



ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ВЕНДА АНГАРО-ЛЕНСКОГО И ЛЕВОБЕРЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

М.Ю. Скузоватов, В.Н. Глинских, И.В. Вараксина, С.В. Родякин, С.А. Кугаколов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия, e-mail: skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

В статье для терригенных продуктивных горизонтов Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений Восточной Сибири по данным комплекса ГИС и петрофизических исследований ядра изучены различные подходы к оценке пористости вендских коллекторов. На основе количественного петрофизического подхода установлены граничные значения коэффициента пористости парфеновского и боханского горизонтов Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений. Выявлены статистические зависимости “кern–ГИС”, наилучшим образом согласующиеся с керновыми данными, и выполнена оценка емкостных свойств продуктивных горизонтов.

Парфеновский горизонт, боханский горизонт, Ангаро-Ленское месторождение, Левобережное месторождение, пористость, граничное значение, ГИС

ESTIMATION OF VENDIAN PRODUCING HORIZON POROSITY ON ANGARA-LENA AND LEVOBEREZHNOE FIELDS FROM WELL-LOG AND PETROPHYSICAL DATA

M.Yu. Skuzovatov, V.N. Glinskikh, I.V. Varaksina, S.V. Rodyakin, S.A. Kugakolov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Acad. Koptuyug prosp., 3, Novosibirsk, Russia, e-mail: skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

In the article for the terrigenous producing horizons of Angara-Lena and Levoberezhnoe gas fields various approaches based on sonic, gamma ray logs and petrophysical data for Vendian reservoirs porosity estimation were studied. Porosity cutoff values for Parphenovo and Bokhan sandstones were established on the basis of quantitative petrophysical technique. Established statistical relations between porosity and log values agree with core data, the capacity estimation of producing horizons was made.

Parfenovo horizon, Bokhan horizon, Angara-Lena field, Levoberezhnoe field, porosity, cutoff value, well log

ВВЕДЕНИЕ

На территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО), занимающей южную часть Иркутского амфитеатра, открыт ряд крупных месторождений природного газа. Одним из первых было открыто уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение, связанное (ГКМ) с крупной литологической ловушкой в парфеновском горизонте вендского терригенного комплекса. В многочисленных публикациях специалистов различных организаций (ФГУП “Иркутскгеофизика”, СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГиМС, ИНГГ СО РАН) отражена исчерпывающая информация о структурно-тектоническом строении месторождения, литологических и петрофизических особенностях пород-коллекторов [Чернова и др., 1991; Барышев, 2003; Дробот и др., 2004; Мандельбаум и др., 2005]. Благодаря высокой степени разведанности этот объект в последние годы рассматривался в качестве эталона для отработки основных методических приемов интерпретации геолого-геофизических данных, результаты которой могут быть использованы на смежных участках.

Результаты сейсморазведочных работ на Ковыктинском месторождении показали, что задача прогноза коллекторов на основе динамических параметров отраженных волн может быть эффективно решена

благодаря наличию устойчивой связи емкостных и акустических свойств парфеновских песчаников [Барышев, 2003; Скузоватов, 2011]. В свою очередь, надежность таких взаимосвязей определяется качеством анализа всех геолого-геофизических данных. В условиях слабой охарактеризованности петрофизической информацией ряда площадей бурения на начальных стадиях геолого-разведочных работ ее альтернативой служат результаты интерпретации ГИС, в том числе акустического каротажа.

За последнее десятилетие в центральной части Ангаро-Ленской НГО открыты Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения, залежи которых приурочены, соответственно, к базальному и парфеновскому горизонтам терригенного комплекса венда. На начальном этапе поисково-разведочных работ на обозначенной территории для выделения коллекторов в разрезе использовались петрофизические критерии, выявленные для парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения. Последние работы, посвященные литолого-седиментационному анализу разрезов поисковых и разведочных скважин в центральной части Ангаро-Ленской НГО, позволили выявить существенные различия в обстановках накопления

вендских терригенных отложений, их первичных вещественных характеристиках и специфике проявления постседиментационных процессов [Чернова и др., 1991; Хабаров и др., 2009, 2014; Пушкарева и др., 2013]. Именно этими особенностями большинство исследователей объясняют различную продуктивность терригенных пластов на Ковыктинском месторождении и смежных участках. В связи с этим необходимы переосмотр критериев выделения коллекторов на Ангаро-Ленском и Левобережном месторождениях, и переоценка емкостных свойств продуктивных отложений в связи с прогнозом их газоносности и уточнением запасов углеводородов.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА НА ПРИМЕРЕ ПАРФЕНОВСКОГО И БОХАНСКОГО ГОРИЗОНТОВ

Литолого-фациальными исследованиями терригенных отложений венда на территории Ангаро-Ленской НГО занимались многие специалисты: В.Н. Воробьев, Т.И. Гурова, В.А. Качин, Л.И. Килина, Н.В. Мельников, Я.К. Писарчик, Л.Ф. Тыщенко, Л.С. Чернова, Ю.К. Советов, И.В. Варакина, Е.М. Хабаров, С.А. Моисеев, А.М. Фомин, В.А. Топешко, М.М. Пушкарева и др. [Писарчик, 1963; Советов, 1977; Тыщенко, 1980; Мельников, Килина, 1981; Гурова и др., 1988; Чернова и др., 1991; Моисеев и др., 2008; Хабаров и др., 2009, 2014, Пушкарева и др., 2013]. Детальное описание литологии вендского терригенного комплекса выполнено для центральных районов Ангаро-Ленской НГО, где расположены Ковыктинское, Ангаро-Ленское и Левобережное месторождения.

Парфеновский горизонт развит на всей территории Ангаро-Ленской НГО. Толщины горизонта постепенно возрастают от приграничных районов Сибирской платформы к центральной части НГО. В изученных глубоким бурением разрезах максимальные толщины отмечены на Ковыктинском (70–90 м) и Братском (90–120 м) месторождениях. По данным литолого-петрографического анализа кернового материала, проведенного в ИНГГ СО РАН, парфеновский горизонт, залегающий в верхней части чорской свиты, в изученных скважинах представлен песчаниками мелко-средне-крупнозернистыми (на северо-востоке – преимущественно средне-мелкозернистыми), плохо и среднесортированными, главным образом полевошпат-литито-кварцевыми, реже слюдисто-полевошпат-литито-кварцевыми [Чернова и др., 1991; Хабаров и др., 2009, 2014; Пушкарева и др., 2013]. В составе обломков преобладает кварц (от 65 до 80 %), соотношения двух других компонентов – полевых шпатов и литокластов меняются в широких пределах (полевые шпаты от 5 до 10 %, литокласты от 10 до 25 %). Наибольшее содержание обломков полевых шпатов и других пород отмечено в западной части территории (Левобережное месторождение), где парфеновский горизонт характеризуется лучшими коллекторскими свойствами.

