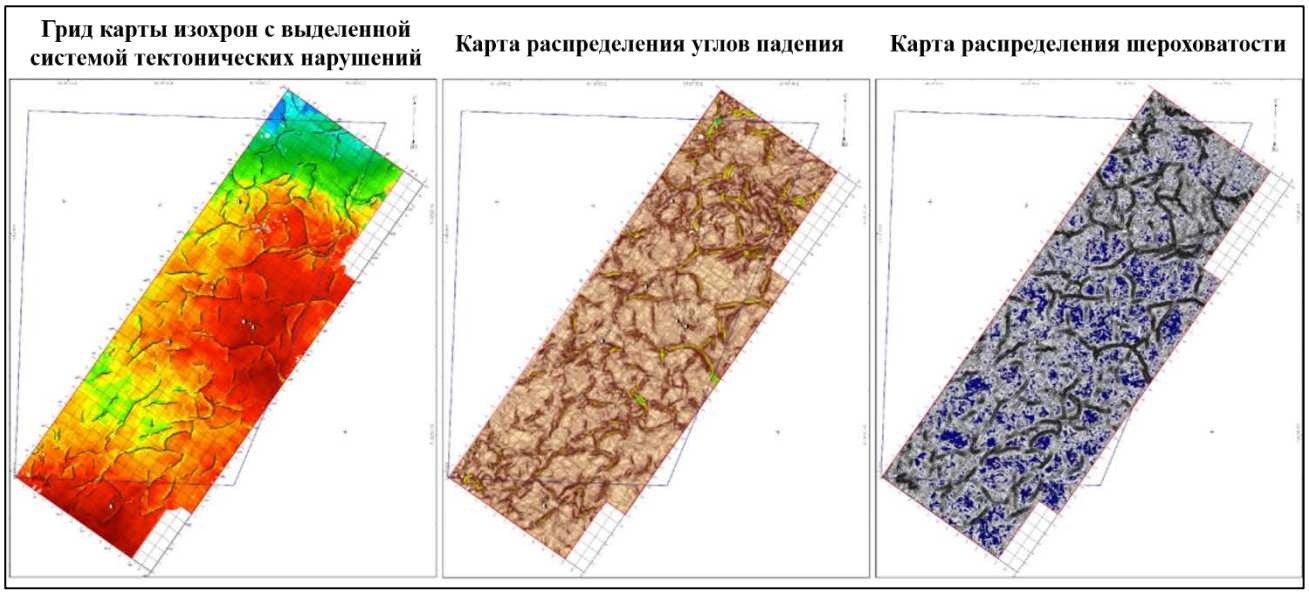


Рис. 4. Пример поверхностных атрибутов по ОГ Iu (P_2u) для создания структурно-тектонической модели верхнепермских перспективных отложений. Ермоловская площадь Ижма-Печорская впадина ТП НГП
(Волков Д.С., Колоколова И.В.)

Хорошие результаты в процессе подготовки сложнопостроенных ловушек дает гравиразведка. Эффективность комплексирования гравиразведки и сейсморазведки подтверждается в зонах сочленения крупных тектонических структур, в областях развития складчатости, где сейсморазведка не дает однозначных результатов интерпретации.

Региональные гравиметрические работы масштаба 1:200 000 и 1: 100 000 в виду редкой сети профилей не позволяют решать задачи выявления и прослеживания рифогенных построек. Использование детальных съемок и современных программных средств, основанных на пересчетах полей в нижнее полупространство; выделении особых точек, связанных с плотностными неоднородностями; моделировании геологической среды, основанное на критериальном подходе в решении обратных задач гравиразведки, позволяют увеличить достоверность построения моделей геологической среды.

Рассмотрим пример. Объект исследования – Предуральский краевой прогиб ТП НГП. Цель работ – предложения по лицензированию и проведению геологоразведочных работ на верхнедевонские карбонатные отложения, рекомендации по бурению.

При проведении работ была применена методика построения геоплотностных моделей сложнопостроенных и слабоизученных сред с заданной степенью точности, удовлетворяющей наблюдаемому гравитационному полю, разработанная в УГТУ под руководством профессора, доктора физико-математических наук А. И. Кобрунова. Методика была опробована с использованием программных средств: PlayGround – для построения начального приближения, GCIS – решение

обратной задачи гравиразведки и EvDynInversion. Перечисленные программные средства были разработаны в УГТУ.

При геоплотностном моделировании на основе аномалий гравитационного поля учитываются структурный фактор и дифференциация плотностных характеристик в виде, как например, рифогенных построек (аномальные зоны повышенных значений плотности) и зон трещиноватостей, депрессионных областей или солесодержащих объектов (аномальные зоны пониженных значений плотности).

Геоплотностной разрез по линии I-I1 расположенный на севере Верхнепечорской впадины, геоплотностная модель которого составлена по линии скважин Исаково-Белая (Рис. 5).

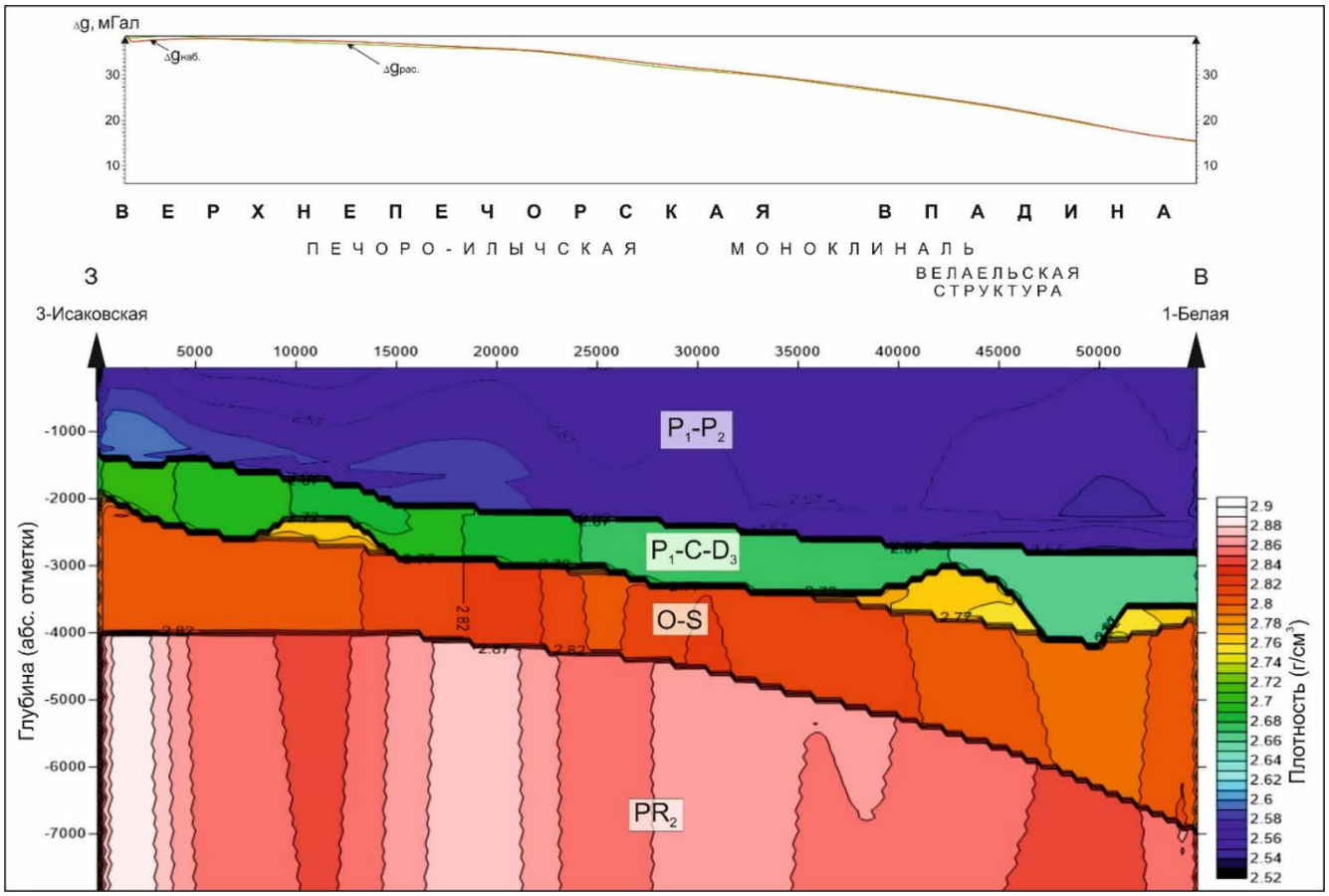


Рис. 5. Фрагмент геоплотностной модели по линии Х-Х` (Исаковская, Изъяюская, Белая). Результат решения обратной задачи грави-разведки в классе распределения плотностей. Невязка 0,54 мГал (УГТУ, 2018 г.)

