



П. Н. Мельников
канд. геол.-мин. наук
ВНИГНИ¹
генеральный директор
info(@)vnigni.ru



А. И. Варламов
д-р геол.-мин. наук
ВНИГНИ¹
научный руководитель –
первый заместитель
генерального директора
info(@)vnigni.ru



В. И. Петерсилье
ВНИГНИ¹
советник генерального
директора



В. И. Пороскун
д-р геол.-мин. наук
ВНИГНИ¹
заместитель генерального
директора по геоинформатике
poroskun@vnigni.ru



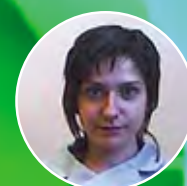
С. М. Френкель
ВНИГНИ¹
заведующий отделом научно-
методического и
технологического обеспечения
frenk@vnigni.ru



Н. В. Комар
ВНИГНИ¹
старший научный сотрудник



А. В. Шаломеенко
ООО «Директ Нефть»²
главный геолог



Е. Е. Шишкина
ВНИГНИ¹
научный сотрудник

Апробация Временных методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в баженовских и доманиковых отложениях

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

²ООО «Директ Нефть». Россия, 460044, Оренбург, ул. Березка, 13.

В 2017 г. ЭТС ГКЗ Роснедра утверждены «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» и «Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях». В статье рассмотрены результаты работ по апробации временных методик, которые проводились во ФГБУ ВНИГНИ

Ключевые слова: баженовская свита; доманиковые отложения; подсчет запасов; временное руководство; временные рекомендации; апробация

Предлагаемый в статье алгоритм подсчета запасов нефти объемным методом отложений баженовской свиты (БС) был апробирован на примере одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (результаты изложены в статье, опубликованной в журнале Геология нефти и газа в 2019 г.).

До утверждения «Временного методического руководства...» подсчет запасов в отложениях БС проводился по упрощенной схеме, суть которой заключалась в следующем:

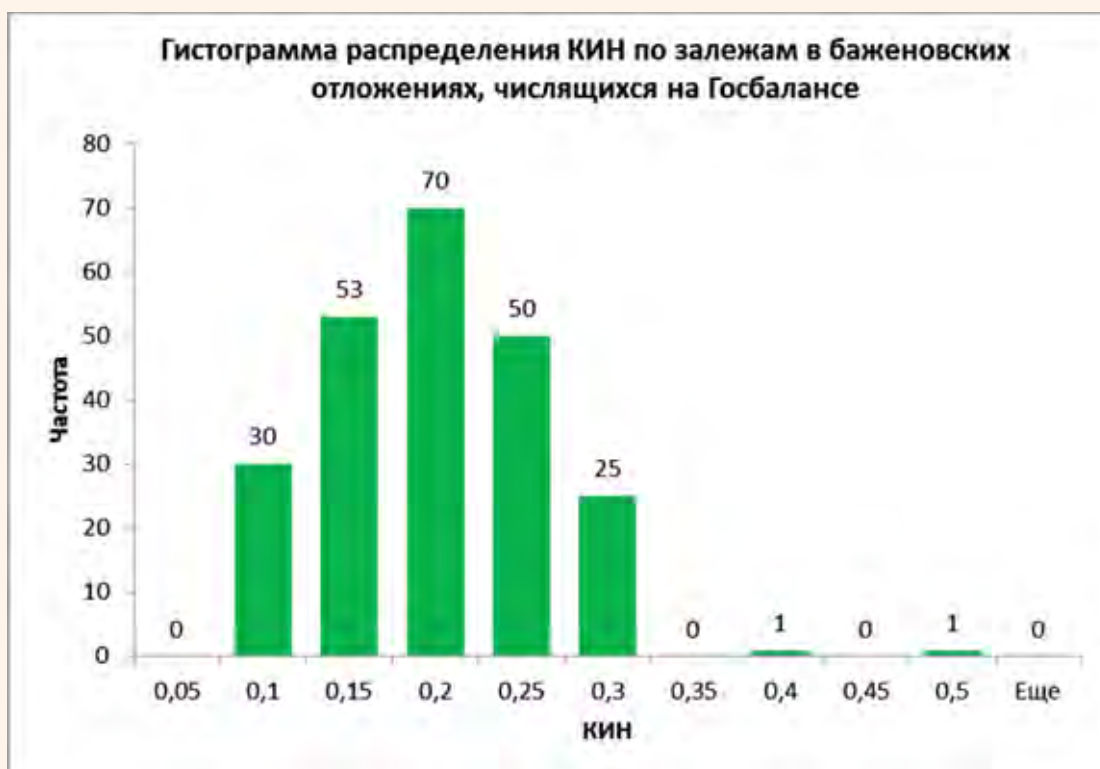
- за эффективные толщины в скважинах принималась 1/3 (иногда ¼) общей толщины свиты;
- пористость коллекторов принималась по результатам отдельных измерений на керне и равнялась, в среднем, 8%;
- нефтенасыщенность коллекторов принималась постоянной и равнялась 0,85, иногда 0,9;
- запасы промышленной категории C_1 выделялись только вокруг приточных скважин; запасы C_2 не выделялись;
- коэффициент извлечения нефти принимался на уровне 25%; на **рис. 1** приведено распределение КИН залежей БС по данным Госбаланса по Уральскому и Сибирскому ФО на 01.01.2017.

Наиболее принципиальным и максимально влияющим на величину запасов подсчетным

параметром является эффективная толщина. Ранее, в 70–80 гг. прошлого столетия, величина $H/3$ была предложена, исходя из результатов ГИС по специальным технологиям, в первую очередь, по методике двух растворов, временным замерам, по исследованиям «каротаж – испытания – каротаж» и т.п. Тогда при анализе этих результатов оказалось, что эффекты от применения специальных методик есть, но к сожалению, проявляются они в разных участках ствола скважины. Поэтому было принято решение не рекомендовать ту или иную специальную методику, а использовать постоянное соотношение между величинами эффективной и общей толщины БС, не выделяя при этом эффективные толщины в разрезе БС. В то время высказывалось соображение о том, что именно такой подход в будущем, при наличии более надежных методов подсчета запасов, позволит легко внести исправления в Государственный баланс запасов нефти.

Во «Временном методическом руководстве...» [2] 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 углеводородов в керне на основании пиролитического анализа производится уточнение запасов, устраняются противоречия с объемной моделью, и на стадии опытно-промышленной эксплуатации не только

