УДК: 25.00.12

Р.М. Курамшин
канд. техн. наук
РГУНГ им. И.М. Губкина
доцент кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа
renkur@rambler.ru

Л.Г. Гайсина
РГУНГ им. И.М. Губкина
ассистент кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа
lily–gaisina@yandex.ru

Литолого-петрофизические особенности залежей нефти, как критерий оценки перспектив нефтегазоносности на больших глубинах (на примере месторождения Великое)*

Авторы анализируют основные причины проведения ГРР на континентальном шельфе и на суше в традиционных регионах нефтегазодобычи. Описаны основные литолого-петрофизические особенности залежей нефти, которые являются критерием перспективности нефтегазоносности на больших глубинах. В качестве примера континентального месторождения на больших глубинах рассматривается открытое в 2012 г. месторождение Великое

This paper describes the main causes of exploration deposits on the continental shelf and onshore oil and gas production in the traditional regions. The basic lithological and petrophysical characteristics of oil, which is a measure of prospective oil and gas at great depths. As an example of continental deposits at great depths is given great field, discovered in 2012

Ключевые слова: запасы нефти и газа; геологоразведочные работы; континентальный шельф; большие глубины; ресурсная база; месторождение Великое
Keywords: oil and gas reserves; exploration; continental shelf; deep water; resource base; oilfield Velikoe

*Статья подготовлена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках базовой части государственного задания № 2330 по выполнению государственной работы «Проведение научно-исследовательских работ (фундаментальных научных исследований, прикладных научных исследований и экспериментальных разработок)»

В настоящее время в России введено в разработку более 70% запасов нефти категории ABC_1. В Западной Сибири, на долю которой приходится 67% добываемой нефти России, около 70% запасов заключены в месторождениях с падающей добычей, разведанных в 60–80 гг. прошлого века [2].

По данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых за последние 5 лет наблюдается тенденция к снижению как количества вновь открытых месторождений, так и объема приращенных запасов нефти (***рис. 1***).

Можно прогнозировать благоприятное качество резервуара и УВ на глубинах более 5 км, связанные с порово-трещинным и трещинным типами коллектора

Все остальные приросты – это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов нефти с увеличением коэффициента извлечения.

На фоне высокого процента выработанности месторождений в традиционных регионах нефтегазодобычи и снижения темпов освоения новых месторождений на суше, все более повышенный интерес возникает к разведке и освоению ресурсов континентального шельфа.

Континентальный шельф РФ – самый большой в мире – по площади превышает 6,2 млн км^2, из которых 4 млн км^2 являются перспективными для поиска, разведки и разработки УВ. Географическое размещение большинства месторождений и ресурсов (более двух третей) приходится на шельфы северных морей (Баренцево и Карское), что обуславливает повышенные затраты на их изучение и освоение.

Рис. 1.
Месторождения нефти, открытые и поставленные на учет в ГКЗ за последние 10 лет [6]

В соответствии с энергетической стратегией РФ на период до 2030 г. освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России призвано сыграть стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа, компенсируя возможный спад уровня добычи в традиционных нефтегазодобывающих районах Западной Сибири. Россия вплотную приступает к созданию нефтяных промыслов в Арктике. Примером освоения этих территорий является ввод в разработку Штокмановского и Приразломного месторождений. Однако это требует создания сложных дорогостоящих инженерных сооружений для бурения скважин, добычи УВ и технической инфраструктуры прибрежной составляющей нефтегазовых комплексов.

Решение задачи прироста ресурсной базы РФ связано не только с поиском и разведкой шельфовых месторождений, но и с освоением мелких объектов глубиной залегания до 4,5 км на континенте, рентабельность освоения которых может быть вполне удовлетворительной, либо с освоением УВ на больших глубинах (более 4,5 км) и сверхглубинах (более 6 км) со всеми вытекающими отсюда последствиями: АВПД, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, сложнопостроенными залежами и др.

