

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/35_2016

УДК 552.578.061.4:552.54(470.1-17+571.5-13)

Шибина Т.Д., Белоновская Л.Г., Пестова А.Н., Климова Е.В., Хазикова Л.А., Яковлева А.А.Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

В карбонатных отложениях юга Сибирской платформы и Тимано-Печорской провинции литологическими исследованиями показаны закономерности формирования зон развития различных по проницаемости низкопоровых продуктивных коллекторов, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Рассмотрено строение отложений в тектонически более напряженных участках структур, где наблюдается повышенная трещиноватость пород и получены притоки углеводородов.

Ключевые слова: *низкопоровый коллектор, низкопроницаемые карбонатные толщи, трещиноватость, притоки углеводородов, месторождения нефти и газа, юг Сибирской платформы, Тимано-Печорская провинция.*

Введение

Карбонатные отложения нефтегазоносны в пределах всех древних платформ России. В последние годы увеличивается интерес к изучению нефтегазоносности не только в пределах регионально продуктивных горизонтов, связанных с эпохами, периодами биохеогенного карбонатонакопления [Ситников и др., 2014], но и с низкопроницаемыми типами карбонатных пород иного фациального происхождения. Это позволило существенно расширить представления об условиях формирования и сохранения в карбонатных отложениях залежей нефти и газа.

В последние годы всё чаще в разработку вовлекаются нефтенасыщенные интервалы разреза, в которых пористость карбонатных пород составляет 5% и менее. Получение притоков из таких низкопоровых, а главное низкопроницаемых пород, нередко весьма значительных, связано исключительно с трещиноватостью, которой регламентируется фильтрационный потенциал объекта разработки [Белонин и др., 2005; Волченкова, 2010].

Проведенные в этом направлении литологические исследования и обобщение накопленного материала о фильтрующих возможностях карбонатных пород позволили выявить факторы и провести некоторые реконструкции условий нефтегазоносности карбонатных разрезов.

Залежи нефти и газа, открытые в карбонатных отложениях Сибирской и Восточно-Европейской платформ стратиграфически относятся к наиболее древним нефтегазоносным

толщам, ещё недостаточно изученным. Их можно рассматривать как важный объект для расширения поисков новых площадей, способных обеспечивать прирост запасов углеводородов (УВ).

Карбонатные коллекторы нефти и газа изучались в осадочных комплексах юга Сибирской и северо-востока Восточно-Европейской платформ. Основное внимание уделялось разработке моделей формирования и прогноза первичных и вторичных коллекторов, к которым приурочены крупные, в том числе уникальные залежи УВ в Восточной Сибири.

Проведенные исследования базировались на литолого-геофизическом материале, собранном с 2000 г. по 2016 г. За этот период отобрано более 2000 образцов керна в кернохранилищах Томска, Тюмени, Новосибирска, Твери, Оренбурга, Ухты. Детальный отбор керна производился по возможности через 0,5 – 1,0 м для прослеживания зон распространения изменения пород по вещественному составу и структурно-текстурным особенностям. Все образцы были изучены в шлифах с подсчетом параметров минеральных компонентов и коллекторских свойств породы.

Представленные результаты являются продолжением исследований низкопроницаемых по матрице коллекторов, проводимых во ВНИГРИ последние 30 лет, в том числе и по карбонатным породам Тимано-Печорской провинции (ТПП) и широко освещенным в литературе (Т.В. Дорофеева, Л.Г. Белоновская, М.Х. Булач, В.Н. Макаревич, О.М. Прищепа, А.А. Отмас, Т.Б. Волченкова и др.).

Основными свойствами пород-коллекторов, как известно, являются способность аккумулировать пластовые флюиды (газ, нефть, воду) и фильтровать их в скважины. Эти свойства прежде всего определяются структурой пустотного пространства пород, путями фильтрации и, соответственно, типом коллектора [Белоновская и др., 2013].

Литологические исследования являются одним из основных методов, с помощью которого возможно выявление зон развития низкопроницаемых коллекторов в карбонатных нефтегазоносных комплексах (НГК). В настоящее время установлено, что для карбонатных пород различного литологического состава, залегающих в различных геолого-тектонических условиях, невозможно выявить единых четких границ, отделяющих непроницаемые для движения флюидов прослойки (покрышки) от полупроницаемых (полупокрышки) и коллекторов, способных фильтровать (отдавать) флюид. Минимальные величины проницаемости продуктивных карбонатных толщ, как свидетельствуют результаты исследований в разных регионах страны, могут колебаться в широких пределах от первых десятков миллидарси до его сотых долей.

Выделение низкопроницаемых коллекторов должно базироваться на представительном

литологическом материале по конкретным геологическим объектам и опираться на учет палеофациальных особенностей осадконакопления.

В разработанную в 1985 г. во ВНИГРИ классификацию коллекторов (Е.М. Смехов, М.Х. Булач, Б.В. Позиненко) заложен показатель и величина фильтрации флюида в коллекторе, т.е. его проницаемость. Согласно классификации, всё многообразие коллекторов можно разделить на две группы – простые и сложные. Породы-резервуары в карбонатных толщах относятся к типу сложных анизотропных коллекторов, в которых фильтрация флюидов осуществляется одновременно в двух средах - блоковой (по сообщающимся поровым каналам) и межблоковой (по фильтрующим трещинам), а емкостью являются как поры (преимущественно), так и в той или иной мере трещины [Смехов, 1974].

Многочисленные работы последних лет, связанные с изучением низкопоровых пород, ранее не рассматриваемых как коллектор, показывают, что все они относятся к категории сложных. В природных условиях сложные коллекторы являются наиболее распространенными. На средних и малых глубинах они чаще всего связаны с карбонатными породами, как наиболее изменчивыми по своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). На больших глубинах их роль возрастает настолько, что сложные коллекторы доминируют независимо от вещественного состава пород.

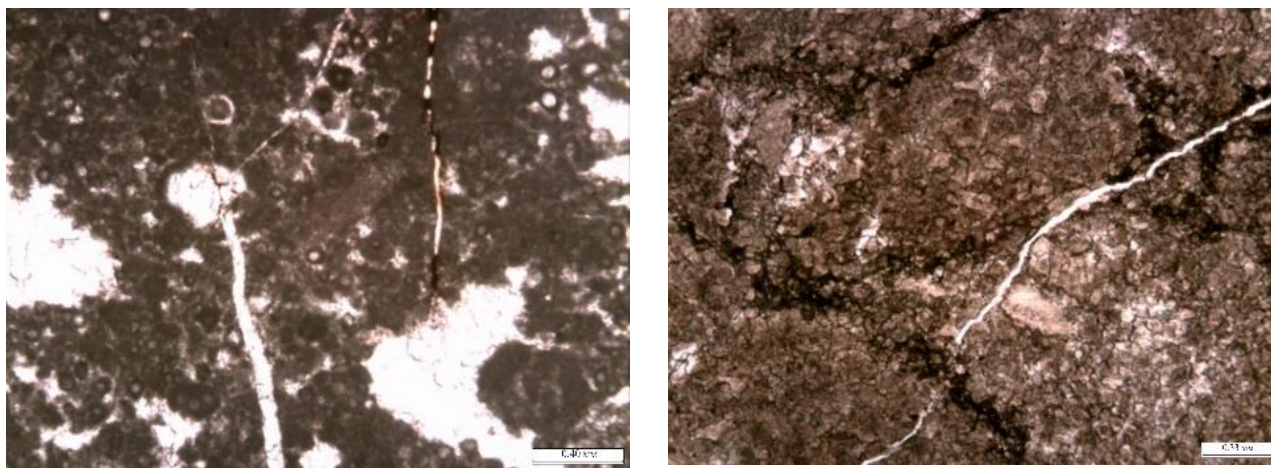
Краткая характеристика коллекторов

Поровый тип коллектора (рис. 1). Пустотное пространство сформировано за счет седиментационных особенностей осадконакопления – это внутриформенное свободное пространство, сохранившееся в процессе литификации в камерах форменных (скелетных) образований, или межзерновое пространство в зернистых породах с малым количеством цемента (или вовсе без него – рыхлые породы). Коллекторы такого типа в карбонатных коллекторах не пользуются широким развитием благодаря последующим катагенетическим преобразованиям, которые могут частично или полностью залечить эту первичную пористость. Наиболее часто они встречаются в органогенных и органогенно-детритовых известняках, сложенных каркасными образованиями (кораллы, мшанки, водоросли и т.п.), а также им сопутствующими фораминиферами, остракодами и др. Величина первичной открытой пористости не превышает 5-6%. Однако в этих породах обычно присутствуют и вторичные поры, существенно увеличивающие суммарную открытую пористость.

Каверново-поровый тип коллектора (рис. 2). Пустотное пространство сформировано в результате вторичных постседиментационных преобразований породы - перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания. Такой тип коллектора среди карбонатных пород развит более широко. Наиболее результативным для формирования вторичной пористости является процесс выщелачивания, приводящий к образованию

Такой гранулярный коллектор встречается как в известняках, так и в доломитах биогермного, органогенно-обломочного генезиса, а также в зернистых доломитах и известняках, в которых помимо выщелачивания присутствуют поры перекристаллизации и доломитизации. Величина пористости зависит от целого ряда литологических и гидрохимических факторов и может составлять 10-20% и более.