Рис. 1.
Распределение КИН по залежам баженовской свиты



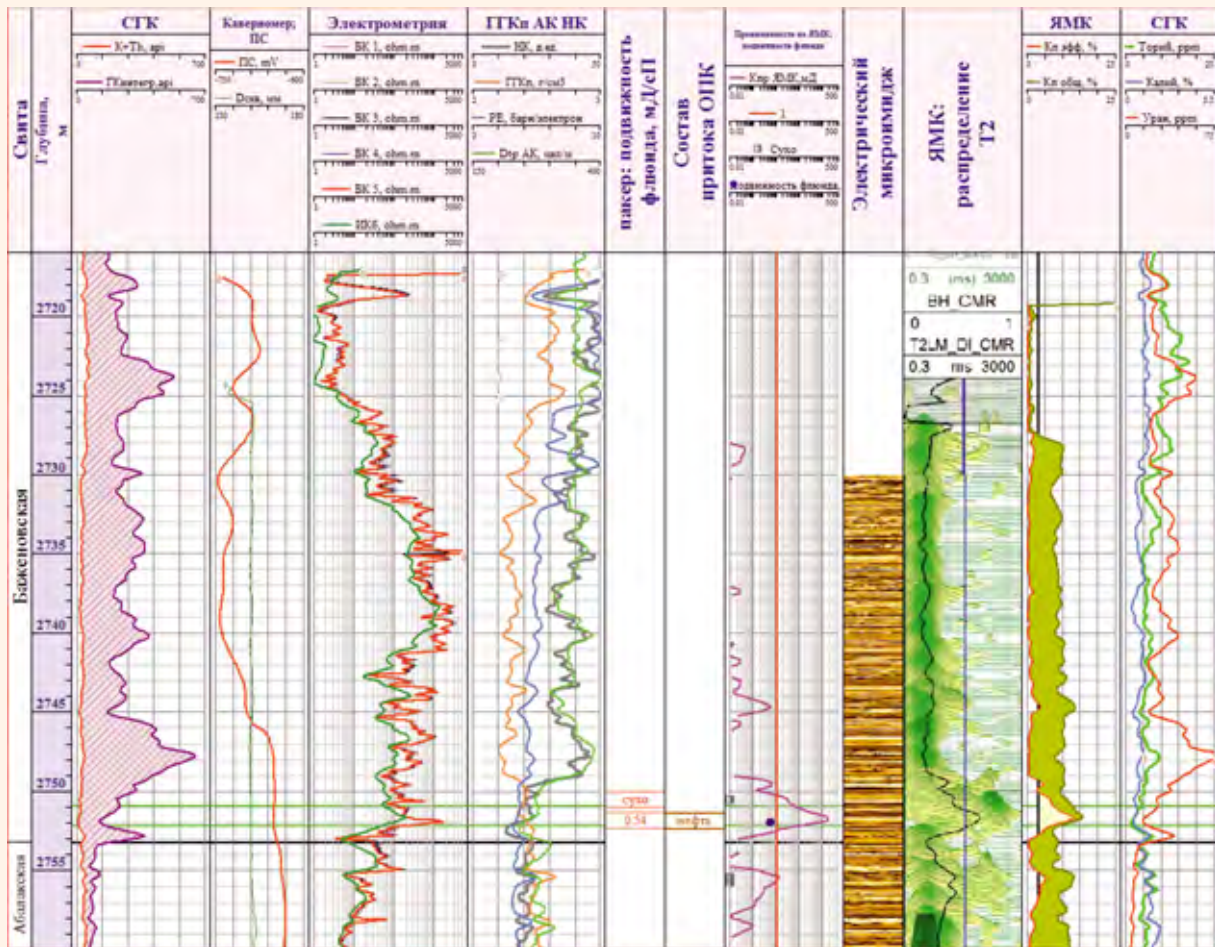


Рис. 2.
Использование ЯМК и MDT для выделения коллекторов в разрезе баженовской свиты [3]

подбирается технология разработки, но и уточняются извлекаемые запасы» [1].

Рассмотрим перечисленные подходы при определении основного, проблемного вопроса подсчета запасов в отложениях БС – 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 предлагают выделять в разрезе свиты 3 класса литотипов, из которых первый класс (кремнистые радиоляриты) полностью относится к коллекторам, второй класс (карбонатизированные радиоляриты) на 50% относится к коллекторам, а третий класс (глинисто-битуминозные породы) является неколлек-

торами. Для выделения литотипов предлагается применять как стандартные методики на основе результатов изучения керна и стандартного комплекса ГИС, так и методики по литотипизации на основе расширенного комплекса ГИС [2].

Авторы настоящей статьи самую укрупненную принципиальную литотипизацию разреза свиты считают вполне приемлемой как общую характеристику объекта. Однако, конечно же, численные значения доли коллекторов в общей толщине первого и второго класса представляются мало обоснованными. Еще больше вопросов возникает по возможности дифференциации разреза по ГИС, даже при применении расширенного комплекса и использования керновой информации. Не ясно, как на практике уже сейчас («Рекомендации...» приняты на 18 месяцев) реализовать предложенное выделение литотипов.

Сами авторы во «Временном методическом руководстве...» привели таблицу 4.2.1, из анализа которой следует, что на практике трудно выделить толщины каждого класса с учетом того,

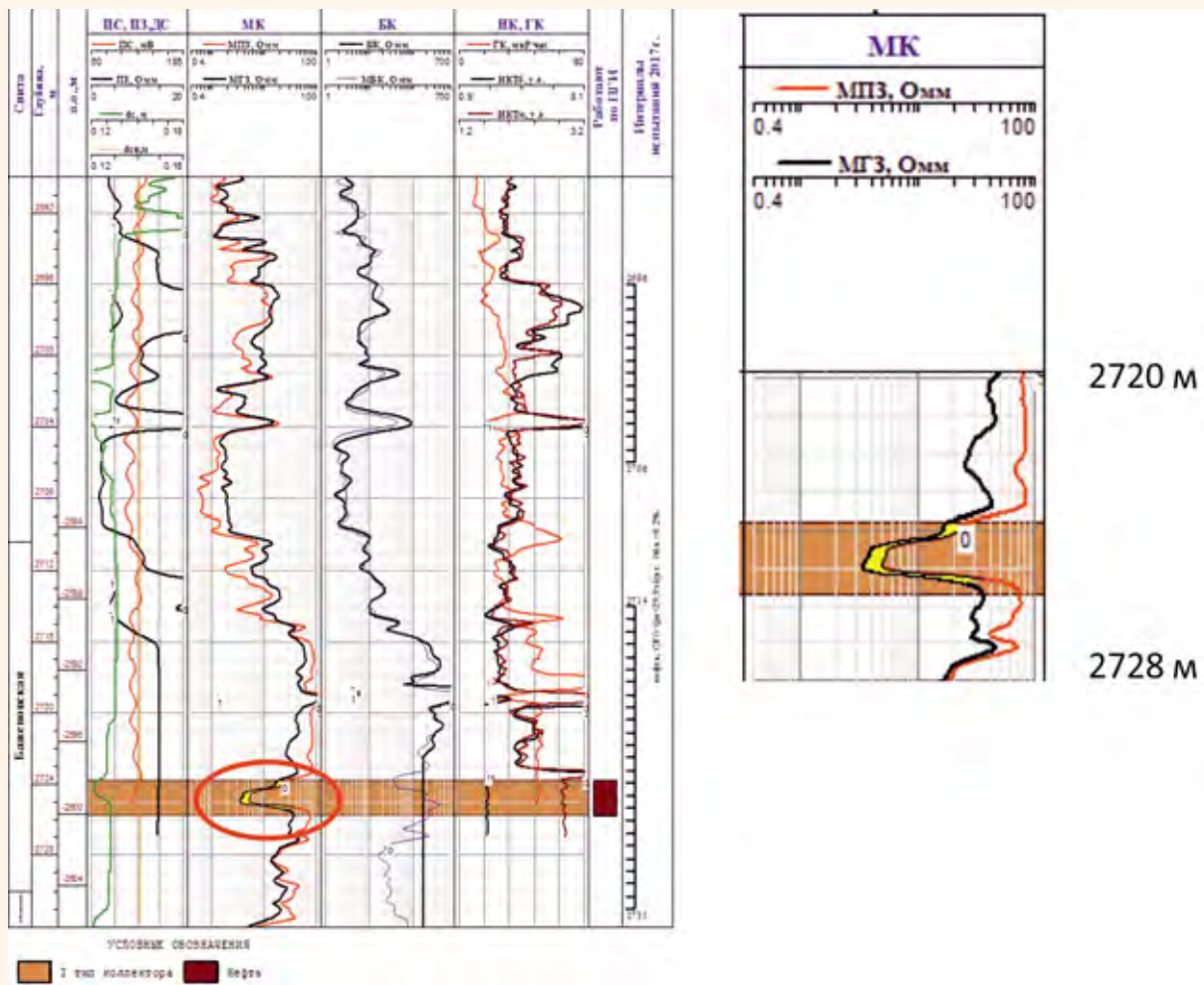


Рис. 3. Пример выделения коллекторов I типа по приращению кривых микрозондирования и ПГИ в скв. 16

что различные исследователи по-разному называют породы, принадлежащие одному классу. Так в указанной таблице кремнистые глинисто-керогено-кремнистые породы называются радиолярит кремнистый, силициты, силициты слабоглинистые и т.п.

Нельзя не сказать, что в целом выделение какого-либо литотипа в качестве коллектора нельзя признать обоснованным. Это все равно, как утверждать, что кварцевый песчаник или органогенный известняк являются коллекторами без учета их фильтрационно-емкостных характеристик.

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

Укажем, что наибольший опыт освоения залежей сланцевой нефти имеют нефтяники США. Там единственно достоверным способом оценки извлекаемых запасов нефти сланцевых кол-

лекторов, 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 реализации его необходимо бурение многих десятков скважин.

В России для промышленной и даже опытной разработки необходима предварительная, после открытия месторождения, оценка запасов. Поэтому вариант SPEE здесь неприменим.

