

УДК 550.8

А.В. Кусов<sup>1</sup>, А.В. Ступакова<sup>2</sup>

## КОЛЛЕКТОРСКИЕ ТОЛЩИ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ: УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА

Приведена характеристика коллекторских свойств перспективных нефтегазоносных комплексов Анабаро-Хатангской седловины на основе обобщения опубликованных данных и лабораторных исследований керна, выполненных авторами. Для каждого перспективного коллекторского интервала описаны фильтрационно-емкостные свойства, литологический состав и структурно-текстурные признаки, охарактеризованы условия осадконакопления. Сделаны выводы о факторах, контролирующих изменение фильтрационно-емкостных свойств.

*Ключевые слова:* седловина, нефтегазоносность, коллектор, литология, пористость, проницаемость.

This article is about hydrocarbon reservoir properties of Anabar-Khatanga saddle's prospective plays. The article is based on compilation of published data and laboratory analyses of core samples conducted by the authors. For every reservoir layer porosity and permeability measures, lithological composition and textural-structural features, reconstruction of depositional environments are given. Conclusions about factors which control the variation of porosity and permeability in reservoirs are made.

*Key words:* saddle, hydrocarbon potential, reservoir, lithology, porosity, permeability.

**Введение.** Анабаро-Хатангская седловина привлекает интерес исследователей, нефтегазовых компаний и профильных государственных органов по ряду причин. Во-первых, разведанные запасы углеводородов в хорошо изученных провинциях стремительно сокращаются, а необходимость восполнения запасов обуславливает необходимость открывать и разведывать новые нефтегазоносные бассейны или доразведывать старые. Во-вторых, активное развитие топливно-энергетического комплекса в северных районах страны, в том числе планируемое возрождение Северного морского пути, делает изучение и освоение ресурсов Анабаро-Хатангской седловины перспективным с экономической точки зрения. В-третьих, Анабаро-Хатангская седловина примыкает к Лаптевоморскому бассейну, на территории которого пока нет пробуренных скважин. Расширение знаний о строении и потенциале нефтегазоносности седловины, таким образом, поможет понять строение и оценить потенциал нефтегазоносности Лаптевоморского бассейна.

**Цель работы** — оценка коллекторского потенциала резервуаров нефти Анабаро-Хатангской седловины, для чего описано литологическое и стратиграфическое строение возможных коллекторских интервалов, восстановлены условия их формирования, проанализированы опубликованные данные, отчеты исследователей прошлых лет, посвященные характеристике коллекторских свойств, выполнены лабораторные анализы керна. Отметим, что стратиграфические

интервалы по-разному представлены в обнажениях и охарактеризованы керновым материалом: наиболее полно — породы пермского возраста, для других же интервалов количество каменного материала для исследований значительно меньше.

**Методика исследований.** Работа базировалась на представлении о строении Анабаро-Хатангской седловины и анализе 50 образцов керна из скважин Анабаро-Хатангской седловины, пробуренных в 1940–1980-е гг. Отбор образцов выполнен авторами в кернохранилище Полярной геолого-разведочной экспедиции, расположенном в пос. Хатанга. Комплексный анализ проводили в лабораториях геологического факультета МГУ.

Для характеристики коллекторских свойств разреза отобраны образцы керна из наиболее мощных и литологически однородных песчаных пластов. Из них изготовлены стандартные цилиндры, измерена пористость объемным методом, проницаемость по газу, минералогическая плотность и карбонатность. Из тех же образцов изготовлены прозрачные шлифы для изучения в проходящем свете под микроскопом и подготовлены образцы для исследования под растровым электронным микроскопом. Изображения, полученные с помощью растрового микроскопа, позволили сделать выводы о морфологии и составе обломочных частиц и цемента песчаников. Кроме того, обобщены литературные данные, характеризующие коллекторские свойства пород Анабаро-Хатангской седловины.

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail:* kusovanton@gmail.com

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, заведующая кафедрой, профессор, докт. геол.-минер. н.; *e-mail:* stoupakova@gmail.com

**Геологическое строение Анабаро-Хатангской седловины.** Анабаро-Хатангская седловина (АХС) входит в систему северных прогибов Сибирской платформы. Структура седловины проявляется по сокращенной мощности мезозойских отложений по сравнению с таковой в соседних прогибах. На западе седловина граничит с Енисей-Хатангским прогибом, граница условно проводится по флексурному перегибу в юрско-меловых отложениях. На востоке седловина граничит с Лено-Анабарским прогибом, граница с которым проводится по Пасхино-Бегичевскому валу субмеридиональной ориентировки предположительно разрывной природы [Khudoley et al., 2009]. Границы с Таймырской складчатой системой на севере и Анабарским сводом на юге соответствуют границам распространения юрско-меловых отложений [Микуленко и др., 1997].