Контрастными объектами разреза доманиково-нижнепермских карбонатных отложений являются доманиково-фаменские разнотипные сложнопостроенные рифы, соответствующие одиночному рифу Исаковского месторождения, рифовому барьеру в составе Западно-Вуктыльской атолловидной постройки, оди-

ночному рифу структуры Белой, с плотностями от 2,78 до 2,76 г/см^3, депрессионные отложения – 2,68-2,66 г/см^3. Исаковская структура входит в состав Мичаю-Пашнинского вала, имеющего инверсионную природу над Илыч-Чикшинской системой разломов. Наличие разломов на западе профиля подчеркивается вертикальным блоком плотностью 2,92-2,94 г/см^3, который вполне может отвечать интрузивным породам, внедрившимся по нарушению. Дайка диабазов вскрыта скважиной № 4-Исаково внутри карбонатов верхнего девона плотностью 2,9 г/см^3. Гравитационное поле соответствует поведению кровли фундамента, т. е. понижению с запада на восток.

В пределах Печоро-Илычской моноклинали выделяются разновозрастные рифогенные постройки с плотностными аномалиями от 2,76 до 2,74 г/см^3, которые разделены участками с пониженными отметками плотности от 2,69 до 2,67 г/см^3. В пределах Среднепечорского поперечного поднятия на геоплот-ностной модели наблюдаются плотностные характеристики от 2,77 до 2,70 г/см^3. Узкими блоками с пониженными плотностями (до 2,64 г/см^3) выделяются зоны дробления, связанные с тектоническими нарушениями.

Геоплотностное моделирование, проведенное по сейсмическим профилям, показало возможность проведения комплексной интерпретации для прогноза перспективных площадей с учетом повышения детальности разведки и выдаче рекомендаций по бурению скважин.

В процессе бурения скважины проводится комплекс ГИС с целью установления эффективной толщины перспективных интервалов и коллекторских характеристик (коэффицентов пористости Кп, нефтенасыщенности Кн, глинистости Кгл и проницаемости Кпр) пласта. Полученные данные позволяют построить геологическую модель месторождения, карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин и получить «паспорт» месторождения для дальнейшего его освоения (Рис. 5).

Выводы

1. При подготовке ловушек в сложных литолого-фациальных условиях (рифы, палеодельты и палеорусла, эрозионные врезы) необходимо проведение сейсморазведки МОГТ-3D. Конечно, при проведении трехмерной сейсморазведки стоимость работа возрастает. Однако если учесть, что средняя стоимость подготовки ловушек сейсморазведкой МОГТ-3D составляет 30 млн. руб., а бурение одной поисковой скважины – 300-500 млн. руб, эти затраты обоснованы.
2. Заложение первой поисковой скважины необходимо производить с учетом не только структурного, но и литолого-фациального фактора, в зоне расположения участков с благоприятными емкостными свойствами пластов, установленных по результатам динамической обработки сейсмических данных.
3. Построение достоверных физико-геологических моделей изучаемых регионов является основой эффективного принятия решений о перспективах нефтегазоносности объектов. Особую роль детальная гравиразведка играет в

сложнопостроенных надвиговых зонах. Комплексирование с сейсморазведкой позволяет прогнозировать морфологию поднадвиговых структур.

4. Для оценки объемов извлекаемых запасов на этапе поискового бурения важно применение технологической схемы исследований по алгоритму: сейсмический образ – поисковая скважина – ГИС – опробование в процессе бурения КИИ-146- испытание в эксплуатационной колонне в режиме: откачка-испытание-КИИ-95.

5. Предложенные авторами методические подходы по подготовке и разработке сложнопостроенных залежей углеводородов позволят обосновывать выбор оптимальных направлений ГРР и своевременно устранять недостатки, которые приводят к их переразведке и неэффективному использованию поисково-разведочных скважин.

Литература

1. Бакиров А.А. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. /А.А. Бакиров и др. М.: Недра, 2012. 416 с.

2. Колоколова И.В. Прогноз нефтегазоносности рифовых объектов в доманиково-турнейских природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и системные оценки рисков геологоразведочных работ: автореф. дисс. ... канд. г.-м. наук. : 25.00.10 Москва, 2021. 21 с.

3. Демченко Н.П., Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В., Маракова И.А., Волков Д.С. Новые технологии прогноза и поисков залежей углеводородов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции/ ГОРНЫЕ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИИ. №4, 2022. с. 274-286.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЛОВУШЕК В СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ

Я.С. Сбитнева
ФГБОУ ВО «УГТУ», г. Ухта

Косью-Роговская впадина является объектом пристального внимания, как геологов, так и специалистов нефтегазодобывающих предприятий, так как при дефиците сырьевой базы по газу в Косью-Роговской впадине прогнозируются достаточно значительные НСР. По оценке О.М. Прищепы и др. [1] они составляют 651,09 млрд. м^3.

К сожалению, эффективность ГРР здесь низкая. За последние десятилетия не открыто практически ни одного промышленно значимого месторождения.

На это есть ряд геологических, методических, технологических и организационных причин.

Одной из геологических причин является исключительно сложное строение объекта, обусловленное условиями его формирования как переходной зоны от Уральского орогена к Восточно-Европейской платформе.

В докладе рассматриваются условия формирования и закономерности размещения нефтегазоперспективных ловушек в среднепалеозойских отложениях, в объеме доманиково-турнейского, нижне-верхневизейского и верхневизейско-нижнеперсмкого НГК.

С этими отложениями связаны основные перспективы открытия средних и даже крупных месторождений газа.

Исследования по выяснению условий формирований и закономерностей размещений нефегазоперспективных ловушек проводились по алгоритму, представленному на рисунке 1.

В основу были положены биогенный синтез УВ, концепция тектоники литосферных плит, седиментология, получившие отражения в научных трудах многих геологов-ученых и производственников, уделивших этому значительное внимание.

