

УДК 553.98

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА В ПРЕДЕЛАХ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Маракова И.А.

*ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта,
e-mail: imarakova@ugtu.net*

Пермский терригенный комплекс широко представлен в осадочном чехле Тимано-Печорской провинции и по объему занимает не менее 20% его заполнения. Характеризуется весьма сложным геологическим строением и в связи с этим широким разнообразием нефтегазоперспективных ловушек. В рассматриваемых отложениях провинции, в том числе в ее северо-восточной части, открыт ряд залежей нефти, от легких до тяжелых: на Колвинском мегавале, в Варандей-Адзвинской структурной зоне, на Арктическом шельфе Баренцева моря. Прямые признаки нефтегазоносности установлены и в слабоизученной Коротаихинской впадине Припайхойско-Приюжно-Новоземельского прогиба. Коротаихинская впадина представляет несомненный интерес для поиска месторождений нефти и газа в пермских терригенных отложениях: наличие ловушек разного типа, строящаяся рядом газопроводная система с Ямала, разработка нефтяных месторождений на Арктическом шельфе. В статье уделено внимание условиям осадконакопления исследуемых отложений осадочного чехла, миграции и аккумуляции УВ. Представлены результаты палеотектонических реконструкций, изучения разрезов скважин с указанием положения в разрезе пластов-коллекторов, надежных флюидопоров над ними. Предлагается свой механизм формирования перспективных нефтегазоносных объектов в терригенных отложениях, связанных с дельтовыми отложениями, выделяемыми при сейсмофациальном анализе временных разрезов и коротажным характеристикам немногих скважин. Для прогнозирования нефтегазоносности исследуемой территории применен метод прогрева недр (5,4 млрд т нефти генерировано в нефтегазоперспективные ловушки). Детальная разработка этой модели позволит в значительной степени повысить эффективность геологоразведочных работ в Предуральском и Припайхойско-Приюжно-Новоземельском прогибах и на всей территории Тимано-Печорской провинции.

Ключевые слова: сейсморазведка, интерпретация, перспективный объект, месторождения углеводородов, геологоразведочные работы, Коротаихинская впадина

HYDROCARBON PROSPECTS OF TERRIGENOUS SEDIMENTS OF THE PERM AGE IN THE KOROTAIKHINSKAYA DEPRESSION ON THE BASIS OF INTEGRATED INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

Marakova I.A.

Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: imarakova@ugtu.net

The Permian terrigenous complex is widely represented in the sedimentary cover of the Timan-Pechora province and occupies at least 20% of its volume in terms of volume. It is characterized by a very complex geological structure and, in connection with this, a wide range of oil and gas promising traps. In the considering sediments of the province, including in its northeastern part, a number of oil deposits from light to heavy have been discovered: at the Kolvinsky mega-shaft, in the Varandey-Adzvin'skaya structural zone, on the Arctic shelf of the Barents Sea. Direct signs of oil and gas content were also established in the poorly studied Korotai'kha depression of the Paikhoi-Novozemelskiy trough. The Korotai'kha depression is of undoubted interest in the search for oil and gas deposits in Permian terrigenous sediments: the presence of various types of traps, the gas pipeline system being built nearby from Yamal, and the development of oil fields on the Arctic shelf. The article focuses on the conditions of sedimentation of the studied sedimentary cover, migration and accumulation of hydrocarbons. The results of paleotectonic reconstructions, the study of well sections with an indication of the position in the section of reservoir beds, reliable seals above them are presented. A mechanism is proposed for the formation of promising oil and gas objects in terrigenous sediments associated with deltaic sediments that increase with seismic facies time sections and logging characteristics of a few wells. To predict the oil and gas content of the study area, the bowels of the earth heating method was applied (5.4 billion tons of oil was generated in oil and gas promising traps). The detailed development of this model makes it possible to increase the efficiency of geological exploration in the Pre-Ural and Paikhoi-Novozemelsky troughs and throughout the Timan-Pechora province.