Авторы статьи предлагают альтернативный подход к выделению коллекторов в отложениях БС, основанный на выделении в разрезе не интервалов определенной литологии или с определенными геохимическими показателями, а интервалов, характеризующихся наличием в скважинных условиях проницаемости.

Он базируется на основных положениях промысловой геологии, когда в качестве коллектора выделяются породы, слагающие интервалы раз-

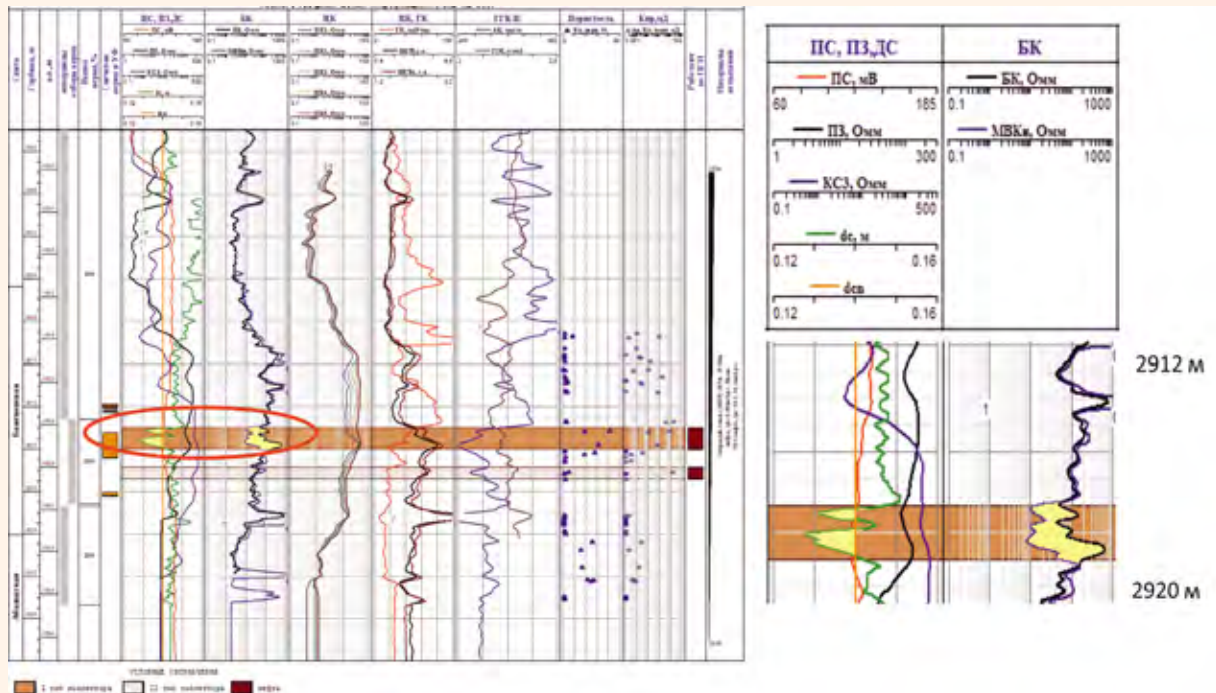


Рис. 4.

Пример выделения коллекторов I типа по наличию глинистой корки, приращению сопротивления на кривых микрозондирования, по свечению зерна в УФ-свете, наличию повышенных относительно вмещающих ФЕС по керну, в скв. 5

реза, обладающие 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, [7]).

Принято, что залежи нефти в отложениях БС характеризуются тем, что породы, содержащие нефть, являются нефтепроизводящими и не являются коллекторами в традиционном понимании. Эти породы (собственно баженинты) характеризуются практически нулевой проницаемостью и при испытании из них притока флюидов обычно не получают. А при исследовании зерна проницаемость его, если он не был подвержен техногенной трещиноватости, составляет обычно сотые и менее доли миллиарда.

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

Таким образом, если для обычных коллекторов эффективность воздействия на пласт влияет на величину извлекаемых запасов, то для БС эф-

фективность воздействия определяет величину эффективных толщин, т.е. влияет на величину и геологических запасов.

В то же время нельзя не указать, что различными исследователями отмечалось развитие в разрезе БС маломощных коллекторов порового типа, выделяющихся по прямым качественным признакам. Достаточно подробно о таких коллекторах написано А.Д. Алексеевым, предметно занимающимся баженовской свитой [7].

В 2015 г. на одном из обсуждений в ГКЗ Роснедра методических подходов к подсчету запасов БС был показан каротажный планшет с выделением по ЯМК коллектора порового типа толщиной в 1 м в подошве отложений БС с последующим получением притока опробователем *MDT* (рис. 2).

Этот эпизод стал толчком, в результате которого авторы статьи пришли к выводу о необходимости попытаться выделить в разрезе БС традиционные коллекторы порового типа, выделяемые по прямым качественным признакам. В качестве таких признаков были приняты следующие:

- наличие приращения сопротивления на кривых микрозондирования или по комплексу БК-МБК;
- наличие глинистой корки (сужение диаметра скважины);

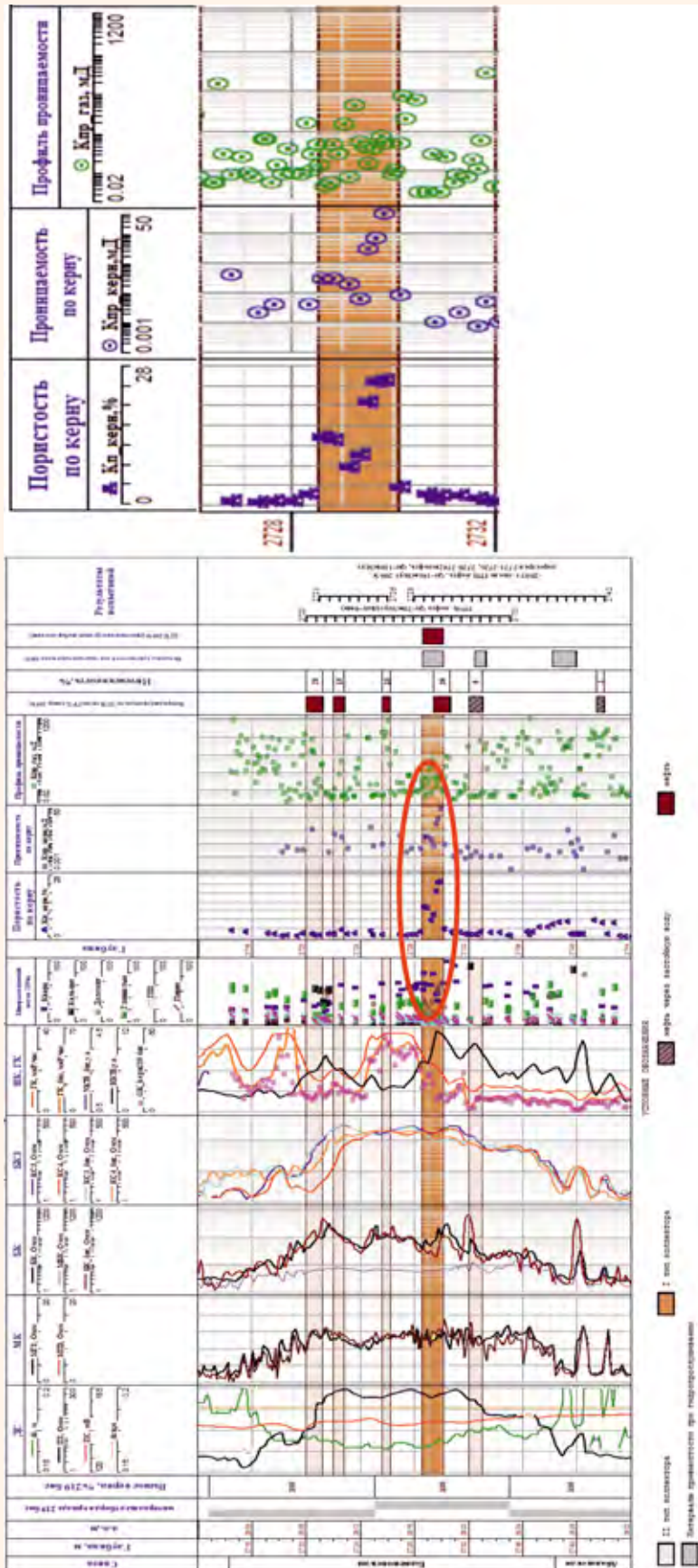


Рис. 5. Пример выделения коллекторов I типа по повышенным относительно вмещающих ФЕС керна (3 бис) и ПГИ в скв. 3

- установление подвижности пластового флюида (проницаемости) по данным опробователя на каротажном кабеле;
- наличие подвижного флюида по данным ЯМК;
- свечение керна в УФ свете;
- наличие повышенных относительно вмещающих пород значений пористости и проницаемости по керну;
- установление работающих интервалов разреза по данным ПГИ.