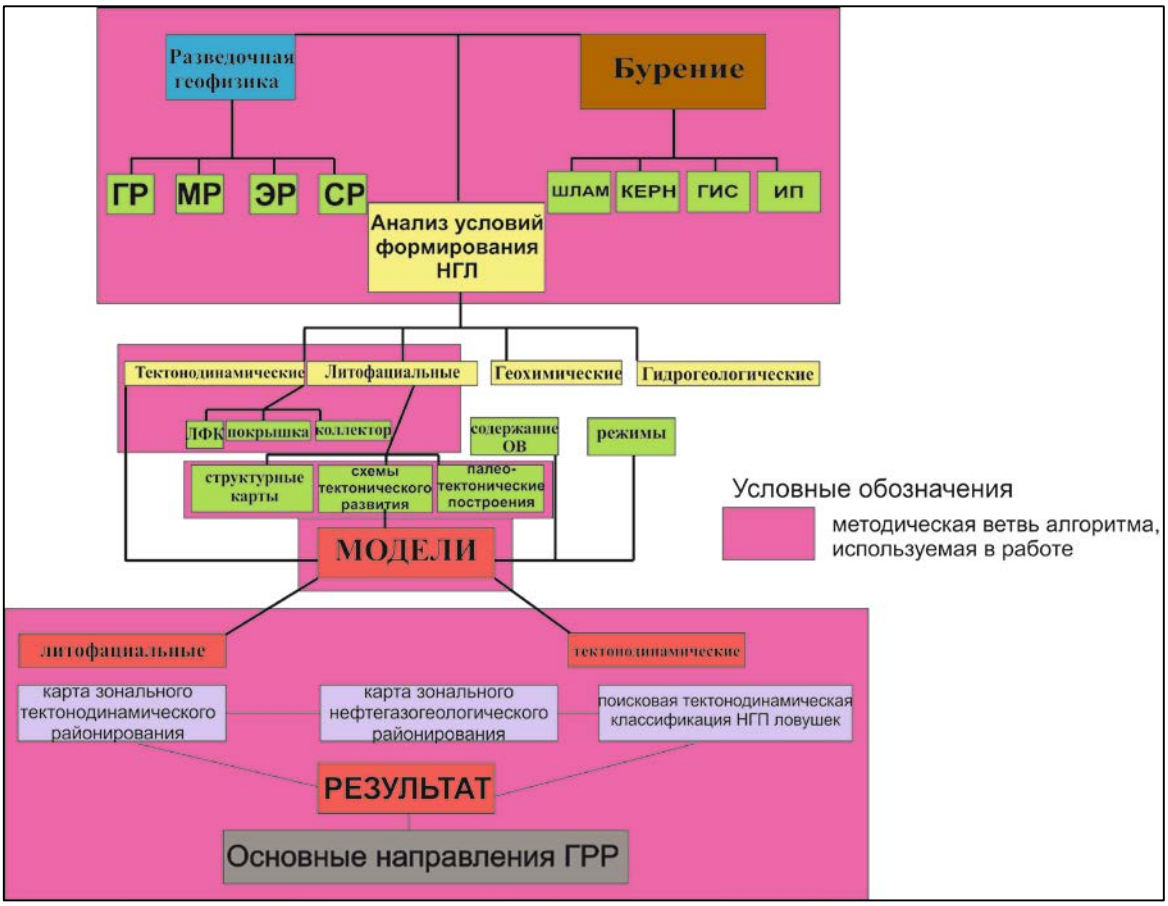


Рис. 1. Алгоритм методики изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек. (составила Я.С. Сбитнева, 2020 г.)

В исследованиях автор придерживался следующих принципов:

- принцип реконструкции геологических событий, как во времени, так и в пространстве;

- принцип оценки степени влияния тектонических напряжений на формирование структуры осадочного чехла;

- принцип необратимости складчатых деформаций осадочного чехла, как основа тектонодинамического районирования;

- принцип основополагающего влияния тектонодинамических и седиментационных процессов на формирование разнотипных зон нефтегазонакопления и разнотипных нефтегазоперспективных ловушек.

Результатами исследований явились:

- зональное тектонодинамическое и нефтегазогеологическое районирование среднепалеозойских отложений;

- поисковая тектонодинамическая классификация нефтегазоперспективных ловушек;

- направления и объекты ГРР в Косью-Роговской впадине.

В работе использовались литофациальные и тектонодинамические модели, разработанные на основе собственных исследований геолого-геофизических материалов и опубликованных исследований (ТП НИЦ, ОАО «Севергеофизика», ВНИГНИ, УГТУ и др).

Доорогенный этап характеризуется формированием осадочного чехла в условиях перикратонного опускания пассивной континентальной окраины Восточно-Европейкой платформы. Литолого-фациальные особенности отложений обусловлены трансгрессивно-регрессивными режимами осадконакопления.

В отложениях доманиково-турнейского и верхневизейско-нижнепермского НГК широко развиты органогенные постройки (рифы, биостромы, биогермы) На рисунке 2 в качестве примера представлена модель формирования доманиково-турнейского НГК.

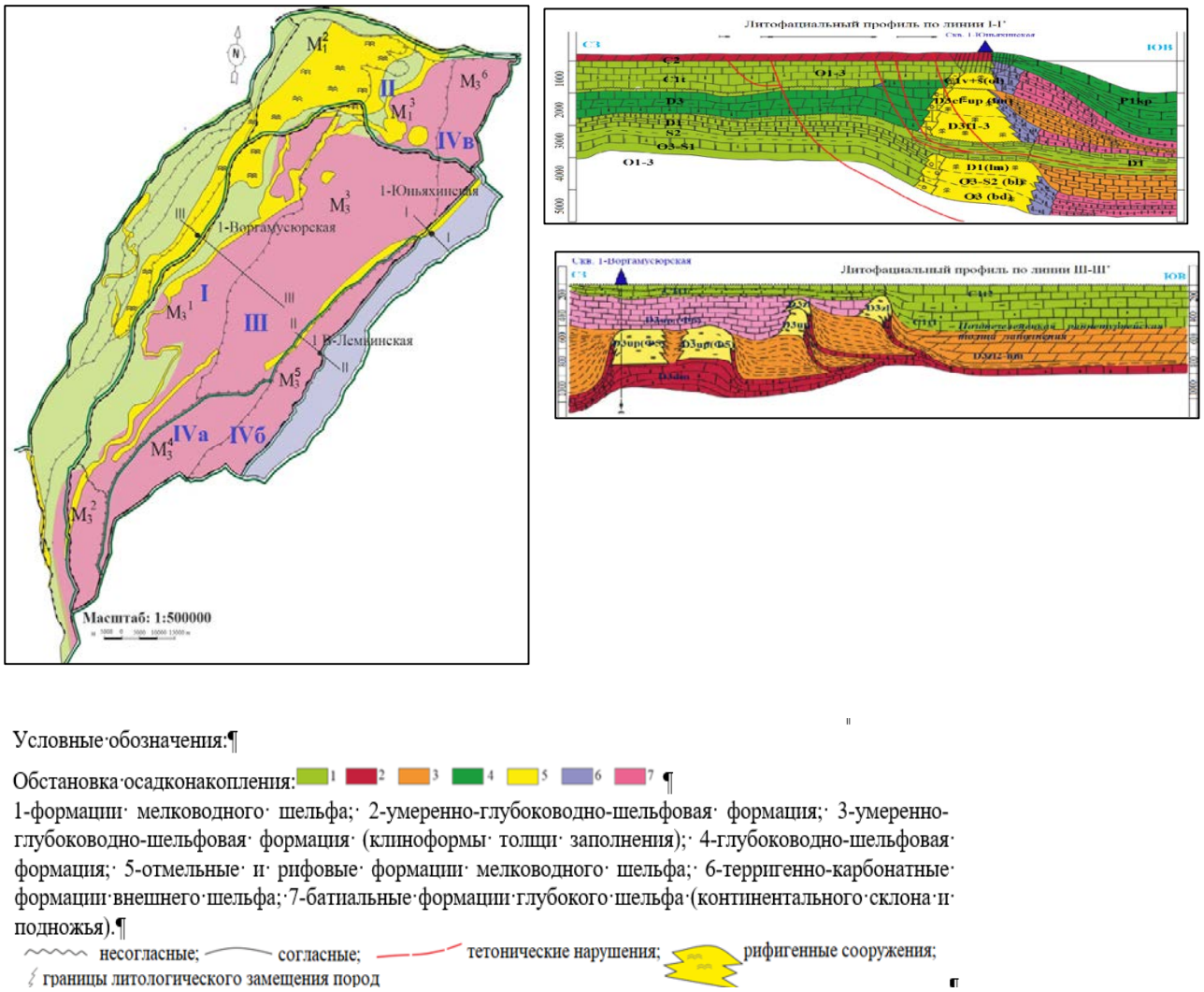


Рис. 2. Литолого-фациальная модель строения доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса (составила Я.С. Сбитнева, 2020 г.).

Орогенный (постседиментационный) этап характеризуется интенсивными тектонодинамическими процессами в заключительные фазы формирования

Уральского орогена. Последние обусловили коренную постройку структурного плана среднепалеозойских отложений, зональность в тектоническом строении Косью-Роговской впадины, разделение осадочного чехла во внутренней зоне на автохтонную и аллохтонную части.

На рисунке 3 представлена карта зонального тектонодинамического районирования Косью-Роговской впадины.

Основными элементами являются: внешняя пассивная (буферная, Кочмесская ступень, Южно-Кымбожьюская котловина) зона; северная пассивная (Воркутская ступень, Падимейская структурная зона, Ярвожский купол); центральная компенсационная зона (разгрузочная) представленная Абезьской депрессией; внутренняя активная зона с разделением на Интинскую складчато-чешуйчатую, Прилемвинскую складчато-покровную и Юньягинскую складчато-надвиговую подзоны.