Keywords: seismic exploration, interpretation, promising object, hydrocarbon deposits, geological exploration, Korotai'khinskaya depression

Цель работы состоит в выявлении и оценке нефтегазоперспективных объектов в пределах Коротаихинской впадины и разработке комплекса рекомендаций по проведению геологоразведочных работ с целью

поиска и оценки месторождений углеводородов (УВ) в его пределах.

Объектом исследования являются терригенные отложения пермского возраста в пределах Коротаихинской впадины.

В географическом отношении исследуемая территория расположена за Полярным кругом на побережье Хайпудырской губы Печорского моря, а в административном – в восточной части Ненецкого автономного округа Архангельской области.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория приурочена к Лабогейской моноклинали, которая осложняет западный склон Коротаихинской впадины и относится к Коротаихинскому нефтегазоносному району Припайхойско-Приюжноновоземельской нефтегазоносной области (рис. 1).

В непосредственной близости от территории исследования выявлены Сарембойское, Северо-Сарембойское, Усть-Талотинское месторождения. Ближайшими

разрабатываемыми месторождениями нефти являются Нядейюское, Хасырейское и Черпаюское, Варандейское и Торавейское.

В пределах Коротаихинской впадины и конкретно на исследуемом участке осадочный чехол представлен отложениями ордовикско-триасового возраста, перекрытых четвертичными образованиями [1, 2]. С точки зрения прогноза нефтегазоносности в разрезе осадочного чехла выделяются пять нефтегазоносных комплексов: ордовикско-нижнедевонский преимущественно карбонатный, среднедевонско-нижнефранский терригенно-карбонатный, доманиково-турнейский преимущественно карбонатный, визейско-нижнепермский карбонатный-терригенный, нижнепермско-триасовый терригенный [3].