Мощность осадочного чехла в пределах седловины достигает 14 км, чехол сложен верхнепротерозойскими и ниже-среднепалеозойскими преимущественно карбонатными породами и верхнепалеозойско-мезозойскими терригенными породами [Пронкин и др., 2012]. Установлены внутрисреднепалеозойское (в разрезе отсутствуют ордовикские и силурийские

породы), предпермское (позднегерцинская фаза складчатости) и позднеюрское (позднекиммерийская фаза складчатости) основные несогласия. В конце пермского – начале триасового периода в регионе произошла магматическая активизация, что привело к накоплению вулканогенно-обломочных отложений и насыщению палеозойского разреза интрузиями основного состава.

В тектоническом строении АХС выявлены валы и прогибы субширотного простирания. Генезис валов связан, во-первых, с орогенезом в пределах Таймырской области и Оленекско-Бегичевской ветви Верхоянской складчатой системы, во-вторых, с соляными диапирами, наличие которых в пределах АХС установлено в обнажениях и по сейсмическим данным. В крайней северо-западной части седловины, вблизи Таймыра, ориентировка структурных элементов меняется на северо-восточную, характерную для Енисей-Хатангского прогиба (рис. 1). На территории седловины открыты непромышленные месторождения нефти, на склонах Анабарского свода обнаружены скопления битумов [Каширцев и др., 2010].

