

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2018

УДК 553.98(470.111)

Ханова Э.Н.

Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»); Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Выполнен анализ геолого-геофизических материалов Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба, по результатам выявлены перспективные нефтегазоносные объекты, характеризующиеся сложным геологическим строением, и оценен возможный прирост газа. Перспективы структур связывают с пермскими, каменноугольными и девонскими коллекторами.

Ключевые слова: *сложнопостроенные структуры, прирост запасов газа, перспективы нефтегазоносности, Косью-Роговская впадина, Предуральский краевой прогиб.*

Территория Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба является в настоящее время одной из самых слабоизученных в отношении перспектив нефтегазоносности в пределах Тимано-Печорской провинции (ТПП). Так, например, по данным анализа глубокого бурения и сейсмической изученности на 01.01.2011 г. средняя разбуренность ТПП составляла 30,7 м/км², а по исследуемой территории – 12 м/км². Изученность глубоким бурением также значительно хуже. Если в целом по ТПП – 61,8 км²/скв, то в исследуемом районе - 360 км²/скв.

Исследуемая территория в современном структурном плане тектонического районирования расположена в зоне сочленения двух структур I порядка Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской мегазоны линейных складчато-надвиговых дислокаций северного сегмента Урала (рис. 1).

В тектоническом отношении *Западно-Уральская мегазона линейных складчато-надвиговых дислокаций* (1050×50 км) является структурой I порядка Уральской складчато-надвиговой системы и представляет собой систему передовых складок северного сегмента Урала в осадочном чехле Тимано-Печорской плиты. Она сложена комплексом терригенно-карбонатных шельфовых отложений автохтона и карбонатно-сланцевых батиальных формаций аллохтона, находящихся между собой в тектоническом взаимоотношении по плоскости Фронтального надвига.

Фронтальный надвиг, подстилающий батиальные аллохтоны, в плане имеет извилистую конфигурацию и фрагментарное прослеживание.