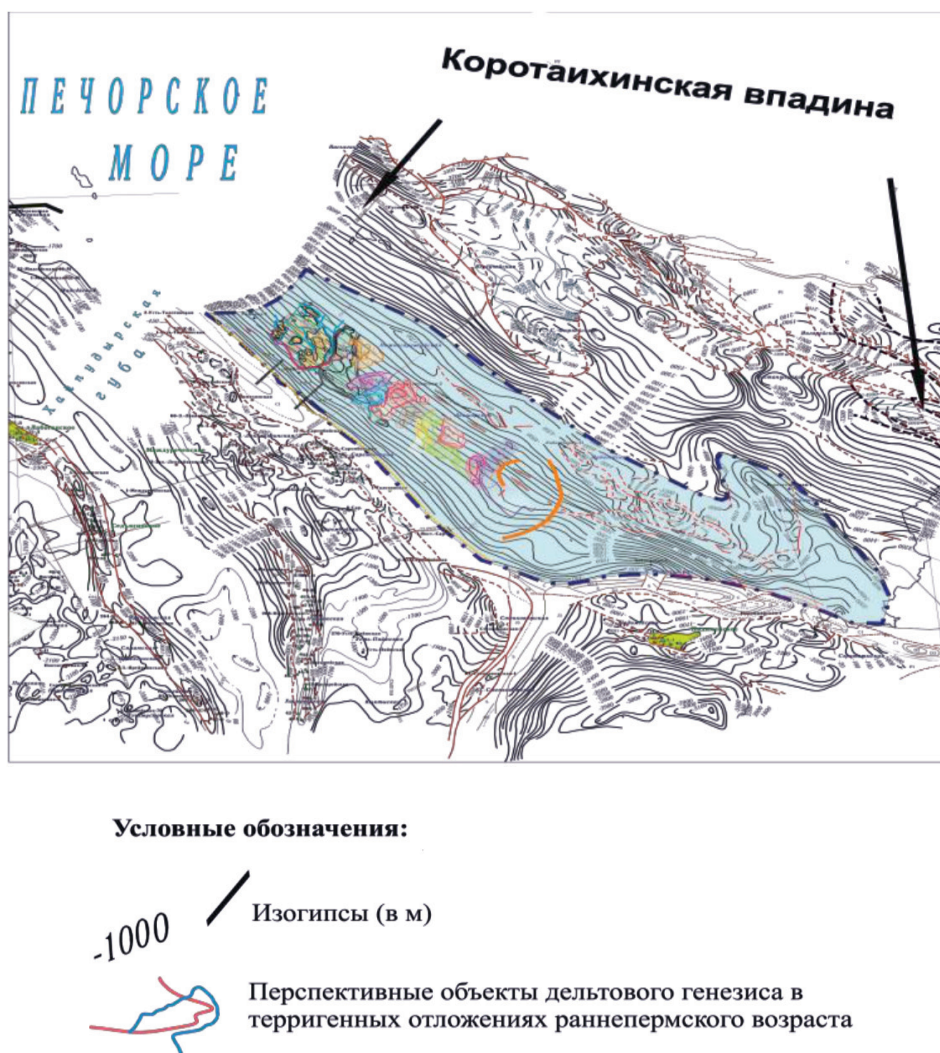


Рис. 1. Фрагмент карты размещения нефтегазоперспективных ловушек Тимано-Печорской провинции, масштаб 1:50000 (составила И.А. Маракова)

Материалы и методы исследования

Методы проведения работ включают анализ и комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных, выполнение палеореконокструкций, анализ результатов и выработку рекомендаций по проведению дальнейших геологоразведочных работ.

Анализ геолого-геофизической информации показал, что территория исследования слабо изучена сейсморазведкой и бурением. Плотность профилей в основном невысокая и варьирует в пределах 1 пог. км/км². Кроме того, отсутствие глубоких скважин делает стратиграфическую привязку отражающих горизонтов и, соответственно, выбор отдельных сейсмических реперов для структурных построений условными. Основные перспективы нефтеносности исследуемой площади связаны с терригенными коллекторами нижнепермских отложений.

Для начальной оценки перспектив нефтегазосности и формирования геологической модели исследуемого участка в рамках научного обобщения геолого-геофизического материала прошлых лет были выполнены палеотектонические построения (рис. 2).

Палеотектонические реконструкции развития юго-западной части Коротаихинской впадины и прилегающих областей в палеозойское время позволили сделать следующие заключения: Коротаихинская впадина является наиболее молодой наложенной впадиной Предуральско-Новоземельской системы предгорных передовых прогибов. Последняя, как предгорная впадина, начала формироваться в триасовое время при горообразовании в Пайхойско-Новоземельской области, тогда как все южные впадины Предуральского прогиба начали формироваться в нижнепермское время.

Изучаемый нижнепермский терригенный нефтегазоносный комплекс в Коротаихинской впадине представлен артинским, кунгурским и уфимским ярусами и характеризуется особыми условиями осадконакопления.

Отложения вскрыты всеми скважинами, пробуренными к настоящему времени на исследуемой территории (Хавдейская-1, Пурсамыльская-1, Лабогейская-15, Западно-Коротаихинская-2, Рифовая-2, Рифовая-1). Комплекс представлен переслаиванием полимиктовых серо-зеленых песчаников с глинами.

