

Л. Н. Константинова¹✉, С. А. Моисеев^{1,2}, Е. В. Бобкова¹, П. С. Лапин¹

Изучение закономерностей распределения емкостно-фильтрационных свойств пород в карбонатном комплексе венда и нижнего кембрия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация

²Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: konstantinova1n@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Статья посвящена изучению закономерностей распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород в карбонатном комплексе венда и нижнего кембрия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Актуальность исследования обусловлена высокими перспективами нефтегазоносности карбонатных резервуаров, которые до настоящего времени остаются недостаточно изученными по сравнению с терригенными комплексами. Цель работы – выявление зон развития улучшенных коллекторов на основе построения карт пористости для основных продуктивных горизонтов. Установлено, что повышенные ФЕС связаны с мелководными органогенными постройками, с образованием зон повышенной трещиноватости под влиянием траппового магматизма, с проявлением дизъюнктивной тектоники, а также с диагенетической пористостью цианобактериальных матов. Показана неоднородная информативность данных по разным горизонтам. Выводы могут быть использованы для прогноза зон нефтегазонакопления и планирования поисково-разведочных работ.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, пористость, венд, нижний кембрий, осинский горизонт, Лено-Тунгусская провинция

L. N. Konstantinova¹✉, S. A. Moiseev^{1,2}, E. V. Bobkova¹, P. S. Lapin¹

Study of the distribution patterns of reservoir properties of rocks in the Vendian and Lower Cambrian carbonate complex of the central and southern regions of the Lena-Tunguska petroleum province

¹Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: konstantinova1n@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article is devoted to studying the distribution patterns of reservoir properties in rocks of the carbonate complex of the Vendian and Lower Cambrian in the central and southern areas of the Lena-Tunguska petroleum province. The relevance of the research stems from the high prospects for the petroleum potential of carbonate reservoirs, which to date remain insufficiently studied compared to terrigenous complexes. The aim of the work is to identify zones of enhanced reservoir development based on constructing porosity maps for the main productive horizons. It has been established that enhanced reservoir properties are associated with: shallow-water organogenic structures; development of high-fracture zones influenced by trap magmatism and tectonic activation; diagenetic porosity of cyanobacterial mats. Heterogeneous data informativeness across different horizons has

been demonstrated. The findings can be used for forecasting hydrocarbon accumulation zones and planning exploration activities.

Keywords: carbonate reservoirs, porosity, Vendian, Lower Cambrian, Osinsky Horizon, Lena-Tunguska province

Введение

В настоящее время на территории центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (ЛТ НГП) основные разрабатываемые запасы УВ связаны с терригенными и карбонатными отложениями венда. В последних выделяются ряд продуктивных горизонтов такие как осинский, усть-кутский (юряхский), преображенский. Геологическое строение, распространение, условия формирования коллекторов этих горизонтов рассматривались в разные годы широким кругом специалистов [1-6]. В ряде работ проведено литолого-фациальное районирование с целью изучения направленности вторичных преобразований порового пространства [7-9]. Все эти исследования рассматривают общую картину распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и некоторые взаимосвязи их обуславливающими. Для выявления более точных закономерностей изучения распределения ФЕС пород в карбонатном комплексе венда центральных и южных районов ЛТ НГП необходимо построить карты пористости. Выполненные построения на изучаемой территории впервые позволили выявить основные закономерности распределения ФЕС для карбонатных горизонтов венда (юряхский, преображенский) и кембрия (осинский), что позволило спрогнозировать зоны развития коллекторов.

Методы и материалы

На территории Сибирской платформы карбонатные резервуары венда и нижнего кембрия приурочены к усольскому, даниловскому и частично тирскому региональным горизонтам. Для построения карт пористости использовались данные из дел скважин или отчетов, где было выполнено петрофизическое обоснование расчета коэффициента пористости на основе принятых керновых зависимостей и материалов ГИС, данные, полученные из отчетов по подсчету запасов нефти и газа на месторождениях Сибирской платформы. В качестве опорных и наиболее кондиционных точек для построения карт пористости рассматривались центры месторождений или отдельных блоков где пористость того или иного горизонта была обоснована по результатам подсчета запасов и принята экспертами ГКЗ РФ. Менее кондиционными представляются значения пористости, принятые по данным интерпретации ГИС взятых из дел скважин, поскольку эти значения определялись в разные годы, в различных организациях. По этим причинам полученные петрофизические зависимости могут значительно отличаться. Керновые данные определения пористости принимались только в тех случаях, когда данные пористости были представлены равномерно и в достаточном объеме (не менее одного определения на 1 метр пласта). Осинский горизонт выделен в объеме усольской свиты. Стратиграфическими аналогами горизонта являются билирская свита в Ботуобинско-Сюгджерской фациальной области (Непско-Ботуобинская НГО) и моктаконская свита в Бахтинской фациаль-