Смешанный трещинно-поровый и порово-трещинный типы коллекторов (рис. 3). В карбонатных породах пользуются широким распространением. Для карбонатных осадков, формирующихся в условиях мелководного шельфа (а именно к ним приурочено большинство открытых на сегодняшний день месторождений УВ) характерна существенная литофациальная изменчивость как по латерали, так и в разрезе. Это влечет за собой изменчивость их фильтрационно-емкостных характеристик, чередование в разрезе в разной степени пористых участков с плотными непроницаемыми или плохо проницаемыми по матрице породами. В этих случаях фильтрацию флюида внутри продуктивной части разреза обеспечивают трещины, проницаемость которых в разы выше проницаемости межзерновых канальцев. В том случае, если в разрезе средние значения открытой пористости пород превышают 5%, их относят к трещинно-поровому типу коллектора, если меньше 5% - то такой коллектор принято относить к порово-трещинному, подчеркивая тем самым меньшую или большую роль трещин в фильтрации флюида.



А

Б

Рис. 3. Коллектор смешанного типа

А - известняк водорослевый, скв. Медынская-3, гл. 2866,30 м, Б - доломит с теньевыми контурами форменных элементов, скв. Верхневозейская-3493, гл. 3594,56 м.

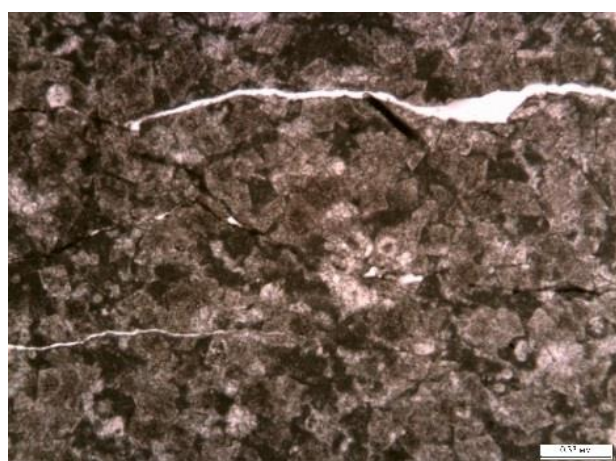
Попытка связывать продуктивность только с высокопористыми (свыше 10%) участками разреза по мнению авторов ошибочна, так как развитые в нем трещины (как внутрипластовые, так и, собственно, тектонические) способствуют объединению всего

продуктивного разреза в единую гидродинамическую систему.

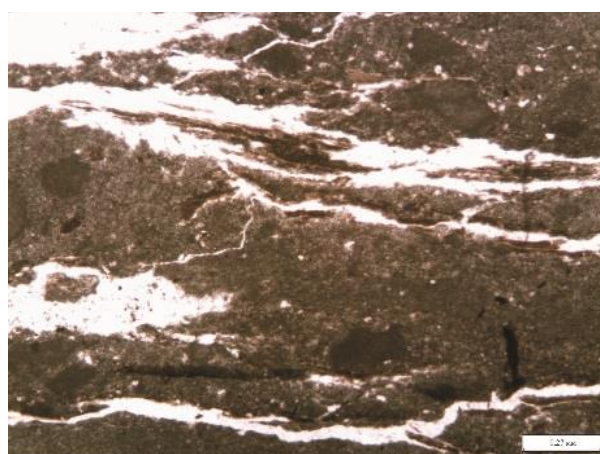
Такой тип коллектора характерен для различных литотипов карбонатных пород. В наиболее плотных карбонатных и глинисто-карбонатных разностях, а также в породах, подвергшихся таким вторичным преобразованиям, как кальцитизация и доломитизация, величина открытой пористости обычно низкая и они не рассматриваются как коллектор. В более древних карбонатных породах, например, в разномернистых доломитах с реликтовой органогенной структурой на Средне-Макарихинском или Верхневозейском месторождениях ТПП и месторождениях Сибирской платформы значительная часть первичной пористости заполнена черным окислившимся битумом, открытой остается их малая часть.

Открытые трещины в смешанном типе коллекторов обычно прямолинейны или слабо извилистые, иногда прерывистые, пересекающиеся. Часть трещин бывает залечена черным битумом, что свидетельствует о происходившей по ним фильтрации УВ. Раскрытие трещин колеблется в пределах 10-30 микрон.

Трещинный тип коллектора. В рассматриваемом низкопористом разрезе основные запасы связаны с трещинами (рис. 4), которые обеспечивают как аккумуляцию, так и фильтрацию флюида. Залежи с таким типом коллектора приурочены к зонам повышенной трещиноватости и обычно носят локальный характер. Это либо приразломные зоны, не подвергшиеся гидрохимическому эпигенезу и поэтому незалеченные, либо наиболее напряженные участки структур (резкие своды, периклинали). Трещинный тип коллектора может наблюдаться также в породах, обладающих повышенной хрупкостью, что приводит к увеличению густоты внутрислоевых трещин.



А



Б

Рис. 4. Коллектор трещинного типа

А - известняк тонкозернистый, глинистый, доломитизированный, скв. Медынская-3, гл. 2892,90 м, Б - доломит тонкозернистый, скв. Аргишская-273, гл. 3627,42 м.

Нужно отметить, что на ранних и более поздних этапах литогенеза для постседиментационных преобразований характерно запечатывание имеющихся пор, каверн и трещин, ухудшая тем самым коллекторские свойства в карбонатных породах. На поздних этапах литогенеза в связи с активизацией тектонических движений и изменением гидрогеологического режима карбонатные породы в результате деформации подвергаются растрескиванию. Породы приобретают определенные коллекторские свойства - становятся пористыми, трещиноватыми, проницаемыми.

Для изучения коллекторов сложного типа во ВНИГРИ был разработан метод больших шлифов, широко применяемый в настоящее время. Этот метод позволяет более точно судить о структуре и генезисе порового пространства, определяющего полезную емкость породы, а также о трещиноватости, играющей существенную, а иногда и определяющую роль в фильтрации флюида [Гмид, Леви, 1972]. Рассчитанные величины трещинной пористости, трещинной проницаемости и объемной плотности трещин характеризуют коллекторы данного резервуара, участка разреза или определенной разновидности пород. Далее метод был расширен и на базе больших шлифов была разработана методика количественной оценки вторичных изменений пород и пористости разного генезиса.

Юг Сибирской платформы

На юге Сибирской платформы в галогенно-карбонатном комплексе рифей-венд-нижнего кембрия (осинский горизонт) развиты как региональные продуктивные горизонты, преимущественно по всему Иркутскому амфитеатру и Непско-Ботуобинской антеклизе, так и локальные, в пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины, тесно связанные с генезисом карбонатных пород. Региональная продуктивность контролируется их коллекторскими характеристиками, что в свою очередь определяется фациальными условиями осадконакопления и последующими эпигенетическими изменениями [Мельников, 2009].

В результате изучения шлифового и кернового материала (данные СНИИГГиМС, ВНИГРИ, материалы Росгеолфонда) авторами получены литолого-петрографические характеристики карбонатной части подсолевого разреза, вскрытого многочисленными параметрическими и глубокими скважинами в различных продуктивных горизонтах подсолевого комплекса.

Так как скважины находятся на значительном удалении друг от друга в разных тектонических структурах Сибирской платформы, исследования карбонатных пород по ним проводились отдельно по крупным тектоническим регионам:

1) Курейская синеклиза (южный борт) – скважины Нижнеимбакская-219 и Аргишская-273;

2) Байкитская антеклиза – скважины Енгидинская-154, Иринчиминская-155, Мадринская-156, Западно-Юдуконская-133;

3) Катангская седловина – скважины Собинская-131, Аявинская-109;

4) Непско-Ботуобинская антеклиза – скважины Среднекочемская-251, Большечайкинская-154, Могдинская-9, Чайкинская-279, Центрально-Талаканская-810, Центрально-Талаканская-815, Средне-Ботуобинская-32, Средне-Ботуобинская-81, Западно-Ботуобинская-362, Кугаская-364;

5) Присяяно-Енисейская синеклиза – скв. Берямбинская-2.

Использовались также имеющиеся геологические сведения по другим скважинам из этих регионов.

Проведенные для каждой структурно-тектонической зоны исследования вещественного состава пород отдельно по стратиграфическим подразделениям позволили выделить в них различные литотипы пород, определить частоту их встречаемости в разрезе, сопоставить с замеренными в шлифах характеристиками емкостного пространства, а затем использовать при построении карт распространения зон улучшенных коллекторов. Все полученные результаты были сведены в отдельные таблицы и графики. Такой методический подход к изучению подсолевой толщи продемонстрирован на рис. 5-7.

В табл. 1 и на рис. 5, для отложений осинского горизонта представлены изменения вещественного состава пород, графически показано какие из них по частоте встречаемости являются преобладающими. Подобные построения, как уже отмечалось, строились для каждого стратиграфического подразделения.