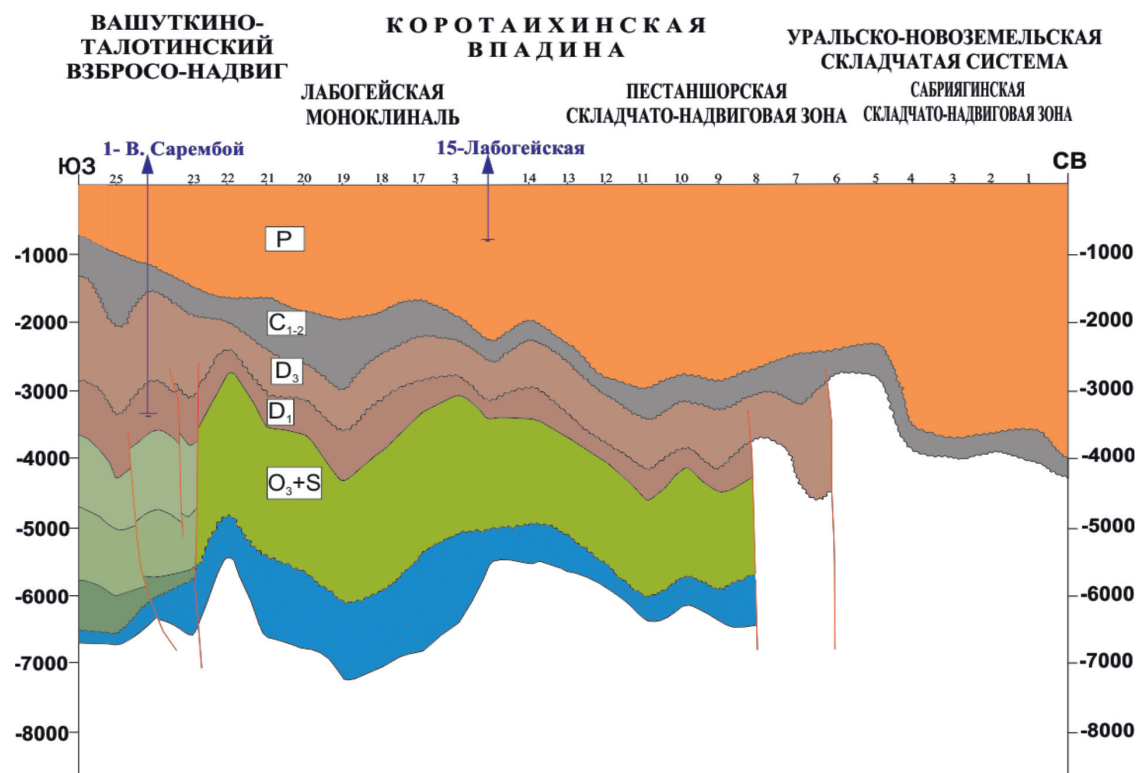


Рис. 2. Фрагмент палеогеологического разреза по линии 04-РС к началу триасового времени (составила И.А. Маракова, 2016)

Строение комплекса контролируется отражающими горизонтами А-I (Т-Р) – кровля комплекса и I-II (Р-С) – подошва комплекса и подчиняется общему характеру развития исследуемой территории: моноклинальное залегание в аллохтонной части Вашуткино-Талотинского надвига [4]. В целом мощность терригенных отложений комплекса составляет 323 м в скв. 1-Рифовая, 541 м в скв. 2-Зап. Кортаихинская, 700 м в скв. ВК-1, и 784 м в скв. 1-Хавдейская. В скв. 1-Хавдейская артинские терригенные отложения нижней перми частично размыты и перекрыты четвертичными отложениями.

Результаты исследования и их обсуждение

Анализ полученных результатов показал, что в предтриасовое время Варандей-Адзвинский рифт имел устойчивую тенденцию к подъему и глубокому размыву каменноугольных карбонатных и пермских терригенных отложений. При этом Кортаихинская впадина, её юго-западная часть занимала относительно опущенную часть и являлась местом аккумуляции продуктов разрушения пород на сопредельной территории. Обломочный материал с Урала по палеорекам поступал к палеоморю и в прибрежной части (равнина, шельф) откладывался в многорусловых палеодельтах рек и песчаных барах, которые мигрировали с юго-востока на северо-запад. При этом создавались благоприятные условия для формирования литологических ловушек в зонах развития палеодельтовых отложений.

Песчанистость верхнепермских отложений увеличивается с северо-востока на юго-запад. Так, если в скважине № 2-Западно-Кортаихинская мы имеем в основном плотный разрез, то в скважине № 14-ВК выделяется до пяти пластов коллекторов, насыщенных тяжелой нефтью.

Следует отметить, что на границе перми-триаса в скважине № 2-Западно-Кортаихинская выделяется пласт песчаников в интервале 2320–2335 м с благоприятными промыслово-геофизическими характеристиками.

В этой скважине по результатам интерпретации кривых ГИС в подошве артинских отложений выделяется довольно мощный глинистый пласт-флюидоупор [5], коррелируемый во всех скважинах. Под ним выделяются пласты-коллекторы, снизу подстилаемые ассельско-сакмарской покрывкой. Характер насыщения данных коллекторов определяется как нефтенасыщенный

или возможно нефтенасыщенный. Так же в каждой скважине выделены локальные покрывки и пласты-коллекторы под ними по всему разрезу.