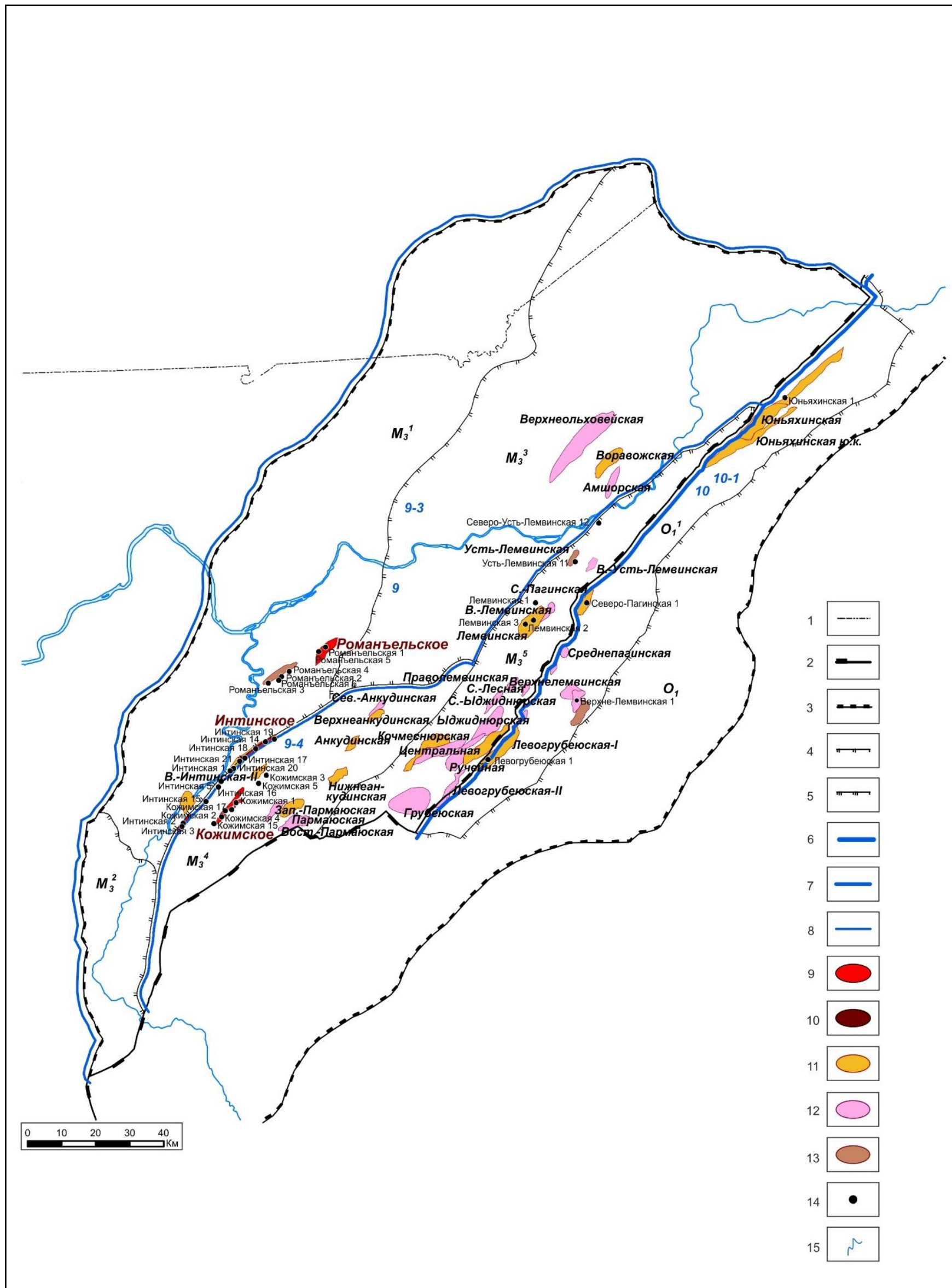


Рис. 1. Обзорная карта района исследований

1 – граница Республики Коми, 2 – границы надпорядков тектонических элементов, 3 – границы тектонических элементов 1 порядка, 4 – границы тектонических элементов 2 порядка, 5 – границы тектонических элементов 3 порядка, 6 – граница ТПП, 7 – граница НГО, 8 – граница НГР, 9 – газовые, газоконденсатные месторождения, 10 – нефтяные месторождения, 11 – подготовленные структуры, 12 – выявленные структуры, 13 – опоскованные бурением структуры, 14 – скважины, 15 – реки.

Элементы тектонического районирования: М – ПРЕДУРАЛЬСКИЙ КРАИВОЙ ПРЕДГОРНЫЙ ПРОГИБ: М₃¹ – Кочмесская ступень, М₃² – Южно-Кымбожьюская котловина, М₃³ – Абезская депрессия, М₃⁴ – Интинская складчато-чешуйчатая зона, М₃⁵ – Прилемвинская складчато-покровная зона; О – ЗАПАДНО-УРАЛЬСКАЯ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВАЯ ОБЛАСТЬ (северный сегмент): О₁ – Западно-Уральская мегазона линейных складчато-надвиговых дислокаций: О₁¹ – Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона.

Элементы нефтегазогеологического районирования: 9 – СЕВЕРО-ПРЕДУРАЛЬСКАЯ НГО, 9-3 – Кочмесский НГР, 9-4 – Интинско-Лемвинский НГР, 10 – ЗАПАДНО-УРАЛЬСКАЯ ПГО, 10-1 – Восточно-Лемвинский ПГР.

По мнению В.В. Юдина, кулисообразно расположенные по отношению друг к другу тектонические нарушения свидетельствуют о наличии левосторонней сдвиговой компоненты при перемещении осадочных толщ [Юдин, 1994]. Повсеместно по обе стороны от Главного Западно-Уральского надвига фиксируется резкое изменение морфологических характеристик складок, сформированных послыными срывами по некомпетентным горизонтам девона, карбона и перми. К востоку от надвига развиты крутые, сильно-сжатые голоморфные и чешуйчатые складки, к западу - менее рельефные принадвиговые. Вдоль фронта надвига детальными структурными исследованиями выявлены клиппы, тектонические выступы и полуокна.

Предуральский краевой предгорный прогиб является крупной надпорядковой структурой и в современном структурном плане представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении протяженную систему крупных компенсационных прогибов (мощность осадочного чехла до 10-12 км) и разделяющих их поднятий, сформированную в зоне сочленения Тимано-Печорской плиты и Уральского горно-складчатого сооружения в орогенный этап развития последнего.

Одним из наиболее крупных структурных элементов Предуральского краевого прогиба является Косью-Роговская впадина. Это отрицательная структура I порядка, имеющая в современном структурном плане форму клина, вытянутого в северо-восточном направлении более чем на 350 км и раскрывающегося на северо-восток (с максимальной шириной 150 км в северной части). По поверхности разновозрастного фундамента Косью-Роговская впадина расширяется до 30-35 км в северном направлении к востоку под надвиговые пластины Интино-Лемвинской зоны с формированием в них крупных автохтонных структур типа Восточно-Лемвинской. По типу приповерхностных структур впадина делится на две продольные структурные зоны: внешнюю западную и внутреннюю восточную. Во внешней зоне выделяются структуры второго порядка: Кочмесская ступень и Абезьская депрессия, во внутренней зоне – Интинская и Прилемвинская складчато-чешуйчатые и складчато-покровные зоны. Амплитуды горизонтальных смещений структур складчато-покровной и складчато-чешуйчатой зон достигают 10–15 км (рис. 2).