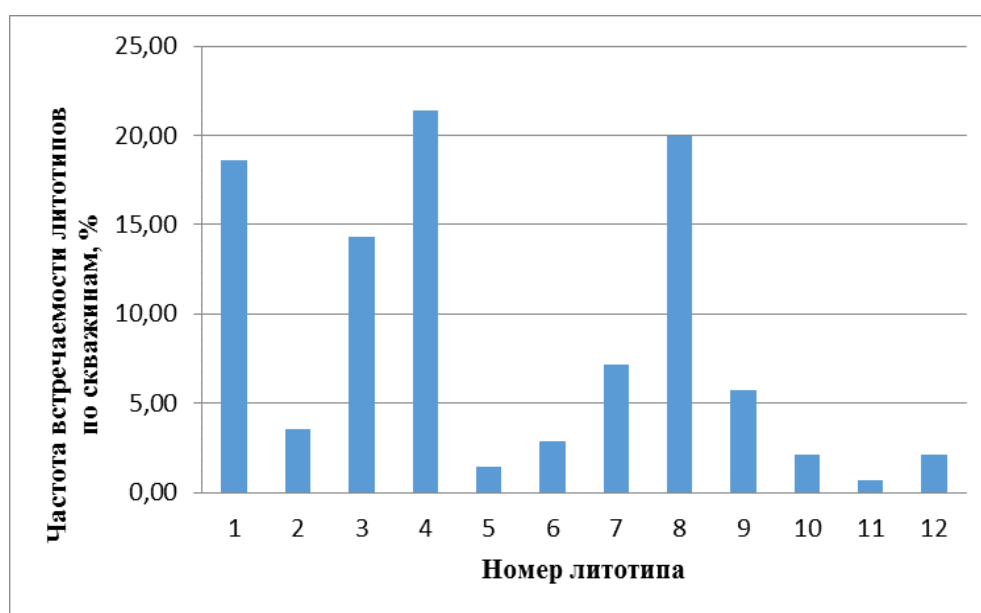


Рис. 5. Соотношение литотипов пород осинского горизонта

Таблица 1

Распространение литотипов пород по разрезу осинских отложений

Номер литотипа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
литотип	ДОЛОМИТ						известняк доломитизированный	известняки водорослевые	доломито-ангидрит	ангидриты	песчаник полевошпато- кварцевый	каменная соль
	зернистый			водорослевый	глинистый	тонкозернистый, известковистый						
	зернистый	пористый	тонко-мелко кристаллический									
Количество литотипов по скважинам (140 образцов)	26	5	20	30	2	4,00	10,00	28	8	3	1	3
%	18,57	3,57	14,29	21,43	1,43	2,86	7,14	20,00	5,71	2,14	0,71	2,14

Преобладающие литотипы пород:

- доломит водорослевый (4)
- известняк водорослевый (8)
- доломит зернистый (1)
- доломит тонко-мелкокристаллический (3)

На рис. 6 и 7 видно соотношение различного литологического строения породы с величиной их открытой пористости. Так для отложений рифея (рис. 6) разброс значений открытой пористости, в основном, невелик, и составляет в среднем от < 1 до 3%.

Лишь в доломитах зернистых и реликтово-водорослевых пористость возрастает до 5-10% и более, до 15%.

Такие пористые литотипы пород в разрезе не пользуются широким распространением и составляют в рифейском разрезе незначительный процент: доломиты реликтово-водорослевые - 12,02% и разномзернистые, пористые - 1,16%.

В отложениях венда (оскобинской и других свит) встречаются как непроницаемые - без открытой пористости породы - каменные торсальские соли, хемогенные ангидриты, так и высокопроницаемые, выделены наиболее емкие литотипы пород. Это доломиты зернистые, пористые, доломиты водорослевые или с теньвыми, реликтовыми формами водорослей, которые в разрезах стратиграфических толщ венда составляют от 4,3% в оскобинской свите до 16,7% в катангской и 44,6% тэтэрской свите.

В отложениях нижнего кембрия (осинский горизонт) водорослевые известняки и доломиты пользуются широким распространением в разрезе. Но даже в них пористые разности (пористостью свыше 10%) встречаются менее чем в половине случаев, поскольку существенную долю занимают ангидриты и соли, залечившие имевшуюся пористость.

Проведенный детальный анализ литологического строения карбонатных пород, слагающих подсолевою толщу, и их емкостные характеристики показал, что весь рифейский комплекс можно отнести к сложным низкопоровым коллекторам.

Остановимся подробнее на литологической характеристике рифейских отложений как возможных низкопоровых коллекторах. Они широко развиты в пределах Байкитской и Катангской нефтегазоносной областях (НГО), а также распространены в виде узкой полосы северо-восточного простирания в Непско-Ботубинской антеклизе. Мощность рифейских отложений различная, от первых метров до 3000 м в Юрубчено-Тохомской зоне. В них в пределах Байкитской антеклизы открыто гигантское Юрубчено-Тохомское месторождение, нефтегазоносность отмечена и на Куюмбинской площади.

В изученных в этом регионе рифейских отложениях (скважины 6, 9, 16, 24, 29, 108 Юрубченской и 1, 2, 4 Вэдрешевской площадей), представленным в основном доломитами с достаточно широким, но неравномерным развитием простейших строматолитовых синезеленых водорослей, отмечаются прослои с минеральными кавернами, порами до 15-30%, залеченными вторичным доломитом.

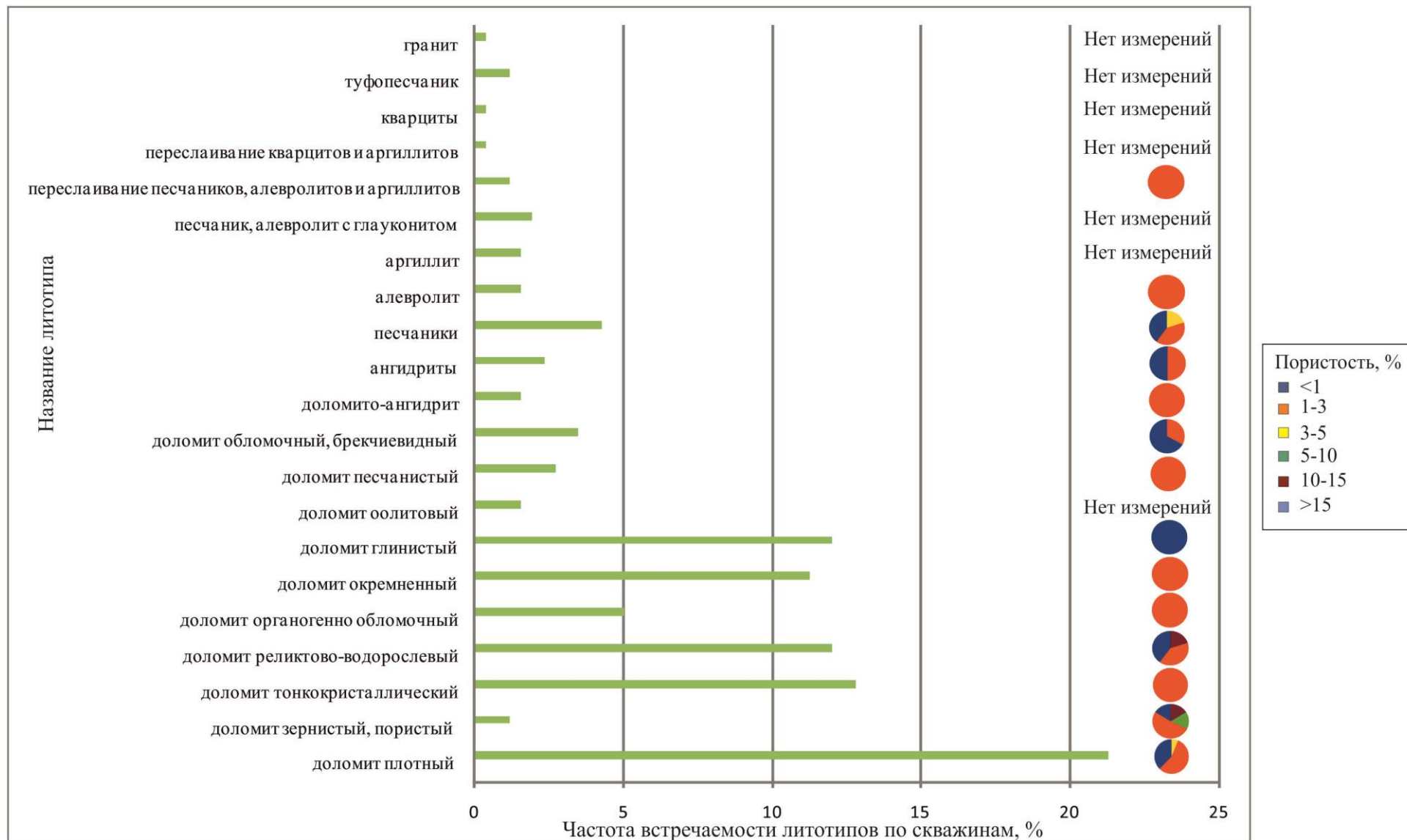


Рис. 6. Соотношение литотипов пород рифейских отложений с величиной открытой пористости по данным петрографического анализа