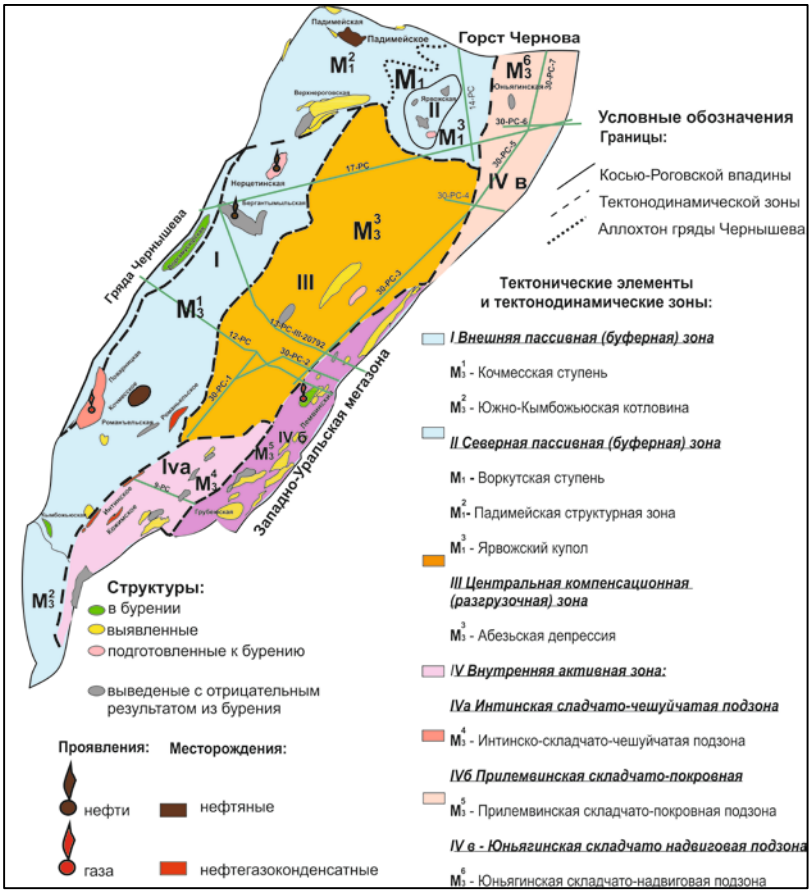
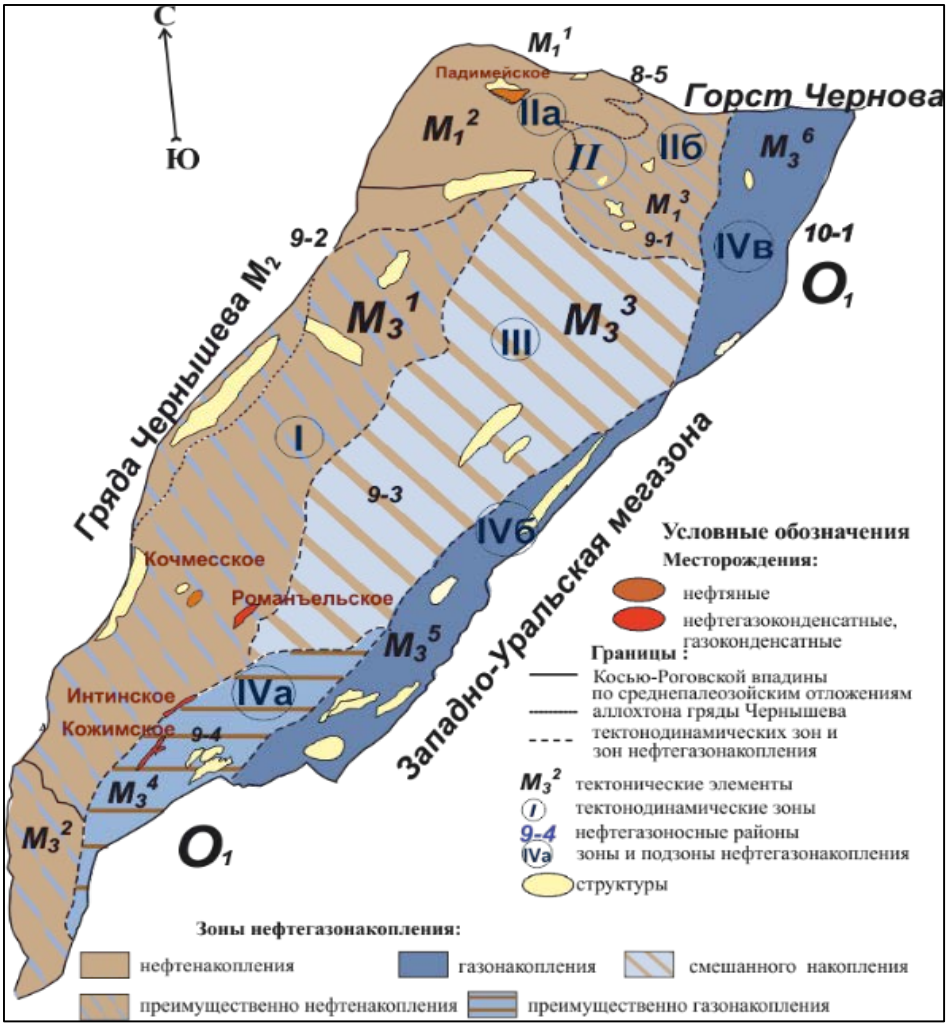


Рис. 3. Карта зонального тектонодинамического районирования Косью-Роговской впадины (составила Я.С. Сбитнева, 2020)

По сравнению с существующей картой тектонического районирования в Кочмесскую ступень включена Воргамусюрская структурная зона.

Воркутское поперечное поднятие рассматривается автором в старой трактовке (В.А. Дедеев, Б.Я. Вассерман и др.)

В результате по совокупности тектонодинамических и литофациальных критериев проведено нефтегазогеологическое районирование в Косью-Роговской впадине с выделением следующие нефтегазоносных зон и подзон (Рис. 4):



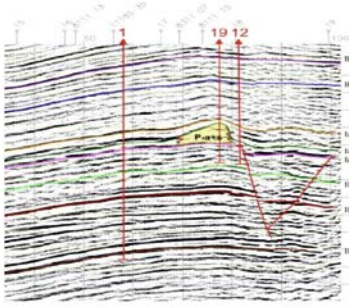
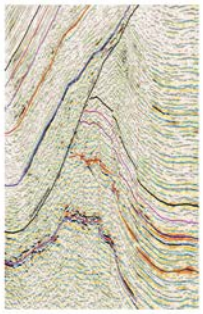
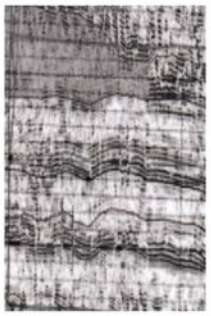
Зоны:
Кочмесский НГР.
I – Кочмесская зона преимущественно нефтенакопления;
Воркутский НГР.
II – Воркутская зона смешанного нефтегазонакопления. *Подзоны:*
IIа – Падимейская нефтенакопления;
IIб - Ярвожская смешанного нефтегазонакопления;
III - Абезьская зона смешанного нефтегазонакопления
Интинско-Прилембинско-Юньягинский НГР.
IV Интинско-Прилембинско-Юньягинская зона преимущественно газонакопления.
Подзоны:
IVа - Интинская преимущественно газонакопления;
IVб - Прилембинская газонакопления.
IVв - Юньягинская газонакопления.

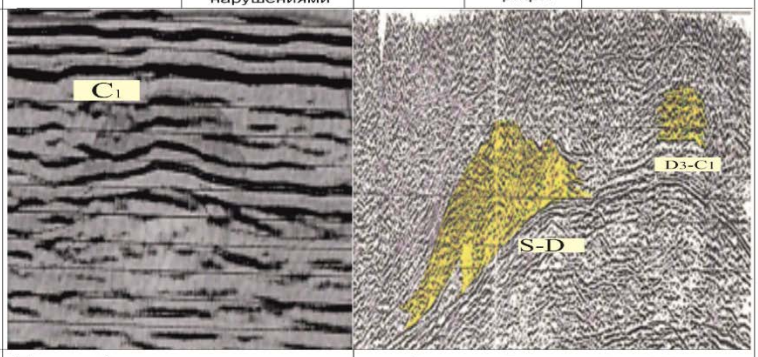
Рис. 4. Карта зонального нефтегазогеологического районирования на тектонодинамической основе (составила Я.С. Сбитнева, 2020 г.)

Отсутствие поисковой классификации ловушек сложно-построенной Косью-Роговской впадины не позволяет на начальных стадиях геологоразведочных работ выделить с достаточной степенью уверенности перспективные объекты и в дальнейшем методику их подготовки к бурению поисковых скважин.

Впервые на основе тектонодинамического и литофациального моделирования, а также нефтегазогеологического районирования составлена поисковая тектонодинамическая классификация нефтегазоперспективных ловушек среднепалеозойских отложений в Косью-Роговской впадине (Рис. 5).