**Характеристика потенциальных коллекторов.** *Верхнепротерозойский комплекс.* Рифейские породы изуче-

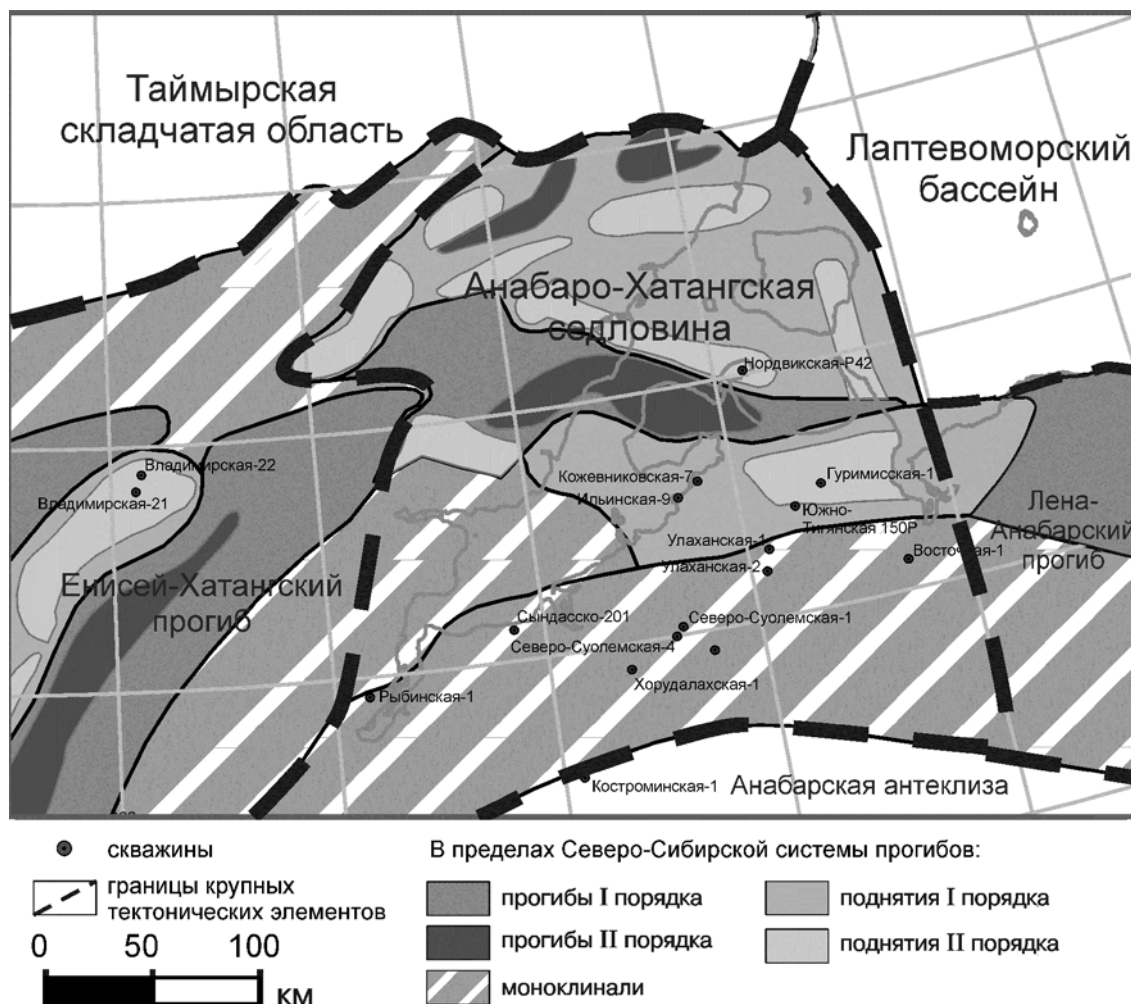


Рис. 1. Тектоническая схема Анабаро-Хатангской седловины

ны в обнажениях на Анабарском своде и в скважинах Костроминская-1, Хорудалахская-1 на АХС, нижняя часть комплекса представлена грубозернистыми красноцветными отложениями мукунской серии, верхняя часть — карбонатными породами, сложенными известняками и доломитами с прослоями аргиллитов. Суммарная мощность комплекса изменяется от 500 до 1750 м.

К потенциальным коллекторским породам относятся терригенные отложения мукунской серии раннерифейского возраста с максимальной мощностью около 500 м. Серия представлена пестроцветными, красноцветными грубозернистыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками горизонтально- и косослоистыми с наличием линз гравелитов, конгломератов, алевролитов. Коллекторские свойства этого комплекса изучены наиболее детально экспедицией НИИГА в 1970-е гг. в обнажениях на склоне Анабарского свода, в бассейнах рек Фомич и Рассоха. Пористость песчаников мукунской серии изменяется в пределах 10–18%, проницаемость варьирует от нескольких миллиардов до нескольких десятков миллиардов [Лазуркин, 1978].

К коллекторам рифейского возраста приурочено Рассохинское скопление битумов, ресурсы которого оцениваются примерно в 200–300 млн т [Гольдберг, 1981]. Кроме того, в рифейском комплексе коллекторами могут служить кавернозные и трещиноватые верхнерифейские карбонатные отложения вблизи эрозионного контакта с вендскими породами (аналогично коллекторам Юрубчено-Тохомской зоны). Это предположение подкрепляется тем, что на склонах Анабарского и Оленекского сводов к югу от рассматриваемой территории в карбонатных породах рифея установлены месторождения битумов, контролируемые поверхностью несогласия.

**Вендско-среднепалеозойский комплекс.** К этому комплексу относятся породы от вендских до каменноугольных. В венде территория вступила в плитный этап развития, и на обширных территориях, включающих современные Северо-Сибирскую низменность и Таймыр, накапливались карбонатные отложения мелководного шельфа. Породы комплекса изучены в обнажениях на Анабарском своде и в скважинах Костроминская-1, Хорудалахская-1, Северо-Суолемская-1, Южно-Суолемская-10, Восточная-1 на АХС. В изученной бурением южной части седловины комплекс представлен кембрийскими отложениями мощностью 500–750 м и нерасчлененными девонско-нижнекаменноугольными отложениями мощностью 0–150 м. Отсутствие вендских, ордовикских, силурийских пород можно объяснить как изначальными границами осадконакопления, так и последующей эрозией.

К потенциальным коллекторским интервалам относится чабурский горизонт, состоящий из двух пачек — нижней терригенной, сложенной конгломератами, гравелитами, песчаниками, и верхней карбо-

натной, представленной известняками, фитогенными доломитами и мергелями. Терригенная пачка обладает следующими коллекторскими свойствами:  $K_{п} = 15 \div 20\%$ ,  $P_{р} = n \cdot 10 \div n \cdot 1000$  мД [Лазуркин, 1978].