Коллекторы порового типа в скважинах выделяются по одному или нескольким признакам. В дальнейшем будем называть их коллекторами I типа.

На **рис. 3–5** представлены примеры выделения коллекторов I типа по различным прямым качественным признакам.

Было проанализировано сопоставление пористости и проницаемости по керну для коллекторов I типа и остального разреза (**рис. 6**).

Как следует из рисунка, наблюдается очевидная тенденция прямой корреляции сопоставляемых параметров для коллекторов I типа; в остальной части разреза корреляции между K_p и $K_{пр}$ не наблюдается.

Литологический состав пород, представляющих коллекторы I типа, представлен на **рис. 7**.

Рисунок подтверждает установленный факт, что основные проницаемые пропластки (коллекторы I типа) представлены кремнистыми доломитизированными породами. В работе [8] указывается, что в основном такими породами являются радиоляриты. Вмещающие породы по литологии от коллекторов I типа существенно отличаются за счет, в первую очередь, повышенной глинистости.

Важно отметить, что во всех скважинах интервалы развития коллекторов I типа с повышенными относительно вмещающих пород ФЕС выделяются в одних и тех же частях БС – в нижней части высокоуглеродистой пачки с высокой естественной радиоактивностью. С другой стороны, по данным гидродинамических исследований

Рис. 7.

Литологический состав коллекторов I типа (слева) и вмещающих пород (справа)

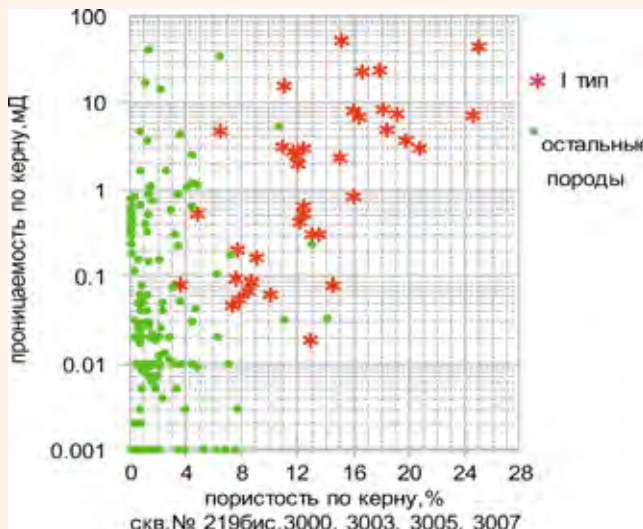
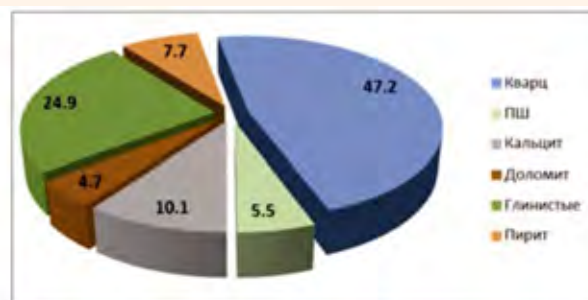
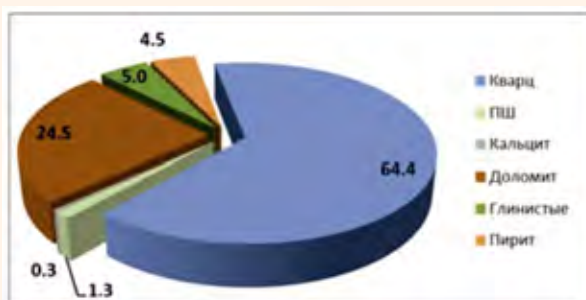


Рис. 6.

Сопоставление пористости и проницаемости

специалистами компании Шлюмберже сделан вывод о наличии гидродинамической связи между скважинами, по крайней мере, на севере разбуренной зоны месторождения. Отсюда можно заключить, что первичные (без воздействия) притоки нефти в скважинах связаны с наличием коррелируемого пласта с коллекторами порового типа, представляющего собой нефтяную залежь возможно литологически экранированного типа.

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

Авторы статьи предлагают выделять в разрезе БС дополнительно коллекторы II типа. Эти коллекторы выделяются по данным ПГИ, выполненным после ГРП или другого воздействия. Такая информация у авторов статьи имеется по трем скважинам месторождения.

В процессе сопоставления работающих интервалов в скважинах (коллекторов II типа) и эффективных толщин коллекторов I типа была выявлена корреляция между сопоставляемыми параметрами (**рис. 8**).

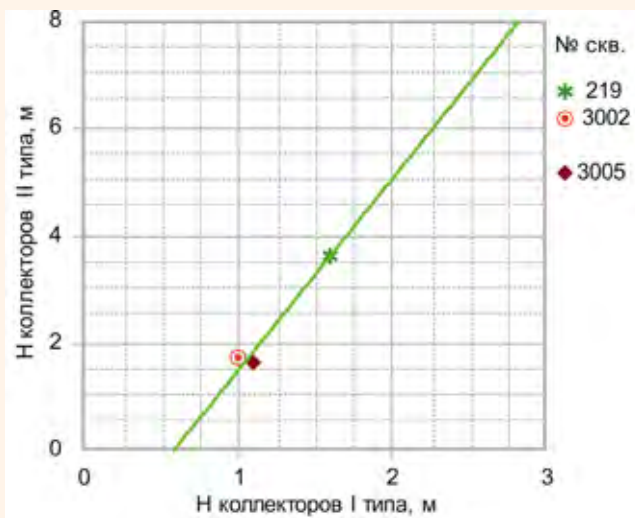


Рис. 8. Сопоставление коллекторов I и II типа

Это позволило выполнить прогноз развития коллекторов II типа в остальных скважинах.

К сожалению, данных только по трем скважинам очевидно недостаточно. Если наличие связи суммарных толщин коллекторов I и II типов в результате дальнейших исследований не подтвердится, возможно использование среднего значения $\Sigma H_{эф,II}$ – в данной работе это 2,3 м.

По мнению авторов, выделить коллекторы II типа по первичным (до воздействия) геолого-геофизическим материалам, или, что то же самое, предугадать работающие после воздействия ин-

Рис. 9. Сопоставление литологического состава коллекторов II типа и вмещающих пород



тервалы, в настоящее время невозможно или сложно.

Такой вывод сделали авторы после сопоставления литологических, петрофизических и геохимических характеристик работающих после воздействия интервалов (интервалов коллекторов II типа) с вмещающими породами (за исключением коллекторов I типа) – рис. 9–11.

Ясно, что выделение коллекторов II типа обосновано недостаточно, но, тем не менее, подтверждается прямыми притоками в скважине. Именно поэтому оценка запасов в баженитах и в целом в нетрадиционных коллекторах рекомендуется по методу материального баланса. Такие рекомендации полностью разделяют авторы статьи, однако достаточной информации для этого в настоящее время нет, а кроме того, оценка запасов должна быть выполнена сегодня для возможности проведения полномасштабной опытно-промышленной эксплуатации залежей с нетрадиционными коллекторами.

В связи со сложностью строения разрезов БС представленный алгоритм подсчета запасов следует считать сугубо инженерным решением; по мнению его авторов 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_p невозможна.

