

УДК 553.98+553.048(571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-51-59

Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты

© 2018 г. | В.И. Петерсилье, Н.В. Комар, С.М. Френкель

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; vipetersilie@mail.ru; komar@vnigni.ru; frenk@vnigni.ru

Поступила 12.06.2018 г.

Принята к печати 15.08.2018 г.

Ключевые слова: коллектор; подсчет запасов; баженовская свита; нефтегазонасыщенность.

Предложен алгоритм подсчета запасов отложений баженовской свиты объемным методом одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В скважинах месторождения предлагается выделять коллекторы двух типов. Коллекторы I типа — это поровые коллекторы, эффективные толщины которых устанавливаются по прямым качественным признакам — по данным ГИС и керна. Коллекторы II типа выделяются в интервалах работающих толщин после гидроразрыва пласта или другого воздействия по данным промыслово-геофизических исследований. Пористость и нефтенасыщенность определяются по керну и ГИС. Предложенный алгоритм позволяет в качестве коллекторов выделять не литотипы или пласты с определенной геохимической характеристикой, а проницаемые интервалы, характеризующиеся наличием прямых признаков или притоков по промыслово-геофизическим исследованиям.

Для цитирования: Петерсилье В.И., Комар Н.В., Френкель С.М. Методические подходы к подсчету запасов баженовской свиты // Геология нефти и газа. — 2018. — № 5. — С. 51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-51-59.

Methods for the Bazhenov formation reserves assessment

© 2018 | V.I. Petersil'e, N.V. Komar, S.M. Frenkel'

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; vipetersilie@mail.ru; komar@vnigni.ru; frenk@vnigni.ru

Received 12.06.2018

Accepted for publication 15.08.2018

Key words: reservoir; reserves calculation; Bazhenov formation; oil and gas saturation.

The authors propose an algorithm using the volumetric method for reserves calculation of the Bazhenov Fm in one of the fields within the West Siberian Petroleum Province. It is suggested to consider two reservoir types. 1st type reservoir is a porous reservoir with net thickness determined in accordance with the direct qualitative features on the basis of log and core data. 2nd type reservoir is identified on the basis of PL data in the producing intervals after fracturing or some other stimulation/treatment. Before fracturing, total reservoir thickness over the well is determined basing on the statistically revealed relationship between thickness of 1st and 2nd type reservoirs. Porosity and oil saturation are determined from core and log data. The proposed algorithm allows to identify as reservoirs the permeable intervals characterised by the direct qualitative indicators or inflows in accordance with PLT, instead of lithotypes or beds with certain geochemical features. Reserves calculation in the Bazhenov Fm is possible only when the most advanced methods of site and section exploration using seismic, core, and log data are applied together with the focused formation testing efforts. One cannot hope for success by means of processing a large number of wells with old materials for such a complicated object. The presented reserves assessment algorithm should be considered a purely engineering solution; the authors believe that analysis of all the material compiled on the problem allows making a conclusion that today there is still no rigorous solution for reserves assessment in the Bazhenov-type formations.

For citation: Petersil'e V.I., Komar N.V., Frenkel' S.M. Methods for the Bazhenov formation reserves assessment. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-51-59.

В 2017 г. Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Роснедра было утверждено «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [1]. Авторы статьи попытались по возможности использовать подходы, описанные в документе ГКЗ, для подсчета запасов нефти одного из месторождений в этом регионе. При обосновании площади залежи, категоризации запасов, коэффициента извлечения нефти эти подходы были применены, однако по дру-

гим вопросам использовать положения утвержденного документа практически не удалось.

До утверждения «Временного методического руководства...» [1] подсчет запасов в отложениях баженовской свиты проводился по упрощенной схеме, суть которой заключалась в следующем:

— за эффективные толщины ($H_{эф}$) в скважинах принималась 1/3 (иногда 1/4) общей толщины свиты (H);

— пористость коллекторов принималась по результатам отдельных измерений на керне и в среднем составляла 8 %;

— нефтенасыщенность коллекторов принималась постоянной и равнялась 0,85, иногда 0,90;

— запасы промышленной категории C_1 выделялись только вокруг приточных скважин; запасы категории C_2 не выделялись;

— коэффициент извлечения нефти принимался на уровне 25 %. Распределение КИН залежей баженовской свиты по данным Госбаланса по Уральскому и Сибирскому ФО на 01.01.2017 г. выглядит следующим образом.

Наиболее принципиальным и максимально влияющим на объем запасов подсчетным параметром является эффективная толщина. Ранее, в 1970–1980 гг., значение $H/3$ было предложено, исходя из результатов ГИС по специальным технологиям, в первую очередь по методике двух растворов, временным замерам, исследованиям «каротаж — испытания — каротаж» и т. п. При анализе этих результатов оказалось, что эффекты от применения специальных методик есть, но, к сожалению, они проявляются на разных участках ствола скважины. Поэтому было принято решение не рекомендовать ту или иную специальную методику, а использовать постоянное соотношение между значениями эффективной и общей толщин баженовской свиты, не выделяя при этом эффективные толщины в разрезе баженовской свиты. В то же время высказывалось предположение, что именно такой подход в будущем, при наличии более надежных методов подсчета запасов, позволит легко внести исправления в Госбаланс.

Ясно, что предложенный подход, практически не использующий геолого-геофизическую информацию о разрезе (ГИС, керн, испытания), не может быть применен сейчас, когда по баженовской свите накоплен большой объем данных.