Глинистые минералы присутствуют как в виде цементирующего агента, так и обломках пород. Цемент в основной массе хлорит-гидрохлоритовый, его содержание составляет 10–15 %, в редких прослоях 20 %, и уменьшается до 5 % в прикровельной части разреза. В породах также присутствует в разных количествах тонкодисперсный железзакисный материал.

Вверх по разрезу также отмечено постепенное увеличение содержания кварцевого регенерационного (до 5 %) и пойкилитового доломитового (первые про-

центы) типов цемента. Особенно это характерно для разрезов, вскрытых скважинами Ангаро-Ленского месторождения. Авторами в вышеупомянутых работах был сделан вывод о том, что именно регенерация кварца оказывала наибольшее негативное влияние на общую пористость песчаников, в связи с чем фильтрационно-емкостные свойства преимущественно кварцевых песчаников существенно снижены.

Боханский горизонт залегает в средней части нижечорской подсвиты венда и представлен переслаиванием плотных разнозернистых литито-кварцевых песчаников (реже – слюдисто-литито-кварцевых), алевропесчаников с субгоризонтальной и пологонаклонной косою слоистостью и темно-серых горизонтально-слоистых алевро-аргиллитов. Боханский горизонт достигает значительных толщин до 65–80 м, реже до 90–100 м, мощность песчаников – до 45–50 м. Строение горизонта изменчиво. В одних разрезах (на Христофоровской, Грузновской площадях) он представлен единым пластом, в других – состоит из двух (на Знаменской, Ковыктинской площадях), в третьих – на Корканской, Чиканской площадях – из трех песчаных пластов, разделенных прослоями алевролитов, аргиллитов.

Глинистый материал в породах имеет хлорит-гидрохлоритовый и хлорит-монтмориллонит-гидрохлоритовый состав. Содержание глинистой компоненты в песчаных пластах редко достигает 10 %, а в основной массе пород не превышает 5 %. Содержание кварцевого регенерационного и пойкилитового доломитового цемента также снижено относительно вышележающих парфеновских песчаников и составляет 1–5 % и 1–3 % соответственно. В ряде песчаных прослоев в разрезах Правобережной площади кварцевый регенерационный и доломитовый цемент развит крайне редко, его содержание не превышает 1 %. Часто отмечается инкорпорационная структура. Важной особенностью пород является распространение битуминозного вещества как в виде отдельных зерен, так и в порах породы.

КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

В условиях ограниченных данных о прямых признаках коллектора (результаты испытания пласта; данные о наличии глинистой корки в интервале продуктивных горизонтов; показания методов ГИС, фиксирующих проникновение фильтра бурового раствора в пласт; результаты гидродинамического каротажа и др.) для их выделения в разрезах скважин используются количественные петрофизические критерии. Для этого необходимо обоснование минимальных (граничных) значений петрофизических параметров, определяющих границу “коллектор–неколлектор”. Одним из способов определения граничных значений является анализ статистических выборок петрофизических параметров в пластах-коллекторах и плотных породах. В результате подобного анализа специалистами ФГУП “Иркутскгеофизика” для парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения было установлено граничное значение пористости, равное 8.6 %.

В других случаях, в том числе вследствие ограниченной информации о прямых признаках, коллектор выделяется на основе установления связей между основными петрофизическими параметрами (корреляционный способ), замеренными на керне [Методические рекомендации..., 2003]. Чаще всего для этого выполняется анализ эффективной и открытой пористости.

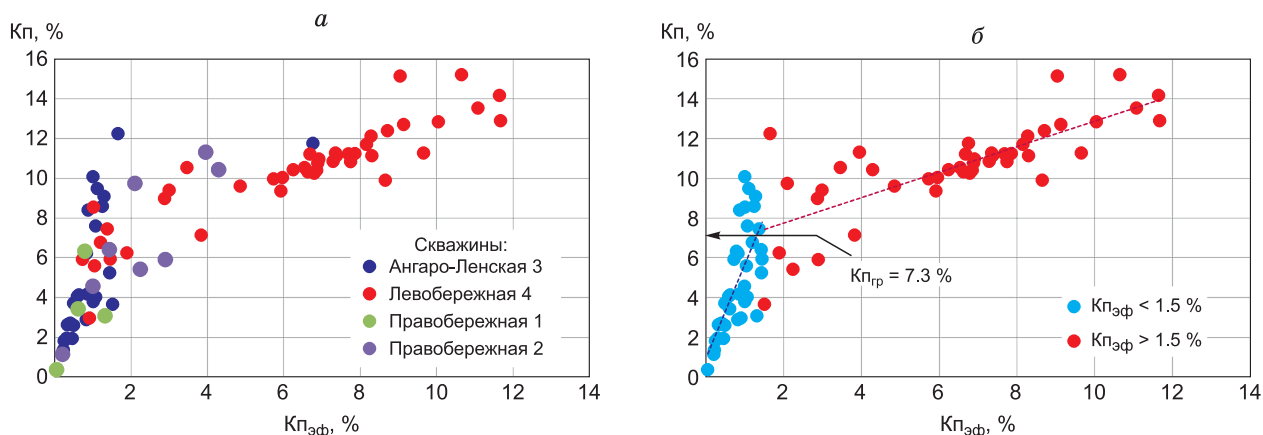


Рис. 1. Зависимость коэффициента пористости (K_p) от коэффициента эффективной пористости ($K_{пэф}$) для выборки образцов парфеновского горизонта Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений (а); обоснование граничного значения коэффициента пористости ($K_{пгр}$) с разделением образцов на группы (б).

Эффективная пористость (в процентах) в газонасыщенном коллекторе определялась по формуле:

$$K_{пэф} = K_p(1 - K_{во}), \quad (1)$$

где K_p — коэффициент пористости (в процентах), $K_{во}$ — остаточная водонасыщенность (в долях единицы).