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием ТПП рассматриваемая территория входит в Кочмесский и Интинско-Лемвинский нефтегазоносные районы (НГР) Северо-Предуральской нефтегазоносной области (НГО) и Восточно-Лемвинский НГР Западно-Уральской НГО [Прищепа, 2012].

Осадочный чехол внутренней зоны Косью-Роговской впадины можно условно разделить также на три структурно-тектонических яруса, разделенных надвигами (взбросо-надвигами).

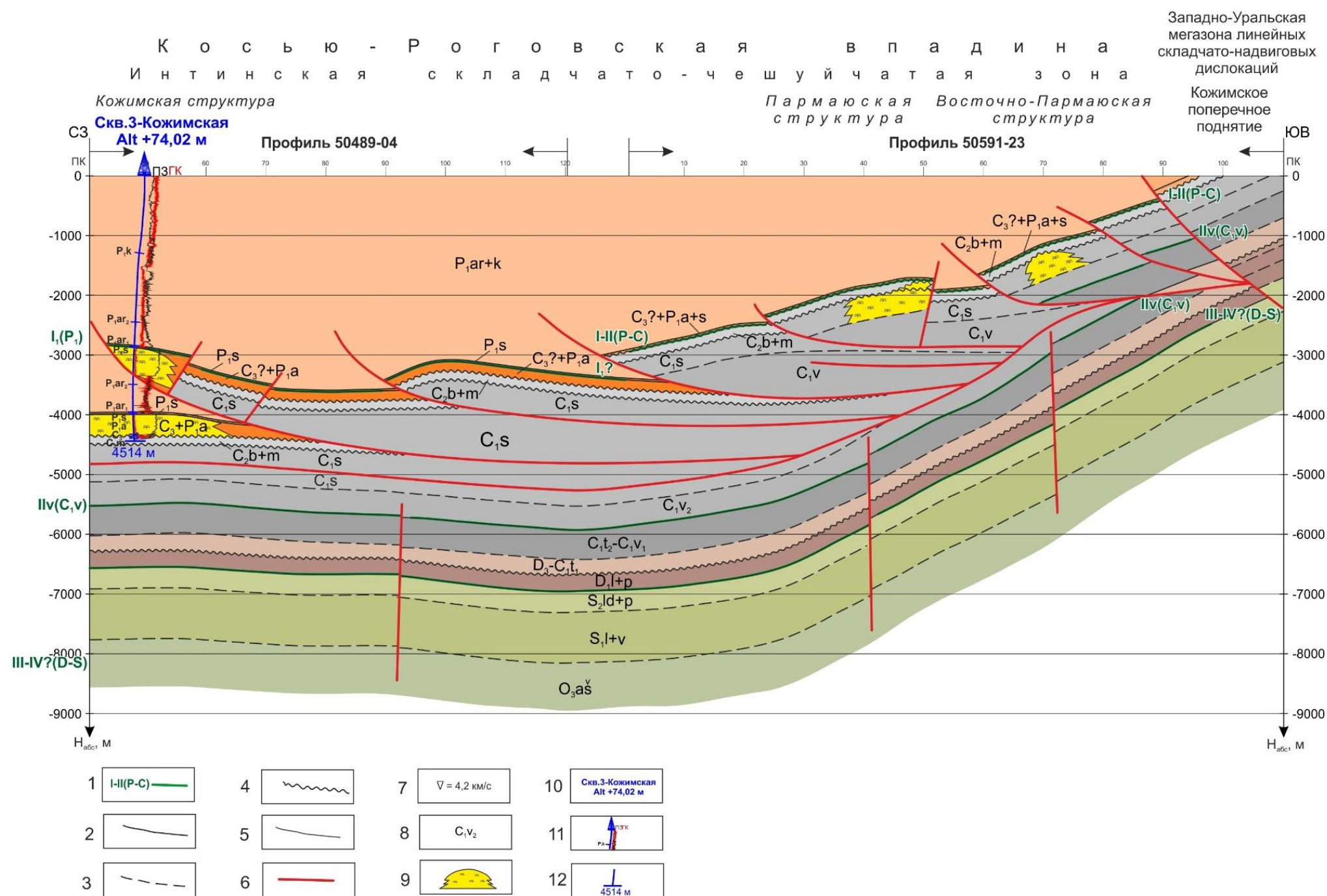


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез I-I (профили 50489-04 – 50591-23)

1 – отражающие горизонты; геологические границы: 2 – согласно залегания установленные, 3 – согласно залегания предполагаемые, 4 – несогласно залегания, 5 – литологические, 6 – тектонические нарушения, 7 – значения скоростей до отражающих горизонтов, км/с, 8 – индексы стратиграфических подразделений, 9 – органогенные постройки, предполагаемые по данным сейсморазведки, 10 – номер пробуренной скважины и альтитуда ротора, м, 11 – каротажные кривые (потенциал зонд-ПЗ, гамма картаж-ГК), стратиграфические разбивки, 12 – забой пробуренной скважины.