В связи с изложенным, была предложена другая методика обоснования подсчетных параметров и в целом запасов месторождения. В статье приведены результаты исследований исключительно инженерного решения оценки запасов нефти в залежах баженовской свиты. Эти исследования никак не относятся к вопросам формирования баженовской залежи, миграции УВ и т. п. Во «Временном методическом руководстве...» описан способ подсчета запасов объемным методом с использованием трех подходов — литологического, геохимического и технологического. В документе указывается, что он «...является первичным методом оценки. При наличии данных о содержании УВ в керне на основании пиролитического анализа производится уточнение запасов, устраняются противоречия с объемной моделью, а на стадии опытно-промышленной эксплуатации не только подбирается технология разработки, но и уточняются извлекаемые запасы» [1].

Рассмотрим эти подходы при решении основного, проблемного вопроса подсчета запасов в отложениях баженовской свиты — выделения коллекторов.

Выделение коллекторов

Во «Временном методическом руководстве...» указывается, что «...большинство сходится во мнении о кремнистых радиоляритах как о наилучших коллекторах, кальцитизированные и доломитизированные разности оцениваются неоднозначно, а породы, содержащие глинистую примесь, большинством исследователей относятся к неколлекторам».

В связи с этим авторы статьи предлагают выделять в разрезе свиты три класса литотипов, из которых первый класс (кремнистые радиоляриты) полностью относится к коллекторам, второй класс (карбонатизированные радиоляриты) — на 50 %, а третий (глинисто-битуминозные породы) причисляется к неколлекторам. Для выделения литотипов предлагается применять как общепринятые методики на основе результатов изучения керна и стандартного комплекса ГИС, так и методики по литотипизации на основе расширенного комплекса ГИС.

Авторы статьи считают укрупненную принципиальную литотипизацию разреза свиты вполне приемлемой в качестве общей для характеристики объекта. Однако численные значения доли коллекторов в суммарной толщине I и II классов представляются малообоснованными. Еще больше вопросов возникает по дифференциации разреза по ГИС даже при применении расширенного комплекса и использовании информации по керну. Неясно, как на практике уже сейчас (а «Рекомендации...» приняты на 18 месяцев) реализовать предложенную литотипизацию.

Авторы во «Временном методическом руководстве...» привели табл. 4.2.1, из анализа которой следует, что на практике трудно выделить толщины каждого класса с учетом того, что различные исследователи по-разному называют породы, принадлежащие одному классу. Так, в этой таблице кремнистые глинисто-кероген-кремнистые породы называются радиоляритами кремнистыми, силицитами, силицитами слабоглинистыми и т. п.

В целом выделение какого-либо литотипа в качестве коллектора нельзя признать обоснованным. Это равносильно утверждению, что кварцевый песчаник или органогенный известняк является коллектором без учета его фильтрационно-емкостных характеристик.

Если же говорить о геохимическом подходе, то его сторонники в качестве эффективных толщин предлагают рассматривать интервалы, где отношение S_1/TOC (отношение пика содержания УВ по керну при нагреве пробы до 300 °С, достаточное для выделения подвижной нефти, к общему содержанию органического углерода) превышает пороговое значение 100 мг/г. Такой подход описан во многих работах геохимиков, например в статье [2].

Один из авторов данной статьи высказал сомнения по поводу практического применения такого подхода для оценки запасов [3]. Указывалось, что ни в

одной работе нет обоснования граничного значения $S_1/ТОС = 100$ для выделения коллекторов. Кроме того, если S_1 отражает именно содержание подвижной нефти, то учет любого другого параметра (здесь ТОС) уже лишний. Отмечалось также, что применение геохимического подхода ограничивается интервалами с отбором керна. Использование же данных ГИС для определения численных значений S_1 и ТОС, особенно в скважинах со стандартным комплексом, крайне затруднительно.

Высказанные замечания относятся только к вопросам обоснования подсчетных параметров объемным способом и никак не отрицают информативность геохимии при изучении баженовской свиты в качестве нефтематеринской толщи.

Предлагаемый во «Временном методическом руководстве...» дополнительный метод материального баланса позволяет оценить только дренируемые извлекаемые запасы, в связи с чем его применение возможно только при достаточном эксплуатационном разбуривании залежи.

Таким образом, можно констатировать, что изложенные во «Временном методическом руководстве...» положения о выделении коллекторов носят общий характер и не содержат однозначных практических рекомендаций.

Наибольший опыт освоения залежей сланцевой нефти имеется у нефтяников США. Там единственно достоверным способом оценки извлекаемых запасов нефти сланцевых коллекторов, принятым Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE), является способ, основанный на анализе работы продуктивных скважин и накопленной добычи по разбуренному эксплуатационной сеткой участку [4]. Для его реализации необходимо бурение многих десятков скважин.

В России для промышленной и даже опытной разработки необходима предварительная (после открытия месторождения) оценка запасов. Поэтому вариант, предложенный SPEE, здесь не применим.

Авторы статьи предлагают альтернативный подход к выделению коллекторов в отложениях баженовской свиты. Этот подход основан на выделении в разрезе не интервалов с определенной литологией или с определенными геохимическими показателями, а в первую очередь интервалов, характеризующихся наличием проницаемости.

Этот подход авторов базируется на основных положениях промысловой геологии, когда в качестве коллектора выделяются породы, слагающие интервалы разреза, которые обладают прямыми или косвенными признаками коллектора, а проницаемость этих интервалов подтверждается результатами опробований и испытаний в открытом стволе, в том числе опробователями на каротажном кабеле или в колонне.

Перечень этих признаков и способы их установления подробно описаны в литературе, например в работе [5].

Для залежей нефти в отложениях баженовской свиты характерно, что породы, содержащие нефть, нефтепроизводящие и не являются коллектором в традиционном понимании. Эти породы (собственно баженины) характеризуются практически нулевой проницаемостью и при их испытании притока флюидов обычно не получают. А при исследовании керна его проницаемость, если он не был подвержен техногенной трещиноватости, составляет обычно сотые доли миллиардари и менее.