Отличная от нуля эффективная пористость ($K_{пэф} > 0$) свидетельствует о том, что в породе присутствуют не связанные с минеральным скелетом свободные газообразные углеводороды (УВ). Однако, нулевое значение эффективной пористости характеризует абсолютную границу коллектора. Как правило, при значениях остаточной водонасыщенности 70–80 % наблюдается существенное увеличение проницаемости образцов. Результаты ряда исследований показали, что это значение для разных литотипов терригенных пород составляет 1–1.5 % [Козьяр и др., 1983; Мулин, 1983]. Их точные значения на практике устанавливают по результатам специальных исследований керн в аппаратах Закса.

Для территории Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений ввиду малого количества информации о прямых признаках коллекторов (испытания скважин проведены в единичных интервалах либо

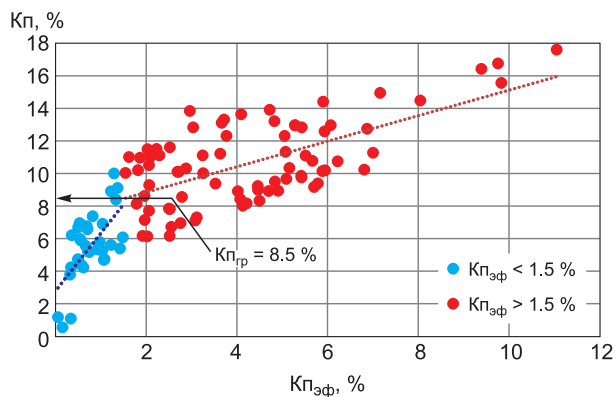


Рис. 2. Зависимость коэффициента пористости (K_p) от коэффициента эффективной пористости ($K_{пэф}$) для выборки образцов боханского горизонта Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений и обоснование граничного значения коэффициента пористости ($K_{пгр}$)

совместно в нескольких интервалах с различным составом отложений, отсутствуют данные гидродинамического каротажа) граничное значение открытой пористости определить статистическим способом не представлялось возможным, поэтому были рассмотрены возможности корреляционного петрофизического способа.

Как видно из полученного графика (рис. 1, а), для образцов с $K_{пэф} < 1.5\%$ характерно резкое снижение открытой пористости, что может указывать на отсутствие коллектора и согласуется с существующими представлениями о минимальных значениях эффективной пористости, при которых возможна фильтрация. В целом выбор такого «порогового» значения эффективной пористости для рассматриваемого объекта имеет условный характер и делается из общих предпосылок, изложенных в литературе. Тем не менее, принимая во внимание погрешность определения пористости традиционными лабораторными методами (до 2 %), можно предполагать, что зависимость полученных результатов от выбора значения $K_{пэф}$ в пределах 0–1.5 % незначительна. В связи с этим в имеющейся выборке образцы разделены на две группы (с $K_{пэф}$ меньше 1.5 % и больше 1.5 %), для каждой из которых выявлена зависимость коэффициента пористости от коэффициента эффективной пористости. Значение граничного коэффициента пористости $K_{пгр}$ определено по пересечению графиков, характеризующих зависимости для каждой из групп, оно составило 7.3 % (рис. 1, б).

Аналогичный подход был использован при анализе петрофизических данных по боханскому горизонту. Образцы пород, не являющиеся коллектором (с эффективной пористостью до 1.5 %), в большинстве своем отобраны из скв. Правобережная 2, где притоков флюида из боханского горизонта не получено.

Граничное значение пористости $K_{пгр}$ для боханского горизонта составило 8.5 %.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

В отечественной практике используется несколько способов определения пористости гранулярных коллекторов по данным акустического каротажа (АК) скважин [Методические рекомендации..., 2003; Румак и др., 2008; Борисенко и др., 2014]. Точность опреде-

ления искомого параметра – коэффициента пористости зависит от многих факторов, таких как глинистость, тип насыщающего флюида и др. Остановимся подробно на некоторых из таких методических приемов.

Определение коэффициента пористости по уравнениям зависимости типа “кern–ГИС” интервального времени (ΔT) от пористости (K_p)

В данном случае коэффициент пористости устанавливается для определенных стратиграфических подразделений или пластов. При этом значения ΔT получают по акустическому каротажу, а K_p – в лабораторных условиях на образцах керна.

Для оценки пористости парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения ранее была предложена зависимость коэффициента пористости от показаний АК следующего вида:

$$K_p = -0.00055\Delta T^2 + 0.46\Delta T - 63.5.$$

На рис. 3, а представлено распределение значений коэффициента пористости (в процентах) и показаний интервального времени ΔT для пород парфеновского горизонта Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений. Для сравнения черным цветом нанесены значения для образцов песчано-алевритовых пород Ковыктинского месторождения. Анализ этих данных позволяет говорить о том, что зависимости K_p и ΔT для отдельных скважин имеют существенные различия. Наибольший разброс значений характерен для скв. Ангаро-Ленской 6, а значения для пяти других скважин расположены в пределах этой области. Исключением является скв. Левобережная 4, большая часть образцов из которой обладает повышенной пористостью (при равных значениях ΔT). Из анализа графика следует, что породы парфеновского горизонта скв. Левобережная 4 наиболее близки по своим свойствам к образцам скважин Ковыктинского ГКМ, что, по-видимому, связано со схожестью условий формирования песчаников. Для парфеновского горизонта в этой скважине

установлено наиболее высокое значение средней пористости (9 %) среди всех скважин Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений.

В результате статистического анализа данных было установлено, что для образцов разных скважин характер зависимости K_p от ΔT существенно меняется. В связи с этим применение единой зависимости невозможно, поскольку при таком подходе происходит значительное занижение (скв. Левобережные 4, 7) и завышение (скв. Правобережные 1, 2, 8) вычисленных значений пористости. Некоторым, хотя и не самым корректным, способом решения данной проблемы является использование различных уравнений для трех групп скважин, каждую из которых можно охарактеризовать одной аппроксимирующей кривой (рис. 3, б).

Для пород боханского горизонта взаимосвязь интервального времени и коэффициента пористости была проанализирована аналогичным образом. Установлено, что наиболее высокие значения пористости при низких значениях интервального времени по АК характерны для образцов скв. Левобережной 4 и Правобережной 1 (рис. 4).