Стратиграфический возраст отложений: O_{3as} – верхний ордовик, салютинский горизонт, S_{1l+v} – нижний силур, лландоверийский и венлокский ярусы, S_{2ld+p} – верхний силу, лудловский и пржидольский ярусы, D_{1l+p} – нижний девон, лохковский и пражский ярусы, D_3 – верхний девон, C_{1t} – нижний карбон, турнейский ярус, C_{1v} – нижний карбон, визейский ярус, C_{1s} – нижний карбон, серпуховской ярус, C_{2b+m} – средний карбон, башкирский и московский ярусы, C_3 – верхний карбон, P_{1a} – нижняя пермь, ассельский ярус, P_{1s} – нижняя пермь, сакмасский ярус, P_{1k} – нижняя пермь, кунгурский ярус, P_{1ar} – нижняя пермь, артинский ярус.

Нижний ярус – автохтон сложен образованиями ордовика-девона, имеет относительно простое в тектоническом отношении строение, в целом наследует структуру поверхности фундамента.

Средний структурно-тектонический ярус – параавтохтон, сложенный преимущественно карбонатными отложениями девона-нижней перми, имеет сложнодислоцированное чешуйчато-надвиговое строение и благоприятен для формирования автохтонных структур: Левогрубёвской, Прилемвинской, Грубёвской и других. Локальные структуры имеют морфологию тектонически ограниченных брахискладок. В отложениях девона прослежен надвиг типа шарьяжа, являющийся одним из структурообразующих элементов изучаемого района. Характерны послойные срывы в каменноугольных отложениях визейского яруса. Современная структура кровли карбонатных отложений верхневизейско-нижнеартинских отложений является благоприятной для формирования аллохтонно-автохтонных разрезов. В ярусе по аномальным характеристикам волнового поля выявлены зоны рифовых барьеров раннедевонского, позднедевонско-турнейского и раннекаменноугольного возрастов, нарушенных надвиговыми дислокациями.

Верхний ярус слагают пермские терригенные отложения, строение которых также осложнено многочисленными взбросо-надвиговыми подвижками.

Общий рисунок рельефа осадочных слоев характеризуется региональным подъемом в юго-западном направлении и продольной зональностью.

Геолого-геофизические исследования Косью-Роговской впадины проводились, начиная с 1959 г. сейсморазведочными работами, глубоким бурением и другими геологоразведочными работами. Согласно последней количественной оценке на 01.01.2009 г. прогнозные ресурсы свободного газа Косью-Роговской НГО кат. СЗ+Д составляют (геол./изл.) 1758,7/778,7 млн. т у. т.

Основным поисковым объектом являются карбонатные отложения пермско-каменноугольного возраста. Об этом говорит и тот факт, что все ранее открытые месторождения в пределах Косью-Роговской впадины и Воркутского поперечного поднятия, непосредственно граничащие с изучаемой территорией, приурочены в стратиграфическом плане к отложениям средневизейско-нижнепермского карбонатного комплекса (Интинское, Кожимское, Романъельское месторождения).

Вместе с тем, результаты проведенных геологоразведочных работ на изучаемой территории подтвердили высказываемые ранее предположения о существовании протяженного лоскутного рифа вдоль границы палеозойской пассивной окраины Печорской плиты и позволили несколько детализировать его как по площади, так и в разрезе [Иванов и др., 2010; Данилов и др., 2015].

В тоже время в результате бурения трех поисковых скважин (Восточно-Лемвинская, 1 Юньяхинская, 1 Серево-Пагинская) в зоне складчато-надвигового пояса Западного Урала, промышленных месторождений не обнаружено [Данилов, 2015]. Об этом свидетельствует и опыт проведения поисковых работ на сопредельной с рассматриваемыми участками Левогрубёуской площади [Данилов, 2015; Богданов, 2014].

Основной тип ловушек, связанный со средневизейско-нижнепермским карбонатным комплексом, ожидается структурно-тектонический и структурно-тектонический с литологическим ограничением, связанным с распространением в толще карбонатов рифовых биогерм.

Как показывают исследования, формирование одиночных органических построек началось с позднего ордовика [Данилов, 2015], непрерывный рост палеозойской протяженной рифовой системы прослеживается только с начала раннего силура и вплоть до карбона. Все это происходило в сочетании с периодическим накоплением в пределах континентального склона отложений, обогащенных органическим веществом, — черносланцевых формаций [Юдович, 1981], что создало благоприятную обстановку для формирования месторождений углеводородов в виде пары «нефтегазоматеринская толща — коллектор».