ной области (Южно-Тунгусская НГО) [10]. Даниловский горизонт подразделяется на верхнеданиловский, в объеме тэтэрской свиты (усть-кутский продуктивный горизонт (ПГ) и ее стратиграфического аналога юряхской свиты, где выделен юряхский ПГ); на среднеданиловский в объеме собинской свиты (аналог кудулахская свита) и нижнеданиловский который соответствует катангской свите (аналог успунская свита), в нижней части которой выделен преображенный ПГ. Методологической основой послужило обобщение данных по 909 скважинам, включая результаты интерпретации ГИС, керновые определения и материалы подсчета запасов. Впервые построены карты пористости для каждого горизонта, позволившие локализовать области с максимальными значениями (до 22,5 %).

Результаты

Максимальное значение пористости в осинском горизонте (22,5 %) было отмечено в скважине № 12 Куюмбинской площади на территории Байкитской НГО (рис. 1). В целом следует отметить, что наибольшие значения пористости наблюдаются на востоке Сибирской платформы. Это связано, вероятно, с условиями осадконакопления. Осинский горизонт на востоке формировался в зоне органогенных построек сине-зеленых водорослей ближе к поверхности воды, в то время как на западе в более глубоководных условиях [11-16].

Также на карте пористости осинского горизонта выделяется еще две зоны с повышенными значениями пористости: в районе Байкитской НГО и в центральной части Ангара-Ленской НГО. На территории Байкитской НГО, вероятно, это связано с крупной зоной накопления солей в осинское время с последующим их растворением за счет теплового воздействия силла и таким образом влиянием на структуру порового пространства, создавая дополнительные пустоты. В центральной части Ангара-Ленской НГО в осинское время выделяется зона повышенных мощностей, которая приурочена к осинской площади.

Максимальные значения пористости в усть-кутском горизонте (22,3 %) наблюдаются в скважине № 2 Вакунайской площади на территории Непско-Ботубинской НГО.

Повышенные значения пористости в верхнеданиловском региональном резервуаре (тэтэрская свита) отмечены на востоке исследуемого района, поскольку формирование свиты происходило в схожих условиях осадконакопления мелководной зоны эпиконтинентального бассейна [16] (рис. 2).

На карте пористости собинской свиты наблюдается иная картина, в сравнении с вышележащими горизонтами. Максимальные значения пористости отмечены в скважине № 12 Куюмбинской площади на территории Байкитской НГО (рис. 3), а также выявлены в северо-западной и северо-восточной частях исследуемой территории.