Как свидетельствует опыт проведения ГРР, на больших глубинах не только сохраняются и образуются качественные резервуары с автономным скоплением УВ, но и зоны АВПД могут оказывать положительное влияние на перспективы нефтегазоносности пластов.

Наличие УВ на больших глубинах подтверждено мировой практикой не только ГРР, но и разработкой этих месторождений. Так, только в США в 2003 г. газ добывался из глубокопогруженных пластов на 183 месторождениях из 2575 скважин [3].

На территории России (бывшего СССР) целенаправленные поисковые и геологоразведочные работы на глубокие горизонты проводились с 60-х гг. прошлого столетия. Открыт ряд месторождений нефти и газа промышленного значения в Прикаспийской впадине

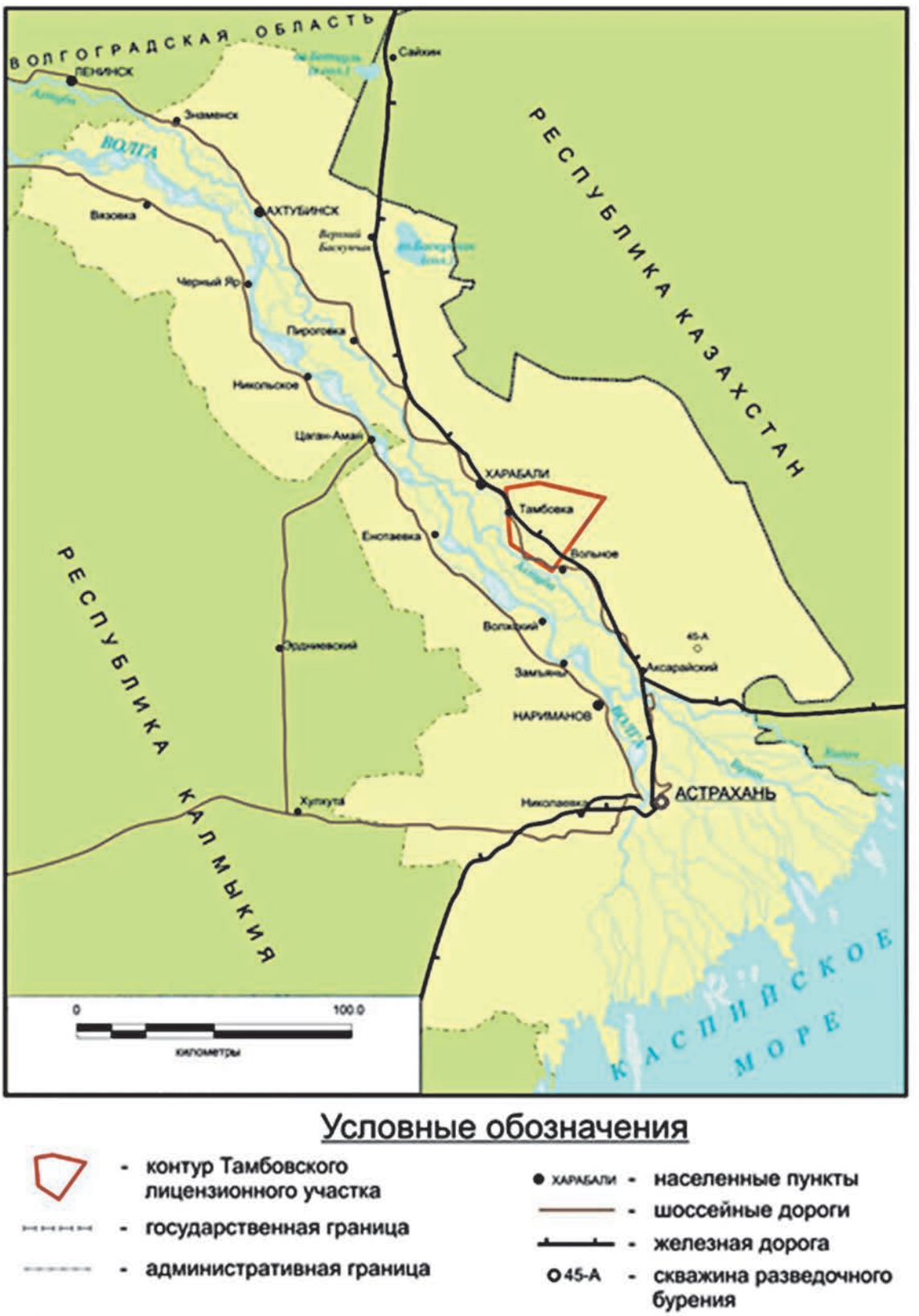

Рис. 2.
Тамбовский лицензионный участок

(Астраханское, Тенгиз, Карачаганакское), в Предуральском прогибе (Бухаровское, Тейрукское), в глубоких депрессиях Предкавказья (Майкопское, Северо-Ставропольское) и Закавказья (Шах-Дениз, Бахар). Однако в целом эффективность ГРР на больших глубинах была низкой. Специалисты столкнулись с неподтверждением результатов буре-

ния на прогнозных геологических моделях и ресурсов УВ. По этой причине объемы глубокого (свыше 4,5 км) и сверхглубокого (свыше 6 км) бурения резко сократились [3].

Низкая эффективность ведения ГРР на больших глубинах объясняется следующими причинами:

– существующими методиками и аппаратурой сейсморазведки, которые созданы под антиклинальную прогнозно-поисковую модель в горизонтально-слоистой (пластовой) геологической среде;

– в других, отличных от горизонтально-слоистых моделей случаях (межгорные впадины, массивно-блоковые структуры, зоны трещиноватости) современные сейсмические методы дают серьезные сбои;