В связи с тем, что в основной массе скважин анализируемого месторождения расширенный комплекс ГИС не выполнен, на данном уровне изученности K_p оценен по керну как среднее значение по образцам, привязанным к выделенным интервалам коллекторов I и II типов (рис. 12). Распределения для коллекторов I и II типов построены по 56 и 23 образцам, средние значения K_p составили 11,8 и 1,8%, соответственно.

Для оценки коэффициента нефтенасыщенности использованы данные измерений вододерживающей способности $K_{вс}$ по 15 образцам керна трех скважин, пересчитанным в остаточную водонасыщенность. По этим данным было построено сопоставление $K_{во}$ - K_p , по которому определено среднее значение $K_{во} = 51\%$ при средней пористости $K_p = 11,8\%$ (рис. 13).

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

Распределение подсчетных параметров по площади месторождения и построение соответствующих карт и подсчетных планов были выполнены с использованием результатов сделанного 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 в статье методике, показал, что при использовании мульти-регрессионных зависимостей существует достаточно высокая ($R = 0,82$) корреляционная связь между коррелируемыми параметрами. Что в принципе свидетельствует о перспективности использования кинематических сейсмических параметров для прогноза эффективных толщин для баженовских отложений.

Коэффициент извлечения нефти коллекторов I типа предлагается принять на уровне 0,15–0,2, а II типа – на уровне 0,05 (в соответствии с «Временным методическим руководством...»).

Выполненный по изложенному алгоритму глубоко оценочный подсчет запасов месторождения показал существенное снижение их оценки по сравнению с ранее утвержденной в ГКЗ. Однако предметный анализ сопоставления оценок запасов будет возможным после выполнения полноценного подсчета по всему накопленному объему геолого-геофизических и промысловых материалов. Укажем также, что такой подсчет возможен при наличии самых современных методов изучения площади и разреза по данным сейсмике, каротажа и керна с выполнением целенаправлен-

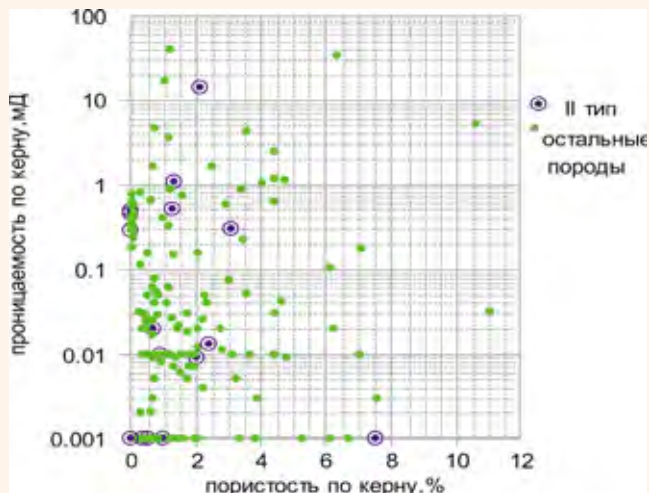


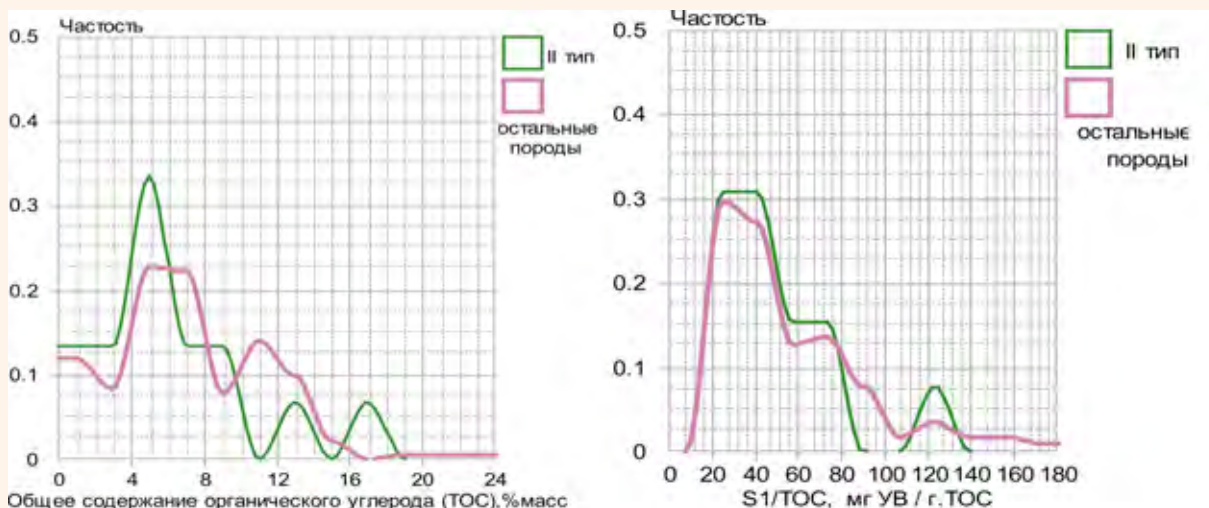
Рис. 10. Сопоставление пористости и проницаемости для коллекторов II типа и вмещающих пород (без коллекторов I типа)

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

Из анализа полученных по рассматриваемому месторождению результатов оценки запасов следует два неочевидных и, скорее всего, не обсуждавшихся ранее вывода:

- 85% извлекаемых запасов составляют запасы поровых коллекторов, представленных, в первую очередь, радиоляритами, а запасы собственно баженинов – только 15%;
- решение вопросов выделения коллекторов обоих типов и оценки их параметров вполне возможно с использованием традиционных подходов промысловой геологии.

Рис. 11. Сопоставление распределений геохимических параметров (TOC , $S1/TOC$) коллекторов II типа и вмещающих пород (без коллекторов I типа)



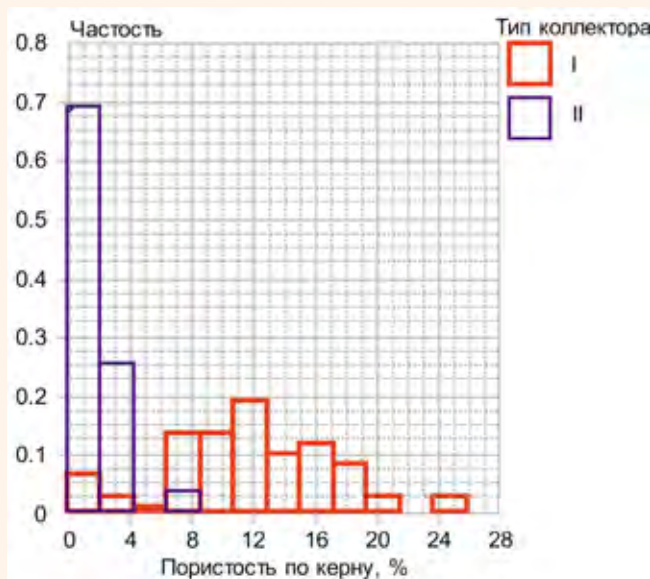
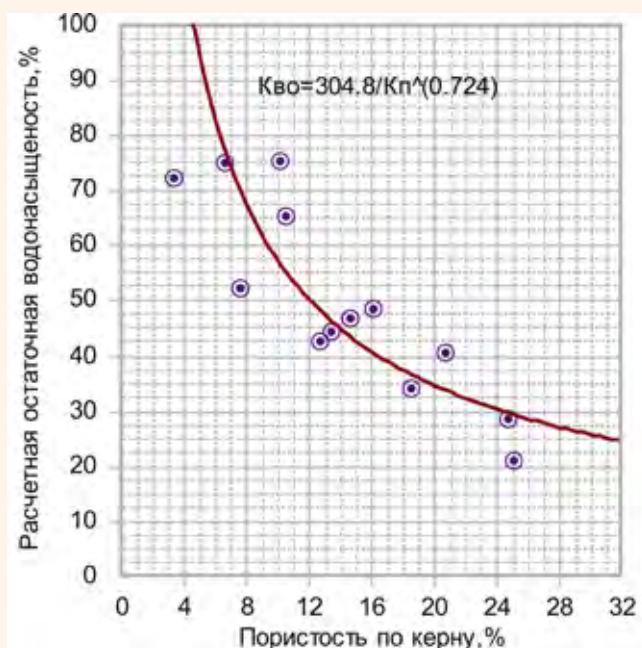


Рис. 12. Распределение пористости пород коллекторов I и II типов

Еще раз укажем, что принципиальным является положение о том, что коллектором в собственно баженитах является искусственно сформированная в результате воздействия среда, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаниям, выполненным до этого воздействия, определить нельзя. Отсюда и возможность получения по данным разведки до испытаний значимой информации для построения геологической модели залежи и подсчета запасов ограничена.