Схема сопоставления промыслово-геофизических данных, а также сейсмические материалы показывают цикличность в формировании нижнепермского комплекса по мере миграции шельфа с юго-востока на северо-запад и, соответственно, проградацию дельтовых отложений в этом направлении. Всего выделяется 18 циклов. Каждый цикл представляет клиноформенный сейсмический объект с максимальными мощностями (до 200–250 м) в центральной части клина [6]. Литологически клин представляет переслаивание глин и песчаников (скв. 2-Западно-Кортаихинская).

Рассмотрим строение клиноформенной линзы XIII–XIV цикла осадконакопления (рис. 3).

По карте временной мощности в центре линзы фиксируется максимум в 110 мс (около 200 м). Оконтурирует линзу линия временной мощностью 40 мс. Линза представляет продолговатый объект размерами 29×10 км.

Центральная часть линзы цикла XIII–XIV вскрыта скважиной № 2-Западно-Кортаихинская. Здесь мощность отложений составляет около 200 м (90 мс) и представлена переслаиванием песчаников и глин. С глубины 2375 м и 2440 м был поднят керн с признаками нефти. Размеры линзы в контуре временной мощности 60 мс 18,5×6,5 см.

Дельтовые линзы представляют собой совокупность литологических ловушек, заполнения которых нефтью или газом происходят из вмещающих нефтегазоматеринских пород, потенциал, условия формирования, которых были благоприятны для генерации углеводородов.

Каждая линза представляет собой определенный поисковый объект, где важно определиться с наличием коллекторов и механизмом их формирования в процессе продвижения обломочного материала по палеорекам и дельтам в условиях палеошельфового режима осадконакопления. При этом транспортировка и отложение обломочного материала зависят от многих физико-географических и геологических условий (физическая природа обломочного материала, размер и режимы транспортировки, характер ландшафта, как по материковой части, так и на шельфе, геоморфология шельфа и др.).

