

Ю.Г. ШВАРЦМАН, Ю.А. ПОПОВ, Р.А. РОМУШКЕВИЧ,
В.Я. РАССОМАХИН, В.Н. ШИРОБОКОВ, Д.А. КОРОБКОВ

НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕПЛОМ СОСТОЯНИИ МЕЗЕНСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО ДАННЫМ 21 СРЕДНЕ-НЯФТИНСКОЙ СКВАЖИНЫ

Приведены результаты комплексных экспериментальных геотермических исследований, впервые проведенных в Мезенской синеклизе. Установлено, что породы осадочного чехла в районе бурения 21 Средне-Няфтинской скважины характеризуются аномально низкими температурами, не типичными для осадочных бассейнов, и высокой теплопроводностью, существенно превышающей значения, считавшиеся ранее типичными для Мезенской синеклизы. Максимальные интервальные значения плотности теплового потока по стволу скважины составили 87 мВт/м² на глубине ≈ 2815 м, глубже плотность теплового потока понижается, но на глубинах более 4000 м повышается до 67 мВт/м². Установлено, что по средним значениям плотности теплового потока рифейские отложения соответствуют промышленно-нефтегазовым районам мира, что является новым фактом в истории изучения Мезенской синеклизы и повышает ее перспективы на выявление месторождений углеводородов.

Несмотря на то, что перспективность на нефть и газ Мезенской синеклизы изучается давно, в большинстве пробуренных до 2000 г. глубоких скважинах не проведены геотермические исследования. Данные из [1] показывают, что лишь в отдельных районах синеклизы значения плотности теплового потока (ПТП) превышают 40 мВт/м² на общем фоне 30–40 мВт/м². Исходя из сведений о тепловом состоянии региона, предполагалось, что месторождения углеводородов возможны здесь на глубинах 2–5 км в самой нижней рифейско-вендской части осадочного чехла на севере восточных прогибов [5, 6]. Например, только нижние части осадочного слоя Пешской впадины, одной из самых глубоких в синеклизе, находятся в зоне температур 60–100 °С. По остальной части Мезенской синеклизы до бурения скважины 21 Средне-Няфтинской (21 СН) отсутствовали данные о тепловом состоянии массива, благоприятном для поисков месторождений нефти и газа.

Скважина 21 СН пробурена в 2001 г. до глубины 4203 м в своде одноименной структуры, выделенной сейсморазведкой ОГТ как антиклиналь по кровле рифейских отложений. Антиклиналь расположена в пределах Няфтинской впадины Сафоновского прогиба в северной части синеклизы на стыке двух крупных тектонических элементов: Сафоновского прогиба и Мезенско-Вашкинской зоны поднятий. Внутреннее строение рифейских отложений в районе скважины — синклинальное (рис. 1). При бурении скважины отобраны образцы керн в интервале глубин 990,7–4203 м, всего более 300 м. Бурение скважины и промыслово-геофизические исследования по стволу скважины осуществлялись ОАО «Архангельскгеолдобыча», а все работы, включая и изучение теплового состояния, финансировались альянсом компаний-инвесторов по изучению геологического строения Мезенской синеклизы.

В верхней части разреза до глубины 783 м скважиной 21 СН вскрыты палеозойские отложения

среднего и верхнего карбона, нижней и верхней перми (известняки, доломиты, мергели и алевролиты). Далее до глубины 1938 м залегают породы верхнего венда в составе усть-пинежской и мезенской свит, представленные аргиллитами, алевролитами, песчаниками и глинами, а также маломощными прослоями туфов (рис. 1). В отложениях верхнего рифея до глубины 2978 м выделяются снизу вверх дорогорская, оменская (лешуконская), няфтинская и уфлюгская свиты, сложенные преимущественно песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В составе няфтинской свиты отмечены прослой плотных известняков и доломитов небольшой мощности. К среднему рифею отнесены темно-серые и черные аргиллиты с прослоями песчаников пезской свиты в интервале 2978–3670 м. Глубже, до 3940 м, залегают мергели и в меньшей степени глинистые породы карбонатно-терригенной свиты. Пестроцветная свита представлена алевролитами с прослоями песчаников и гравелитов. Кристаллический фундамент архейско-протерозойского возраста скважиной не вскрыт. Данные сейсморазведки дают основание предполагать, что кристаллический фундамент залегает значительно глубже.

На базе измерений температуры в скважине 21 СН, выполненных ОАО «Архангельскгеолдобыча» в интервале 1600–4200 м, и лабораторных определений на образцах керн тепловых свойств, плотности и пористости в научно-исследовательской лаборатории «Проблем геотермии МГГРУ» получены результаты впервые проведенных в Мезенской синеклизе комплексных геотермических исследований. Тепловые свойства пород измерены на 151 образце керн в водонасыщенном и воздушно-сухом состояниях с помощью полевой автоматизированной информационно-измерительной системы оптического сканирования [7]. Термоградиент определен для интервалов глубин протяженностью 10, 100 и 250 м. Значения теплового потока получены как средние для интервалов длиной 250 м по стволу скважины.