– при увеличении глубины залегания залежи (свыше 4,5 км) происходит ухудшение сейсмического изображения в силу особенностей распространения сейсмических волн в земной коре и технических ограничений существующей цифровой регистрирующей аппаратуры [1, 4];

– несовершенством научно-методической базы, которая на протяжении десятков лет создавалась для условий малых и средних глубин и оказалась не приспособленной к резким изменениям геологического строения и флюидодинамики на больших глубинах;

– глубокозалегающие горизонты связывают с нарастанием литолого-петрофизических преобразований пород-коллекторов и деформационными процессами, их сопровождающими, которые ведут к уплотнению пород и уменьшению первичного порового пространства, следовательно, проведение ГРР должно отвечать соответствующим требованиям;

– изменение физико-химических параметров нефти с учетом АВПД и высоких температур требует построения более сложных гидродинамических моделей, которые требуются для создания новой поисковой методики и аппаратуры [1].

Учитывая все эти факторы, для того чтобы поправить техническую сторону новой поисковой методики, необходимо иметь хорошее представление о геологической модели – ожидаемых результатах, углах залегания границ, физических свойствах пород, предполагаемых параметрах ФЭС – всех тех признаках, которые могут служить нефтегазопоисковыми критериями для залежей на больших глубинах.

Одним из путей решения задачи оценки ресурсной базы глубокозалегающих горизонтов на континенте является полное и поэтапное прогнозирование нефтегазоносности на основе литолого-фациальных особенностей залежей нефти. Необходимо уметь выявлять причины и условия, влияющие не только на изменение, но и на сохранность коллекторских свойств пород на больших глубинах [5].