Промышленные притоки нефти из таких отложений получают обычно после проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом, т. е. эти притоки получают уже из другой, искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаниям, выполненным до проведения гидроразрыва пласта, определить нельзя.

Таким образом, если для обычных коллекторов эффективность воздействия на пласт влияет на объем извлекаемых запасов, то для баженовской свиты она определяет величину эффективных толщин, т. е. влияет на объем и геологических запасов.

В то же время нельзя не отметить, что различные исследователи отмечали развитие в разрезе баженовской свиты маломощных коллекторов порового (трещинно-порового) типа, выделяющихся по прямым качественным признакам. Достаточно подробно о таких коллекторах написано А.Д. Алексеевым, предметно занимающимся баженовской свитой [6].

В 2015 г. при обсуждении в ГКЗ Роснедра методических подходов к подсчету запасов баженовской свиты был показан каротажный планшет с выделением по ядерно-магнитному каротажу (ЯМК) коллектора порового типа толщиной 1 м в подошве отложений баженовской свиты с последующим получением притока опробователем MDT (рис. 2).

В результате авторы статьи пришли к выводу о необходимости попытаться выделить в разрезе баженовской свиты традиционные коллекторы порового или трещинно-порового типа по прямым качественным признакам:

- наличию приращения сопротивления на кривых микрозондирования или по комплексу БК-МБК;
- наличию глинистой корки (сужению диаметра скважины);
- установлению подвижности пластового флюида (проницаемости) по данным опробователя на каротажном кабеле;
- наличию подвижного флюида по данным ЯМК;
- свечению керна в УФ-свете;
- наличию повышенных значений пористости

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 1. Распределение КИН по залежам баженовской свиты
Fig. 1. ORF distribution over accumulations within the Bazhenov Fm

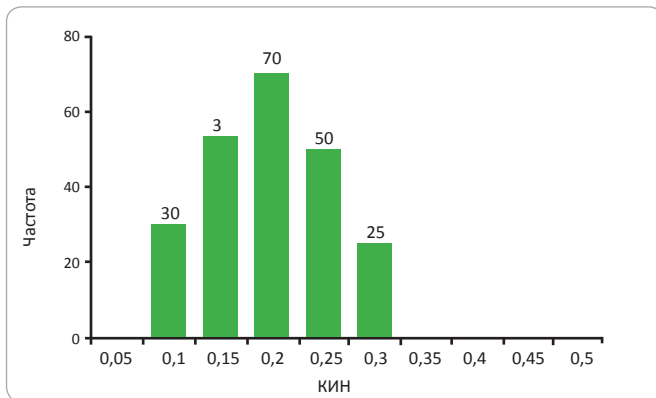
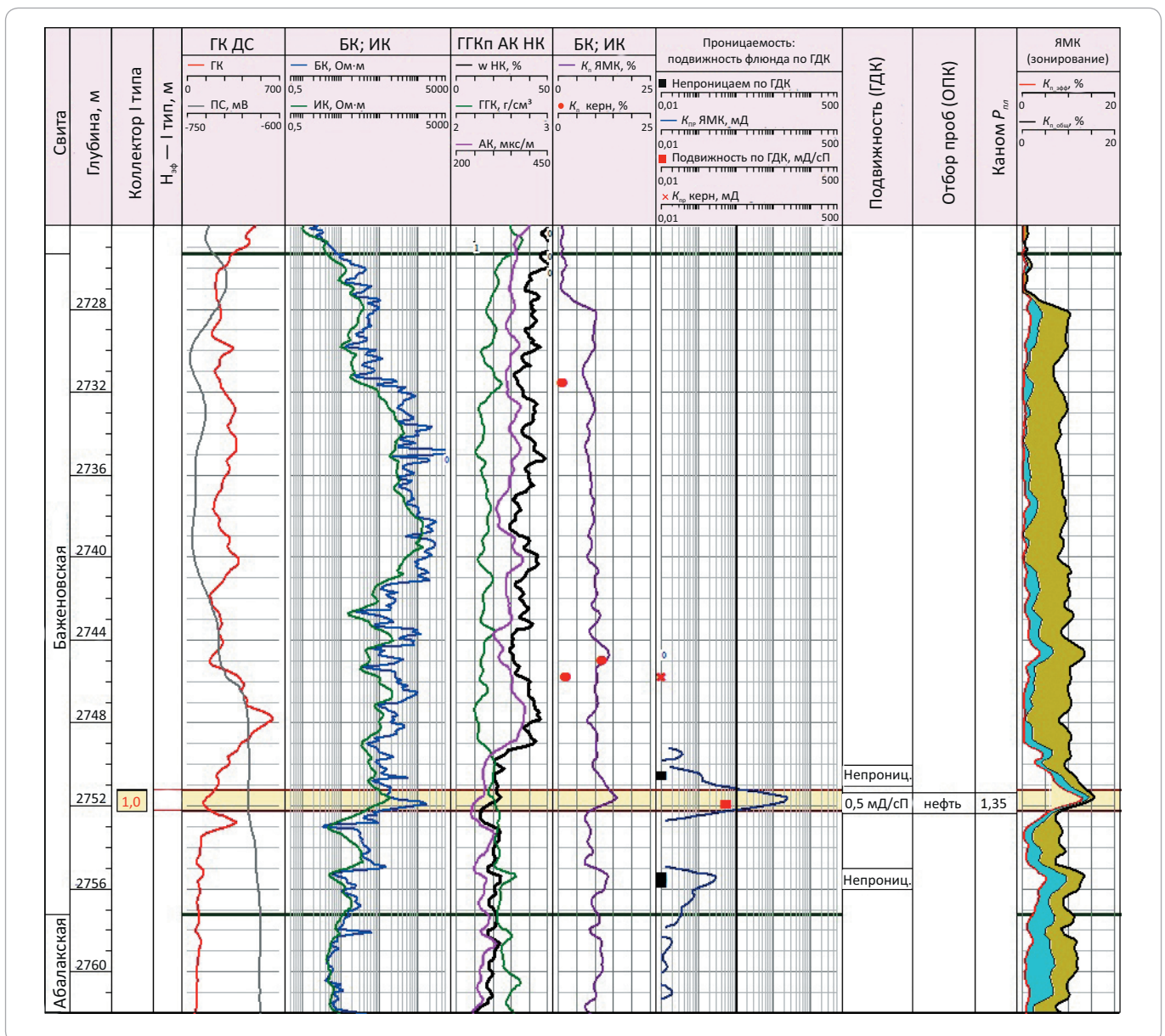