Если рассматривать вопрос перспектив нефтегазоносности в более широком аспекте, в пределах всей части севера Предуралья вплоть до Полюдовского поднятия, то кроме рифогенных отложений не менее перспективными являются среднедевонские терригенные отложения.

Отмечено, что характерной особенностью геологического строения площади исследования является широкое развитие складчато-надвиговых дислокаций, обусловивших формирование в осадочном чехле нескольких структурных этажей. Образование многоярусных складчато-чешуйчато-надвиговых систем происходит благодаря послынным срывам по пластичным породам. По мере продвижения на восток уровень срыва перемещается на нижележащие горизонты. Структуры представляют собой преимущественно линейные принадлежковые антиклинали, нередко осложненные разрывными нарушениями.

На исследуемой территории в пределах Интинско-Лемвинского НГР установлена промышленная газоносность верхневизейско-нижнепермского карбонатного нефтегазоносного комплекса. Месторождения конденсатного газа (Интинское, Кожимское), открытые в пределах НГР, являются многопластовыми. Ловушки связаны с принадлежковыми антиклиналями, сформированными во фронте взбросо-надвигов.

Объектами освоения являются Чернореченский и Интинский блоки *Интинского газоконденсатного месторождения* и Угольный и Верхнеинтинский блоки *Кожимского газоконденсатного месторождения*.

В Косью-Роговской впадине выделяются перспективные локальные объекты такие как: Верхнеольховейская, Ашорская, Западно-Пармаюская, Восточно-Пармаюская, Северо-Анкудинская, Северо-Ыджиднюрская, Ыджиднюрская, Среднепагинская и другие (см. рис. 1).

Ниже приведены подготовленные объекты для нефтегазоносного изучения.

Анкудинская и Верхнеанкудинская структуры. Обе структуры представлены антиклинальными складками, вытянутыми в северо-восточном направлении взбросо-надвигов. Северо-западное крыло Анкудинской структуры осложнено относительно малоамплитудным (порядка 100 м) взбросом. С юго-востока структуры контролируется взбросами встречного по отношению к фронтальному надвигу падения, вертикальное смещение пород по которым составляет 300–600 м.

Центральная и Кочмеснюрская структуры представляют собой вытянутые в северо-восточном направлении антиклинали, ограниченные с северо-запада разрывами взбросо-надвиговой кинематики юго-восточного падения с вертикальной амплитудой смещения от 50–200 м до 500–600 м. Максимальные значения амплитуд характерны для нарушения, формирующего Кочмеснюрскую структуру.

Наиболее высокий гипсометрический уровень среди перечисленных структур занимает *Лемвинская структура*, представленная линейной антиклинальной складкой северо-восточной ориентировки, осложненной двумя куполами - *а* и *б*, расположенными в едином замкнутом на нарушения контуре изогипсы. Амплитуда вертикального смещения пород по взбросо-надвигу, формирующему структуру, изменяется от 800 до 1500 м, достигая максимальных значений в своде. Юго-восточную периклиналию структуры осложняет взброс встречного (северо-западного) по отношению к основному взбросо-надвигу падения, вертикальная амплитуда которого нарастает в юго-западном направлении от 50–100 м до 1200–1300 м.

Усть-Пагинская структура выражена в виде вытянутой в северо-восточном направлении антиклинальной складки, ограниченной с северо-запада взбросо-надвигом, амплитуда вертикального смещения пород по которому варьирует от 100 до 600 м, достигая максимальных значений в купольной части. Юго-восточное крыло складки по кровле карбонатных отложений осложнено малоамплитудным (100 м) взбросо-надвигом.

Западно-Усть-Лемвинская структура более погружена относительно Лемвинской и Усть-Пагинской структур. Из-за малой плотности (0,24–0,83 пог. км/км²) сейсмических профилей и небольшой амплитуды (50 м) по ОГ IIIf (D_{3f}), IIv (C_{1v}), I-II (P-C) структуру можно рассматривать только в качестве прогнозной.

Пармаюская структура, выделенная по ОГ I-II (P-C), представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания, тектонически ограниченную с

северо-запада и юго-востока. Северо-западным ограничением структуры является взбросо-надвиг, амплитуда вертикального смещения пород по которому изменяется от 200 до 500 м. Плоскость сместителя надвига погружается на юго-восток и, выполаживаясь с глубиной, трансформируется в послойный срыв на уровне серпуховских образований. На юго-востоке структура контролируется серией взбросов встречного падения по отношению к фронтальному надвигу, амплитуда вертикального смещения слоев по которым составляет 200–300 м.