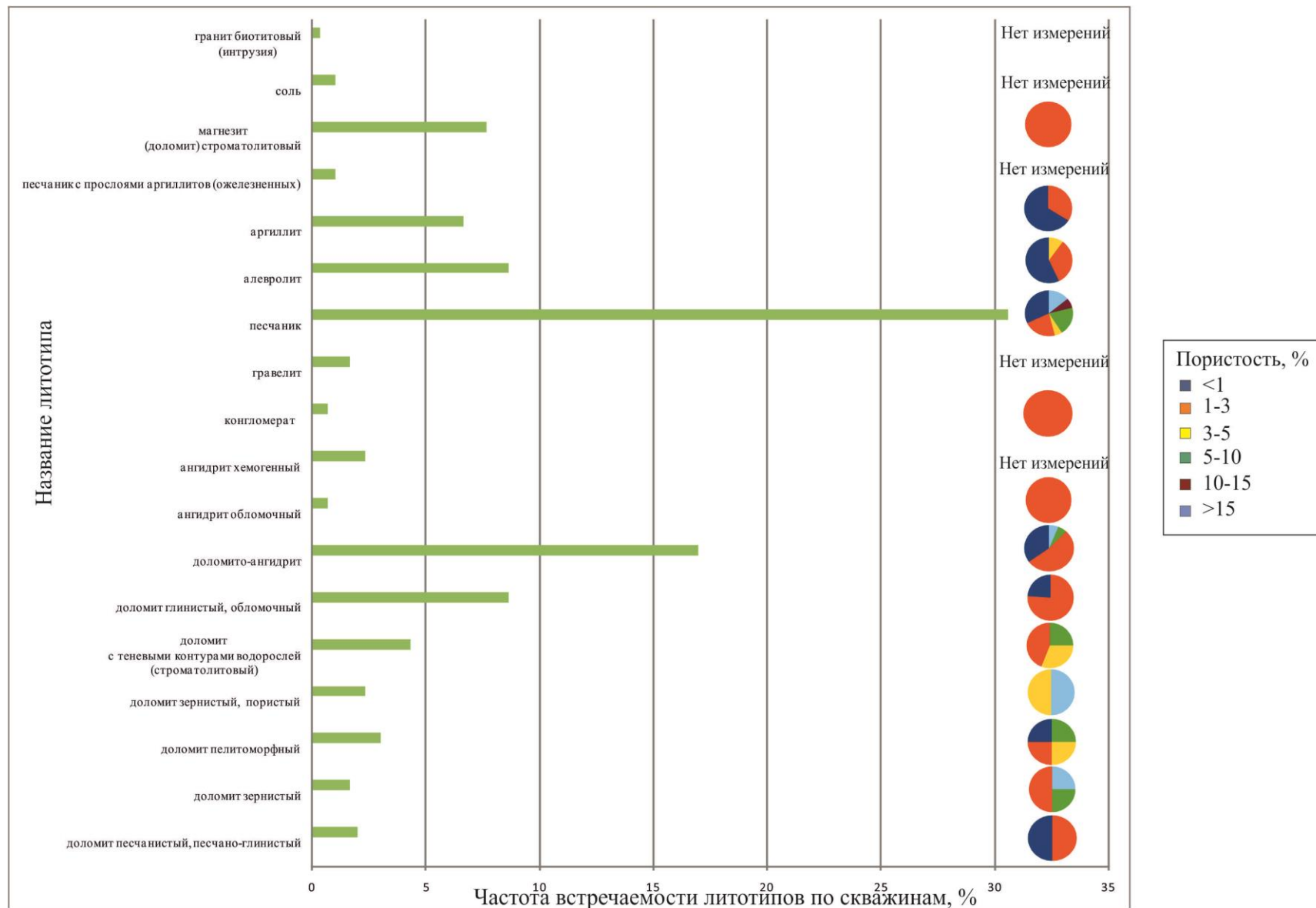


Рис. 7. Соотношение литотипов пород оскобинской (тирской, бюкской) свиты с величиной открытой пористости по данным петрографического анализа

Однако, как свидетельствуют характерные для Юрубчено-Тохомской площади частые осложнения при бурении, связанные с поглощением (иногда катастрофическим) бурового раствора и провалом бурового инструмента, можно предположить, что в рифейской толще сохранились отдельные незалеченные кавернозно-пористые участки в биогермных разностях, залегающих внутри плотной, в среднем очень низкопористой карбонатной толщи (2% и менее), в которой трещины, а также развитая по ним вторичная пористость и кавернозность играют определяющую роль в фильтрации флюида [Харахинов, Шленкин, 2011].

Трещиноватость в рифейских отложениях пользуется широким, но неравномерным по площади и разрезу развитием. Минеральные трещины, выполненные вторичным прозрачным доломитом, имеют преимущественно вертикальную и субвертикальную ориентировку и секут пласты с форменными образованиями. Нередко прямолинейные явно тектонического происхождения минеральные трещины соединяют между собой залеченные доломитом поры и каверны. Плотность таких трещин в отдельных прослоях может достигать 150 1/м, что придает породе брекчиевидный облик. Открытые трещины имеют как горизонтальную, так и вертикальную ориентировку, пересекают или проходят внутри стилолитов или минеральных трещин. Раскрытие их колеблется от 15-20 до 30-40 микрон. По трещинам встречаются вторичные пустоты выщелачивания, создающие в среднем 2-2,5% емкости. Иногда по стенкам вертикальных трещин наблюдаются следы миграции легкого желтого битума. Плотность открытых трещин находится в пределах фоновых значений, обеспечивая трещинную проницаемость в 1,5-3,0 мД.

Следует отметить, что территория Юрубчено-Тохомской зоны осложнена густой сеткой тектонических разрывов северо-восточного и северо-западного простирания, что создает повышенную трещиноватость пород непосредственно вдоль дизъюнктивов (зоны разрывов), следовательно, и зоны повышенной проницаемости. Развитие зон повышенной трещиноватости, связанной с зонами дизъюнктивов, обеспечили промышленную продуктивность, весьма неоднородную, в общем-то, плотной, малопроницаемой толще рифейских доломитов.

Влияние тектонического фактора наблюдается и на расположенной северо-восточнее Юрубчено-Тохомского месторождения Курумбинской площади, имеющей также блоковое строение, при этом залежь приурочена лишь к наиболее приподнятому блоку, большая же часть скважин, пробуренных на этой площади, не дала притоков.

Изученный литологический материал по другим площадям Байкитской антеклизы (Мадринской, Курумбинской 1 и 2, Камовской) показал, что несмотря на достаточно низкие средние значения ФЕС, в разрезе рифейских доломитов, особенно в его верхней части,

встречаются кавернозно-пористые участки. Они связаны, как и на Юрубчено-Тохомской площади, с проявлениями предвендского перерыва в осадконакоплении и процессами гидрохимического эпигенеза, а также с литологическими неоднородностями пород в подстилающем рифейском разрезе. Проницаемость последнего в основном обеспечивается трещинами. Судя по высоким притокам флюидов в отдельных скважинах проницаемость может достигать 100 и более миллидарси. Интервалы карбонатных пород на этих участках выступают как литологически ограниченные резервуары, образованные кавернозно-трещинными коллекторами. Коллекторские свойства резервуаров невысокие. Емкость коллекторов имеет средние значения около 5% и менее, а трещинная проницаемость составляет в среднем порядка 2000 мД. Однако проницаемость пород очень изменчива и варьирует от 1 до 9000 мД. Нефтегазонасыщенная мощность резервуара достигает величины свыше 150 м [Белонин и др., 2005].

Таким образом, проведенные литолого-петрофизические исследования позволили построить общую прогнозную карту распространения зон улучшенных коллекторов во всем подсолевом разрезе изученной территории (рис. 8). На карте обозначены зоны улучшенных, хороших, средних и низкоемких коллекторов. Она построена путем наложения отдельных карт коллекторов по каждому продуктивному стратиграфическому горизонту изученной толщи.

Как видно на карте, зона улучшенных коллекторов располагается на периклинальной части Непского свода и Мирнинского выступа, в зоне, наиболее интенсивно затронутой процессом тектонической инверсии, структурной перестройки с общим поднятием этой территории в пределах 2000 м. Структуры осложняются разрывными нарушениями, обеспечивающими гидродинамическую связь между отдельными продуктивными пластами. Дизъюнктивы затрагивают лишь низы осадочного чехла. В верхней части разреза им соответствуют тектонически ослабленные зоны, для которых характерна повышенная трещиноватость пород, широкое развитие малоамплитудных разрывов незначительной протяженности. Сформировавшиеся залежи УВ связаны со структурно-литологическими ловушками.

В карбонатном комплексе (см. рис. 8) наиболее широко развита зона среднеёмких коллекторов с проницаемостью от 1 до 10 мД и пористостью от 2 до 5% и зона низкоёмких коллекторов с проницаемостью 0,01-1 мД, пористостью около 1% и ниже.