В результате получено обобщенное уравнение зависимости пористости и интервального времени по АК для всех изученных образцов боханского горизонта:

$$K_p = 0.2917\Delta T - 52.52.$$

Существенным недостатком описанного метода является приближенная оценка коэффициента пористости по полученным зависимостям при значительных отклонениях от нее анализируемых параметров. Особенно этот недостаток проявляется в интервалах разреза со значительной глинистостью.

В условиях недостаточной изученности разреза Левобережного и Ангаро-Ленского месторождений петрофизическими методами использование зависимости “кern–ГИС” является предпочтительным. В дальнейшем при проведении дополнительных измерений акустических и других свойств образцов керна представля-

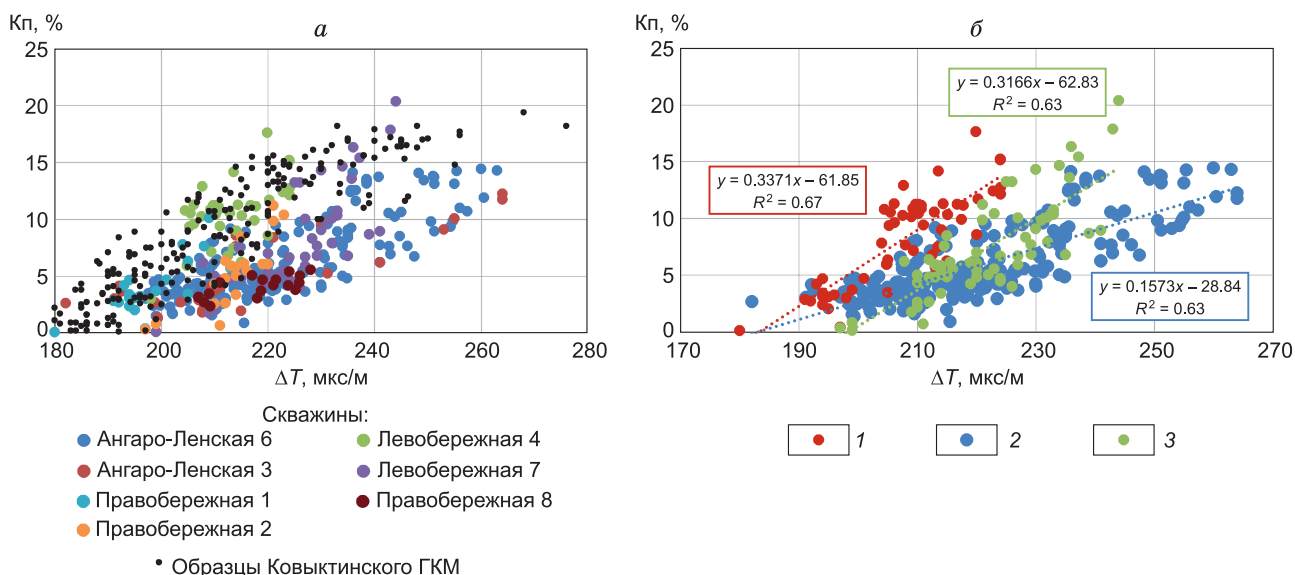


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости (K_p) пород парфеновского горизонта от интервального времени (ΔT) для отдельных скважин (а) и для групп скважин с близким характером зависимости акустических и емкостных свойств (б) Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений.

На рис. 3, б: 1 – образцы скв. Ангаро-Ленских 3, 6, Правобережной 8; 2 – образцы скв. Левобережной 4, Правобережной 1; 3 – образцы скв. Левобережной 7, Правобережной 2.

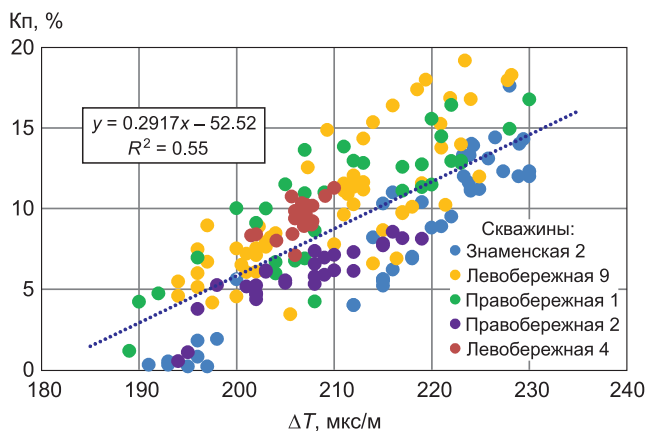


Рис. 4. Зависимость пористости (Кп) пород боханского горизонта от интервального времени (ΔT) Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений.

ется необходимым построение уточненных зависимостей “кern–кern”, а при наличии представительных выборок – построение зависимостей для каждого из изучаемых месторождений.

Определение коэффициента пористости по уравнению среднего времени (УСВ)

Данный метод широко применяется в практике геолого-разведочных работ. Выражение для определения Кп в данном случае имеет вид:

$$K_p = \frac{(\Delta T - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} \quad (2)$$

где $\Delta T_{ск}$ – время пробега акустических волн в скелетной части (обломках) породы, $\Delta T_{ж}$ – в заполняющей породу жидкости в зоне проникновения. $\Delta T_{ск}$ определяется как среднее значение для составляющих породу минералов с учетом их объемного соотношения [Willie et al., 1956].

Для более точного определения пористости в этом методе используются различные способы учета глинистости, основанные на анализе естественной радиоактивности осадочных пород (гамма-каротаж (ГК), гамма-спектрометрия). Учет глинистости при использовании уравнения среднего времени традиционно производится по формуле:

$$K_p = \frac{K_p(АК) - K_{гл}(\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - T_{ск})}$$

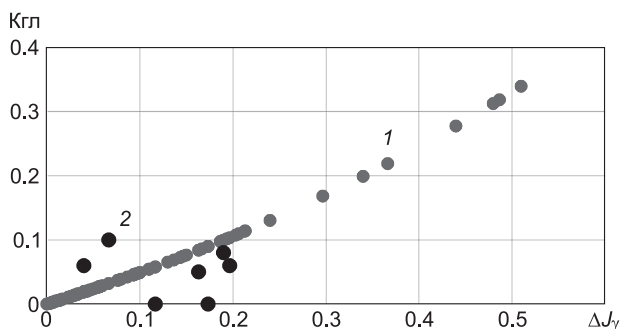


Рис. 5. Характер изменения зависимости объемной глинистости парфеновского горизонта, рассчитанной из показаний ГК (группа точек 1) по выражению для палеозойских отложений (3) и по керновым данным (группа точек 2), от показаний гамма-каротажа в скв. Левобережная 7.