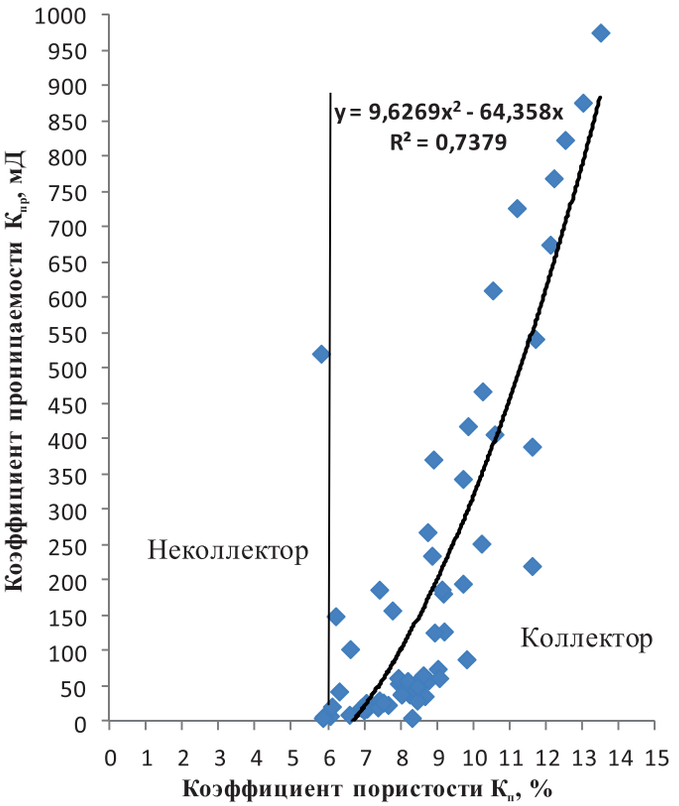

Рис. 3.
Зависимость коллекторских свойств $К_п$ от $К_{пр}$

Информативность существующего комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) не позволяет осуществить надежное выделение в разрезе скважин коллекторов трещинного типа на больших глубинах.

Результаты опробования, проведенные достаточно полные геолого-геофизические, керновые исследования и исследования флюидов позволили открыть на глубине более 4500 м уникальное месторождение Великое, что предоставляет возможность с учетом привлечения материалов других месторождений усовершенствовать и уточнить нефтегазопоисковые критерии.

Месторождение Великое, открытое в 2012 году, расположено на территории Тамбовского лицензионного участка, в Харабалинском районе Астраханской области (***рис. 2***).

При испытании 1 мая 2012 года методом ИПТ пласта C_2b в скважине № 1-Георгиевская интервалов 4933–4956, 4962–4982, 4985–

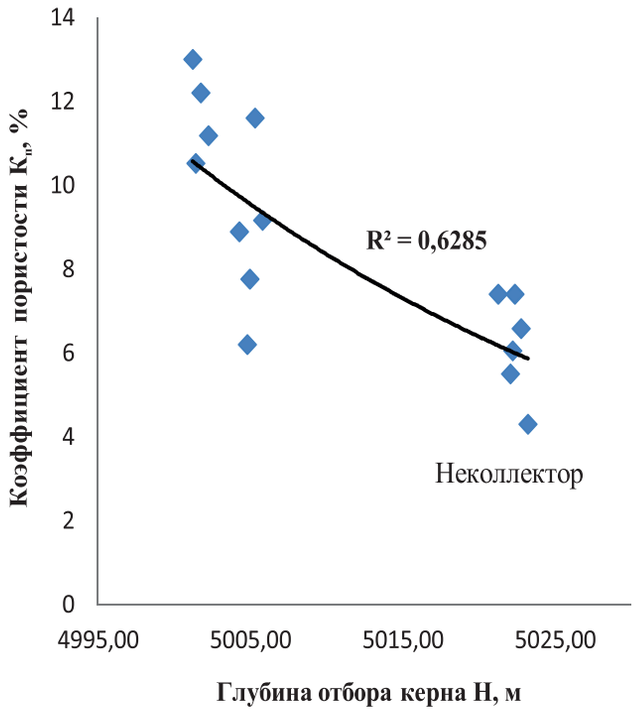

Рис. 4.
Изменение значений пористости по керну с глубиной

5001 м получены нефть с газом, что дало начало открытию месторождения Великое [6].

После добуривания скважины № 1-Георгиевская на 150 м до глубины 5150 м и поинтервальном испытании (16 июня 2013 г.) был получен переливающий приток нефти по НКТ, согласно КВД дебит составил 324 м^3/сут. по нефти из интервала 4983–5070 м (а.о. –4986–5072,9 м). При испытании отобрано в емкости 173 м^3 нефти.