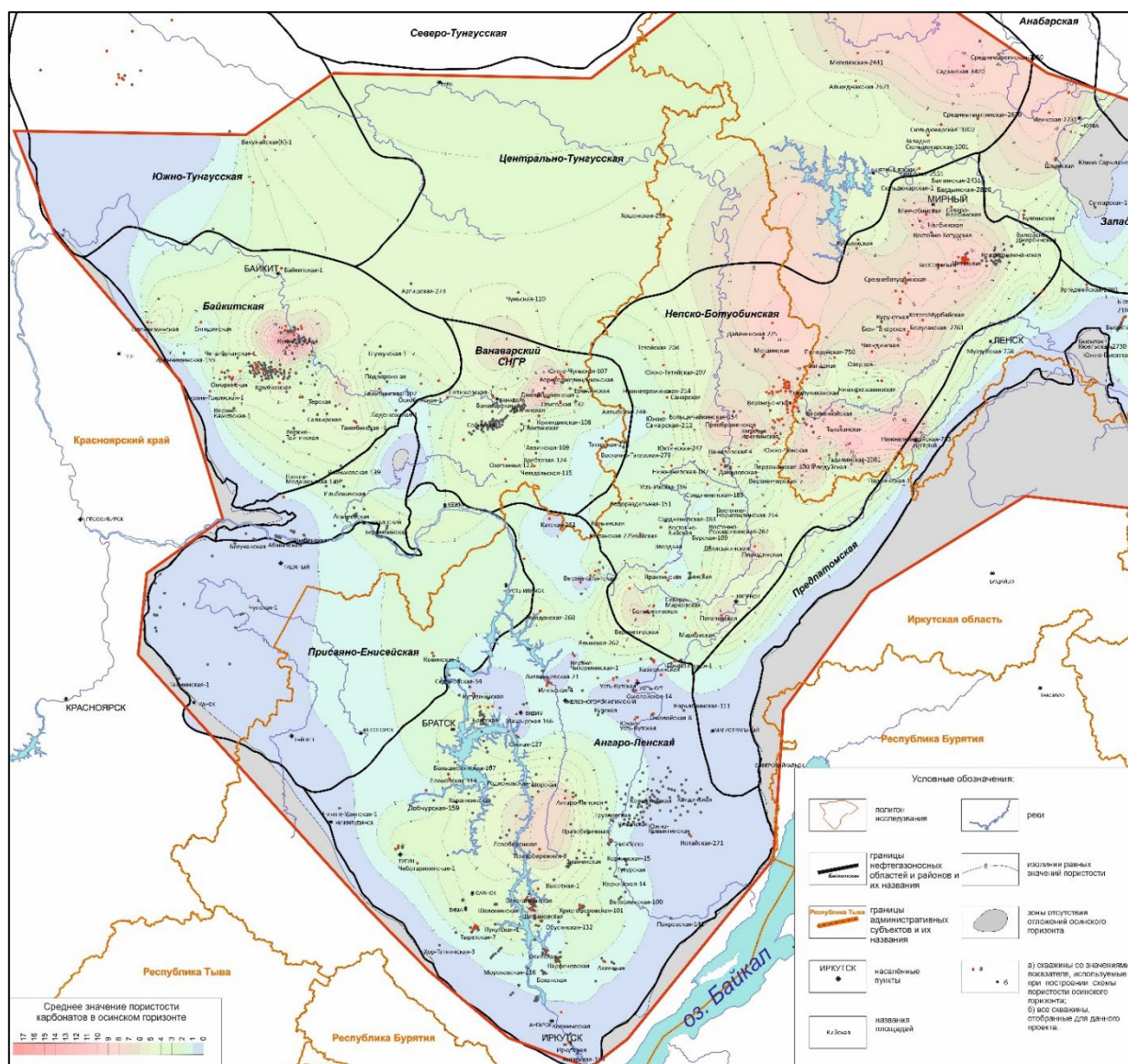


Рис. 1. Карта пористости осинского продуктивного горизонта усольской свиты

По всей видимости это обусловлено не столько геологическими факторами, сколько ограниченным количеством исходных данных. В частности, отмечается некондиционная петрофизическая информация по кудулахской свите в восточной части Сибирской платформы

Анализ пространственного распределения параметра на составленной карте пористости преобразованского горизонта, залегающего в нижней части катангской свиты, позволяет выделить зону максимальных значений, локализованную в центральной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (НГО). Наивысший зафиксированный показатель пористости зарегистрирован в скважине № 20 на Вакунайской площади (рис. 4).

В катангское время морфология дна седиментационного бассейна характеризовалась относительно выровненным рельефом, что создавало благоприятные условия для развития сине-зеленых водорослей.