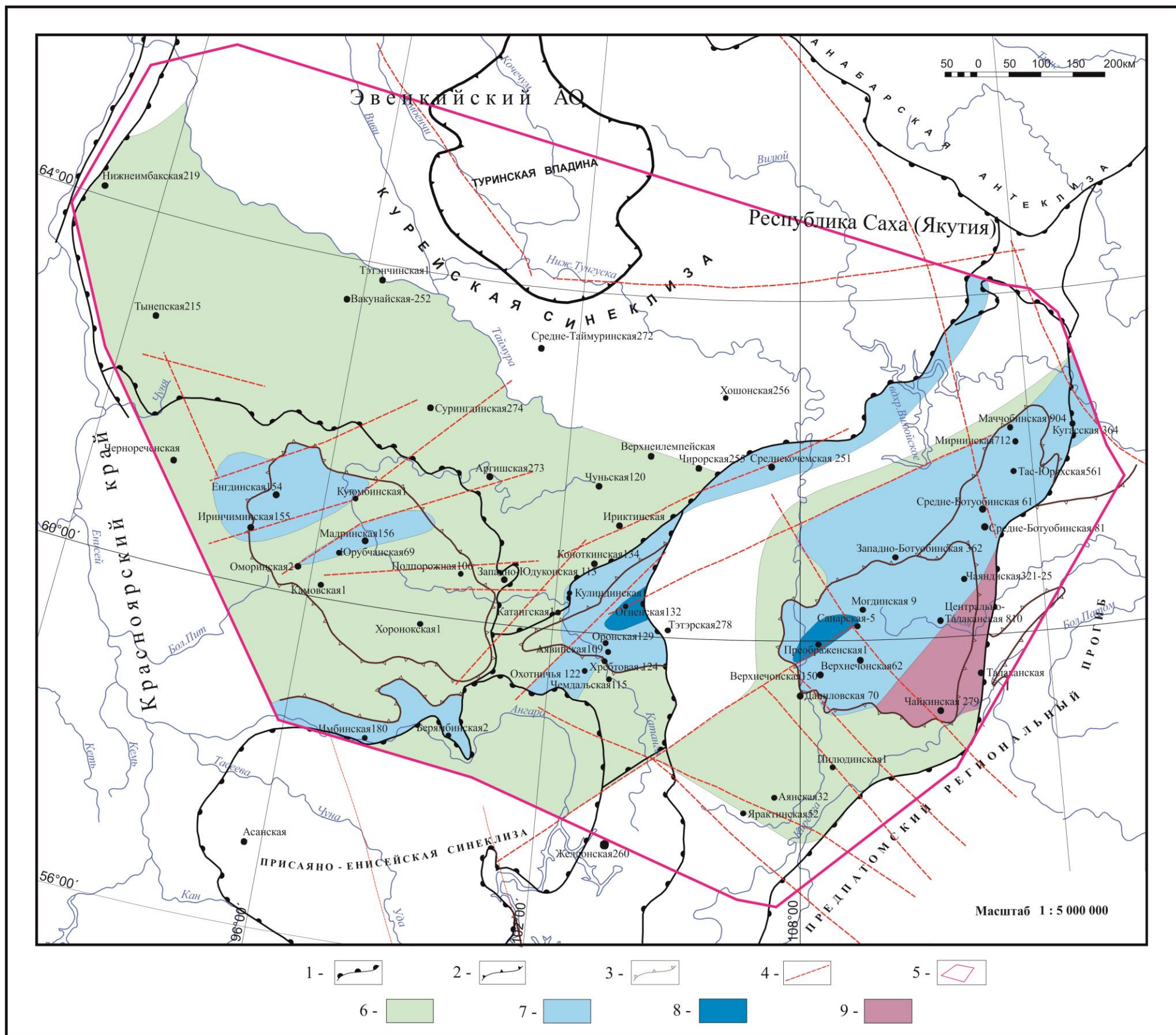


Рис. 8. Схематическая карта распространения зон улучшенных коллекторов в карбонатном подсолевом комплексе юга Сибирской платформы
 Границы: 1 – надпорядковых тектонических структур, 2 – суперпорядковых тектонических структур, 3 – тектонических структур 1 порядка, 4 – региональные разломы глубокого заложения, 5 – границы участка. Зоны выделения типов коллекторов: 6 - зона низких коллекторов (0,01-1,0 мД, около 1% и ниже), 7 - зона средних коллекторов (1,0-10,0 мД, 2-5%), 8 - зона хороших коллекторов (10,0-50,0 мД, 5-8%), 9 - зона улучшенных коллекторов (50,0-100,0 мД, 8-10%).

Тимано-Печорская провинция

В осадочной толще ТПП исследовались три крупных карбонатных НГК: нижний - ордовикско-силурийско-нижнедевонский, средний - верхнедевонско-нижнекаменноугольный (турнейский) и верхний - каменноугольно-нижнепермский. В регионе коллекторы с пористостью ниже 10% довольно широко представлены по всему палеозойскому разрезу [Жемчугова, 2000; Мартынов, 2008].

Оценка качества коллекторов, содержащих залежи, и выявление в них низкопоровых и низкопроницаемых, но продуктивных в карбонатном комплексе, проведена по 35 скважинам (материалы ТП НИЦ, ВНИГРИ, ООО «РН-УфаНИПИнефть»), расположенным в различных структурно-тектонических зонах ТПП, таким как Хорейверская впадина (скважины Верхневозейская-280, Верхневозейская-202, Мастерельская-3, Веякшорская-58, Сандивейская-28 и Сандивейская-23), Колвинский мегавал (скважины Харьягинская-42 и Среднехарьягинская-27), Омра-Лыжская седловина (скв. Северо-Савиноборская-10), Большесынинская впадина (скв. Суборская-7) и Варандей-Адзъвинской структурно-тектонической зоны (скв. Черпаюская-21 и скважины Нядейюской площади) (В.А. Байков, А.В. Зайнулин, И.С. Игнатов, ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2007).

В табл. 2 отражен методический подход к выделению в разрезе коллекторов различных типов с учетом трещиноватости. Очевидно, что лишь при сопоставлении макро- и микроописания породы возможно дать характеристику целостности или раздробленности породы, её трещиноватости. Емкостная же характеристика породы дается в основном по описанию шлифов. В шлифах определена числовая характеристика открытой, минеральной пористости (кавернозности), трещиноватости (длина и раскрытие трещин), на основании которой по формулам подсчитывается трещинная проницаемость и пористость.

Полученные данные о литологических характеристиках и коллекторских свойствах продуктивных отложений, как в шлифах, так и по лабораторным замерам, сопоставлялись со сведениями испытания скважин и данными по притокам УВ [Государственный баланс запасов..., 2015]. Они сводились в таблицу, фрагмент которой показан в табл. 3.

В представленном фрагменте значения открытой пористости, определенные в лаборатории физики пласта, колеблются в широких пределах, а межзерновая проницаемость в основном либо нулевая, либо не превышает первых единиц миллиарда. В таблицу заносились данные о трещиноватости - величины плотности открытых (T_o) и минеральных (T_m) трещин, трещинной проницаемости - (K_T), открытой пористости по шлифам (m_o), а также трещинной пористости (m_t), определенные по формулам Е.С. Ромма и Л.П. Гмид по методу больших шлифов [Гмид, Леви, 1972]. Исходя из строения пород и их емкостно-фильтрационных характеристик выделены коллекторы различного типа.

Таблица 2

Выделение коллекторов в карбонатных породах по скважинам Тимано-Печорской провинции с использованием литолого-петрографических методов