В данной классификации учитывались не только морфология ловушек, но и литолого-фациальный облик коллекторов и покрышек, условия формирования ловушек, тип коллекторов и фильтрационно-емкостные свойства, сейсмические образы, примеры открытия залежей.

НГР	К о ч м е с с к и й							
зона	ЗНГН	КОЧМЕССКАЯ (нефтенакопления)			ВОРГАМУСЮРСКАЯ (нефтенакопления)		АБЕЗЬСКАЯ смешанного нефтегазонакопления	
подзона								
зона	ТД	Внешняя, пассивная (буферная) (Кочмесская ступень, Южно-Кымбожьюская котловина)					Центральная компенсационная (разгрузочная) (Абезьская депрессия)	
подзона								
Преобладающий тип ловушек	структурный	рифогенный	литологический	стратиграфический	структурно -тектонический	рифогенный	структурный	рифогенный
Временной фактор формирования ловушек до орогенеза	доорогенный, пассивная окраина СВ Восточно-Европейской платформы (Печорская плита)				доорогенный и орогенный	доорогенный	доорогенный и орогенный	
Характер и преобладающие направления тектонических сил, режим	Колебательные, вертикальные трансгрессия, регрессия		Колебательные, вертикальные, регрессия (перерывы в осадконакоплении, гипергенез)		складчатые, трансгрессивно -регрессивный	трансгрессивно -регрессивный	волновые (вертикальные)	трансгрессивно -регрессивный
Преобладающий тип коллектора (ёмкости)	поровый, кавернозный		поровый	поровый, кавернозный	порово-кавернозный, трещинный	порово-кавернозный	порово-кавернозный	
Морфология ловушек	купола, брахиантиклинали, тектонически ограничено	одиночные рифы, атолловидные рифы, барьерные рифы	линзы	структурно-стратиграфические	антиклиналь в автохтоне, ограниченная надвигом или разломом со стороны гр. Чернышова	рифогенный купол, брахиантиклиналь	брахиантиклиналь, антиклиналь	брахиантиклиналь, рифогенные
Сейсмический образ								
Примеры ловушек, залежей	Кочмесское месторождение, Нерцетинская, Бергантымыльская, Поварницкая				Воргамусюрская, Восточно-Воргамусюрская, Поварницкая		Верхне-Ольховейская, Воравожская	

НГР		Воркутский				
зона	ЗНГН	ВОРКУТСКАЯ (смешанного нефегазонаклпления)				
подзона		Падимейская (нефтенакопления)	Ярвожская (смешанного нефтегазонакопления)			
зона	ТД	Северная пассивная (буферная) Воркутская ступень, Падимейская структурная зона, Ярвожский купол				
подзона						
Преобладающий тип ловушек		структурный, структурно-тектонический	литолого-стратиграфический	структурный	рифогенный	литолого-стратиграфический
Временной фактор формирования ловушек до орогенеза		доорогенный, активная окраина СВ Восточно-Европейской платформы) (Печорская плита)				
Характер и преобладающие направления тектонических сил, режим		волновые				
Преобладающий тип коллектора (ёмкости)		поровый, кавернозный	трещинный, смешанный	поровый	порово-каверно-трещинный	кавернозный
Морфология ловушек		брахиантиклиналь эрозионные врезы горстообразные	брахиантиклинали, ограниченные тектоническими нарушениями	купол брахиан тиклиналь	одиночный, барьерный, атолловый рифы	линзы
Сейсмический образ						
Примеры ловушек, залежей		Падимейское месторождение C1	Западно-Ярвожский риф D3			

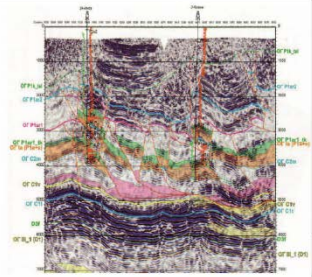
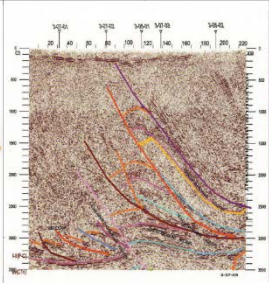
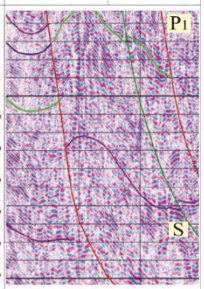
НГР		Интинско-Лемвинский					
зона	ЗНГН	Интинско-Прилемвинско-Юньягинская (примущественно газонакопления)					
подзона		Интинская преимущественно газонакопления		Прилемвинская газонакопления		Юньягинская (газонакопления)	
зона	ТД	внутренняя активная					
подзона		Интинская складчато-чешуйчатая		Прилемвинская складчато-покровная		Юньягинская структурно-надвиговая	
Преобладающий тип ловушек		структурно-тектонический	рифогенный	структурно-тектонический	рифогенный	структурно-тектонический	рифогенный
Временной фактор формирования ловушек до орогенеза		доорогенный, пасивная окраина СВ ВЕ платформы (Печорская плита)	орогенный, время активного горообразования на Урале				
Характер и преобладающие направления тектонических сил, режим		складкообразования	тангенциальные (аллохтон), вертикальные (автохтон)				
Преобладающий тип коллектора (ёмкости)		порово-кавернозный, трещинный				порово-кавернозный, трещинный	
Морфология ловушек		структурно-надвиговые в аллохтоне, структурно-тектонические в параавтохтоне, брахиантиклинальная в автохтоне	рифовые купола, осложненные тектоническими нарушениями	надвиговые в аллохтоне и в параавтохтоне, брахиантиклинальные	рифовые купола, осложненные тектоническими нарушениями	надвиговые в аллахтоне, брахиантиклинали в автохтоне	одиночные рифы P-S, h>2000 м
Сейсмический образ							
Примеры ловушек, залежей		Интинское, Кожимское месторождения P1-C, D3		Лемвинская, Прилемвинская, Усть-Лемвинская и др. Усть-Лемвиский риф		Юньягинский риф, S-P1, > 2000 м., скв № 1-Юньяга	

Рис. 5. Поисковая классификация нефтегазоперспективных ловушек в Косью-Роговской впадине (составила Я.С. Сбитнева, 2020 г.).

По результатам исследований предложены направления и объекты геологоразведочных работ в Косью-Роговской впадине:

- **Преимущественно нефтяное направление**

КОЧМЕССКИЙ НГР

- **Поварницкая приразломная структура** крупных размеров с признаками нефтеносности в доманиково-турнейском комплексе, перспективны нижнедевонско-силурийские и каменноугольно-нижнепермские отложения

- **Кочмесское поднятие**-рифогенные объекты в доманиково-турнейском и верхневизейско-нижнепермском НГК. Здесь ожидаются одиночные рифы и ассоциация рифогенных объектов.

- **Воргамусюрская и Восточно-Воргамусюрская структуры.** В скважине №1-Воргамусюр получен неуправляемый фонтанный приток из среднекаменноугольных-нижнепермских отложений дебитом до 340 т/сут. легкой нефти.

- **Берганты-Мыльская и Нерцетинская.** На Берганты-Мыльской площади при опробовании в параметрической скв. 1 верхней части верхнедевонского массива получена пленка нефти.

- **Нефтегазовое (смешанное) направление**

ВОРКУТСКИЙ НГР

- Основным полигонным объектом является **Ярвожское крупнейшее поднятие.** Крупнейшее поднятие с широким развитием рифогенных, гипергенных и конседиментационных ловушек в среднепалеозойских отложениях.

- **Преимущественно газовое направление.**

ИНТИНСКО-ПРИЛЕМВИНСКО-ЮНЬЯГИНСКИЙ НГР

- **Юньягинский рифогенный объект**, здесь скважина №1-Юньягинская осталась неизученной в силу организационно-технических причин.

- **В Интинской, Прилембинской зонах** газонефтенакопления рекомендуется изучение автохтонной части на открытых месторождениях.

Здесь необходимо учитывать сероводородное заражение в аллохтонной части разреза и высокие, возможно бессероводородные перспективы по открытию крупных скоплений газа в автохтонной части разреза.