Рис. 2. Использование ЯМК и MDT для выделения коллекторов в разрезе баженовской свиты [3]
Fig. 2. Application of NML and MDT to identify reservoirs in the Bazhenov section [3]



и проницаемости по керну относительно вмещающих пород;

— установлению работающих интервалов разреза по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ).

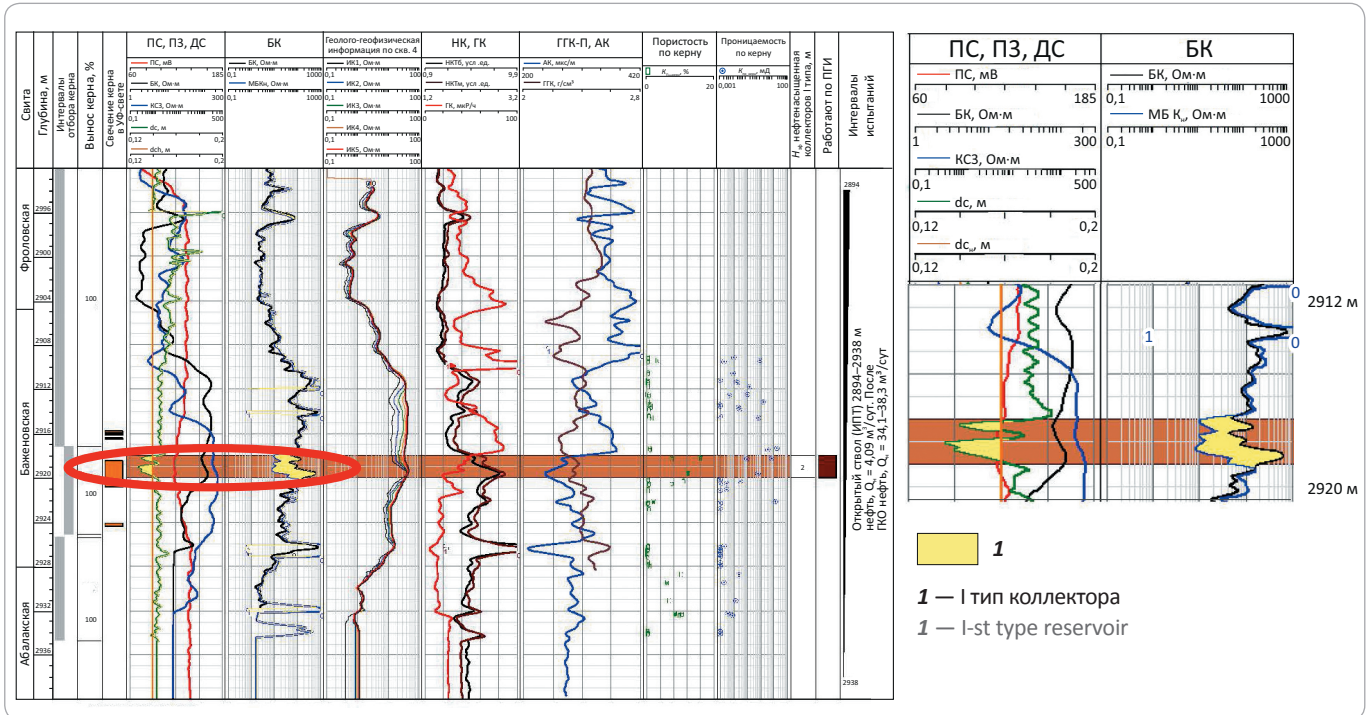
Коллекторы порового типа (I тип) в скважинах можно выделять по различным прямым качественным признакам (рис. 3, 4).

Было проанализировано сопоставление пористости и проницаемости по керну для коллекторов I типа и остального разреза (рис. 5).

На рис. 5 наблюдается очевидная тенденция прямой корреляции сопоставляемых параметров для коллекторов I типа; в остальной части разреза корреляция между K_p и $K_{пр}$ не наблюдается.

Рис. 3. Пример выделения коллекторов I типа по наличию глинистой корки, приращению сопротивления на кривых БК, МБК, по свечению ядра в УФ-свете, наличию пород с повышенными ФЕС относительно вмещающих пород по керну (скв. 4)

Fig. 3. An example of I-st type reservoirs identification according to filter cake presence, resistivity increment on LL, micro-LL logs, core fluorescence in UV light, presence of rocks having reservoir properties better than host rocks (well 4)



Литологический состав пород, представляющих коллекторы I типа, и вмещающих пород представлен на рис. 6. Рисунок подтверждает установленный факт, что основные проницаемые пропластки (коллекторы I типа) представлены кремнистыми доломитизированными породами. В работе [6] отмечено, что в основном такие породы являются радиоляритами. Вмещающие породы по литологии существенно отличаются от коллекторов I типа, в первую очередь за счет повышенной глинистости.