Еще один уровень потенциальных коллекторов в вендско-среднепалеозойском комплексе — трещиноватые верхнедевонские—нижнекаменноугольные карбонатные отложения, в керне из этих пород отмечаются трещиноватость и вторичные пустоты, а при бурении скважин в Нордвикском районе происходило интенсивное поглощение бурового раствора [Калинко, 1955].

**Пермский комплекс.** На рубеже каменноугольного и пермского периодов на территории АХС и прилегающих участках произошла смена карбонатного осадконакопления на терригенное, что было вызвано тектоническими факторами—столкновением Карского и Шренк-Фадеевского блоков, расположенных на севере и в центральной части Таймырской складчатой области; воздыманием северо-восточной части Сибирской платформы и предполагаемой Гиперборейской платформы [Уфлянд и др., 1991], а также климатическими факторами.

Породы пермского возраста изучены в обнажениях на Анабарском своде, в Таймырской складчатой области, Кирыко-Тасской зоне поднятий. Пермские отложения в разном объеме вскрыты всеми скважинами на АХС. В пермском комплексе к коллекторским толщам можно отнести песчаные пласты, распространенные во всем разрезе комплекса. Комплекс в целом характеризуется высокой литологической неоднородностью по латерали. Так, XI подильинский песчаный пласт, который продуктивен на Южно-Тигянский месторождении, замещается на соседней Гурымиской площади глинистыми отложениями.

Песчаники пермского возраста мелкозернистые, с существенной долей алевритовой примеси, полимиктовые (содержание литокластов в среднем составляет 50%, кварца — 25, полевых шпатов — 15%), хорошо и среднесортированные. Среди обломков преобладают полуокатанные разности, но встречаются и угловатые зерна. В шлифах наблюдаются вторичные пустоты, образованные за счет выщелачивания обломочных компонентов. Для пород характерны текстуры, указывающие на мелководный характер осадконакопления: трещины усыхания, мелкие знаки ряби, волнистая слоистость, следы илоедов. Пористость песчаников изменяется от 5 до 25% (средняя 18%), проницаемость — от 0,1 до 150 мД (средняя 7 мД) (рис. 2).

Определение карбонатности показало, что в большинстве изученных образцов содержится незначительное количество карбонатного материала, однако в некоторых образцах оно достигает 20–30%. Поскольку в шлифах наличие карбонатов среди обломочных частиц не установлено, то повышенная карбонатность в отдельных образцах, скорее всего, связана с карбонатным цементом. Наличие карбонатного цемента, вероятно, указывает на то, что песча-

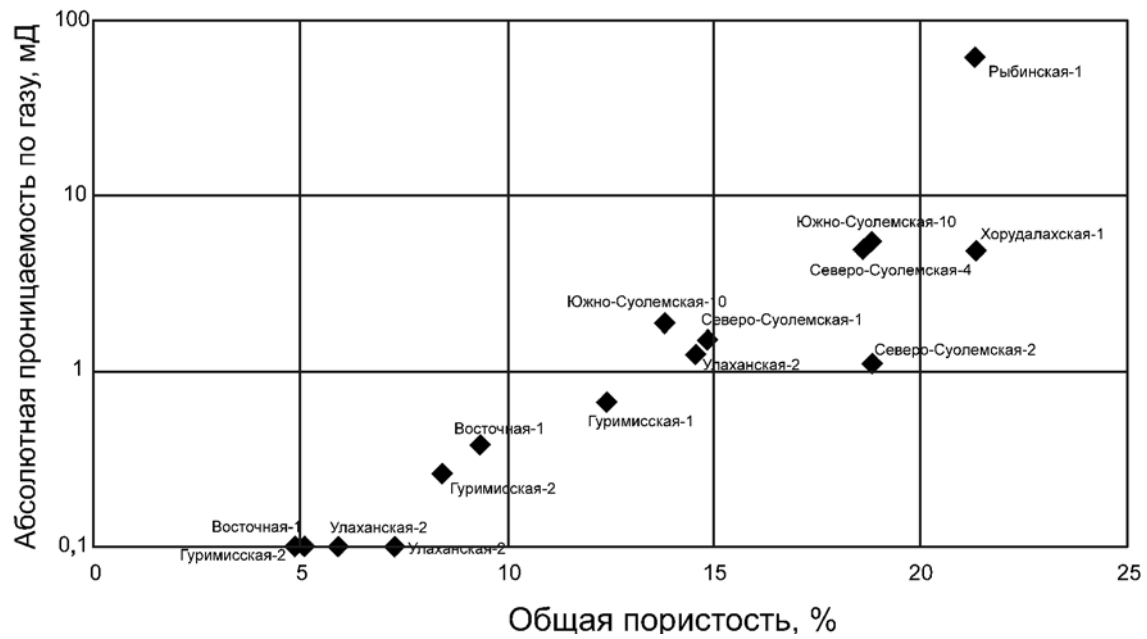


Рис. 2. Значения пористости и проницаемости для изученных образцов пермского возраста (подписаны скважины отбора)