Выводы:

В результате проведенных исследований впервые для северного сегмента Предуральского прогиба как переходной зоны от Уральского орогена к платформенной СВ части Восточно-Европейской платформы на примере Косью-Роговской впадины:

- проведено зональное нефтегазогеологическое районирование на основе тектонодинамического и литофациального моделирования. Установлены условия формирования и закономерности размещения нефтегазоперспективных ловушек в разнотипных зонах нефтегазонакопления и тектонодинамической активности.

- впервые создана тектонодинамическая поисковая классификация нефтегазоперспективных ловушек с градацией по морфологическим признакам, сейсмическими образами позволяющая на начальных стадиях выявления ловушек определить сложность объекта и рациональный комплекс дальнейших поисково-оценочных работ для оценки выявленной ловушки.

- выделены основные направления и объекты поисково-оценочных работ, предложена методика их опоискования. К основным объектам относятся:

- В Кочмесской зоне НГН: Кочмесское поднятие, Поварницкая и Воргамусюрская приразломные структуры, Берганты-Мыльская и Нерцетинская антиклинальные структуры, Воргамусюрская структурно-тектоническая ловушка.
- В Воркутской зоне преимущественного нефтенакопления: Ярвожское поднятие.
- В Интинско-Прилембинско-Юньягинской зоне: Интинский автохтон, Восточно-Лембинский автохтон, Юньягинская подзона газонакопления (поисковые работы).

Литература

1. Прищепа О.М., Отмас Ал. А., Куранов А.В. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе. Геология нефти и газа № 5/2012. с. 75-80.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ РАЗБУРИВАНИИ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.В. Ершова
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Ухта

Ярегское месторождение расположено в 18 км от г. Ухта Республики Коми. На месторождении хорошо развита инфраструктура, есть подъездные автомобильные дороги и железнодорожные пути.

Месторождение включает три структуры: Ярегскую, Лыаельскую и Вежавожскую. В промышленной разработке находятся Ярегская площадь, где применяется термошахтная технология добычи нефти, и Лыаельская площадь, где для добычи нефти применяются метод термогравитационного дренирования пласта SAGD и комбинированная технология SteamFlood (Рис. 1).

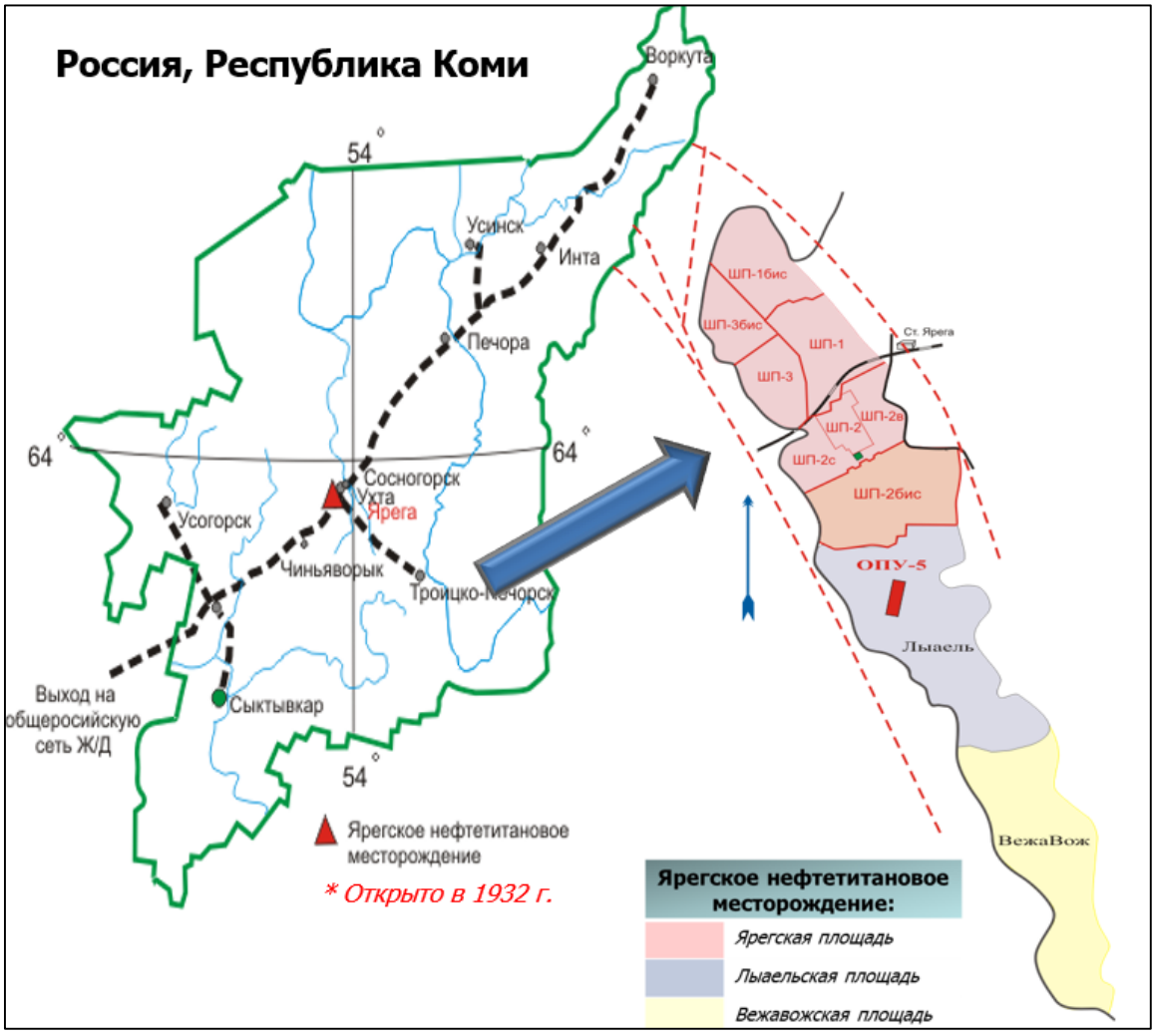


Рис. 1. Ярегское нефтетитановое месторождение

Ярегское месторождение – уникальное, в одном продуктивном пласте III содержится не только высоковязкая нефть, но и титановые минералы. Нефтетитановая залежь расположена на глубине около 200 м в песчаниках среднего и верхнего девона (Рис. 2).

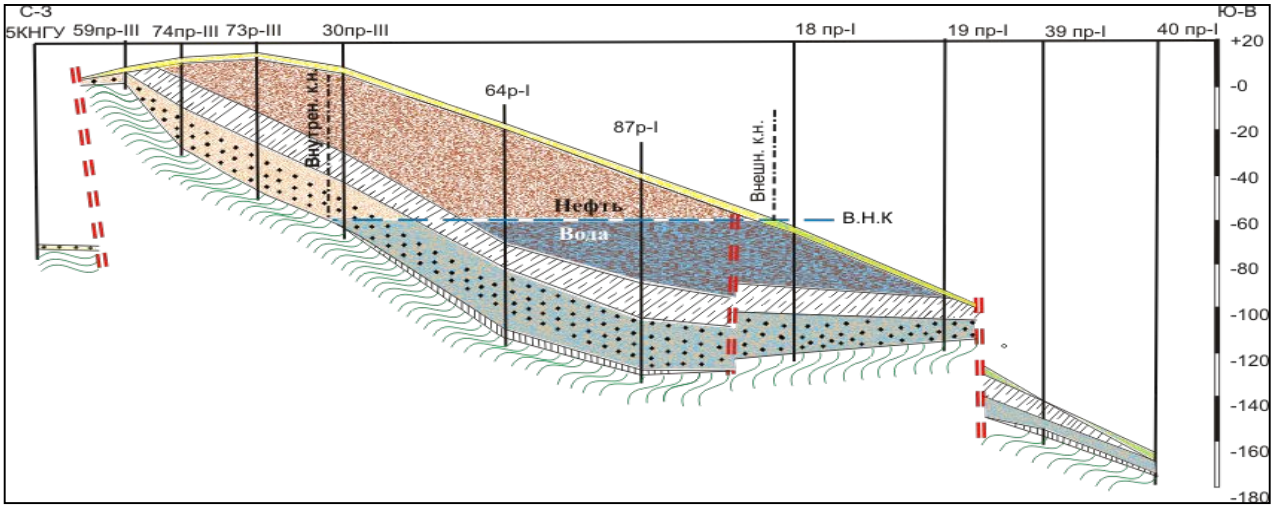


Рис. 2. Сводный разрез пласта III

Нефтяная залежь классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически экранированная, имеет размеры – 9,8×3,0–5,5 км, высоту около 80 м. Сложность строения залежи также обусловлена неоднородностью III пласта, состоящего из нескольких разновозрастных и различных по мощности пачек (верхняя, средняя, нижняя), которые отличаются как по литолого-стратиграфическому составу и коллекторским свойствам, так и по строению разреза и распространению по площади месторождения из-за их принадлежности к различным циклам осадконакопления.