Важно отметить, что во всех скважинах интервалы развития коллекторов I типа с повышенными относительно вмещающих пород фильтрационно-емкостными свойствами выделяются в одних и тех же участках баженовской свиты — в нижней части высокоуглеродистой пачки с высокой естественной радиоактивностью. Кроме того, по данным гидродинамических исследований специалистами компании Шлюмберже сделан вывод о наличии гидродинамической связи между скважинами, по крайней мере, на севере разбуренной зоны месторождения. Поэтому можно заключить, что первичные (без воздействия) притоки нефти в скважинах связаны с наличием коррелируемого пласта с коллекторами порового типа, возможно, представляющими нефтяную залежь литологического типа.

В заключение описания методики выделения коллекторов порового типа авторы работы указывают, что это выделение коллекторов реализуется в скважинных условиях.

Авторы статьи предлагают дополнительно выделять в разрезе баженовской свиты коллекторы II типа по данным ПГИ, выполненным после гидро-разрыва пласта или другого воздействия.

В процессе сопоставления работающих интервалов в скважинах (коллекторы II типа) и эффективных толщин коллекторов I типа была выявлена корреляция между сопоставляемыми параметрами (рис. 7).

Это позволило выполнить прогноз развития коллекторов II типа в остальных скважинах, однако данных только по трем скважинам недостаточно. Если наличие связи суммарных толщин коллекторов I и II типов в результате дальнейших исследований не подтвердится, возможно использование среднего значения $\sum H_{эф}$ коллекторов II типа, в данной статье равного 2,3 м.

По мнению авторов статьи, выделить коллекторы II типа по первичным (до воздействия) геолого-геофизическим материалам, как и предугадать работающие после воздействия интервалы, в настоящее время невозможно или сложно.

Такой вывод сделали авторы статьи после сопоставления литологических, петрофизических и геохимических характеристик, работающих после воздействия интервалов (коллекторов II типа), со вмещающими породами (за исключением коллекторов I типа) (рис. 8–10).

Выделение коллекторов II типа обосновано недостаточно, но тем не менее подтверждается прямы-

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 4. Пример выделения коллекторов I типа по свечению керна в УФ-свете и приращению сопротивления на кривых микрозондирования, % (скв. 5)

Fig. 4. An example of I-st type reservoir identification according to core fluorescence in UV light and resistivity increment on micro-LL logs, % (well 5)

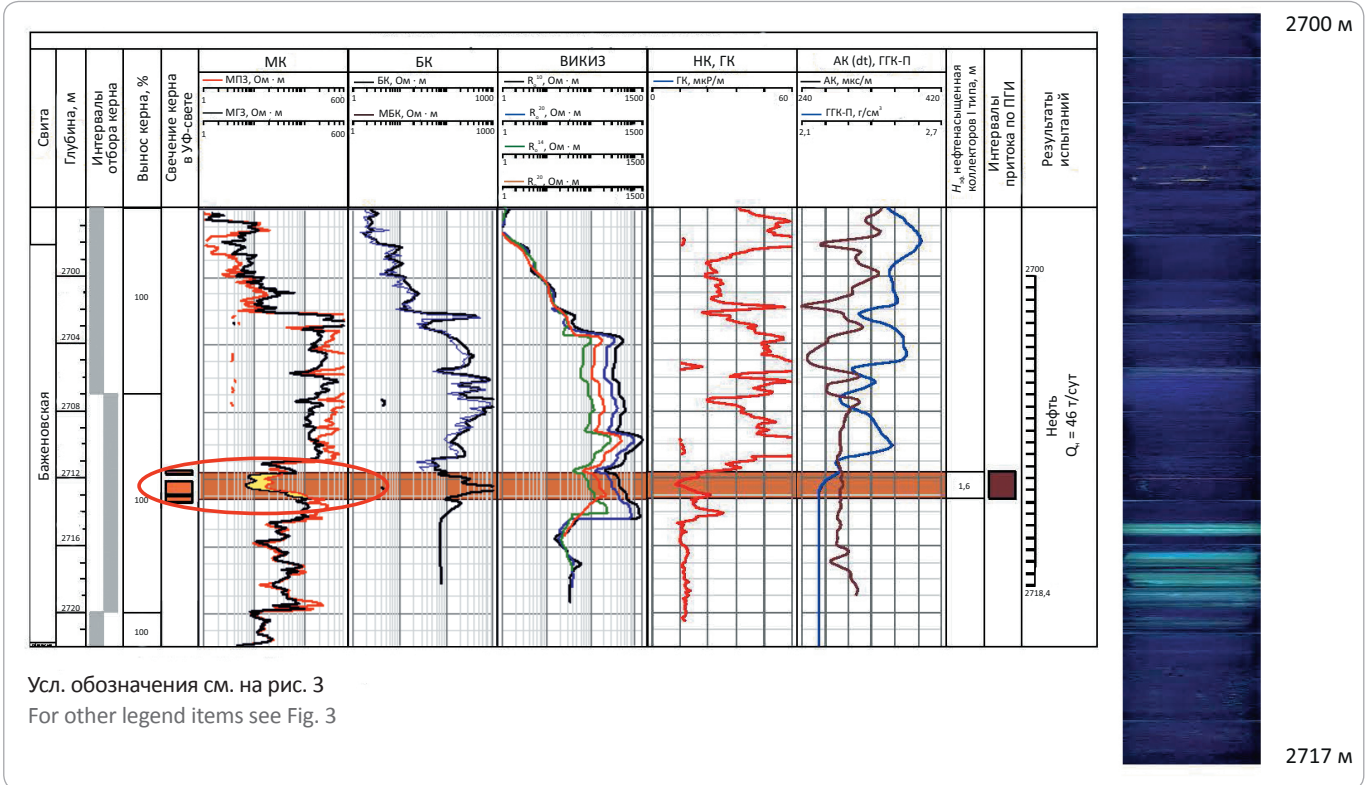


Рис. 5. Сопоставление пористости и проницаемости по керну для коллекторов I типа и остального разреза (скважины 1, 2, 3, 4, 6)