Рис. 13. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости



Такая информация может и должна быть получена по результатам установления оптимального способа освоения залежи с надежным инструментальным контролем за разработкой.

Тем не менее в настоящее время для оценки запасов объемным методом изложенная во «Временном методическом руководстве по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-порowych коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» методика должна быть существенно скорректирована за счет использования, в первую очередь, прямых способов выделения коллекторов по данным ГИС и ПГИ.

Апробация Методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых отложениях

Апробация методики подсчета запасов в доманиковых отложениях проведена на примере залежи пласта D₃f (доманиковые) в верхнефранских отложениях Троицкого месторождения нефти в Оренбургской области (запасы которого в 2018 г. прошли экспертизу в ГКЗ Роснедра).

Основанием для пересчета запасов Троицкого месторождения послужили результаты бурения и испытания двух новых скважин (поисковой-75 и разведочной-171), в которых из верхнефранских отложений доманикового типа получены притоки нефти дебитами, соответственно, в скв. 75 – 3,1 м³/сут; в скв. 171 – 44 м³/сут нефти, 18,4 м³/сут жидкости ГРП и 4,2 тыс. м³/сут газа.

В соответствии с «Временными методическими рекомендациями...» [3] запасы нефти в отложениях доманикового типа подсчитывались объемным методом.

В представленном подсчете количество и тип залежей не изменились, но уточнились границы пласта D₃f (доманиковые) (рис. 14). Объектом оценки запасов нефти являются доманиковые отложения верхнефранского подъяруса – продуктивный пласт D₃f (доманиковые), относящийся к франско-турнейскому карбонатному нефтегазоносному комплексу. В представленном подсчете пласт D₃f (доманиковые) приурочен к евлано-ливенскому и воронежскому горизонтам, что соответствует пластам ДТ-4,5 временных методических рекомендаций [3].

Выделение отложений доманикового типа реализовано по данным спектрометрического гамма каротажа (урановой составляющей), настроенным на результаты исследования керна методом Rock-Eval. К породам доманикового типа отнесены отложения содержание органического углерода (ТОС) в которых превышает 0,5% [3].

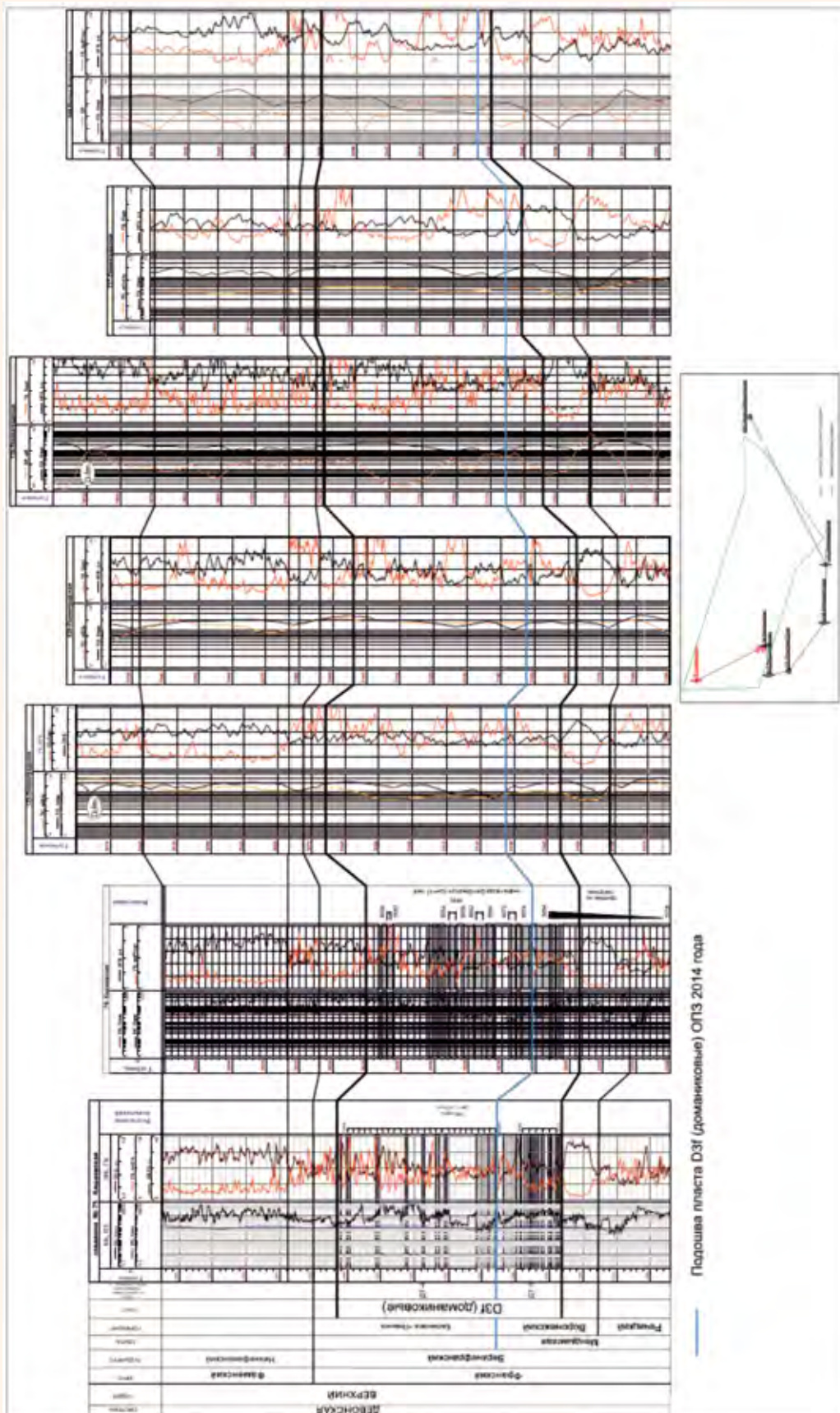


Рис. 14. Схема корреляции продуктивных отложений по линии скважин 75-74-Кашаевские – 128-Ленинградская – 138-Ленинградская – 137-Ленинградская – 368-Петро-Херсонская