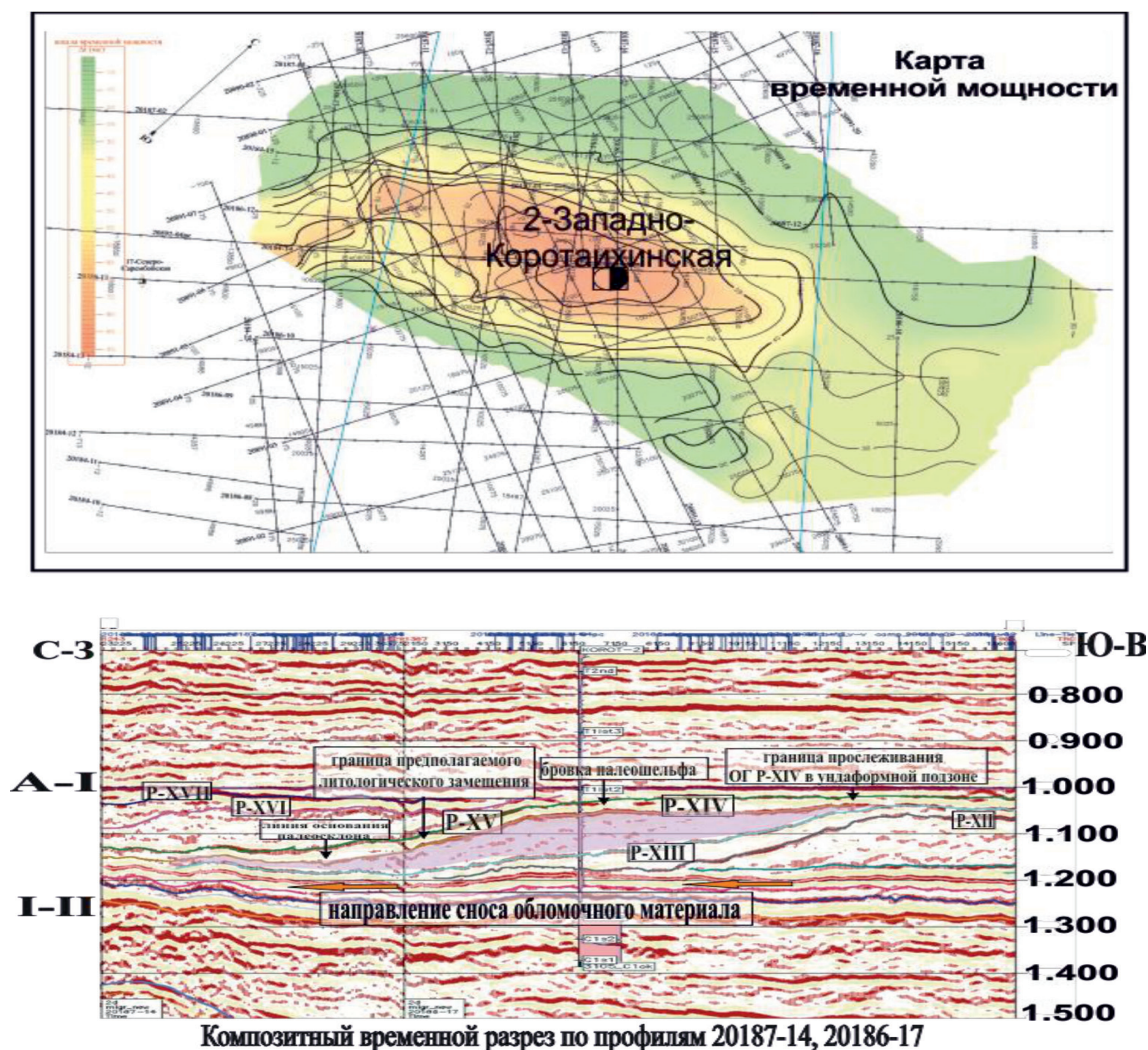


Рис. 3. Планиет нефтегазоперспективного объекта

При определенных допущениях характер распределения осадочных отложений в дельтах палеорек должен быть следующим: в начале шельфовой дельты откладывается более грубозернистый материал (конгломераты, пески), затем по мере удаления от фронтальной границы шельфа откладывается материал, представленный тонкозернистыми фракциями (глины, алевроиты и др.). С миграцией шельфа мигрирует и зона отложений грубо и среднезернистых фракций.

Прогнозируемые ловушки преимущественно литологические, сформированные в процессе осадконакопления.

По критериям выделения тектоно-фациально-динамических зон в пределах рассматриваемой территории была околнурена фа-

циально-динамическая зона стабильности I [6]. В этой зоне литологические ловушки могли предположительно формироваться при следующих структурно-седиментационных условиях:

1. Пологий структурный план.
2. Равновесные условия осадконакопления и прогибания дна седиментационного бассейна.
3. Преобладание силы потока с обломочным материалом над прибрежно-морскими течениями.

Рассматриваемая территория относится к Западно-Уральскому очагу генерации. В рамках проведенных исследований выполнен анализ условий генерации углеводородов, учитывая субдукционную модель нефтегазообразования В.П. Гаврилова.

Предполагается, что помимо нижезалегающих нефтегазоматеринских толщ генерировать углеводороды для рассматриваемых литологических ловушек дельтового генезиса могли вмещающие их отложения артинско-кунгурского возраста. Заполнение их углеводородами происходило в более позднее триасово-юрское время.

Артинско-кунгурские отложения при глубине погружения 2,8–3,6 км при уровне катагенеза МК₂ достигают условий главной зоны нефтегазообразования. За период пребывания отложений в главной зоне нефтегазообразования по новым расчетам было генерировано 5,4 млрд т нефти.

Тем не менее даже при слабой генерации углеводородов ловушки могут быть полностью заполнены, за исключением тех, которые выходили под поверхность размыта или тектонического нарушения и были в дальнейшем разрушены.

Заключение

Площади прогнозируемых залежей нефти при оценке максимального и минимального объемов ресурсов в клиноформах совпадают и приняты по контуру их выклинивания.

Эффективная толщина, коэффициент пористости и нефтенасыщенности приняты по данным интерпретации скважины 2-Западно-Коротаихинская, остальные параметры по аналогии с Торавейским месторождением.