Fig. 5. Porosity vs permeability crossplot for I-st type reservoirs and the rest of the section (wells 1, 2, 3, 4, 6)



Рис. 6. Литологический состав коллекторов I типа (А) и вмещающих пород (В), %

Fig. 6. Lithology of the I-st type reservoirs (B) and host rocks (B), %

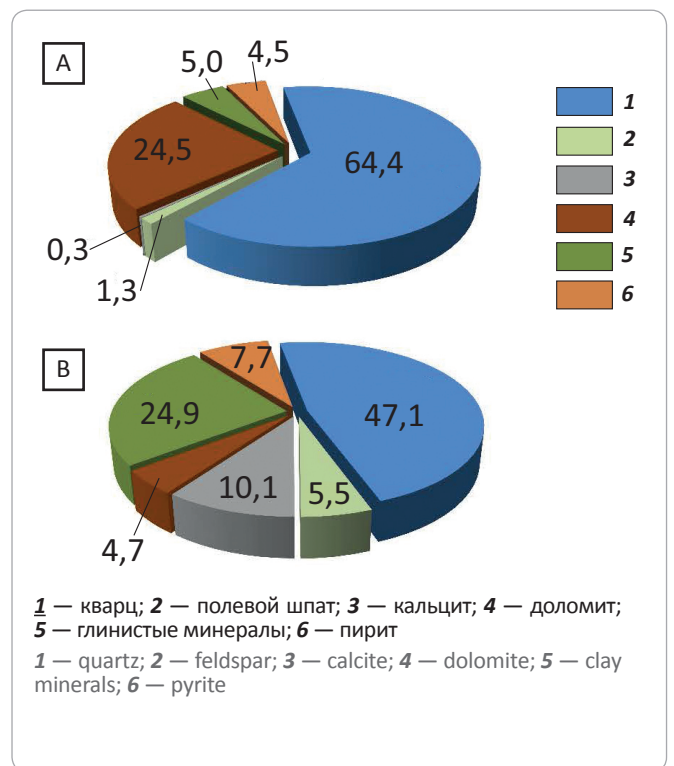


Рис. 7. Сопоставление коллекторов I и II типов по скважинам 1–3
Fig. 7. Comparison of I-st and II-nd type reservoirs in wells 1–3



ми притоками в скважине. Именно поэтому оценка запасов в баженитах и в целом в нетрадиционных коллекторах рекомендуется по методу материального баланса. Эти рекомендации полностью разделяют авторы статьи, однако достаточной информации для этого в настоящее время нет, кроме того, оценка запасов должна быть выполнена для проведения полномасштабной опытно-промышленной эксплуатации залежей с нетрадиционными коллекторами.

В связи со сложностью строения разрезов баженовской свиты представленный алгоритм подсчета запасов следует считать сугубо инженерным решением. По мнению авторов статьи, из анализа всего накопленного по проблеме материала следует, что строгого решения задачи подсчета запасов объемным методом в отложениях баженовского типа не существует.

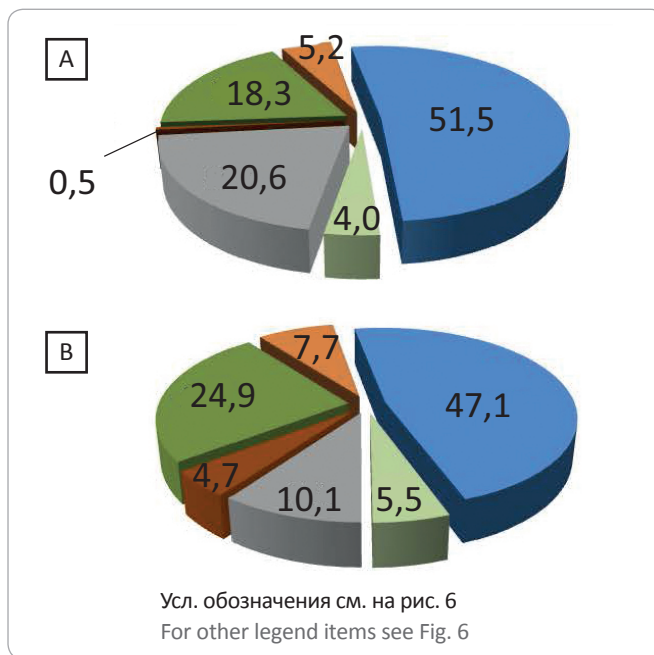
Определение емкостных параметров

Пористость коллекторов баженовских отложений по данным ГИС может быть оценена только при наличии расширенного комплекса и представительных данных керна; по стандартному комплексу ГИС оценка K_n невозможна.

В связи с тем, что в основной массе скважин анализируемого месторождения расширенный комплекс ГИС не выполнен, на данном уровне изученности K_n оценен по керну как среднее значение по образцам, привязанным к выделенным интервалам коллекторов I и II типа (рис. 11). Распределения для коллекторов I и II типов установлены по 56 и 23 образцам, средние значения K_n составили 11,8 и 1,8 % соответственно.

Для оценки коэффициента нефтенасыщенности использованы данные измерений водоудер-

Рис. 8. Сопоставление литологического состава коллекторов II типа (А) и вмещающих пород (В), %
Fig. 8. Lithology comparison for the II-nd type reservoirs (A) and host rocks (B), %



живающей способности (K_{bc}) по 15 образцам керна трех скважин, которая была пересчитана в остаточную водонасыщенность. По этим данным было построено сопоставление $K_{bo}-K_n$, по нему определено среднее значение $K_{bo} = 51\%$ при средней пористости $K_n = 11,8\%$ (рис. 12).