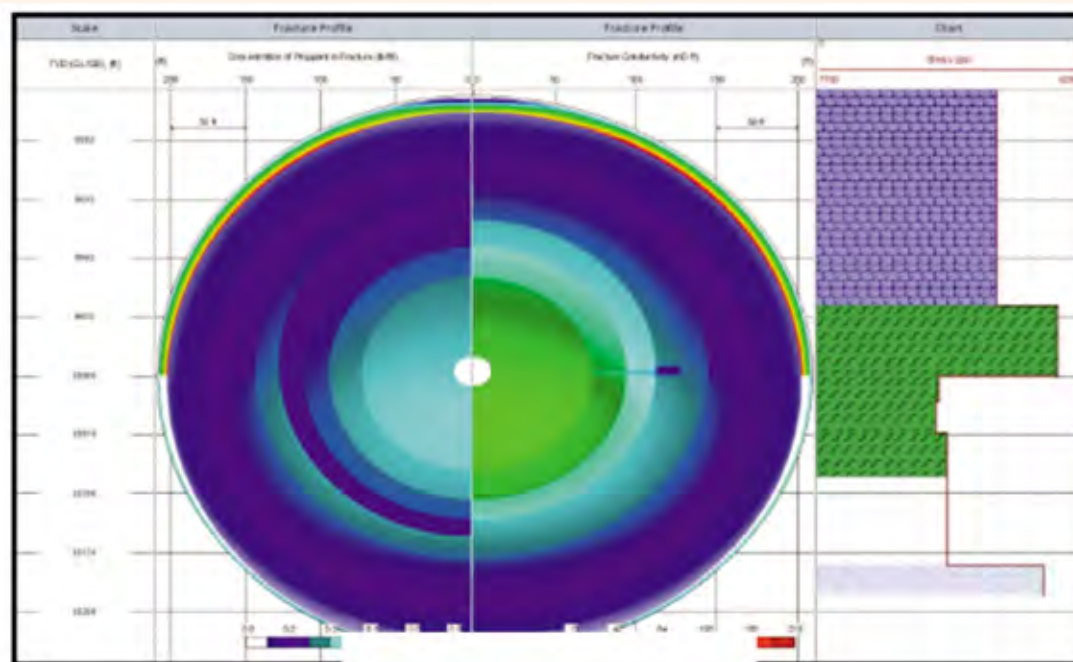


Figure 10 – Stage 13 (Zone 3) Simulated Fracture Profile

	Upper Frasnian 4,120 m MD (Metric)	Upper Frasnian 13,517 ft MD (Oilfield)
Created/Prop Frac Length (m / ft)	64 / 63	209 / 207
Created/Prop Upper Frac Height (m / ft)	83 / 82	271 / 269
Created/Prop Lower Frac Height (m / ft)	62 / 62	204 / 202
Multiple Fractures (#)	4	4
Fracture Center- TVD (m/ft)	3072	10079
Cumulative Proppant Conc (kg/m ³) (lbm/ft ³)	3.42	0.7
Average Fracture Width (cm / in)	0.523	0.206

Рис. 16.

Модель ГРП в разрезе скв. 171 Троицкого месторождения (стадия 13, зона 3)

При выделении продуктивных интервалов были учтены:

- результаты испытания скважин № 74, 75 и 171;
- данные ГТИ (газовый каротаж), по наличию повышенных (более чем в 2 раза, по сравнению с фоновым значением) газопоказаний при бурении в продуктивном интервале.

В отложениях доманикового типа по прямым признакам по данным ГИС эффективные толщины не выделяются. Кровля и подошва подсчетного объекта D3f (доманиковые) в продуктивных скв. 74, 75, 171 определены по результатам опробования и ГДИ, по данным ГТИ (повышенные газопоказания), геохимическим исследованиям керна и шлама (повышенное содержание свободных УВ), по повышенным

значениям урана на каротажных диаграммах (рис. 15).

Согласно расчетам по проекту ГРП скв. 171 размер зоны, охваченной процессами гидро-разрыва, составляет от 66 м до 94 м выше ствола скважины и от 37 м до 68 м ниже ствола скважины (рис. 16). Таким образом, в зону дренирования скважины вовлекаются помимо евлано-ливенских отложений (пласт ДТ-4), вышележащие нижнефаменские отложения (пласт ДТ-3) и нижележащие воронежские (пласт ДТ-5). В связи с этим, объекты ДТ-4,5 рассматриваются как единый объект разработки и подсчета запасов – пласт D3f (доманиковые).

Продуктивный пласт D3f (доманиковые) относится к «протяженным» и в почти неизменной мощности распространен как по всей площади

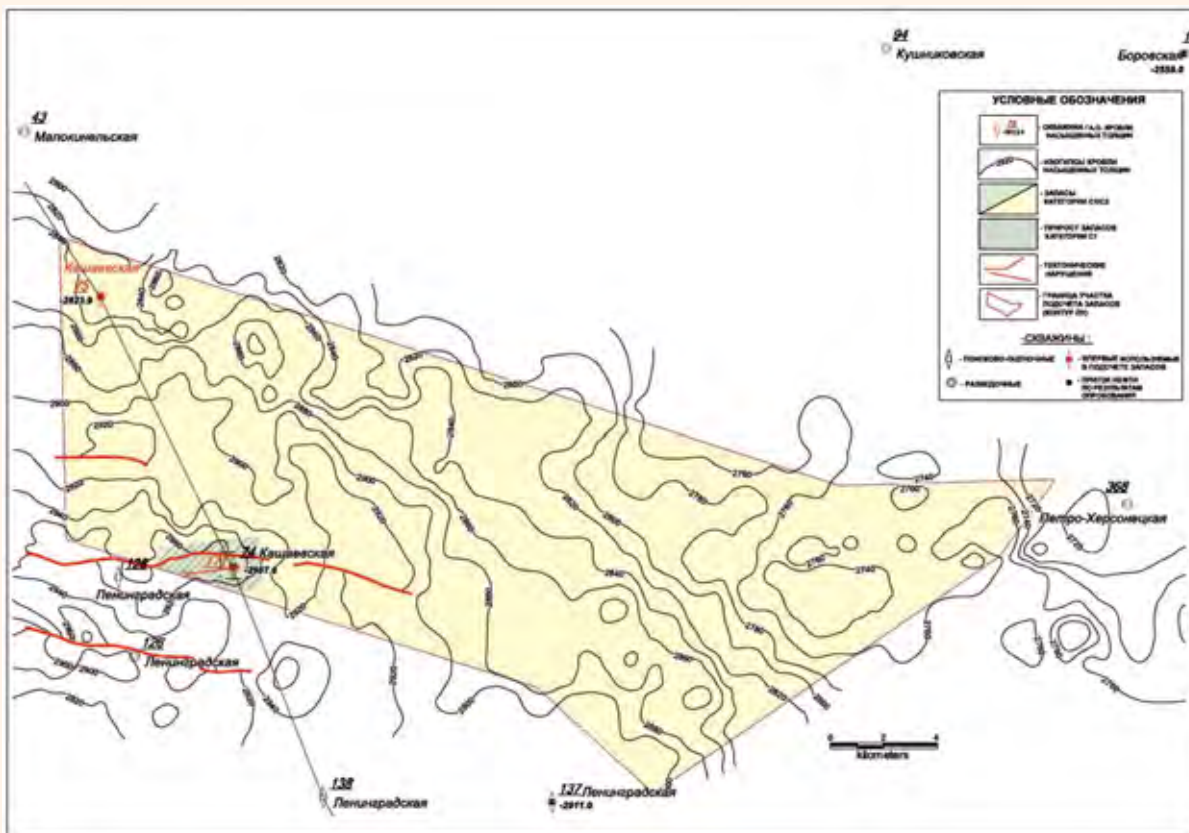


Рис. 17.
Подсчетный план залежи пласта D_{3f} (доманиковые)

лицензионного участка, так и далеко за его пределами.

Об этом свидетельствуют:

- результаты региональных литолого-фациальных исследований, согласно которым верхнефаменские отложения Троицкого месторождения накапливались в глубоководной зоне Муханово-Ероховского прогиба вдали от его бортов, что определило широкое распространение доманиковых фаций;
- результаты детальной корреляции продуктивной скважины и скважин, расположенных за пределами ЛУ, доказывающие, что доманиковые продуктивные отложения пласта D_{3f} (доманиковые) во всех рассмотренных скважинах имеют относительно выдержанную мощность и сходное строение;
- сейсмические данные, демонстрирующие большую латеральную протяженность отражений, связанных с верхнефаменским доманиковым продуктивным интервалом;
- результаты динамической интерпретации данных сейсморазведки по технологии ОТДИ, доказывающие площадное «непрерывное» распространение нижнефаменско-верхнефаменского продуктивного интервала и как мини-

мум, не ухудшение фильтрационно-емкостных свойств разреза, а на некоторых участках их улучшение при удалении от скв. 74.

Залежь нефти в продуктивном пласте D_{3f} (доманиковые), так же, как и в других коллекторах доманикового типа, ввиду отсутствия свободной воды, не контролируется традиционными структурными или литологическими ловушками.

В соответствии с «Временными методическими рекомендациями...» [2], учитывая, что вскрытый скв. 74, 75, 171 продуктивный пласт распространен как по всей площади Троицкого месторождения, так и за его пределами, залежь ограничена условными линиями, соответствующими границам участка (рис. 17).

К категории C₁ согласно «Временным методическим рекомендациям...» [2] отнесены запасы залежи, нефтеносность которой установлена на основании полученных в скважине промышленных притоков нефти (не менее 1 т/сут) при испытании в вертикальной скважине в колонне и не менее 5 т/сут после ГРП и положительных результатов геологических и геофизических исследований. В соответствии с этими рекомендациями запасы залежи в рай-

Basin	Formation/Play	Age	Oil In-Place (MBbls/Mi ²)	Oil Recovery (MBbls/Mi ²)	Oil Recovery Efficiency (%)
Williston	Bakken ND Core	Mississippian–Devonian	12,25	1,03	8,4
	Bakken ND Ext.	Mississippian–Devonian	9,60	736	7,7
	Three Forks ND	Devonian	9,86	810	8,2
Anadarko	Cana Woodford – Oil	Upper Devonian	11,41	964	8,4
				Среднее	8,2

Таблица 1.