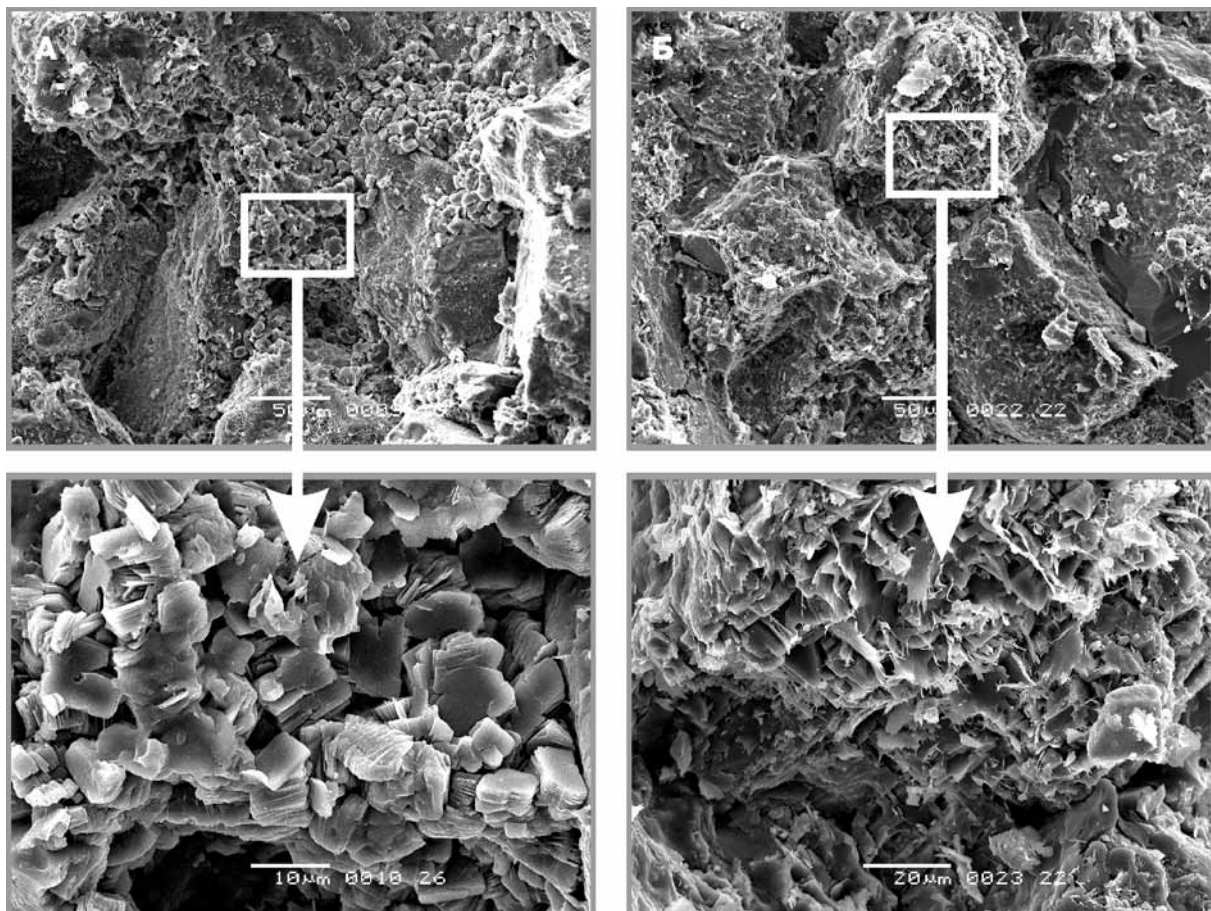


Рис. 3. Изображение на РЭМ песчаников с преобладанием цемента: А — каолинитового, проницаемость 60 мД; Б — иллитового, проницаемость 0,3 мД

ные пачки накапливались в условиях мелководного морского бассейна.