Для коллекторов II типа нефтенасыщенность предлагается принять равной 0,9, как это и предусмотрено во «Временном методическом руководстве...».

Оценка распределения подсчетных параметров по площади месторождения и построение соответствующих карт и подсчетных планов были осуществлены с использованием результатов выполненного компанией Шлюмберже прогноза эффективных нефтенасыщенных толщин по данным динамической сейсмической интерпретации.

Выполненный авторами статьи корреляционный анализ сейсмических динамических параметров (акустического импеданса (P_{imp}), отношения V_p/V_s) с эффективными толщинами, определенными по описанной методике, показал, что при использовании мультирегрессионных зависимостей существует достаточно высокая ($R = 0,82$) корреляционная связь между изучаемыми параметрами. Это, скорее всего, свидетельствует о перспективности использования кинематических сейсмических параметров для прогноза эффективных толщин баженовских отложений.

Коэффициент извлечения нефти коллекторов I типа предлагается принять на уровне 0,15–0,20, а II типа — 0,05 (в соответствии с «Временным методическим руководством...»).

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 9. Сопоставление пористости и проницаемости коллекторов II типа и вмещающих пород (скважины 1, 2, 3, 4, 6; без коллекторов I типа)

Fig. 9. Porosity vs permeability crossplot for II-nd type reservoirs and host rocks (wells 1, 2, 3, 4, and 6; excluding I-st type reservoirs)

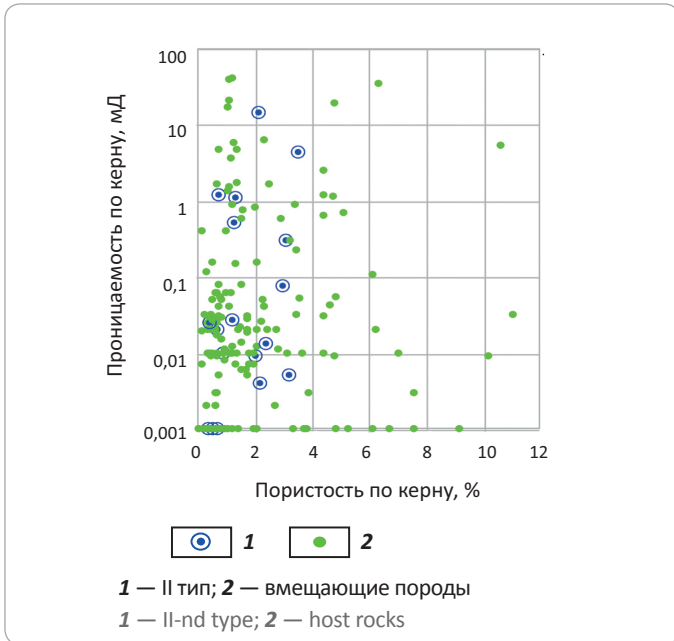


Рис. 10. Сопоставление распределений геохимических параметров (ТОС, S₁/ТОС) коллекторов II типа (А) и вмещающих пород (без коллекторов I типа) (В)

Fig. 10. Comparison of geochemical parameters (TOC, S₁/TOC) distribution for the II-nd type reservoirs (A) and host rocks (excluding I-st type reservoirs) (B)