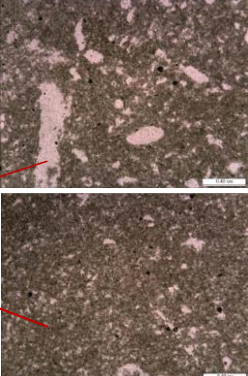

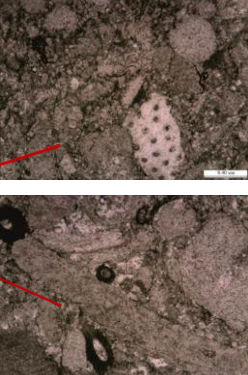

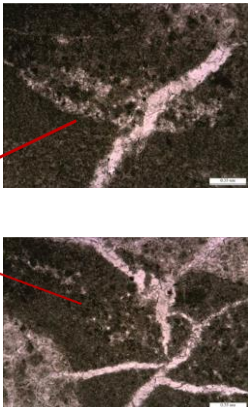

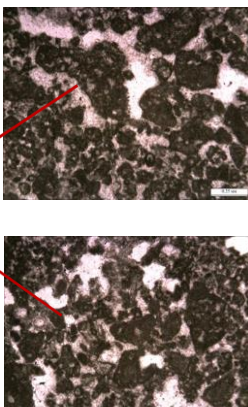
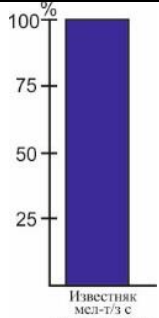
Номер п/п	Скважина, номер	Глубина отбора, м	Возраст	Краткая характеристика породы	ФЕС по шлифам		Тип коллектора	Фото ядра	Фото шлифа
					Кп; мн, %	Т _о ; Т _м , I/M; К _т , мД			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ХОРЕЙВЕРСКАЯ НГО									
КОЛВИНСКИЙ НГР									
скв. Мастерельская-3									
Комплекс - C₁V₂₋₃ - P_{1a+s}									
1	Мастерельская-3	2727,0-2735,0 (Пр.8 м, в.к. 6 м, факт. 4,4 м) (2727,25) номер 3/3	C _{1s1}	Керн: Доломит битуминозный, пористо-кавернозный, возможно органогенный, с трещинами параллельно напластованию. Шлиф: Доломит тонко-мелкозернистый, со следами перекристаллизации по органическим остаткам, с открытыми порами и кавернами выщелачивания (~6-7%) и крупными кавернами, размером до 4,0x6,0 мм, выполненными ангидритом.	K _п =6-7%, мин. 5% (ангидрит)	-	пористо-кавернозный		
2	Мастерельская-3	2727,0-2735,0 (Пр.8 м, в.к. 6 м, факт. 4,4 м) (2729,85) номер 3/4	C _{1s1}	Керн: Карбонатная порода неравномерно битуминозная, органогенная, с редкими стилолитами. Шлиф: Известняк органогенно-обломочный, водорослевый, с крупными органическими остатками, погруженными в мелкозернистую карбонатную массу, неравномерно гранулированный, с редкими открытыми порами выщелачивания (1-3%) и порами, залеченные крупными кристаллами ангидрита - до 1%	K _п = 1-3%, мин. 1% (ангидрит)	-	палео-коллектор		
скв. Верхневезейская-208									
Комплекс - O₂-D₁									
3	Верхневезейская-208	3549,0-3560,0 (Пр.9 м, в.к. 2 м, факт. 0,8 м) (3549,1) номер 208/2	S _{1tl}	Керн: Доломит светло-коричневый, пелитоморфно-тонкозернистый, плотный. По горизонтальным трещинам керн разбит на куски. Шлиф: Доломит разномзернистый (вторичный), участками крупнозернистый с крупными выделениями пирита. Порода нацело перекристаллизована, сохранены темные контуры обломочных компонентов, придающие брекчиевую структуру и текстуру породы. Присутствуют многочисленные разноориентированные минеральные трещины, выполненные доломитом.	-	T _м =16 0 I/M	палео-коллектор		
ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО									
ХАРЬЯГА-УСИНСКИЙ НГР									
скв. Среднехарьягинская-27									
Комплекс - D_{3dm}-C_{1t}									
4	Среднехарьягинская-27	3466,9-3474,0 (Пр.7,1 м, в.к. 2,2 м, факт. 0,45 м) (3473,8) номер 27/1	D _{3src1}	Керн: Карбонатная порода светло-коричневая, мелко-среднезернистая, пористо-кавернозная. Шлиф: Известняк водорослевый (сине-зеленые водоросли), с поровым (неполнопоровым) мелко-тонкозернистым (0,01-0,02 мм, иногда до 0,05 мм) прозрачным кальцитовым цементом, участками (в отдельных порах) перекристаллизованным до среднезернистого (до 0,1-0,2 мм), с открытыми кавернами и порами (~7-10%), по контуру которых наблюдается крустификационное обрастание.	K _п =7-10%	-	порово-кавернозный		

Таблица 3

Сопоставление результатов исследования коллекторских свойств карбонатных пород литолого-петрографическими и промысловыми методами с результатами испытания и данными по запасам залежей Тимано-Печорской провинции

Площадь	Скважина	Комплекс, Возраст	Данные по литолого-петрографическому анализу и ФЕС					Данные по дебитам			Данные по запасам балансов	
			Интервал, м	Название и номер литотипа породы	Графическое изображение процентного содержания литотипов пород из интервалов с полученными притоками (синий цвет), и без них (зеленый цвет)	К _п , %	К _{пр} , мД	Интервал, м	дебит, м ³ /сут	К _п , %// К _{пр} , мД	Интервал, м/эфф. толщина залежи, м/ возраст	К _п , %/К _{пр} , мД
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ХОРЕЙВЕРСКАЯ НГО												
КОЛВИНСКИЙ НГР												
Сандивейская	Сандивейская-28	C1v2.3 – P1a+s, P1a	2266,4-2269,0	Известняк мелко-тонкозернистый с органическими остатками		m _i =0,003 m _o =0,5-5	K _r =2,12	2245-2268 2280-2305 2302-2315 2313-2316 2304-2307 2281-2293	2,8 (н) 28,8 (н) 3,6 (н) 2,8 (в) 9,1 (в) 3,6 (н)	6,8/- 6,8/- 16,7/- -/- 6,8/-	2210-2275 (2,3) P1a 2240-2310 (6,3) С3	15/9,9 12/8,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Верхневозейская	Верхневозейская -202	O ₂ -D ₁ , S ₁ dз1	3361- 3368	<p>Равномерно-зернистая перекристаллизованная карбонатная порода (номер 1);</p> <p>Доломит перекристаллизованный средне-мелкозернистый (номер 2);</p> <p>Доломит тонко-мелкозернистый перекристаллизованный (номер 3);</p>		<p>$m_o=1-3;$</p> <p>$m_o=1-5$ $m_t=0,15-0,73;$</p> <p>$m_o=1-2$</p>	<p>н/п</p> <p>$K_t=0,3-2,9;$ $T_o=7,2-34$ 1/м</p> <p>н/п</p>	<p>3363-3365</p> <p>3363-3365</p> <p>3363-3365</p> <p>3363-3365</p> <p>3365-3367</p>	<p>101,9</p> <p>117</p> <p>194,4</p> <p>320</p> <p>194,4</p> <p>всё нефть</p>	-	нет данных	нет данных

m_o - открытая пористость по шлифам, %; m_t - трещинная проницаемость по шлифам, %; K_n - проницаемость по шлифам, Мд; K_m - трещинная проницаемость по шлифам (мД); T_o -плотность открытых трещин по шлифам (1/м); K_{np} - проницаемость по ФЕС.

Наличие каменного материала по новым площадям севера ТПП позволил авторам построить по некоторым из них геологические разрезы, в которые входят все три карбонатные НГК O_2-D_1 , D_3dm-C_{1t} , $C_{1v2-3}-P_{1a+s}$, и показать на них связь между литологическими особенностями карбонатной толщи, ее физическими характеристиками и продуктивностью. Ниже в графическом виде приведена литолого-петрографическая характеристика разреза скв. Сандивейская-У (рис. 9).

На рис. 9 показано строение разреза, петрофизические свойства пород, результаты испытания скважины. Это позволило выделить в разрезе взаимосвязь между всеми этими параметрами.

Для Нядейюской площади, для которой были построены такие же разрезы, продуктивной частью является толща верхней части овинпармского и сотчемкыртинского горизонтов в O_2-D_1 комплексе, сложенная вторичными доломитами, выше которой залегает толща ангидрито-доломитов, являющаяся флюидоупором для нижележащей ловушки, имеющей антиклинальное строение. По данным ФЕС пористость продуктивных отложений варьирует в пределах 0,54-10,32%, проницаемость по разрезу - нередко от непроницаемых до 7,34 мД.

Следует отметить, что по конкретным скважинам были выявлены корреляционные связи между параметрами пористости, проницаемости, литотипами пород, промысловыми данными и структурным строением изучаемого разреза.

Отмечается четкое разделение вещественного состава отложений по трем НГК: в них хорошо выделяются породы-резервуары с различными петрофизическими свойствами, преимущественно низкопроницаемыми, со значениями ниже 10 мД, нередко имеющие характеристики непроницаемых.

В нижнем O_2-D_1 НГК такими породами являются доломиты. Продуктивной частью разреза с притоками нефти в скважинах Колвинской и Нядейюской площадей являются толщи, сложенные доломитами. Для интервала, из которого получен слабый приток нефти $Q_n=10,5$ м³/сут., проницаемость составила от 0,041 мД до 2,95 мД, при среднем значении 0,8 мД и средней пористости 6,8%. При более интенсивном притоке Q_n равное 197,3 м³/сут. проницаемость в этом интервале по данным физики пласта составила от 0 до 7,84 мД, при средних значениях 1,2 мД, и пористости 5,84%. В скв. Сандивейская-У (джагальский горизонт нижнего силура) из доломитов схожего состава получены притоки минерализованной воды. Пористость их составляет от 7 до 15%; данных по проницаемости нет.

Размытые нижне- и среднедевонские отложения в скв. Сандивейская-У и заметная гидронасыщенность разреза могут свидетельствовать об улучшении коллекторских свойств в зонах размывов, или о возможном разрушении и переформировании первичных залежей УВ, которые в процессе повторной миграции могли сконцентрироваться в новых ловушках.

В среднем $D_{3dm}-C_{1t}$ НГК отложения представлены известняками органогенно-детритовыми, обломочными и водорослевыми, коллекторский потенциал которых (данные физики пласта) составил: пористость - от 0,43 до 1,24%, проницаемость - от нулевых значений (непроницаемых) до образцов, которые раскололись, вероятно, из-за трещиноватости. Несмотря на низкие значения пористости и проницаемости из данных отложений были получены притоки воды.

Отложения карбонатного $C_{1V_{2-3}}-P_{1a+S}$ НГК представлены также преимущественно известняками органогенно-детритовыми и водорослевыми, однако в них прослойки мелкозернистых разностей практически отсутствуют. Такое строение разреза наблюдается во всех исследованных авторами скважинах. Притоки, которые составили 23,6 м³/сут., получены только в скв. Сандивейская-У после соляно-кислотной обработки. Породы непроницаемы, с открытой пористостью около 5%.