Изучение образцов песчаников под растровым электронным микроскопом показало, что песчаники сцементированы каолинитом и иллитом, эти глинистые минералы диагностируются как по морфологическим признакам, так и по спектральным характеристикам, соответствующим химическому составу. Развитие глинистого цемента, видимо, имеет вторичный характер, так как частицы глинистого вещества образуют наросты на обломочных зернах и служит причиной невысокой проницаемости песчаников этого комплекса, причем повышенные значения проницаемости (5–60 мД) характерны для образцов, в которых каолинитовый цемент преобладает над иллитовым (рис. 3). Похожая закономерность выявлена, например, в коллекторах месторождения Статфьорд в Северном море [Harris, 1992].

**Мезозойский комплекс.** Начиная с триасового времени на рассматриваемой территории происходило терригенное осадконакопление в мелководно-морских условиях. В изменении относительной глубины моря выделено несколько циклов. Во время регрессивных циклов формировались существенно песчаные толщи, обладающие относительно хорошими коллекторскими свойствами. Мезозойские отложения изучены в многочисленных обнажениях на территории АХС и примыкающих областей. Комплекс вскрыт всеми скважинами на АХС.

В триасовых отложениях наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники гуримисской среднетриасовой свиты и песчаники чайдахской верхнетриасовой свиты. Общая мощность гуримисской свиты составляет 250 м, максимальные фильтрационно-емкостные свойства отмечены в верхнем интервале мощностью 100–120 м. Разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, мощность песчаных пластов 3–6 м. Пористость достигает 28,5% (средняя 19,6%), проницаемость — 70 мД (средняя 19 мД) [Лазуркин, 1978]. В нижней части свиты пористость и проницаемость низкие, средние значения составляют 16,3% и 0,8 мД соответственно. Песчаники полимиктовые граувакковые с преобладанием литокластов, мелко- и среднезернистые, средне- и плохо сортированные. Текстура песчаников массивная, параллельно- и косослоистая. Отмечены линзы известняков, морская фауна и остатки наземной растительности, следы биотурбации, что свидетельствует о накоплении пород в условиях прибрежной равнины и мелководного моря.

Чайдахская свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Общая мощность свиты 25–30 м. Пористость песчаников достигает 32% (средняя 19%), проницаемость изменяется в диапазоне 0,6–192 мД [Лазуркин, 1978]. Песчаники полимиктовые граувакковые, с преобладанием литокластов. Текстура песчаников массивная и косослоистая. Выявлены линзы угля, конгломератов

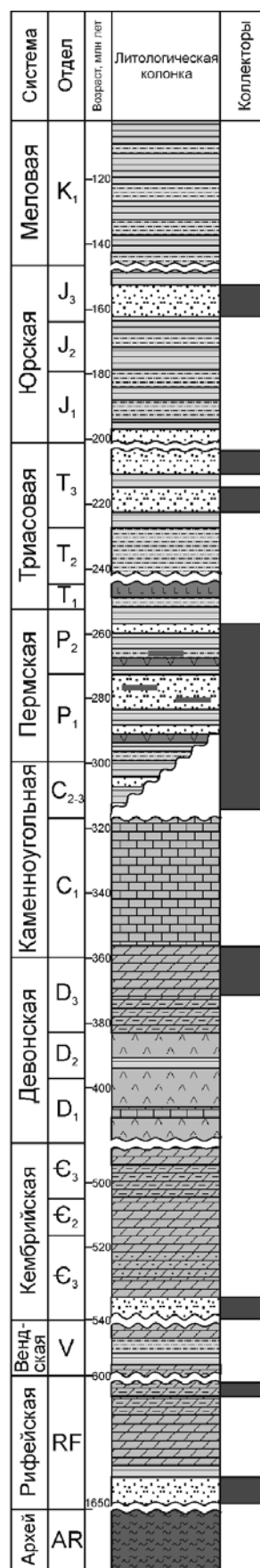
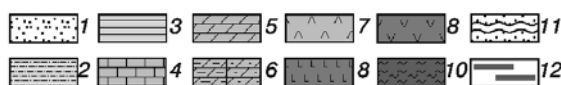


Рис. 4. Сводная геологическая колонка Анабаро-Хатангской седловины с отмеченными коллекторами: 1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — известняки; 5 — доломиты; 6 — глинистость, песчаность; 7 — эвапориты; 8 — вулканогенно-осадочные породы; 9 — долериты; 10 — метаморфические породы; 11 — стратиграфические несогласия; 12 — пропластки угля



и биотурбированные зоны, что свидетельствует о континентальных и прибрежно-морских условиях накопления.