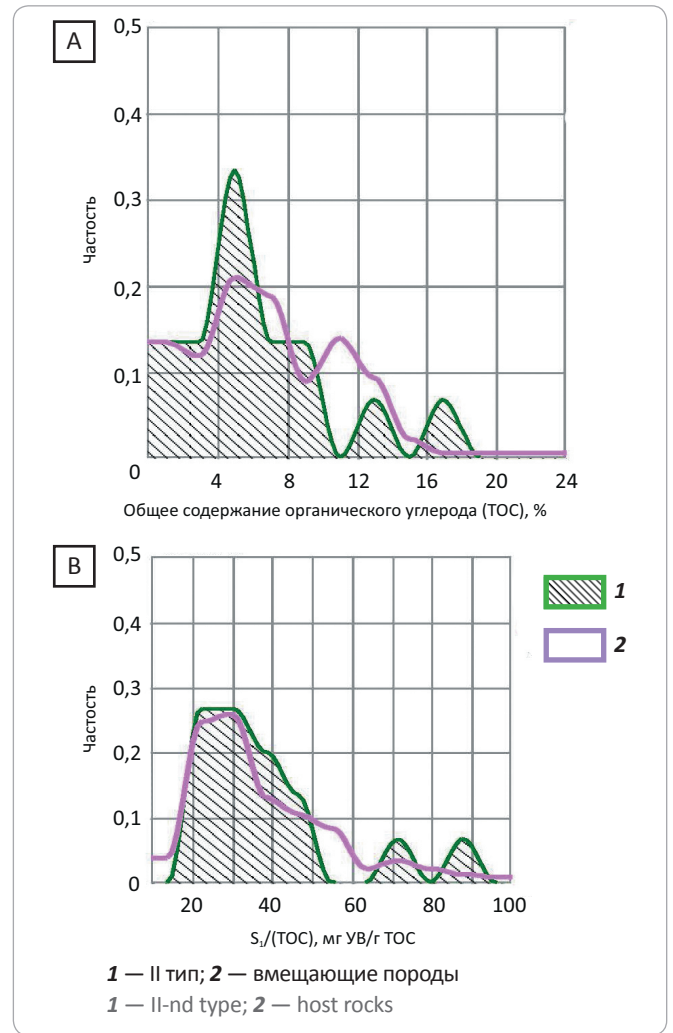


Рис. 11. Распределение пористости пород коллекторов I и II типов

Fig. 11. Porosity distribution in the I-st and II-nd type reservoir rocks

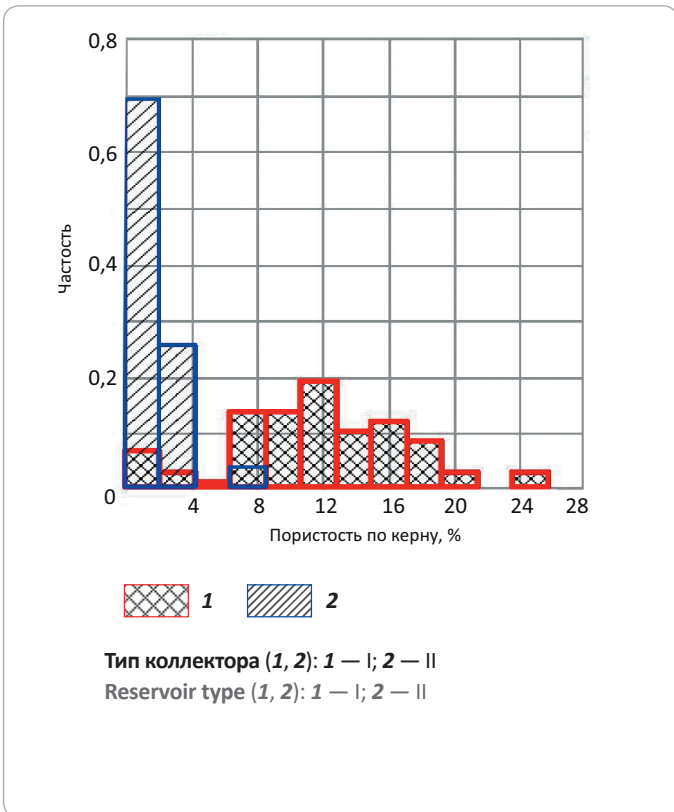
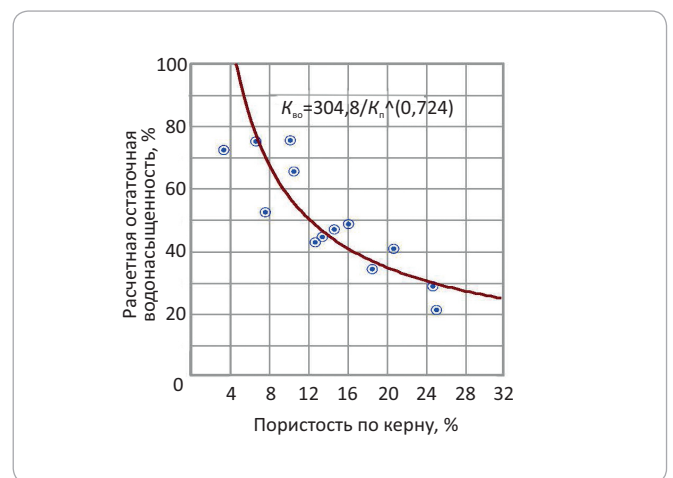


Рис. 12. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости

Fig. 12. Residual water saturation as a function of porosity



Выполненный по изложенному алгоритму сугубо оценочный подсчет запасов месторождения показал существенное снижение их объемов по сравнению с ранее утвержденными. Однако предметный анализ сопоставления оценок запасов можно проводить после выполнения полноценного подсчета по всему накопленному объему геолого-геофизических и промышленных материалов. Такой подсчет возможен при наличии самых современных методов изучения площади и разреза по данным сейсморазведки, каротажа и керна с выполнением целенаправленных работ

по опробованию и испытанию пластов. Надеяться на успех за счет обработки большого числа скважин со старыми материалами для такого сложного объекта нельзя.

В заключение отметим, что представленный алгоритм подсчета запасов следует считать сугубо инженерным решением. По мнению авторов статьи, из анализа всего накопленного по проблеме материала следует, что строгого решения задачи подсчета запасов объемным методом в отложениях баженовского типа на сегодня не существует.

Литература

1. *Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции* // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 68–101.
2. *Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л.* Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.
3. *Петерсилье В.И.* Об оценке запасов залежей сланцевой нефти // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 108–112.
4. *Vail B.* Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays // SPEE Monograph 3. – Houston, Texas; 2010. – pp. 1–39.
5. *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.
6. *Алексеев А.Д.* Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2 // Rogtec Magazine. – 2013. – № 35. – С. 12–35.
7. *Немова В.Д., Панченко И.В.* Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017.

References

1. *Preliminary guidance for oil reserves assessment in the Bazhenov fractured and fractured-porous reservoirs of the West Siberian Petroleum Province.* *Nedropol'zovanie XXI vek.* 2017;(4):68–101.
2. *Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Paizanskaya I.L.* Evaluation of reserves of shale oil using geochemical parameters. *Oil and gas geology.* 2015;(4):55–61.
3. *Petersilje V.I.* Concerning the reserves of shaly oil deposits evaluation. *Oil and gas geology.* 2015;(4):108–112.
4. *Vail B.* Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. *SPEE Monograph 3.* Houston, Texas; 2010. pp. 1–39.
5. *Recommended practices for oil and gas original in-place reserves assessment using volumetric method.* In: V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko, eds. Moscow–Tver: VNIIGNI, NPTS «Tver'geofizika», 2003.
6. *Alekseev A.D.* The Bazhenov Formation: in search of big shale oil in Upper Salym. Part 2. *Rogtec Magazine.* 2013;(35):12–35.
7. *Nemova V.D., Panchenko I.V.* Localization of inflow intervals and storage volume of the bazhenov formation, sredne-nazym oil field. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika.* 2017;12(1). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017.