Воравожская структура представляет собой антиклинальную складку северо-восточного направления, юго-восточное крыло которой срезано взбросо-надвигом Амшорского блока. Малоамплитудная (не более 100 м) седловина разделяет Воравожскую и Верхневоравожскую структуры, расположенные в пределах одной тектонической чешуи.

Амшорская структура представлена антиклинальной складкой, сводовая часть которой по данным сейсмических исследований оконтурена изогипсой минус 5500 м. Из-за частичного отсутствия сейсмического материала и расположения в краевой части съемки структура осталась недоизученной. Структура прослежена в осадочном чехле по ОГ III-IV (D-S), II-III (C-D), I-II (P-C) в виде ассиметричного антиклинального поднятия северо-восточного простирания, ограниченного с северо-запада взбросо-надвигом. По ОГ I-II (P-C) в контуре изогипсы минус 5600 м размеры структуры составляют 17,0×7,5 км при амплитуде 300 м.

Верхневоравожская структура выражена в виде антиклинальной складки, ориентированной на северо-восток, присводовая часть которой оборвана тектоническим нарушением взбросо-надвиговой кинематики.

Ольховейская структура, осложняющая восточный борт Адзъвавомской депрессии, на основании сейсмических исследований представлена структурным носом. Структура прослежена в осадочном чехле по ОГ III-IV (D-S), II-III (C-D), I-II (P-C) в виде брахиантиклинали субширотного простирания. По ОГ I-II (P-C) размеры структуры в контуре изогипсы минус 5900 м составляют 8,5×3,0 км при амплитуде 80 м. Вниз по разрезу параметры структуры уменьшаются.

Следует обратить внимание на своеобразное строение Левогрубеюской структуры отличное от других структур: предположительно структура имеет «двухэтажное строение», представленное двумя пластинами: нижней, в границах которой сформированы юго-западный, центральный и северо-восточный блоки (купола) Левогрубеюской структуры, и верхней – собственно Харутинской пластиной, осложненной Левогрубеюской структурой. Обе пластины сложены нижнепермско-верхнедевонскими отложениями, поэтому в разрезе наблюдается их сдвоение. По итогам глубокого бурения в присводовой части Левогрубеюской структуры пробурена поисково-оценочная скв. 1, установившая наличие коллекторов в

девонском интервале разреза.

Перспективы нефтегазоносности района исследований связаны главным образом с доманиково-турнейским и верхневизейско-нижнепермским карбонатными комплексами, обладающими высоким ресурсным потенциалом.

Перспективы нефтегазоносности доманиково-турнейского НГК связаны с выделенным по результатам комплексного анализа рифогенным массивом позднедевонского возраста и перекрывающими его фаменско-турнейскими оолитовыми образованиями, образующими единый природный резервуар. Признаки газоносности рифового массива установлены при опробовании скв. 1-Левогрубеюская.

Верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК характеризуется высоким коллекторским потенциалом, многочисленными нефтегазопроявлениями и наличием залежей углеводородов.

В рассматриваемом комплексе пористые и проницаемые разности известняков и доломитов образуют как мощные толщи, так и отдельные прослои и линзы. Коллекторы сложены карбонатными породами с поровым, трещинно-поровым и трещинно-порово-кавернозным типом емкостного пространства.

Региональным флюидоупором для комплекса в целом являются глинисто-карбонатные образования сезымской свиты нижней перми. Локальными покрывками могут служить пачки непроницаемых пород.

Промышленная газоносность данного комплекса установлена на территории Кочмесского и Интинско-Лемвинского НГР, нефтеносность – на территории Воркутского НГР (Падимейское месторождение).

На основании выполненного анализа установлены первоочередные перспективные объекты для проведения геологоразведочных работ:

1. Лемвинская структура подготовлена по ОГ III_f (D_{3f}), II_v (C_{1v}), I-II (P-C) с рекомендацией бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием нижне-среднекаменноугольных и девонских отложений;
2. Усть-Пагинская структура подготовлена по ОГ III_f (D_{3f}), II_v (C_{1v}), I - II (P-C) с рекомендацией проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3D и бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием нижне-среднекаменноугольных отложений;
3. Кочмеснюрская структура подготовлена по ОГ II_v (C_{1v}), I-II (P-C) с рекомендацией проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3D и бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием нижне-среднекаменноугольных отложений;

4. Верхнеольховейская структура подготовлена по ОГ Iк (P_{1k}) с рекомендацией проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3D с целью ее подготовки для глубокого бурения, проведения совместной интерпретации имеющихся и вновь полученных материалов полевых сейсморазведочных работ и бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием нижнепермских терригенных отложений;

5. Анкудинская структура подготовлена по ОГ IIv (C_{1v}), I-II (P-C) с рекомендацией проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3D и бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием ниже-среднекаменноугольных отложений;

6. Нижнеанкудинская структура подготовлена по ОГ IIv (C_{1v}), I-II (P-C) с рекомендацией проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3D и бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием ниже-среднекаменноугольных отложений;

7. Пармаюская структура подготовлена по ОГ IIv (C_{1v}), I-II (P-C) с рекомендацией проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D, а также проведения совместной интерпретации имеющихся и вновь полученных материалов полевых сейсморазведочных работ и бурения поисково-оценочной скважины со вскрытием и опробованием ниже-среднекаменноугольных отложений.