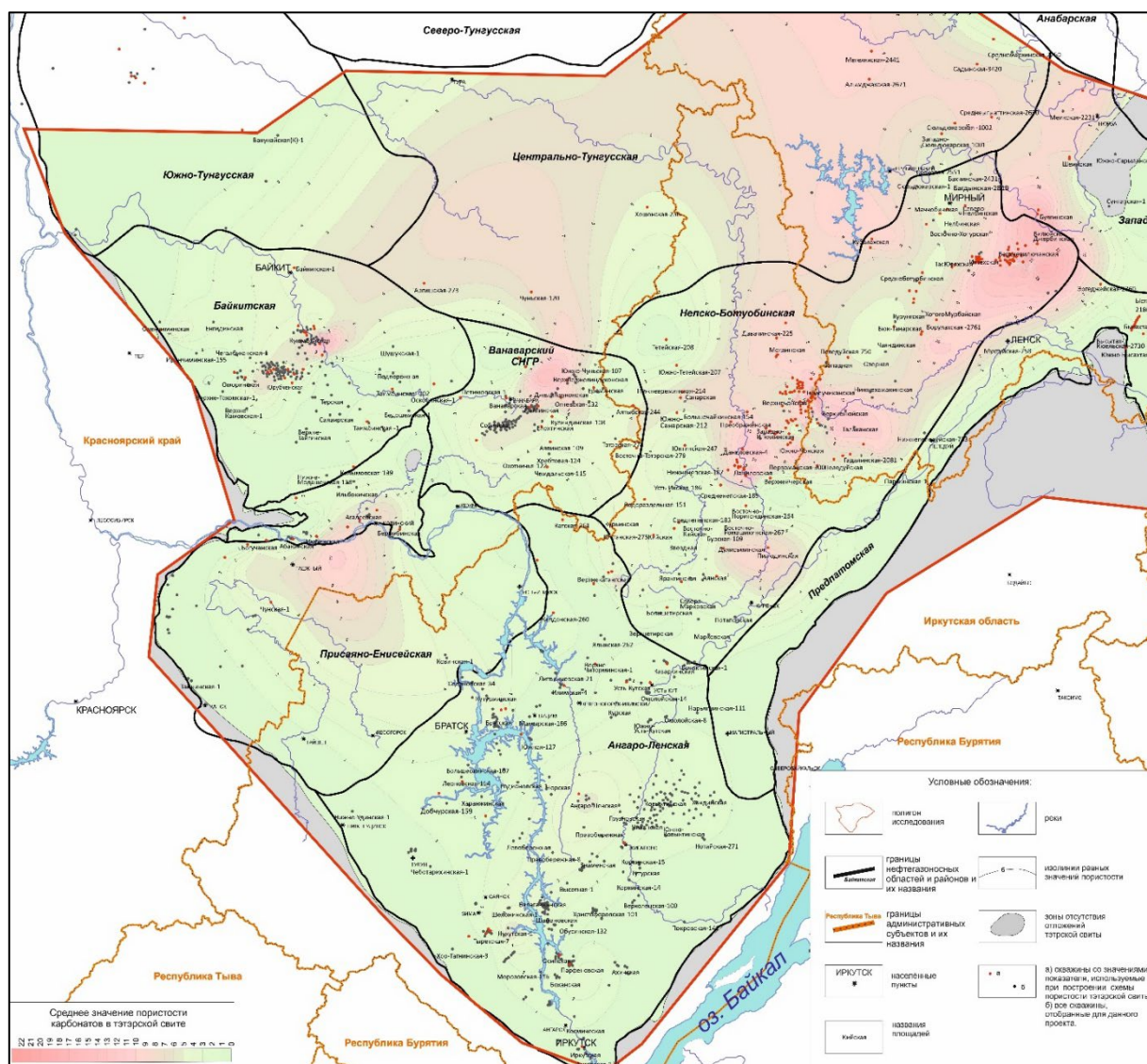


Рис. 2. Карта пористости усть-кутского (юряхского) продуктивного горизонта верхнеданиловского регионального горизонта

Эти биогенные постройки и постседиментационные преобразования предопределили формирование пород-коллекторов.

Преображенский горизонт распространен не на всей изучаемой территории. В западной части вдоль Енисейского кряжа, в это время формировались преимущественно терригенные отложения, поэтому глинисто-карбонатная катангская свита замещается на терригенную тохомскую, в которой в нижней части развит песчаный продуктивный пласт Б-VII на территории Байкитской антеклизы; в Ангарской зоне складок катангская свита имеет более полный разрез и в ее основании добавляются терригенные редколесная и мошакская свиты.