Резкая неоднородность физических свойств пород в различных по составу продуктивных горизонтах трех карбонатных НГК предполагает особое внимание к участкам, где можно ожидать наличие средних значений проницаемости пласта не менее 1 мД. При проницаемости 1,2 мД отмечены уже хорошие притоки, - около 200 м³/сут. Даже проницаемость в разрезе, показывающая нулевые значения, при наличии в нем проницаемых участков, дает возможность из него получать притоки, что хорошо продемонстрировано разрезами исследуемых скважин. Это объясняется тем, что флюиды, мигрировавшие по пластам, способны обтекать практически непроницаемые участки и при этом фильтрация между этими участками обеспечивается трещинами, каналами, соединяющими их в единую гидродинамическую систему и структурную форму-ловушку.

На примере Нядейюской площади, к которой приурочено в карбонатной толще месторождение, было проведено изучение литологического строения разреза (рис. 10), в который входят все три карбонатные O_2-D_1 , $D_{3dm}-C_{1t}$, $C_{1V_{2-3}}-P_{1a+S}$ НГК. Были проанализированы вторичные процессы, влиявшие на формирование в разрезе пустотного пространства, а также влияние литологических факторов на нефтегазоносность продуктивного горизонта. На основании полученных данных выявлена петрофизическая неоднородность коллекторов продуктивных отложений как проявления в них литолого-структурных и постседиментационных факторов, обеспечивающих зоны развития проницаемых и низкопроницаемых разностей коллекторов.

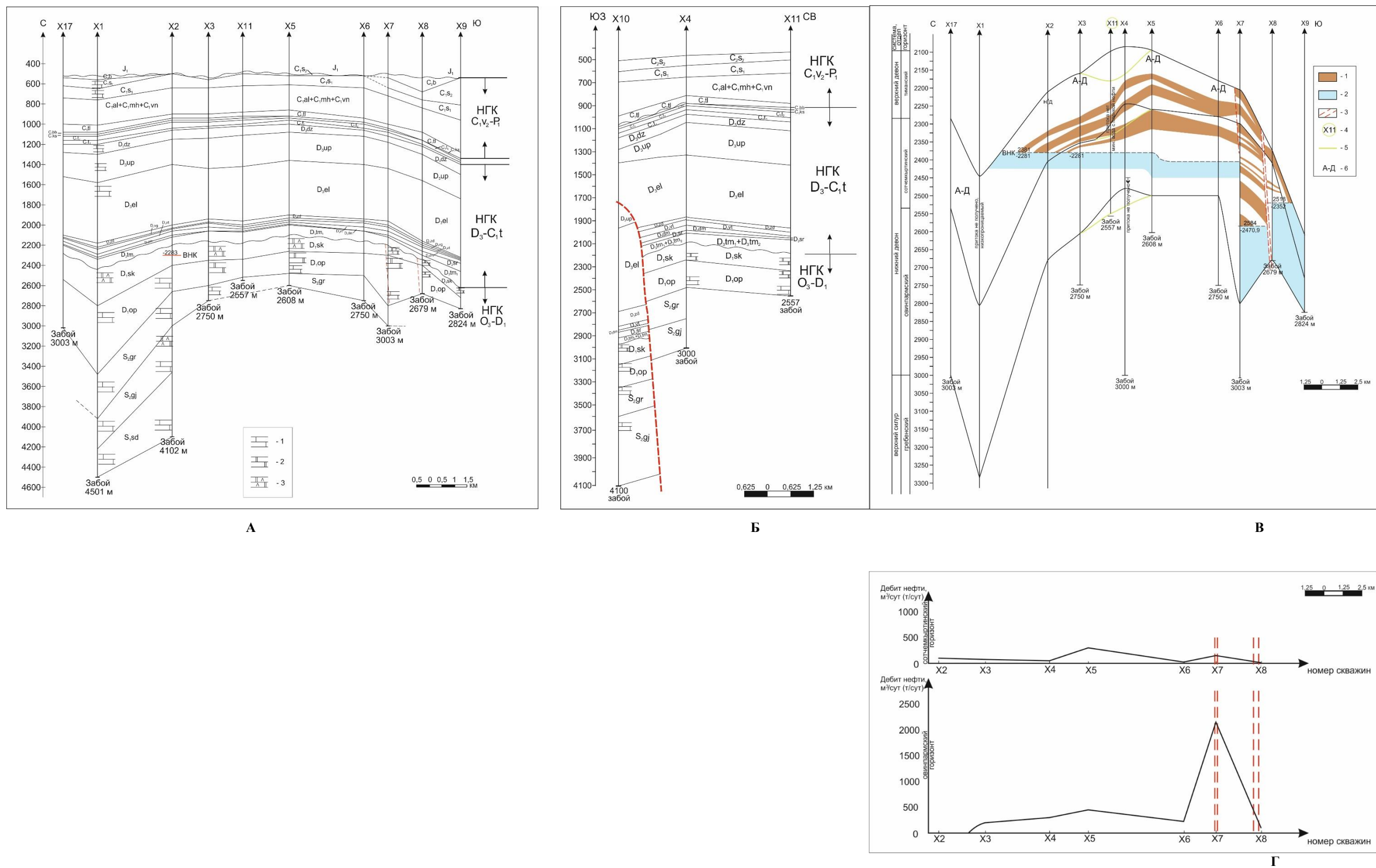


Рис. 10. Геолого-промысловые характеристики Нядейюского месторождения

А - геологический профиль O_3-D_1 , D_3-C_{1t} , C_{1v2-P_1} НГК по линии С-Ю скв. X17-X9, 1 – известняк, 2 - доломит, 3 – доломито-ангидрит; Б - геологический профиль O_3-D_1 , D_3-C_{1t} , C_{1v2-P_1} НГК по линии Ю3-СВ скв. X10-X11, В - геологический профиль продуктивной толщи нижнедевонского НГК, 1 – нефть, 2 –минерализованная вода, 3 – разлом, 4 – скв. X11 - не давшая притоков в D_{1sk} и D_{1op} , 5 – стратиграфическая граница скв. X11, 6 – ангидрито-доломитовая толща; Г - распределение дебита нефти в опробовании скважин Нядейюского месторождения в нижнедевонском комплексе (овинпармский, сотчемк ыртинский горизонты).

Нефтепродуктивный овинпармский горизонт на Нядейюской площади сложен известняками, вверху доломитами. Перекрывающий его сотчемкыртинский горизонт сложен вторичными перекристаллизованными доломитами, нередко кавернозно-пористыми, переслаивающимися с доломитами глинистыми, над которыми в верхней части сотчемкыртинского горизонта залегает толща ангидрито-доломитов. Построенный график дебитов нефти опробованных скважин Нядейюского месторождения показал, что притоки УВ, приуроченные к доломитовой пачке, напрямую зависят от миграции нефти по доломитовым пластам и от расположения скважин в пределах разломных зон с повышенной геодинамической активностью. Чем ближе к этой зоне расположена скважина, тем выше притоки. По мере удаления от неё притоки ослабевают, вплоть до полного их экранирования. В скв. Х7, расположенной на разломе, отмечаются самые интенсивные притоки, с суммарным дебитом по 11 интервалам испытания более 2000 м³/сут. Полученный график позволяет рассматривать карбонатные породы как важный нефтяной объект. Определены повышенная мощность и интенсивность притоков нефти по проницаемым пористо-трещинным карбонатным коллекторам в системе глубинных разломов. Это позволяет предположить, что по нижнедевонскому разлому поступали довольно интенсивные притоки нефти, нефти с водой и воды.

Результаты проведенных исследований трещиноватости отложений и последующие построения демонстрируют тесную взаимосвязь притоков флюидов и трещиноватости во всем карбонатном комплексе.

Литологические исследования карбонатных пород по скважинам северной части ТПП, юга Восточной Сибири позволили выделить здесь горизонты карбонатных коллекторов как низкопроницаемых по матрице, так средних, и высоких с проницаемостью более 1000 мД. Установлено среди них наличие поровых, трещинных коллекторов и коллекторов смешанного типа. Большое влияние на распределение коллекторов различного типа оказали тектонически активные зоны дислокации. Именно в этих зонах развиты коллекторы трещинного и смешанного типа, с которыми связаны месторождения нефти и газа.

Заключение

Изучение корреляционных связей между литотипами пород, параметрами пористости, проницаемости, промысловыми данными и строением разрезов позволили выявить следующие закономерности.

В карбонатной толще выделяются коллекторы различных типов – от порово-кавернозных до трещинных. По вещественному составу и резкой изменчивости физических и коллекторских свойств они крайне неоднородны. Большое влияние на распределение коллекторов различного типа оказали тектонически напряженные участки Земной коры

[Белоновская, Дорофеева, 1982]. Именно к таким зонам бывают приурочены коллекторы трещинного и смешанного типов, с которыми связаны месторождения нефти и газа (например, Юрубчено-Тохомское, Нядейюское, Сандивейское и др.).