Таким образом, первоочередными объектами для постановки сейсмогеологических работ и последующего глубокого бурения являются: Лемвинская, Усть-Пагинская, Кочмеснюрская и Верхнеольховейская структуры. Они характеризуются большим ресурсным потенциалом среди перечисленных локальных объектов с предположительным залеганием перспективных коллекторов в интервале глубин 2500-3400 м. В результате проведения рекомендуемого комплекса геологоразведочных работ на выделенных объектах прогнозируется прирост запасов газа в количестве 29,89 млрд. м³.

Литература

Белонин М.Д., Прищепина О.М., Теплов Е.Л., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. - СПб: Недра, 2004. - 396 с.

Богданов Б.П., Приймак П.И., Недилюк Л.Н., Терентьев С.Э. Проблемы изучения и перспективы нефтегазоносности Лемвинского барьерного рифа // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XVI Геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 2014. – Т. III. - С. 16-23.

Геология природных углеводородов Европейского севера России / Л.А. Анищенко, Л.З. Аминов, В.А. Дедеев. – Сыктывкар: Коми науч. центр УрО РАН СССР (Институт

геологии), 1994. – 179 с.

Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности Западного склона Полярного и Приполярного Урала. - Санкт-Петербург-Ухта, 2015. – 264 с.

Данилов В.Н., Уткина О.Л., Воробьева Л.Ф., Каравай Е.Г., Чупров В.С., Приймак П.И. Новые результаты комплексного изучения палеозойских органогенных построек зоны сочленения Предуральского краевого прогиба и западной мегазоны Приполярного Урала // Всероссийское геологическое совещание «Геология рифов». - Сыктывкар, 2015. – С. 40-42.

Иванов В.В., Торопов В.А., Уткина О.Л., Гудельман А.А. Геологическое строение Лемвинского поперечного опускания по результатам геологоразведочных работ ООО «Газпром переобработка» // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Научно-технический сборник. – 2010. - №3. – С.10-24.

Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л., Тругубенко В.И., Лебедь Н.И. Проблема краевых прогибов и прогноз УВ. - Киев, 2002. - С.11-18.

Прищепа О.М., Григорьев Г.А., Макаревич В.Н. Ресурсная база, экономико-технологические проблемы и перспективы освоения углеводородного потенциала Северо-Запада России // Перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера и северо-востока Европейской части России: тезисы научно-практической конференции. - Сыктывкар. -М.: ИГиРГИ, 2007. - 7 с.

Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

Прищепа О.М., Богацкий В.И. Перспективы малоизученных районов и неоцененных горизонтов Тимано-Печорской провинции как результат уточнения схемы тектонического районирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2012. - №2. – С. 4-12.

Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, В.Г. Гецен, И.В. Запорожцева, Н.А. Малышев, И.Н. Рыжов, В.Л. Соенко, Н.И. Тимонин, Л.А. Удовиченко, В.В. Юдин – Л.: Наука, 1986. – 217 с.

Топливо-энергетическая база Европейского северо-востока СССР. – Сыктывкар, 1991. – 304 с. (Коми НЦ УрО АН СССР).

Юдин В.В. Орогенез север Урала и Пай-Хоя. - Екатеринбург: УИФ «Наука», 1994. – 286 с.

Юдович Я.Э. Региональная геохимия осадочных толщ. – Л., 1981. – 276 с.

Khanova E.N.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI); Saint-Petersburg mining University, St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

PETROLEUM BEARING SECTION AND GEOLOGICAL PECULIARITIES OF THE INTRICATED BUILT-UP PROSPECTS BELONGING TO THE KOSYU-ROGOV DEPRESSION (PRE-URAL FOREDEEP)

The analysis of geological and geophysical data concerning the Kosyu-Rogov Depression (Pre-Ural foredeep) has been carried out. As a result, prospective oil and gas bearing objects have been identified, characterized by an intricate geological structure, and a possible increase in gas resources has been estimated. The prospects are associated with the Permian, Carboniferous and Devonian reservoirs.

Keywords: intricate structures, gas reserves increasing, petroleum potential prospect, Kosyu-Rogov Depression, Pre-Ural Foredeep.