где $K_p(АК)$ – пористость, вычисленная по формуле (1), $\Delta T_{гл}$ – интервальное время прохождения акустических волн в глинистой фракции, $K_{гл}$ – объемная глинистость.

В целом такой способ позволяет добиться большей точности в определении коэффициента пористости, но требует информации о таких свойствах породы, как содержание глинистой компоненты (объемная или массовая глинистость), минералогический состав глинистых минералов в породе и их процентное соотношение. Важным параметром является также тип глинистости, поскольку глинистые минералы, содержащиеся в породе в виде обломков (структурная глинистость), в порах (рассеянная глинистость) либо в виде отдельных слоев (слоистая глинистость), оказывает различное влияние на величину ΔT породы, фиксируемую на каротажных диаграммах.

В скважинах Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений, пробуренных на пресном либо слабо-минерализованном полимер-эмульсионном растворе, средние значения пластовых давлений и температур составляют 35–40 атм и 50–70 °С соответственно. С учетом высокой минерализации пластовых вод в терригенных горизонтах венда в зоне исследования АК значение $\Delta T_{ж}$ принято равным 600 мкс/м.

Значения $\Delta T_{ск}$ для преимущественно кварцевых и полевошпат-кварцевых песчаников, как правило, близки к 170 мкс/м, хотя и могут быть несколько выше за счет обильного содержания слюдястых и некоторых других минералов в обломочной части.

Традиционно выбор значения $\Delta T_{гл}$ производится с учетом глубин залегания продуктивного горизонта и минералогического состава, поскольку скорости распространения акустических волн существенно зависят от этих параметров. Для изученных продуктивных горизонтов значения $\Delta T_{гл}$ были приняты едиными по всему разрезу и составили 290 мкс/м для парфеновского горизонта и 260 мкс/м для боханского, что соответствует осредненным значениям для глин преимущественно двухкомпонентного (хлорит-гидрослюдистого) и трехкомпонентного (хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистого) состава в диапазоне глубин 2800–3400 м [Изотова и др., 1993; Методические рекомендации..., 2003].

Величина объемной глинистости $K_{гл}$ может быть оценена по данным ГК. В работе были использованы два способа такого расчета. В первом определении объ-

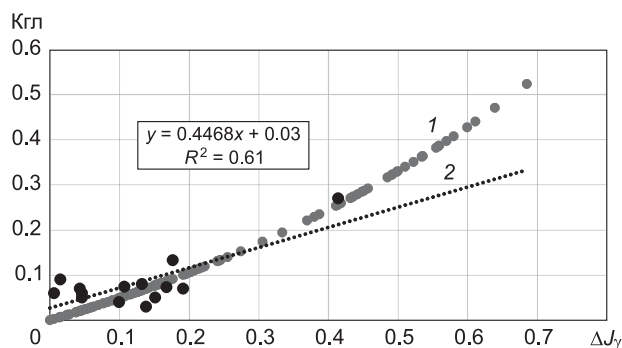


Рис. 6. Характер изменения объемной глинистости боханского горизонта, рассчитанной из показаний ГК (кривая 1) по выражению для палеозойских отложений (3) и по керновым данным (кривая 2), от показаний гамма-каротажа в скв. Левобережная 9.

емной глинистости выполнялось по зависимости, применяемой для палеозойских отложений [Методические рекомендации..., 2003]:

$$K_{Гл} = 0.33(2^{\Delta J\gamma} - 1), \quad (3)$$

где $\Delta J\gamma$ – величина двойного разностного параметра по ГК.

Другой способ заключался в установлении статистической зависимости между показаниями ГК (величины $\Delta J\gamma$) и значениями объемной глинистости, определенной в результате гранулометрического анализа образцов керна парфеновского горизонта скв. Левобережной 7 (рис. 5). Как видно из рисунка, поле значений, полученных по керновым данным, характеризуется существенной дисперсией относительно обобщенной зависимости (3).

Аналогичный анализ был проведен для разреза боханского горизонта в скв. Левобережной 9 (рис. 6). Для этой части разреза характерно относительное повышение значений объемной глинистости по сравнению со значениями, полученными по выражению (3). В целом, несмотря на существенную дисперсию значений относительно аппроксимирующей кривой, данная зависимость отражает характер изменения глинистости с ростом показаний ГК.

В связи с вышеизложенным для расчета глинистости пород парфеновского горизонта использовано только выражение (3), а для боханского – выражение (3) и уравнение выявленной статистической зависимости (см. рис. 6).

Определение пористости глинистых коллекторов на основе акустического и радиоактивного каротажа

Одной из разновидностей методов определения пористости с учетом глинистости, не требующей непосредственного определения объемной глинистости, является часто встречающийся в литературе подход, предложенный фирмой Шлюмберже [Пирсон, 1966; Методические рекомендации..., 2003]:

$$K_{п} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})(2 - \alpha_{ПС})} \quad (4)$$

Применительно к терригенным коллекторам юга Сибирской платформы параметр $\alpha_{ПС}$ для описания глинистости может быть заменен на величину, обратную двойному разностному параметру $\Delta J\gamma$ (ГК), с сохранением вида зависимости.

Важно отметить, что наибольшая точность в оценке пористости достигается при комплексном использовании разных методов ГИС. К сожалению, проведенные на территории Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений исследования методами нейтронного (НК) и гамма-гамма-плотностного (ГГК-п) каротажа в большинстве скважин не отвечают требованиям качества таких материалов и не пригодны для совместного использования при оценке пористости.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

Как показывает опыт исследований по ряду нефтегазоносных районов [Румак и др., 2008; Борисенко и др., 2014], результаты оценки коэффициента пористости по АК различными методами часто дают схожие результаты.

Апробация всех охарактеризованных выше методов осуществлялась на примере двух скважин Ангаро-

Ленского (скв. № 6) и Левобережного (скв. № 7) месторождений, в которых парфеновский горизонт наиболее равномерно охарактеризован петрофизическими замерами. Для первой скважины было отобрано 203 образца в интервале 3223–3291.5 м, а для второй – 53 в интервале 3107–3126 м. Сопоставление измеренных и рассчитанных значений пористости для боханского горизонта проводилось для скв. Левобережной 9 (82 образца в интервале 3254–3272.6 м).