Объем возможных извлекаемых ресурсов категории Д₁ по всем объектам составляет 581 000 тыс. т.

В результате проведенных исследований выявлено несколько весьма интересных объектов. Несмотря на то, что явных антиклинальных структур не установлено, эти объекты, возможно, содержат значительные рентабельные объемы нефти.

Выводы по результатам работ:

1. Разработана модель формирования и строения терригенных отложений пермского возраста в пределах Лабогейской моноклинали.

2. Выделены седиментационные этапы формирования нефтегазоперспективных ловушек дельтового генезиса.

3. Применен метод прогноза нефтегазонасыщенности отложений в зависимости от степени прогресса.

Для изучения нового для Тимано-Печорской провинции нижнепермского клиноформного комплекса нужно пробурить две скважины в районе скважины № 2-Запад-

но-Коротаихинская. Этот профиль из трех скважин позволит получить принципиально новые данные о строении клиноформ и закартировать в будущем зону возможно нефтенасыщенных коллекторов, связанных с бровкой шельфа и установленных по каротажу в скважине № 2-Западно-Коротаихинская (интервал глубин 2320–2334 м). Скважины рекомендуется пробурить на глубину 2800 м, чтобы вскрыть не только нижнепермскую клиноформу, но и кровлю каменноугольных карбонатов, где в скважине № 2-Западно-Коротаихинская по керну и каротажу установлены признаки нефтенасыщенности коллекторов.

Список литературы / References

1. Соборнов К.О., Астафьев Д.А. Строение, формирование и нефтегазоносный потенциал северной части Коротаихинской впадины, Баренцево море // Вести газовой науки. 2017. № 4. С. 25–37.
2. Соборнов К.О., Астафьев Д.А. Structure, formation and oil and gas potential of the northern part of the Korotaykha depression, the Barents Sea // Vesti gazovoy nauki. 2017. № 4. P. 25–37 (in Russian).
3. Соборнов К.О. Структура, формирование и нефтегазоносный потенциал Пай-Хой-Новоземельского складчато-надвигового пояса // Геология нефти и газа. 2014. № 2. С. 64–71.
4. Соборнов К.О. Structure, formation and oil and gas potential of the Pai-Khoi-Novozemelsky fold-thrust belt // Geologiya nefiti i gaza. 2014. № 2. P. 64–71 (in Russian).
5. Ступакова А.В., Санникова И.А., Гильмуллина А.А., Большакова М.А., Бордунов С.И., Митронов Д.В., Мордасова А.В. Перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 88–101.
6. Ступакова А.В., Санникова И.А., Гильмуллина А.А., Большакова М.А., Бордунов С.И., Митронов Д.В., Мордасова А.В. Oil and gas potential prospects of the Korotaykha depression of the Timan-Pechora pool // Georesursy. 2017. Specvyпуск. Chast 1. P. 88–101 (in Russian).
7. Юдин В.В., Юдин С.В. Тектонотипический разрез Коротаихинской впадины // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2018. № 7. С. 10–15.
8. Yudin V.V., Yudin S.V. Tectonotypic section of the Korotaykha depression // Vestnik IG Komi NC UrO RAN, 2018. № 7. P. 10–15 (in Russian).
9. Валиева Д.И., Колоколова И.В., Попова М.Н., Хитров А.М. Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России: сб. материалов науч.-практ. конф. СПб., 2012. С. 24–29.
10. Valieva D.I., Kolokolova I.V., Popova M.N., Khitrov A.M. Hydrocarbon deposit covers and resource potential of the subsoil of the Timan-Pechora oil and gas province // Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoy bazy nefiti i gaza severa evropejskoj chasti Rossii: sb. materialov nauch.-prakt. konf. SPb., 2012 P. 24–29 (in Russian).
11. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа, 2017. № 1. С. 13–25.
12. Grunis E. B., Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Structural features, conditions of formation of the Permian terrigenous complex, stages of formation of non-anticlinal traps in the north-eastern part of the Timan-Pechora province // Geologiya nefiti i gaza, 2017. № 1. P. 13–25 (in Russian).