В юрских отложениях породы, обладающие коллекторскими свойствами, обнаружены в обнажениях на Восточном Таймыре. Здесь средне-верхнеюрские отложения представлены толщей переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием песчаных слоев. Мощность толщи 600 м, толщина песчаных слоев достигает нескольких десятков метров. Песчаники мелкозернистые, аркозовые, хорошо сортированные. Отдельные прослои песчаника содержат до 9% глауконита, что свидетельствует о формировании пород в условиях мелководного шельфа. Средняя пористость в нижней части комплекса 11%, в верхней 18%, проницаемость достигает 20 мД [Лазуркин, 1978].

В породах мелового комплекса, представленного на территории АХС отложениями берриас-альбского возраста, интервалы, обладающие приемлемыми коллекторскими свойствами, не выявлены.

**Заключение.** На территории Анабаро-Хатангской седловины можно выделить следующие коллекторские интервалы: нижнерифейский терригенный (мукунская серия), нижневендский терригенный (чабурский горизонт), пласты песчаников пермского терригенного комплекса, среднетриасовый терригенный (гуримисская свита), верхнетриасовый терриген-

ный (чайдахская свита) и верхнеюрский терригенный комплексы (рис. 4).

Наиболее подробно изучены свойства терригенных коллекторов пермского возраста. Это объясняется тем, что нефтегазоносность пермских песчаников подтверждена, и из этого интервала было отобрано максимальное количество керна.

Коллекторы пермского терригенного комплекса представлены пластами песчаников мощностью до 80 м. Песчаники граувакковые, континентального и прибрежно-морского генезиса. Средние пористость и проницаемость составляют 18% и 7 мД соответственно, в отдельных случаях их значения достигают 25% и 150 мД. На формирование песчаных прослоев в мелководно-морских условиях указывает наличие прослоев со значительным количеством карбонатного цемента и углефицированных растительных остатков. Один из факторов, контролирующих распределение фильтрационно-емкостных свойств, — соотношение каолинитового и иллитового глинистого цемента. В породах с доминированием каолинита пористость и проницаемость в среднем выше, чем в породах с преобладанием иллита.

Отметим, что на территории Анабаро-Хатангской седловины ведутся активные работы по изучению недр геофизическими методами, эти данные в ближайшее время позволят уточнить геологическое строение, в том числе установить мощность коллекторских комплексов и их фаціальную зональность.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Гольдберг И.С. Природные битумы СССР. Л.: Недра, 1981. 195 с.

Калинко М.К. Геологическое строение и нефтеносность Анабаро-Хатангского междуречья (обобщение результатов геолого-геофизических и геологоразведочных работ по состоянию на 01.01.1954 г.). Л., 1955.

Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. 2010. Спец. вып. С. 93–105.

Лазуркин Л.В. Геологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в Балахнинском и Анабаро-Хатангском районах. Л., 1978. 371 с.

Микуленко К.И., Ситников В.С., Скрябин Р.М., Тимиршин К.В. Геология и нефтегазоносность Арктических районов Западной Якутии. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1997.

Погребницкий Ю.Е. Палеотектонический анализ Таймырский складчатой системы. Л.: Недра, 1971. 248 с. (Тр. НИИГА; т. 166).

Пронкин А.П., Савченков В.И., Ступакова А.В. и др. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. 2012. № 1. С. 29–42.

Уфлянд А.К., Натанов Л.М., Лопатин В.М., Чернов Д.В. О тектонической природе Таймыра // Геотектоника. 1991. № 6. С. 77–93.

Harris N.B. Burial diagenesis of Brent sandstones: a study of Statfjord, Hutton and Lyell fields // Geology of the Prent Group Morton / Geol. Soc. of London. Spec. Publ. 1992. N 61. P. 351–375.

Khudoley A., Verzhbitsky V., Prokopiev A. et al. The Northern Siberia geology and hydrocarbon systems: Project and the first results // AAPG □ ER Newsletter. 2009. June.

Поступила в редакцию  
03.09.2012