Проведенные расчеты показали, что кривые пористости, полученные с использованием различных методов, имеют существенные отличия во всех скважинах-эталонах. Значения пористости пород парфе-

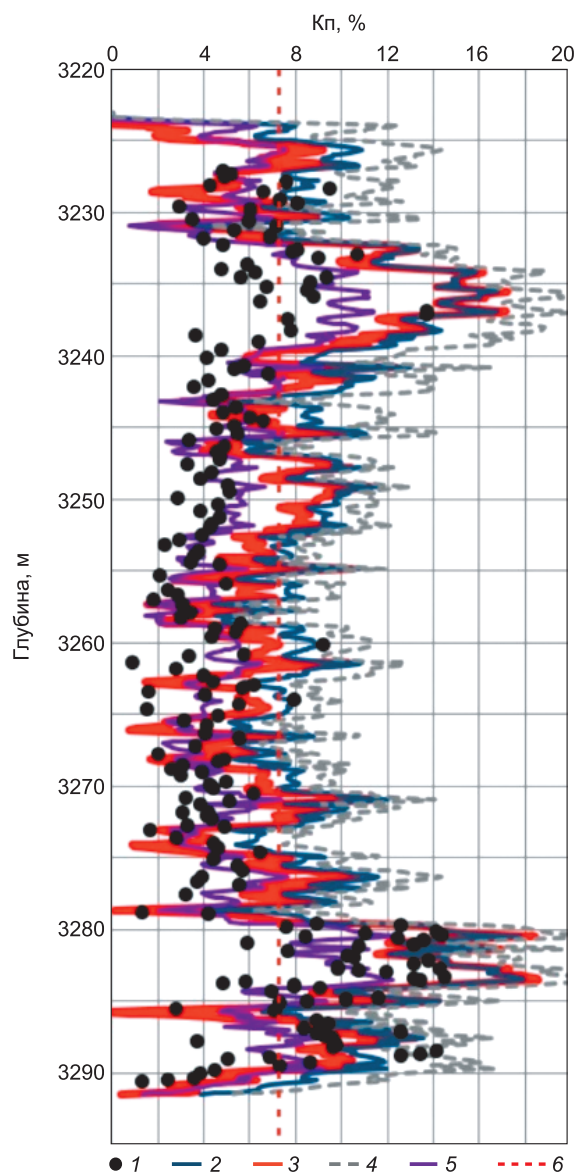


Рис. 7. Характер соотношения коэффициентов пористости парфеновского горизонта, измеренных на керне и полученных по данным АК, для скв. № 6 Ангаро-Ленского месторождения.

Здесь и на рис. 8: 1 – пористость по керну; 2 – кривая пористости, полученная по формуле Шлюмберже (4); 3 – то же по УСВ с учетом глинистости, вычисленной по выражению (3); 4 – то же по УСВ с учетом глинистости, вычисленной по статистической зависимости; 5 – то же по уравнению зависимости $K_{п}$ от ΔT (АК); 6 – уровень граничного значения пористости (7.3 %).

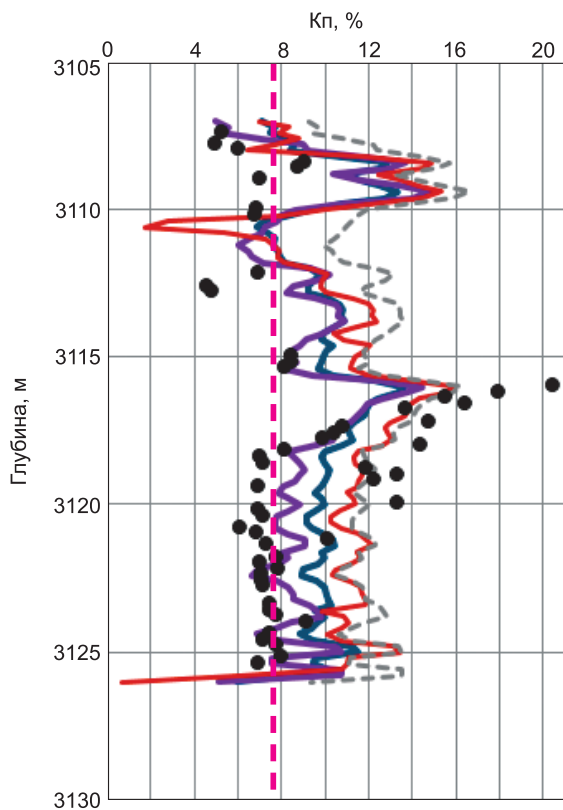


Рис. 8. Характер соотношения коэффициентов пористости парфеновского горизонта, измеренных на керне и полученных по данным АК, для скв. № 7 Левобережного месторождения.

новского горизонта, вычисленные по УСВ, оказались существенно завышены (рис. 7, 8). Также были проанализированы средние значения пористости, полученные на керне и по данным АК (таблица). Для скв. Ангаро-Ленской 6 к значению $K_{p, \text{кern}}$ (6.2 %) наиболее близко значение $K_{p, \text{ср}}$, полученное с использованием зависимости $K_p(\Delta T)$, которое составляет 5.8 %. Средние значения пористости, полученные с применением уравнения среднего времени (2) и формулы Шлюмберже (4), составили 8.0 и 8.6 %, соответственно.

Для скв. Левобережной 7 были получены схожие результаты: в интервале 3116–3126 м к значению $K_{p, \text{кern}}$ (9.3 %) наиболее близко значение $K_{p, \text{ср}}$, полученное с использованием зависимости $K_p(\Delta T)$, которое составляет 9.1 %. Значения, полученные с применением уравнения среднего времени (2) и формулы Шлюмберже (4), составили 11.5 и 10.2 %, соответственно.