По данным испытания продуктивных пластов в скважинах № 1, 2-Георгиевские керном были охарактеризованы башкирские отложения, которые неравномерно разбиты трещинами различной ориентировки. По данным анализа имеющегося керна из скважины № 1-Георгиевская выделяются участки повышенной трещиноватости разреза в интервале 5001–5035,7 м общей толщиной до глубины 5150 м, всего 28 м (керн рассыпался).

Всего за 2012–2013 гг. по скважинам № 1, 2-Георгиевским месторождения Великое было исследовано 160 образцов керна, по которым проводилось макро- и микроскопическое изучение, установлено среднее значение пористости, равное 4,2%, и среднее значение проницаемости, равное 103,02 мД. Полученный результат по классификации А.А. Ханина характеризует породу как коллектор V класса по пористости с низкими значениями и как коллектор III класса по проницаемости, однако не учитывает трещиноватость, которая влияет на фильтрационные характеристики карбонатов и которая не учитывается при подсчете запасов углеводородов объемным методом, но подтверждается исследованиями шлифов [7].

Кроме того, существенным подтверждением описанных выше параметров и наличия трещноватости является полученный дебит в скважине.

Для анализа особенностей вариаций значений этих фильтрационных параметров на глубине были построены графики зависимости пористости от проницаемости и изменения этих параметров с глубиной (***рис. 3, 4, 5***).

По сравнению со скважиной № 1-Георгиевская башкирские отложения в разрезе скважины № 2-Георгиевская характеризуются заметно худшими фильтрационно-емкостными свойствами. Общей закономерностью является резкое снижение ФЕС изучаемых отложений с глубиной (уменьшение пористости, увеличение глинистости и битуминозности), что приводит к практически полному исчезновению поровых коллекторов в нижележащих отложениях серпуховского яруса.

Судя по распределению значений пористости пород, более половины изученных образцов из интервалов отбора коллекторов сохраняет значения пористости выше 6% (***рис. 3***).

В отдельных, наиболее трещиноватых образцах башкирского яруса, пористость достигает 14,75% на глубине 5017,8 м, а проницаемость в отдельных образцах превышает 1,6 Д на глубине 5043,52 м.

Анализ построенных графиков позволяет отметить четко выраженную закономерность изменения пористости и проницаемости карбонатных пород башкирской залежи с тенденцией уменьшения их значений с глубиной (***рис. 4, 5***).

Несмотря на то, что основная часть трещин имеет горизонтальную направленность, в разрезе существует достаточное количество прослоев с интенсивно развитой вертикальной трещиноватостью, которая образует сообщающуюся систему и способствует образованию общего достаточно мощного резервуара. Изучение трещиноватости было проведено на 27 образцах керна [8].

Результаты, полученные при изучении трещиноватости, пористости и проницаемости, свидетельствуют о том, что коллектор,

вскрытый скважиной № 1-Георгиевская, относится преимущественно к трещинному и порово-трещинному типу, с незначительной долей участия коллекторов порового типа, в отдельных интервалах наблюдается незначительное выщелачивание по первичным порам (преимущественно по фораминиферам и биокластам). Выщелачивание проявилось в незначительной степени и, следовательно, не привело к возникновению существенного емкостного объема. Кроме того, присутствуют мелкие оперяющие вертикальные трещины. На отдельных участках керновый материал разрушен до остроугольных обломков, что свидетельствует о наличии зон с повышенной трещиноватостью. В отдельных прослоях наблюдается вертикальная трещиноватость, сходная с кливажом, что подтверждает ее преимущественно тектоническую обусловленность.