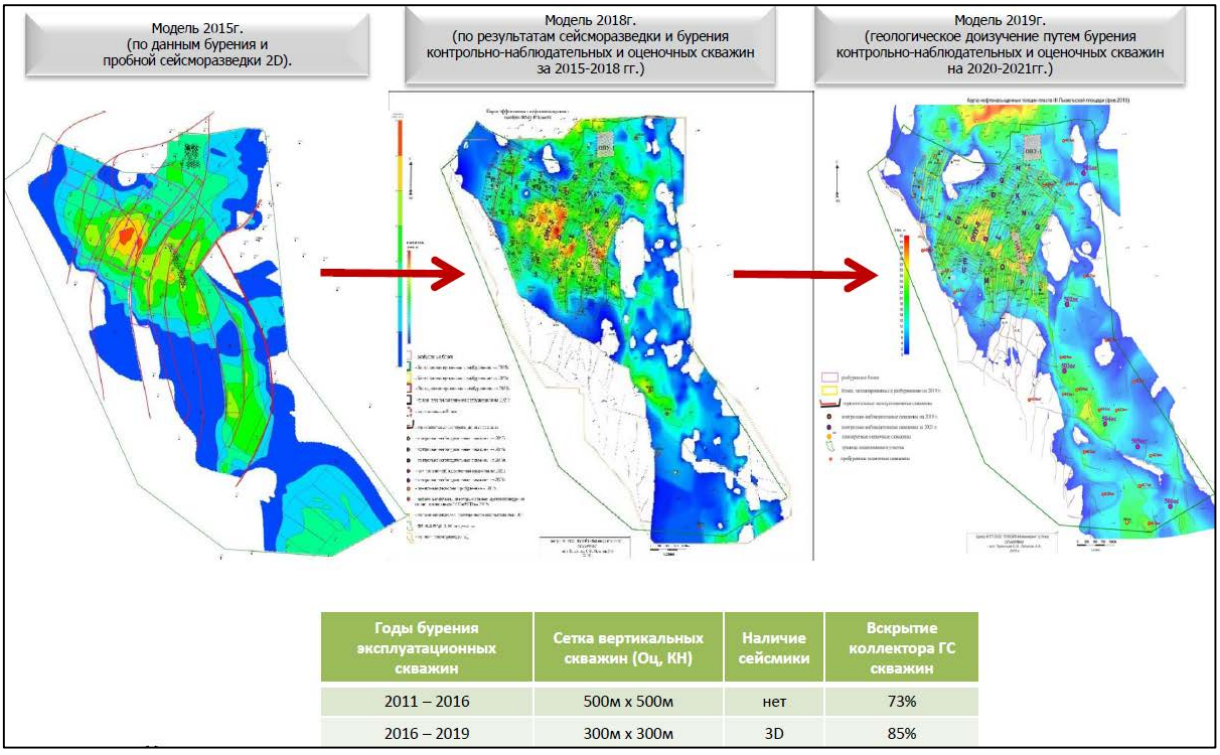
На большей части Лыаельской площади залежь в пласте III D_3f–D_2ef подстилается подошвенными водами, местами присутствует так называемая «переходная зона». Нижняя граница интенсивно насыщенных песчаников находится в среднем на абсолютной отметке минус 60 м.

Лыаельская площадь имеет следующие геологические особенности, осложняющие ее изучение и эксплуатацию:

- неоднородность продуктивных пачек
- развитая система тектонических нарушений
- высокая изменчивость геометрии пласта
- подстилающий водоносный горизонт

В настоящее время на базе Управления по нефтетитановому производству создана и актуализируется геологическая 3D модель Лыаельской площади. Работа над моделью ведется с 2012 года, за это время выросло количество эксплуатационных блоков и скважин – с 5 до 98 пар нагнетательных и добывающих скважин на 2023 год.

По результатам бурения оценочных и контрольно-наблюдательных скважин актуализирована сейсмогеологическая модель, 3D геологическая модель и проведена оперативная оценка запасов с учетом структурно-тектонического каркаса по результатам сейсмики 3D и бурения новых оценочных, контрольно-наблюдательных и горизонтальных скважин (Рис. 3). Изменилось представление о распределении запасов по площади, тектонике (строении, геометрии нарушений по площади).



Годы бурения эксплуатационных скважин	Сетка вертикальных скважин (Оц, КН)	Наличие сейсмики	Вскрытие коллектора ГС скважин
2011 – 2016	500м х 500м	нет	73%
2016 – 2019	300м х 300м	3D	85%

Рис. 3. Результаты актуализации геологической 3D модели на примере нефтенасыщенных толщин пласта III Лыаельской площади

В настоящее время эксплуатационное разбуривание горизонтальными скважинами производится по следующей стратегии:

Этап 1 – Доизучение геологического строения опережающим бурением оценочных и первоочередных контрольно-наблюдательных скважин.

Этап 2 – Актуализация сейсмогеологической модели по результатам опережающего бурения.

Этап 3 – Принятие решения о выборе одного из рекомендуемых вариантов разбуривания проектных блоков.

Этап 4 – Уточнение строения проектных эксплуатационных блоков бурением контрольно-наблюдательных скважин второй очереди и пилотных стволов.

Этап 5 – Актуализации геологической модели для проектирования эксплуатационных скважин

Этап 6 – Бурение эксплуатационных скважин с обязательным геологическим сопровождением в режиме on-line.

Благодаря разработанной стратегии при сопровождении разбуривания горизонтальными эксплуатационными скважинами вскрытие горизонтальной частью ствола продуктивных коллекторов увеличилось с 73% в период 2011-2016 гг. до 85% в 2016-2023 гг.

На рисунке 4 показано неподтвержение геологической модели, а на рисунке 5 показан успешный результат планирования и фактического бурения добывающей скважины с предварительным бурением контрольно-наблюдательной и пилотной скважины.

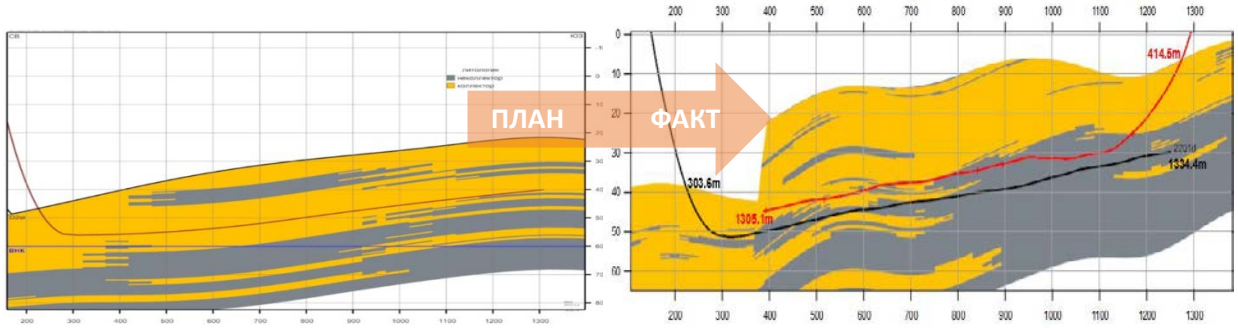


Рис. 4. Неподтверждение геологической модели

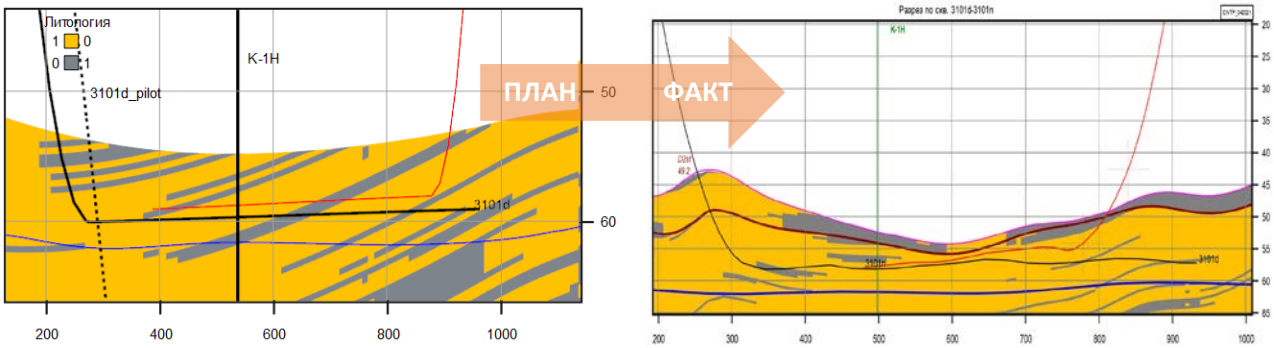


Рис. 5. Подтверждение геологической модели

В настоящий момент перед бурением скважин в зонах с повышенной геологической неопределенностью выполняется комплексная оценка рисков возможных осложнений. Принятая стратегия показала свою успешность, поэтому для уточнения структурных построений и фильтрационно-емкостных свойств залежи, на Лыаельской площади к бурению на 2023-2025 гг. рекомендуется бурение 15 оценочных скважин (Рис. 6).