При определении граничных значений пористости и проницаемости карбонатных коллекторов необходимо учитывать, что продуктивность любых пород, а тем более карбонатных, определяется многими факторами. Кроме величин пористости и проницаемости, большое значение имеют коэффициенты водо-газонефтенасыщенности и нефтеотдачи, в свою очередь зависящие от состава и структуры породы [Киркинская, Смехов, 1981]. При этом на проницаемость влияет не только объем пустотного пространства, но и его морфология, формирующая пути фильтрации. Более благоприятными путями для фильтрации являются относительно прямолинейные каналы,- тектонические трещины, трещины и разрывы, связанные с тектоническими напряжениями [Методические рекомендации..., 1989]. Именно они являются основными путями фильтрации в низкопоровых плотных породах. Кроме того, трещины формируют дополнительную емкость и хоть она и не велика (как видно из приведенных таблиц она не превышает 9%), однако обеспечиваемая ими проницаемость может достигать десятков и более мД. Особенно следует отметить, что по ходу трещин, раскрытие которых обычно составляет 0,02-0,05 мм, в карбонатах нередко развиваются пустоты выщелачивания, увеличивающие суммарную емкость. Именно поэтому наиболее часто встречаемые типы коллекторов в карбонатных породах – это трещинно-поровый или порово-трещинный. Таким образом, в низкопоровых и низкопроницаемых по матрице породах следует уделять внимание тектонически более напряженным участкам структуры. Именно на таких участках продуктивными могут быть карбонатные породы с пористостью матрицы менее 5% и межзерновой проницаемостью около 1 мД.

Приведенные данные о низкопроницаемых коллекторах в карбонатных НГК показали, что литолого-петрофизическими методами в карбонатном разрезе возможно определить разности пород с улучшенными коллекторскими показателями, а также установить относительную роль различного вида емкости в общей фильтрационно-емкостной характеристике коллектора. Следует учитывать и трещинную пористость. Подсчитанные авторами ее значения от 0,07 до 9,3% (с учетом развития по ходу трещин открытых пор и каверн) могут быть соизмеримы с величиной межзерновой пористости, а, следовательно, извлекаемые запасы УВ в трещинно-поровых и порово-трещинных коллекторах могут быть значимыми и соизмеримы с запасами в поровых коллекторах.

Литература

Белонин М.Д., Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., Шиманский В.В. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и её сопредельных территорий. - СПб: Недра, 2005. – 260 с.

Белоновская Л.Г., Дорофеева Т.В. Зоны дизъюнктивных нарушений как возможные коллекторы нефти и газа. // Нетрадиционные источники УВ: сб. науч. статей / Труды ВНИГРИ. – Л., 1982. - С. 59-71.

Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д., Гмид Л.П., Окнова Н.С., Ивановская А.В., Волченкова Т.Б., Коханова А.Н. Фильтрационно-емкостное пространство пород-коллекторов основных нефтегазоносных провинций России. – СПб.: ВНИГРИ, 2013. – 243 с.

Волченкова Т.Б. Низкокондиционные коллекторы – новый объект нефтегеологической оценки. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. ВНИИОЭНГ. – 2010. - №4. - С. 8-17.

Гмид Л.П., Леви С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. – Л.: Недра, 1972. – 80 с.

Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ. Нефть. Приволжский Федеральный округ / состав. И.И. Шарاپова, ред. Т.И. Зацепина. - Москва, 2015. - Часть 10. - Выпуск 81 – 704 с.

Жемчугова В.А. Карбонатные комплексы палеозоя Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия формирования, прогноз природных резервуаров) // Автореферат дис. на соиск. учен. степ. докт. геол.-мин. наук (04.00.01, 04.00.17) / Коми науч. центр Уральск. отд. Рос. Акад. Наук. - Сыктывкар, 2000. - 43 с.

Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. - Л.: Недра, 1981. – 254 с.

Мартынов А.В. Истинные и ложные флюидоупоры в нижнепалеозойском природном резервуаре Тимано-Печорского бассейна // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: сб. статей ВНИГРИ. – СПб, 2008. - С. 446-450.

Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития); Мин-во природ. ресурсов РФ, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. – 148 с.

Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. - Л.: ВНИГРИ, 1989. - 100 с.

Ситников В.С., Кушмар И.А., Баженова Т.К., Бурова И.А., Семенов В.П., Шибина Т.Д., Шостак К.В., Яшенкова Л.К. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия). – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 434 с.

Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. - Л.: Недра, 1974. – 200 с.

Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куяубинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. - М.: Научный мир, 2011. - 420 с.

Shibina T.D., Belonovskaya L.G., Pestova A.N., Klimova E.V., Khazikova L.A., Yakovleva A.A.

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

LITHOLOGIC AND PETROGRAPHIC FEATURES OF LOW PERMEABLE CARBONATE STRATA OF ANCIENT PLATFORMS RELATED TO THEIR PETROLEUM POTENTIAL

Lithological research carried out in the carbonate sediments of the south of Siberian Platform and Timan-Pechora Province shows regular patterns in the formation of zones of differently-permeable low porous productive reservoirs development, which are associated with oil and gas fields. The structure of deposits in tectonically affected more intense parts of the structures is analyzed. At this place increased fracturing of rocks was observed and hydrocarbon inflows was received.

Keywords: *low porous reservoirs, low permeability carbonate strata, fracturing, inflows of hydrocarbons, oil and gas field, south of Siberian Platform, Timan-Pechora Province.*

References

Belonin M.D., Belonovskaya L.G., Bulach M.Kh., Gmid L.P., Shimanskiy V.V. *Karbonatnye porody-kollektory fanerozoia neftegazonosnykh basseynov Rossii i ee sopredel'nykh territoriy* [Carbonate rocks-collectors Phanerozoic Russian oil and gas basin and its adjacent territories]. St. Petersburg: Nedra, 2005, 260 p.

Belonovskaya L.G., Dorofeeva T.V. *Zony diz'yunktivnykh narusheniy kak vozmozhnye kollektory nefti i gaza* [The zones of disjunctive violations as potential reservoirs of oil and gas]. *Netraditsionnye istochniki UV: Collection of scientific papers. Trudy VNIGRI.* Leningrad, 1982, p. 59-71.

Belonovskaya L.G., Shibina T.D., Gmid L.P., Oknova N.S., Ivanovskaya A.V., Volchenkova T.B., Kokhanova A.N. *Fil'tratsionno-emkostnoe prostranstvo porod-kollektorov osnovnykh neftegazonosnykh provintsiy Rossii* [Reservoir space of reservoir rocks of Russia's major hydrocarbon provinces]. St. Petersburg: VNIGRI, 2013, 243 p.

Gmid L.P., Levi S.Sh. *Atlas karbonatnykh porod-kollektorov* [Atlas of carbonate reservoir rocks]. – L.: Nedra, 1972. – 80 s.

Gosudarstvennyy balans zapasov poleznykh iskopaemykh RF. Neft'. Privolzhskiy Federal'nyy okrug [State balance of mineral resources of the Russian Federation. Oil. Volga Federal District]. Sostav. I.I. Sharapova, red. T.I. Zatsepina. - Moscow, 2015. - Issue 10. – Vol. 81 – 704 p.

Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I. *Neftegazonosnost' dokembriyskikh tolshch Vostochnoy Sibiri na primere Kuyubinsko-Yurubcheno-Tokhomskogo areala neftegazonakopleniya* [Oil and gas potential of Precambrian strata in Eastern Siberia on the example of Kuyubinsko-Yurubcheno-Tokhomskoye range of oil and gas]. Moscow: Nauchnyy mir, 2011, 420 p.

Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. *Karbonatnye porody – kollektory nefti i gaza* [Carbonate rocks - reservoirs of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1981, 254 p.

Martynov A.V. *Istinnye i lozhnye flyuidoupery v nizhnepaleozoyskom prirodnom rezervuare Timano-Pechorskogo basseyna* [True and false confining beds in the Lower Paleozoic natural reservoir of the Timan-Pechora Basin]. *Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti: Collection of VNIGRI papers.* St. Petersburg, 2008, p. 446-450.

Mel'nikov N.V. *Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vend-Cambrian saliferous basin of the Siberian Platform (stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN, 2009, 148 p.

Metodicheskie rekomendatsii po izucheniyu i prognozu kollektorov nefti i gaza slozhnogo tipa [Guidelines for the Study and forecast of oil and gas reservoirs complex type]. Leningrad: VNIGRI, 1989, 100 p.

Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Bazhenova T.K., Burova I.A., Semenov V.P., Shibina T.D., Shostak K.V., Yashenkova L.K. *Geologiya i neftegazovyy potentsial yugo-zapada Respubliki Sakha (Yakutiya)* [Geology and petroleum potential south-west of the Republic of Sakha (Yakutia)]. St. Petersburg: VNIGRI, 2014, 434 p.

Smekhov E.M. *Teoreticheskie i metodicheskie osnovy poiskov treshchinnykh kollektorov nefti i gaza* [Theoretical and methodological foundations searches fractured reservoirs of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1974, 200 p.

Volchenkova T.B. *Nizkokonditsionnye kollektory – novyy ob"ekt neftegeologicheskoy otsenki* [Low quality reservoirs - new object of oil geological evaluation]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. VNIIOENG, 2010, no. 4, p. 8-17.

Zhemchugova V.A. *Karbonatnye komplekсы paleozoya Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna (stroenie, usloviya formirovaniya, prognoz prirodnykh rezervuarov)* [Paleozoic carbonate complex Pechora oil basin (structure, conditions of formation, forecast natural reservoirs)]. Synopsis of dissertation for the degree of PhD in Geological and Mineralogical Sciences. Komi scientific center of Uralsk branch of Russian Academy of Science. Syktyvkar, 2000, 43 p.

© Шибина Т.Д., Белоновская Л.Г., Пестова А.Н., Климова Е.В., Хазикова Л.А., Яковлева А.А., 2016