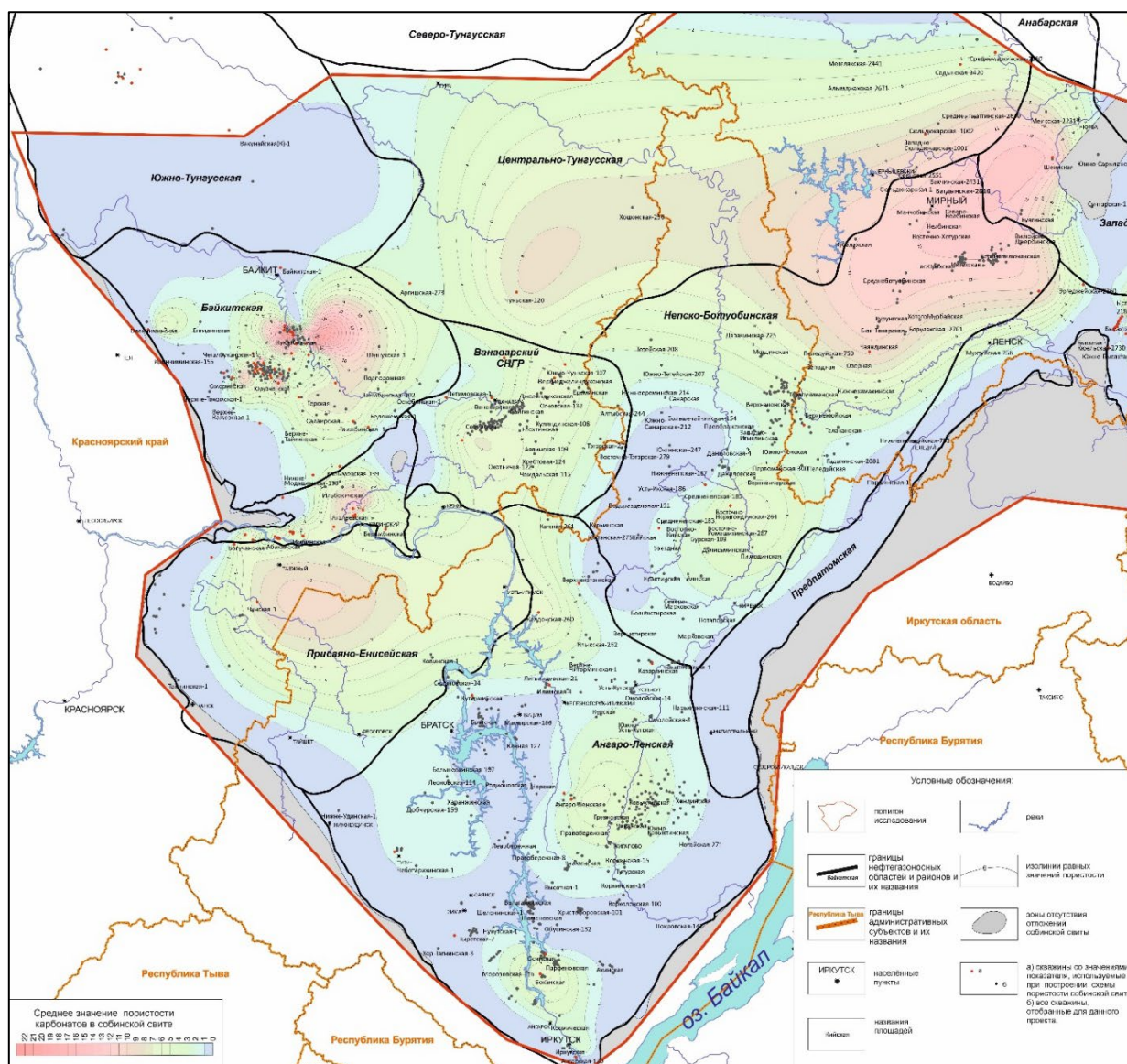


Рис. 3. Карта пористости отложений среднеданиловского регионального горизонта

На Куюмбинском палеоподнятии нижняя часть катангской свиты и ее терригенных аналогов не отлагалась, поэтому после длительного перерыва в осадконакоплении на рифейских породах залегает средняя часть свиты, в основании которой залегают тонкоплитчатые глинистые доломиты с высокой трещиноватостью.

Таким образом, на территориях Байкисткой, Присяжно-Енисейской НГО и Нижнеангарского СНГР высокие значения пористости не связаны с преобразенским горизонтом в отличие от Непско-Ботуобинской НГО и Ванаварского СНГР, расположенными в западной и центральной частях исследуемой территории.