References

Belonin M.D., Prischepa O.M., Teplov E.L., Budanov G.F., Danilevskiy S.A. *Timano-Pechorskaya provintsiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya* [Timan-Pechora province: geology, petroleum potential and prospects of development]. St. Petersburg: Nedra, 2004, 396 p.

Bogdanov B.P., Priymak P.I., Nedilyuk L.N., Terent'ev S.E. *Problemy izucheniya i perspektivy neftegazonosnosti Lemvinskogo bar'ernogo rifa* [Prospects of oil and gas content of the Lemvin barrier reef – studying problems]. *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeyskogo severo-vostoka Rossii: materialy XVI Geologicheskogo s'ezda Respubliki Komi, Syktyvkar, 2014, vol. III, p. 16-23.*

Danilov V.N. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy gazonosnosti Zapadnogo sklona Polyarnogo i Pripolyarnogo Urala* [Geological structure and prospects of gas belonging to the Western slope of the Polar and Subpolar Urals]. St. Petersburg-Ukhta, 2015, 264 p.

Danilov V.N., Utkina O.L., Vorob'eva L.F., Karavay E.G., Chuprov V.S., Priymak P.I. *Novye rezul'taty kompleksnogo izucheniya paleozoyskikh organogennykh postroek zony sochleneniya Predural'skogo kraevogo progiba i zapadnoy megazonoy Pripolyarnogo Urala* [New results of a comprehensive study of Paleozoic organogenic structures belonging to the junction zone between to Pre Ural Foredeep and Western megazone Polar Urals]. *Vserossiyskoe geologicheskoe soveshchanie «Geologiya rifov»*. Syktyvkar, 2015, p. 40-42.

Geologiya prirodnykh uglevodorodov Evropeyskogo severa Rossii [Petroleum geology of the northern European Russia]. L.A. Anishchenko, L.Z. Aminov, V.A. Dedeev. – Syktyvkar: Komi nauch. tsentr UrO RAN SSSR (Institut geologii), 1994, 179 p.

Ivanov V.V., Toropov V.A., Utkina O.L., Gudel'man A.A. *Geologicheskoe stroenie Lemvinskogo poperechnogo opuskaniya po rezul'tatam geologo-razvedochnykh работ ООО «Gazprom pererabotka»* [The geological structure of the Lemva cross plunge according to the results of exploration of LLC "Gazprom pererabotka"]. *Geologiya, burenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik*. Moscow, 2010, no. 3, p. 10-24.

Patalakha E.I., Trofimenko G.L., Trugubenko V.I., Lebed' N.I. *Problema kraevykh progibov i prognoz UV* [The foredeeps problem and the petroleum forecast]. Kiev, 2002, p.11-18.

Prischepa O.M. *Zony neftegazonakopleniya – metodicheskie podkhody k ikh vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli* [Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch]. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2008, vol. 3, no. 32, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

Prischepa O.M., Bogatskiy V.I. *Perspektivy maloizuchennykh rayonov i neotsenennykh gorizontov Timano-Pechorskoj provintsii kak rezul'tat utochneniya skhemy tektonicheskogo*

rayonirovaniya [Prospects of poorly studied areas and invaluable strata of Timan-Pechora province as a result of tectonic zoning scheme clarification]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2012, no. 2, p. 4-12.

Prishchepa O.M, Grigor'ev G.A., Makarevich V.N. *Resurnaya baza, ekonomiko-tehnologicheskie problemy i perspektivy osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala Severo-Zapada Rossii* [Prospects of the petroleum potential of the few studied territories situated on north and north-eastern part of the European Russia]. *Perspektivy neftegazonosnosti maloizuchennykh territoriy severa i severo-vostoka Evropeyskoy chasti Rossii: tezisy nauchno-prakticheskoy konferentsii.* - Syktyvkar. Moscow: IGI, 2007, 7 p.

Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Pechorskoy plity [Tectonic criteria for the forecasting of Pechora plate petroleum potential] V.A. Dedeev, L.Z. Aminov, V.G. Getsen, I.V. Zaporozhtseva, N.A. Malyshev, I.N. Ryzhov, V.L. Soenko, N.I. Timonin, L.A Udovichenko, V.V. Yudin. Leningrad: Nauka, 1986, 217 p.

Toplivno-energeticheskaya baza Evropeyskogo severo-vostoka SSSR [The fuel and energy resource of the European North-East of the USSR]. Syktyvkar, 1991, 304 p. (Komi NTs UrO AN SSSR).

Yudin V.V. *Orogenez severa Urala i Pay-Khoya* [Orogenesis of Northern Urals and Pay-Khoy]. Ekaterinburg: UIF Nauka, 1994, 285 p.

Yudovich Ya.E. *Regional'naya geokhimiya osadochnykh tolshch* [Regional geochemistry of sedimentary strata]. Leningrad, 1981, 276 p.

© Ханова Э.Н., 2018