КИН по девонским залежам сланцевой нефти месторождений США по данным US Energy Information Administration (EIA)

оне скв. № 74 и 171 (с дебитами > 5 т/сут) оценены по категории C₁.

Запасы нефти остальной части лицензионного участка, на которой установлена высокая вероятность промышленной добычи нефти из верхнефранско-нижнефаменского доманикового резервуара, при его освоении горизонтальными скважинами с ГРП, оценены по категории C₂ (рис. 17).

Для определения пористости использовались данные нейтрон-гамма спектроскопии, СГК, ГГК-П.

Для определения состава пород использовались данные нейтрон-гамма спектроскопии. Для оценки содержания органического вещества использовались данные СГК, настроенные на результаты геохимических исследований керна методом *Rock Eval*.

В соответствии с методическими рекомендациями, коэффициент нефтенасыщенности принят равным 0,9 для всего нефтенасыщенного интервала.

Коэффициент извлечения нефти для пласта D3f (доманиковые) верхнефранских отложений при пересчете запасов не пересматривался и принят равным 0,03, как и в предыдущем подсчете, в соответствии с рекомендациями комиссии ЭТС ФБУ «ГКЗ» (протокол от 20.10.2014).


Однако фактическое значение КИН может оказаться выше принятого значения. Опыт эксплуатации сланцевых месторождений девон-

ского возраста в США показал, что КИН меняется от 0,077 до 0,084, в среднем составляя 0,082 (табл. 1).

Результаты оперативной оценки запасов залежи пласта D_{3f} (доманиковые) в верхнефранских отложениях Троицкого месторождения нефти были положены в основу проекта пробной эксплуатации, в процессе которой будет продолжено изучение нетрадиционной залежи в доманиковых отложениях и для подготовки ее к промышленному освоению.

Выводы

1. Изложенная во «Временном методическом руководстве по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» методика должна быть существенно скорректирована за счет использования, в первую очередь, прямых способов выделения коллекторов по данным ГИС и ПГИ.

2. Изложенный во «Временных методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» алгоритм оценки подсчетных параметров позволяет, в целом, на стадии ведения ГРП проводить оперативную оценку запасов и проектировать опытно-промышленную разработку залежей нефти в продуктивных доманиковых отложениях. 

Литература

1. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К. и др. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 51–65.
2. 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.
3. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. 2017. № 4.
4. Петерсилье В.И. Об оценке запасов залежей сланцевой нефти // Геология нефти и газа. 2015. № 6.
5. Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. © Copyright 2010 by the Society of Petroleum Evaluation Engineers. First Printing December 2010, Second Printing May 2011.

6. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.
7. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме //Rogtec Magazine. 2013. № 35. С. 12–35.
8. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Надымском месторождении //Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 1.

UDC 553.98

P.N. Melnikov, PhD, Director General of VNIGNI¹, info(@)vnigni.ru

A.I. Varlamov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Scientific Director – First Deputy General Director of VNIGNI¹, info@vnigni.ru

V.I. Petersilye, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Directors General Counselor, VNIGNI¹, info(@)vnigni.ru

V.I. Poroskun, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy General Director for Geoinformatics of VNIGNI¹, poroskun@vnigni.ru

S.M. Frenkel, Head of the Department of Scientific, Methodological and Technological Support, VNIGNI¹, frenk@vnigni.ru

N.V. Komar, Senior Researcher, VNIGNI¹

A.V. Shalomeenko, Chief Geologist, OOO “Direct Neft”

E.E. Shishkina, Researcher, VNIGNI¹

¹Federal State Budgetary Institution “All-Russian Research Geological Oil Institute”. 36 Entuziastov Highway, Moscow, 105118, Russia.

¹13 Berezka str., Orenburg, 460044, Russia.

Evaluation test of the Provisional Guidance for Oil Reserves Assessment in the Bazhenov and Domanik Series

Abstract. In 2017, SRC Technical–Expert Board approved the Provisional Guidance for Oil Reserves Assessment in the Bazhenov Fractured and Fractured–Porous Reservoirs of the West Siberian Petroleum Province and the Provisional Recommended Practices for Oil Reserves Assessment in the Domanik Reservoirs. The paper discusses the results of practical appraisal of the provisional methodologies carried out in Federal State Budgetary Institution VNIGNI. Algorithm that uses volumetric method for reserves assessment of the Bazhenov Fm proposed in the paper was tested by the example of one of the fields in West Siberian Petroleum Province. The authors propose alternative approach to reservoir identification in the Bazhenov series. This approach is based on identification of intervals in the section characterized by permeability in borehole conditions instead of the intervals of certain lithology or with certain geochemical characteristics. This author’s approach is based on basic principles of oilfield geology, where the rocks that compose the section intervals with direct or indirect reservoir indications are considered to be reservoir; and permeability of these intervals is confirmed by well testing and open hole formation testing, including wireline formation testing or drill–stem formation testing. Appraisal of reserves assessment technology in Domanik series is carried out by the example of accumulation in D3f (Domanik) Upper Frasnian bed of the Troitsky oil field in Orenburg Region (its reserves passed the expert review in SRC Technical–Expert Board in 2018). Methodology described in the Provisional Guidance for Oil Reserves Assessment in the Bazhenov Fractured and Fractured–Porous Reservoirs of the West Siberian Petroleum Province should be considerably corrected by using, first of all, direct methods of reservoir identification according to well logging and production logging data. Algorithm of assessment of variables used to estimate reserves described in the Provisional Recommended Practices for Oil Reserves Assessment in the Domanik Reservoirs allows in general to conduct the current reserves assessment and design the pilot development of oil pools in Domanik reservoirs during the exploration and prospecting stage.

Keywords: Bazhenov Formation; Domanik series; reserves assessment; Provisional Guidance; Provisional Recommended Practice; appraisal

References

1. Varlamov A.I., Petersil’ye V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K. i dr. *Metodika otsenki zapasov nefi v otlozheniyakh domanikovogo tipa* [Methodology for estimating oil reserves in domanik type deposits]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 2017, no. 5, pp. 51–65.
2. *Vremennoye metodicheskoye rukovodstvo po podschetu zapasov nefi v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kollektorakh v otlozheniyakh bazhenovskoy tolshchi Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Temporary methodological guide for the calculation of oil reserves in fissure and fissure-pore reservoirs in sediments of the Bazhenov stratum of the West-Siberian oil and gas province]. *Nedropol’zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4.
3. *Vremennyye metodicheskoye rekomendatsii po podschetu zapasov nefi v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh* [Temporary guidelines for the calculation of oil reserves in the Domanik productive sediments]. *Nedropol’zovaniye XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4.
4. Petersil’ye V.I. *Ob otsenke zapasov zalezhey slantsevoy nefi* [On the estimation of reserves of shale oil deposits]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 2015, no. 6.
5. Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. © Copyright 2010 by the Society of Petroleum Evaluation Engineers. First Printing December 2010, Second Printing May 2011.
6. *Metodicheskoye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob “yemnym metodom* [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. By edited V.I. Petersil’ye, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver, VNIGNI, NPTS «Tvergeofizika» Publ., 2003.
7. Alekseyev A.D. *Bazhenovskaya svita: v poiskakh bol’shoy slantsevoy nefi na Verkhnem Salyme* [Bazhenov formation: in search of large shale oil in Verkhny Salym]. Rogtec Magazine, 2013, no. 35, pp. 12–35.
8. Nemova V.D., Panchenko I.V. *Lokalizatsiya pritochnykh intervalov bazhenovskoy svity i ikh yemkostnoye prostranstvo na Sredne-Nadymskom mestorozhdenii* [Localization of the inflow intervals of the Bazhenov Formation and their capacitive space in the Sredne-Nadym field]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice], 2017, vol. 12, no. 1.