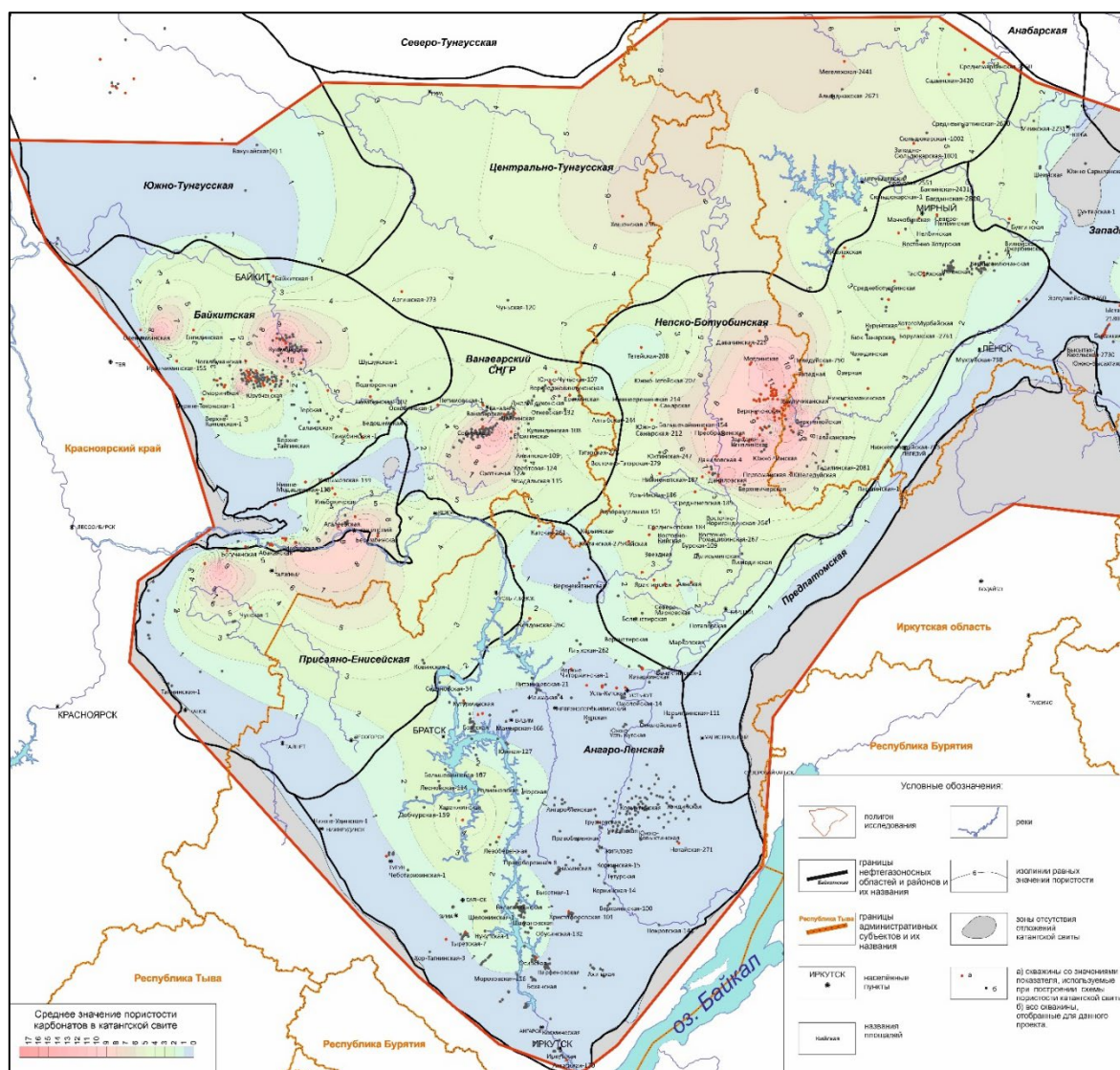


Рис. 4. Карта пористости отложений нижнеданиловского регионального горизонта

Обсуждение

Построенные карты пористости для карбонатных горизонтов венда и нижнего кембрия Лено-Тунгусской провинции впервые позволили пространственно обобщить разрозненные петрофизические данные и выявить основные зоны развития улучшенных коллекторов. Выделенные зоны повышенной пористости в целом соответствуют ранее известным критериям (рифогенные постройки, трещиноватость, влияние траппов), однако впервые представлены в виде количественных карт. Ограничением работы является неравномерная кондиционность данных (разные годы, организации, методы интерпретации ГИС), а также слабая обеспеченность керном для ряда горизонтов.