Проведенные исследования глубинных проб нефти свидетельствуют, что нефть пласта C_2b месторождения Великое малопарафинистая (0,66 масс. долей, %), малосернистая (1,22 масс. долей, %), маловязкая (2,48 мПа·с). Плотность нефти при 20 °С составляет 0,807 кг/м^3, объемный коэффициент 1,434 при стандартной сепарации, 1,431 при пластовых условиях, давление насыщения 18,59 МПа, температура застывания ниже минус 30 °С. Газосодержание 246,9 м^3/м^3 (305,9 м^3/т) при стандартных условиях и 238 м^3/м^3 (295,4 м^3/т) при дифференциальном разгазировании. Плотность газа 1,015 кг/м^3 при стандартных условиях. Газ, содержащийся в нефти, – метан-этан-пропанового состава. Среднее содержание метана 70,832 моль, %; этана 8,578 моль, %; пропана 4,140 моль, %. Плотность газа 1,015 кг/м^3 при стандартных условиях. Сероводород и меркаптаны отсутствуют.

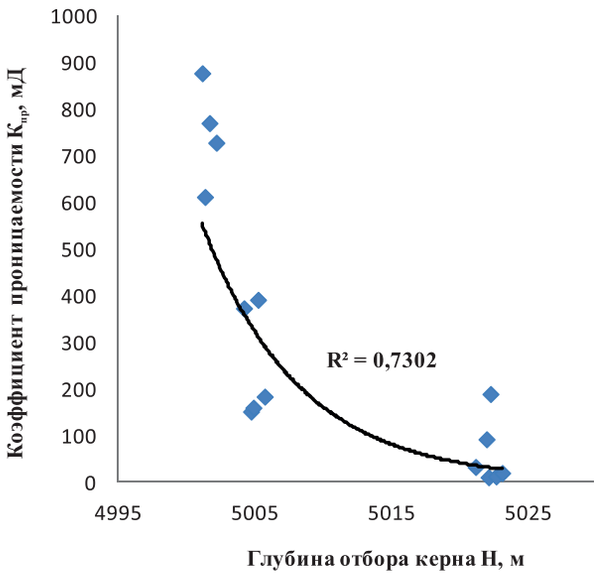

Рис. 5.
Изменение значений проницаемости по керну с глубиной

Таким образом, несмотря на пониженные фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, определенные по керновому материалу, можно прогнозировать благоприятное качество резервуара и УВ на глубинах более 5 км, связанные с порово-трещинным и трещинным типами коллектора, что необходимо учитывать при совершенствовании научно-методической базы прогнозирования перспектив нефтегазоносности на больших глубинах.

Литература

1. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. 2012. № 3. С. 92.
2. Карпов В.А. Нефтегеологические проблемы больших глубин // Недропользование XXI век. 2013. № 4. С. 76–81.
3. Коротков Б.С., Коротков С.Б. Критерии и методы прогноза залежей газа на больших глубинах //1 Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. Кудрявцевские чтения: тезисы докл. (Москва, ЦГЭ, 22–25 окт. 2012 г). URL: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/tema/045_Korotkov-Korotkov_Theses.pdf (дата обращения: 14.01.15).
4. Коротков С.Б. Новые модели глубокопогруженных поисковых объектов //1 Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. Кудрявцевские чтения: тезисы докл. (Москва, ЦГЭ, 22–25 окт. 2012 г). URL: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/tema/046_Korotkov%20SB_Theses.pdf (дата обращения: 14.01.15).
5. Курамшин Р.М., Гайсина Л.Г., Курамшин Р.Р. Перспективы нефтегазоносности больших глубин // Евразийский союз ученых. 2014. № 4. С. 119.
6. Заключение о характере жидкостей, отобранных методом ИПТ в скважине № 1-Георгиевская из интервала 4993–5001 м (дата испытания 26.04.2012) и интервалов 4933–4956 м, 4962–4982 м – перфорация; 4985–5001 м – открытый ствол (дата испытания 14.05.2012).
7. Отчет «Комплексные лабораторно-аналитические исследования кернового материала по скв. № 1-Георгиевской площади». ФГУП НВ НИИГГ. 2013.
8. Результаты рентгеноструктурно-минералогического анализа образцов керна из скважины № 1-Георгиевская. Материалы лаборатории литологии НВ НИИГГ.