Для пород боханского горизонта использование уравнения среднего времени приводит к занижению

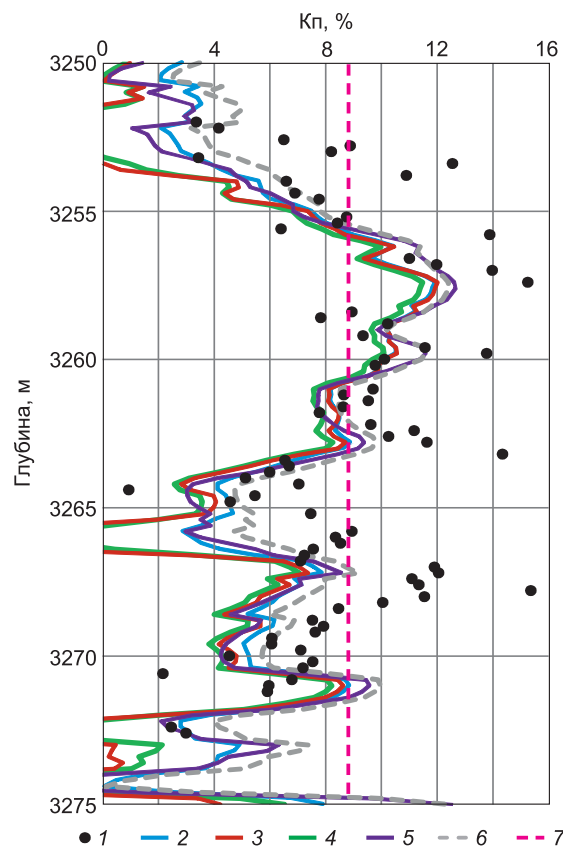


Рис. 9. Характер соотношения коэффициентов пористости боханского горизонта, измеренных на керне и полученных по данным АК, для скв. № 9 Левобережного месторождения.

1 – пористость по керну; 2 – кривая пористости, полученная по формуле Шлюмберже (4); 3 – то же по УСВ с учетом глинистости, вычисленной по выражению (3); 4 – то же по УСВ с учетом глинистости, вычисленной по статистической зависимости; 5 – то же по уравнению зависимости K_p от ΔT (АК); 6 – то же по УСВ без учета глинистости; 7 – уровень граничного значения пористости (8.5 %).

пористости (рис. 9). Максимальные различия в кривых пористости, рассчитанных по зависимости $K_p(\Delta T)$ и с использованием УСВ, наблюдаются напротив интервалов разреза с высокими показаниями ГК. В то же время, в преимущественно песчаных интервалах кривые имеют незначительные расхождения. Для боханского горизонта скв. Левобережная 9 к значению $K_{p, \text{кern}}$ (9.6 %) наиболее близки значения $K_{p, \text{ср}}$, полученное с использованием зависимости $K_p(\Delta T)$ и формулы Шлюмберже, которые для обоих методов составляют 7.0 % (см. таблицу). Среднее значение пористости,

Сравнение средних значений коэффициента пористости парфеновского и боханского горизонтов, полученных на основе различных методов

Горизонт	Скважина	Средние значения K_p , рассчитанные				Среднее значение K_p по керну, %
		По зависимости $K_p(\Delta T)$, %	По зависимости Шлюмберже (4), %	По УСВ с использованием выражения (3), %	По УСВ с использованием выявленной статистической связи $K_p(\Delta T)$, %	
Парфеновский	Ангаро-Ленская № 6	5.8	8.6	8.0	—	6.2
	Левобережная № 7	9.1	10.2	11.5	—	9.3
Боханский	Левобережная № 9	7.0	7.0	5.7	5.7	9.6

полученное с применением уравнения среднего времени (с учетом глинистости, рассчитанной как по выражению для палеозойских отложений, так и по керновым данным) составило в обоих случаях 5.7 %.

Выполненные расчеты позволяют сделать вывод о том, что использование в уравнении среднего времени обобщенных по разрезу значений ряда параметров ($\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{гл}$, тип глинистости) не всегда обеспечивает точную оценку коэффициента пористости. В первую очередь это связано с некорректным учетом глинистости. В интервалах разреза, где глинистость пород невысока (например, в интервале 3116–3120 м скв. Левобережной 7), кривые пористости, рассчитанные по УСВ с учетом и без учета объемной глинистости, практически совпадают. Это может указывать на преобладание рассеянной глинистости, которая не оказывает значительного влияния на акустические свойства породы. С другой стороны, результаты по скв. Ангаро-Ленская 6 показали, что в интервалах разреза с относительно невысокой объемной глинистостью (интервалы 3232–3239, 3279–3286 м), в которых, судя по описанию керна, преобладает слоистая и рассеянная глинистость, различия между значениями коэффициента пористости существенны. Такое несоответствие устраняется в случае, если глинистые минералы замещают отдельные обломки породы, что приводит к повышению значения параметра $\Delta T_{ск}$ по сравнению со значением, принятым для преимущественно кварцевых песчаников в изученном разрезе (170 мкс/м).

Сопоставление значений коэффициента пористости пород боханского горизонта по керну и данным АК в скв. Левобережная 9 позволяет сделать вывод о систематическом занижении пористости. Более близкие их значения могут быть получены при понижении значения $\Delta T_{ск}$ до 150–160 мкс/м, например, за счет повышенного содержания доломита и ангидрита. Однако, такая возможность исключена вследствие того, что для разреза боханского горизонта содержание доломитового цемента существенно ниже по сравнению с парфеновским горизонтом. Другой причиной занижения пористости может являться завышенная объемная глинистость, что характерно для кривых, полученных с использованием как обобщенной зависимости (3), так и керновых данных. Эти особенности, несомненно, требуют дальнейшего исследования.

Все вышеперечисленные факты служат обоснованием необходимости детального литолого-петрографического анализа разреза, изучения минералогии глинистой фракции и объемной глинистости пород для более точного определения емкостных характеристик по данным АК.

В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Анализ петрофизической информации по скважинам Левобережной и Ангаро-Ленского месторождений позволил установить граничные значения коэффициента пористости, которые могут быть использованы для подсчета эффективных толщин. Выявленные значения близки к значению граничного коэффициента пористости для парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения. Такой результат обусловлен сходством литолого-минералогических характеристик отложений, условий их формирования и постседиментационных изменений.

2. В изученных разрезах среди рассмотренных методов определения коэффициента пористости на основе акустического каротажа наилучшую сходимость зна-

чений рассчитанной и измеренной на образцах керна пористости дают статистические зависимости “кern–ГИС”, а также метод, основанный на прямом использовании показаний ГК для учета глинистости песчаников (формула Шлюмберже). Существенные отличия коэффициентов пористости, полученных с помощью уравнения среднего времени и по керну, обусловлены использованием ряда усредненных значений параметров, напрямую влияющих на емкостные свойства пород (петрографический состав, тип глинистости, минералогия глинистой фракции и др.). Таким образом, для более точного определения коэффициента пористости необходимо привлечение результатов более детальных литологических, минералогических и других анализов керна материала.