Заключение

В осинском горизонте максимальная пористость приурочена к востоку платформы (зона органогенных построек). В верхнеданиловском резервуаре повышен-

ные ФЕС (до 22,3 %) также тяготеют к восточным районам и связаны с мелководными условиями накопления карбонатов. Карта пористости среднеданиловского резервуара является предварительной из-за недостаточного количества данных по восточной части; для корректной интерпретации требуется доизучение петрофизических параметров кудулахской свиты. В преображенском горизонте – зона максимальной пористости локализована в центральной части Непско-Ботуобинской НГО и Ванаварского СНГР, которая связана с цианобактериальными постройками и диагенетической пористостью. На западе и северо-западе высокие значения обусловлены другими типами коллекторов (трещиноватость, терригенные прослои).

Благодарности

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Перспективы нефтегазоносности карбонатных пластов вендско-нижнекембрийских галогенно-карбонатных отложений и проблемы их освоения (центральные и южные районы Лено-Тунгусской НГП) / Г. Г. Шемин, С. А. Моисеев, А. Г. Вахромеев [и др.]; науч. редакторы В. А. Конторович, Д. П. Гладкочуб; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геол. и геофиз. им. А. А. Трофимука, Ин-т земной коры, ИНГЕОСЕРВИС. – Новосибирск: СО РАН, 2025. – 199 с.
2. Шемин Г.Г. Подсолевой карбонатный венд-нижнекембрийский комплекс Непско-Ботуобинской антеклизы - высокоперспективный объект подготовки запасов нефти // Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения): Тезисы докладов научно-практической конференции, Москва, 27-29 ноября 2001 г. – ВНИГНИ – М. – С. 39-41 – 2001
3. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре – крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири / Г.Г. Шемин; отв. ред.: М.И. Эпов, В.С. Старосельцев; Рос. акад. наук, Сиб. Отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука; Министерство природ. ресурсов и экологии РФ, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерал. сырья. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 122 с.
4. Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65.
5. Пономаренко А.С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы // Вестник Евразийской науки, 2020 №6, <https://esj.today/PDF/16NZVN620.pdf> (доступ свободный).
6. Константинова Л.Н. Перспективы нефтегазоносности карбонатного комплекса венда на юго-западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – № 12 – С. 4-13 – 2018
7. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf
8. Маринов Р.В., Фомин А.М. Особенности литолого-фациального районирования вендских и кембрийских отложений на территории Среднеленской НГО // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XXI Международный научный конгресс, 21-22 мая 2025 г., Новосибирск: сборник

материалов в 8 т. Т. 2: Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология" – СГУГиТ – Новосибирск – том Т. 2 – № 1 – С. 90-95 – 2025

9. Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Соловьева А.В., Пошибаев В.В., Коновальцева Е.С. Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга сибирской платформы: особенности строения и закономерности размещения // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6 – С. 54–64.

10. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия история развития) / Н.В. Мельников; Министерство природ. ресурсов РФ, СНИИГГиМС. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. – 148 с.

11. Постникова О.В., Китаева И.А., Репина М.О., Омельченко О.В. Влияние вторичных преобразований на формирование коллекторских свойств осинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы// территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 11. – С. 24–27.

12. Органогенные постройки осинского горизонта нижнего кембрия в Талакан-Верхне-чонской зоне нефтегазонакопления (Сибирская платформа) / Н.В. Мельников, В.С. Ситников, В.И. Васильев и др.//Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46, № 8. – С. 856-864.

13. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы/Ред. Гурова Т.И., Чернова Л.С. – М.: Недра. – 1988. – 254 с.

14. Воробьев В.С., Вилесов А.П., Боброва О.В., Макаров И.Е. Строение и условия образования осинского горизонта в пределах Верхнечонского месторождения//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – №12. – С. 4-13.

15. Модель осинского проницаемого горизонта (пласт Б1) на месторождениях Иркутской области / Губина Е.А., Тихонова К.А., Винокурова О.А, Лукьянов В.В. и др.//Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 2. – С.46-51

16. Китаева И.А., Кузнецов А.С. Характеристика структуры пустотного пространства и закономерности распределения пород-коллекторов осинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы//Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: тез. докл. IX Всерос. науч.-техн. конф., 30 янв. – 1 февр. 2012 г. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2012. – Ч. I, Секции 1–4. – С. 50–51

© Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев, Е. В. Бобкова, П. С. Латин, 2026