Необходимо уделить особое внимание южной части Лыаельской площади, где в связи с увеличением толщин эйфельского яруса, увеличивается степень расчлененности пласта III и уменьшается достоверность сейсмических данных. Рекомендовано перед эксплуатационном разбуривании зон с низкой степенью

достоверности провести детальную интерпретацию результатов 3D-сейсмосъемки (Рис. 7).

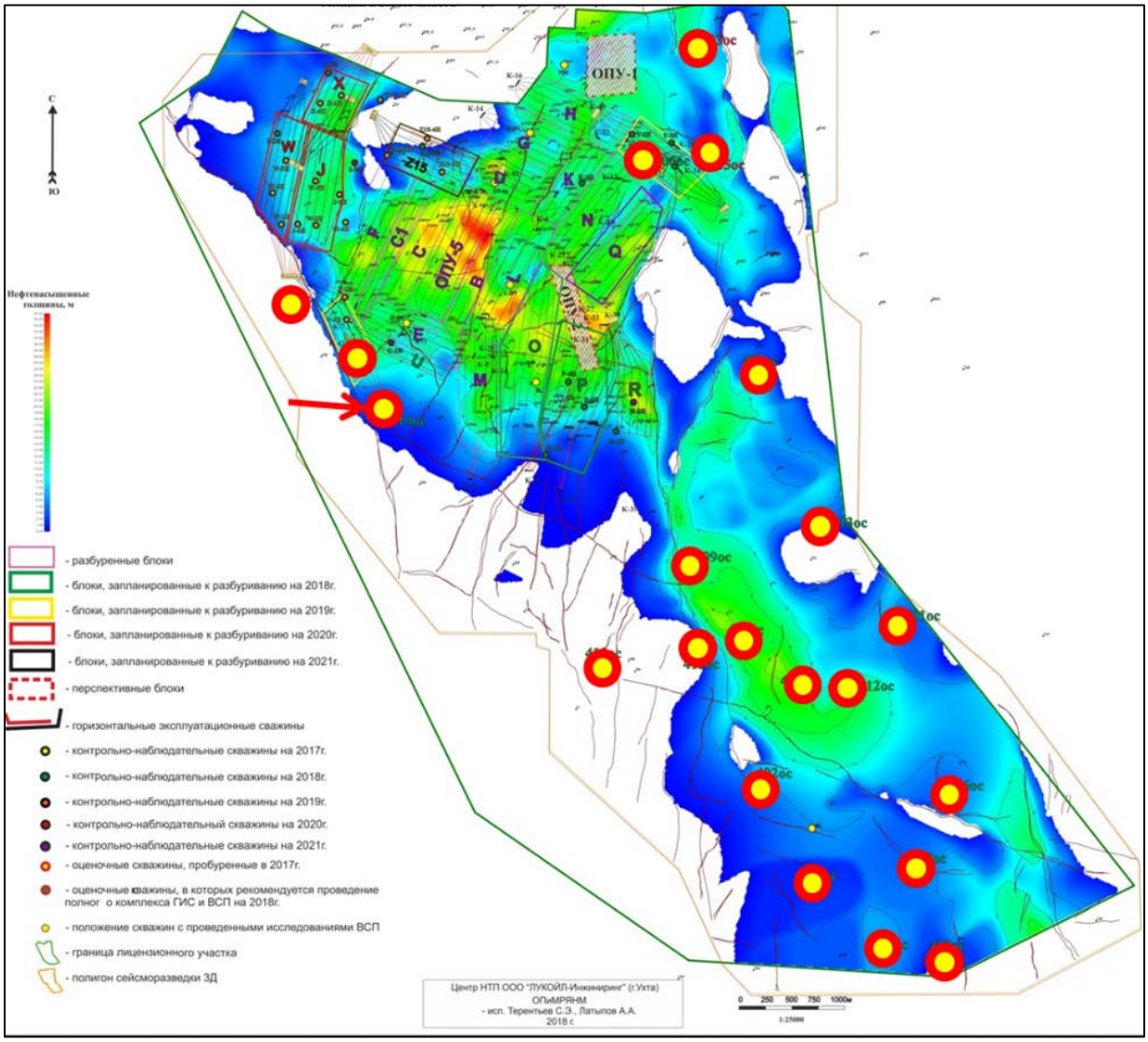


Рис. 6. Геологическое доизучение пласта оценочными скважинами

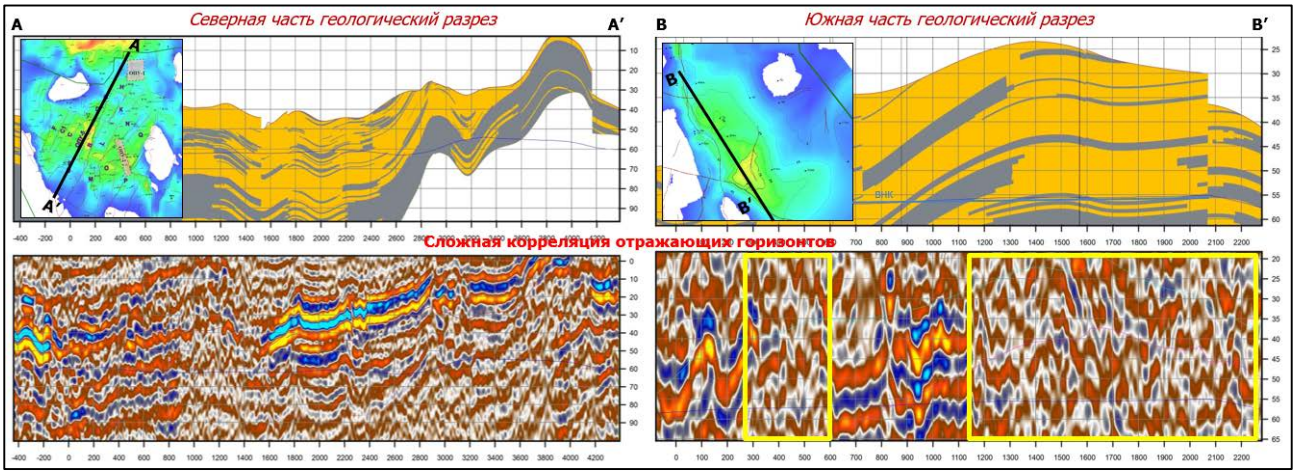


Рис. 7. Особенности южной части Лыаельской площади

Выводы

1. Согласно принятой стратегии на Лыаельской площади пробурено 21 оценочная скважина и 23 контрольно-наблюдательные скважины.

2. Проведена актуализация сейсмологической модели с учетом вновь пробуренных скважин. Перестроены структурные карты кровли пласта III (D_2st), кровли протерозоя (PR). Перед бурением скважин в зонах с повышенной геологической неопределенностью необходимо выполнять комплексную оценку рисков возможных осложнений.

3. Проведена работа по геологическому сопровождению более 70 эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин. По результатам сопровождения выполнена актуализация ПДГМ.

4. Актуализированы карты эффективных нефтенасыщенных толщин как в целом по Лыаельской площади, так и по отложениям старооскольского надгоризонта и эйфельского яруса в частности. Выполнен пересчет запасов эксплуатационных блоков для расчета технологических показателей.

5. Для уточнения структурных построений и фильтрационно-емкостных свойств залежи на Лыаельской площади к бурению рекомендуется бурение 15 оценочных скважин.