Литература

- Барышев Л.А.** Физико-геологическая модель подсолевого комплекса осадочного чехла и прогноз продуктивности терригенных коллекторов на Ковыктинском месторождении // Технологии сейсморазведки. 2003. № 2. С. 38–43.
- Борисенко Г.Т., Калыбеков М.М., Исагалиева А.К.** Анализ способов определения коэффициентов пористости по данным акустического каротажа // Изв. Нац. АН Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. 2014. № 1. С. 88–93.
- Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М., Богданов В.Н., Гушина Н.Е., Замятин М.А., Пустыльников А.М., Рояк Р.С., Синихина И.Г., Степанова М.В., Тюшкевич А.В., Яковенко Ф.Н.** Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Методика разведки и условия формирования нефтегазовых отложений Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 254 с.
- Дробот Д.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н.** Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 1. С. 110–120.
- Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю.** Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. М.: Недра, 1993. 176 с.
- Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г.** Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластических давлениях. М.: Недра, 1983. 209 с.
- Мандельбаум М.М., Хохлов Г.А., Кондратьев В.А., Мазур В.Б.** Методика и технология открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. 2005. № 2–3. С. 29–39.
- Мельников Н.В., Килина Л.И.** Литология и условия формирования вендских и кембрийских отложений в южной половине Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. 1981. С. 51–66.
- Методические рекомендации** по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003. 261 с.
- Моисеев С.А., Топешко В.А., Гой В.Ю.** Сопоставление тирского регионального горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени по материалам ГИС // Комплексование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопроисковых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). Материалы науч.-практ. конф. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. С. 204–208.

- Мулин В.Б.** Изменение коллекторских свойств кварцевых песчаников под действием всестороннего сжатия и температуры // Физические свойства горных пород при высоких термодинамических параметрах. 1978. С. 78–79.
- Пирсон С.Дж.** Справочник по интерпретации данных каротажа. М.: Недра, 1966. 416 с.
- Писарчик Я.К.** Литология и фации кембрийских отложений Иркутского амфитеатра (в связи с нефтегазоносностью и соленосностью). Л.: Гостойтехиздат, 1963. 346 с.
- Пушкарева М.М., Хабаров Е.М., Вараксина И.В.** Литологическая характеристика парфеновского и ботубобинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубобинской антеклизы // Известия Томского политехнического университета. 2013. № 1. С. 78–83.
- Румак Н.П., Соколовская О.А., Таужнянский Г.В., Селиванова Е.Е.** Петрофизическое обеспечение интерпретации данных акустического каротажа при определении пористости коллекторов месторождений Западной Сибири // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского Автономного округа: электрон. журн. 2008. № 8. URL: <http://www.oilnews.ru/8-8/petrofizicheskoe-obespechenie-interpretacii-dannyh-akusticheskogo-karotazha-pri-opredelenii-poristosti-kollektorov-mestorozhdenij-zapadnoj-sibiri/> (дата обращения: 22.12.2015).
- Скузоватов М.Ю.** Комплексирование данных ГИС, сейсморазведки и петрофизических исследований при прогнозе фильтрационно-емкостных свойств парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения // Трофимуковские чтения молодых ученых-2011: Тр. всероссийской молодежной науч. конф. посвящ. 100-летию акад. А.А. Трофимука (16–23 окт. 2011 г.) Новосибирск, 2011. С. 285–286.
- Советов Ю.К.** Верхнедевонские песчаники юго-запада Сибирской платформы. Н.: Наука, 1977. 228 с.
- Тыщенко Л.Ф.** Региональные корреляции отложений мотской свиты в Иркутском амфитеатре // Проблемные вопросы литостратиграфии. М.: Наука, 1980. С. 149–258.
- Хабаров Е.М., Вараксина И.В., Кротова М.М., Сарев С.В., Родякин С.В., Черныш П.С.** // ГЕО-Сибирь-2009. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов V Международного научного конгресса (Новосибирск, 20–24 апр. 2009 г.). 2009. С. 103–107.
- Хабаров Е.М., Вараксина И.В., Пушкарева М.М., Кугаколов С.А., Родякин С.В., Черныш П.С.** Обстановки осадконакопления и фильтрационно-емкостные свойства парфеновского горизонта венда Ангаро-Ленской ступени // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2. С. 66–75.
- Чернова Л.С., Фомин А.М., Потлова М.М., Кокаулина Э.В., Мандрикова Н.Т.** Литология и условия формирования парфеновского горизонта венда Ковыктинского газоносного месторождения // Методика разведки и условия формирования нефтегазоносных отложений Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. С. 49–55.
- Willie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W.** Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // Geophysics. 1956. V. 21, N 1. P. 41–70.

*Статья поступила в редакцию 31 марта 2016 г.,
в окончательном варианте – 5 августа 2016 г.*

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

СКУЗОВАТОВ Максим Юрьевич – научный сотрудник ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН. Сфера научных интересов: комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, акустические и фильтрационно-емкостные свойства пород, сейсмогеологическое моделирование, прогнозирование геологического разреза на основе сейсмических и скважинных данных.

E-mail: skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

ГЛИНСКИХ Вячеслав Николаевич – заведующий лаборатории ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, доктор физико-математических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета. Сфера научных интересов: теория электрических и электромагнитных зондирований геологических сред, численные методы решения прямых и обратных задач электродинамики, моделирование и интерпретация данных скважинной геофизики, геофизические методы исследования нефтегазовых скважин, параллельные вычисления на графических процессорах в задачах каротажа.

E-mail: glinskikhvn@ipgg.sbras.ru

ВАРАКСИНА Ирина Викторовна – старший научный сотрудник ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, кандидат геолого-минералогических наук. Сфера научных интересов: литология, минералогия, изотопная геохимия осадочных пород.

E-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

РОДЯКИН Сергей Владимирович – младший научный сотрудник ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета. Сфера научных интересов: экспериментальная физика, акустика, гидродинамика, петрофизика горных пород.

E-mail: rodyakinsv@ipgg.sbras.ru

КУГАКОЛОВ Сергей Александрович – ведущий инженер ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН. Сфера научных интересов: экспериментальная физика, акустика, гидродинамика, петрофизика горных пород.

E-mail: kugakolovsa@ipgg.sbras.ru