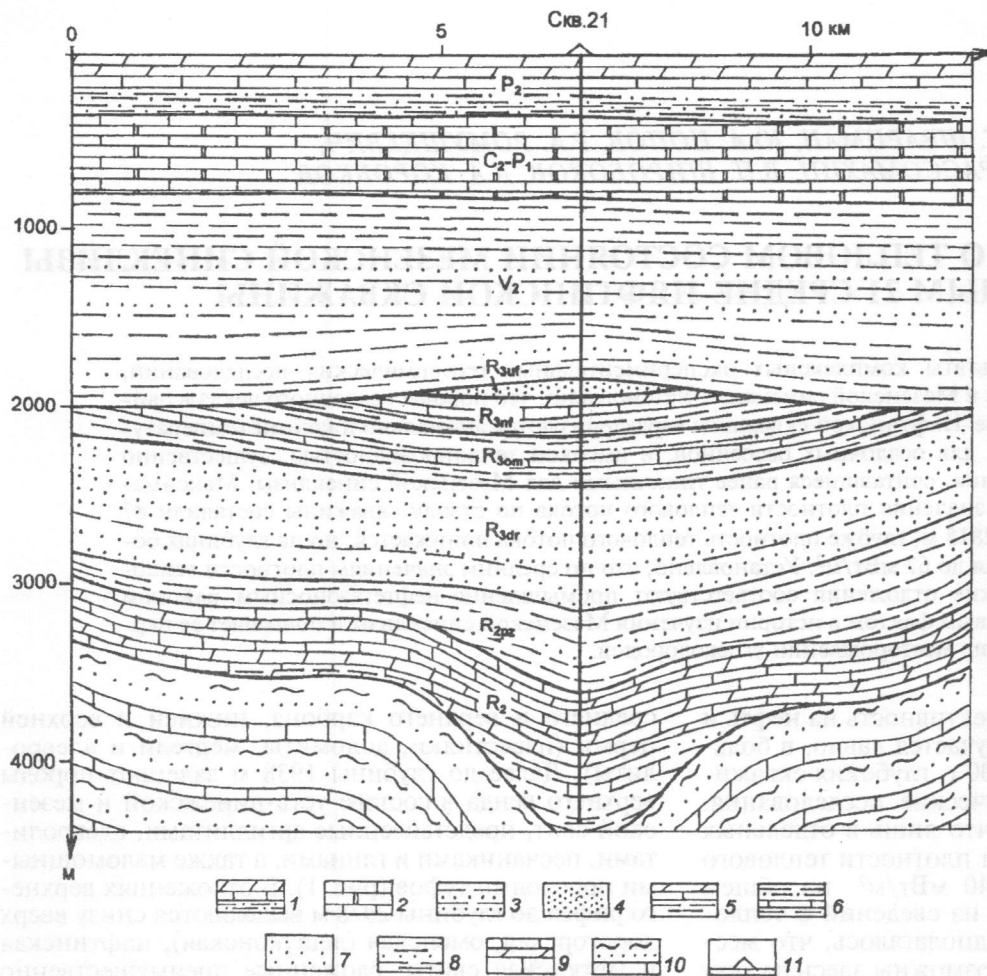


Рис. 1. Схематический геологический разрез Средне-Няфтинской структуры: 1 — верхнепермские отложения (алевролиты, мергели); 2 — среднекаменноугольный-нижнепермский сульфатно-карбонатный комплекс; 3 — вендский терригенный комплекс (переслаивание алевролитов, песчаников); 4—10 — рифейский карбонатно-терригенный комплекс: 4 — уфтогская свита (песчаники), 5 — няфтинская свита (мергели с прослоями карбонатных и глинистых пород), 6 — оменская свита (аргиллиты, алевролиты, единичные прослои песчаников), 7 — дорогорская свита (песчаники, прослой глинистых пород), 8 — пезская свита (глины с прослоями песчаников), 9 — средний рифей (карбонатно-терригенная и пестроцветная толщи), 10 — промежуточная толща (предположительно нижний рифей); 11 — положение скважины 21 Средне-Няфтинской

Породы осадочного чехла в районе скважины характеризуются аномально низкими температурами, не типичными не только для отложений нефтегазоносных регионов, но и для осадочных бассейнов. Максимальные температуры на забое глубже 4200 м едва достигают 72 °С, что ниже обычных значений на таких глубинах.

Значения геотермических градиентов по стволу скважины, определяемые для интервалов длиной в 250 м, существенно меняются в диапазоне от 8 до 21,6 °С/км. Только в самой нижней призабойной части, глубже 3800 м, обозначился рост геотермического градиента до 21,6 °С/км, что дает основание предполагать наличие на больших глубинах высоких термоградиентов и соответственно более быстрый рост температур в образованиях среднего и нижнего рифея (рис. 2).

Теплопроводность изученных пород изменяется в пределах 1,92–6,05 Вт/(м·К) для воздушно-сухих и 2,49–6,54 Вт/(м·К) для водонасыщенных пород. Вариации теплопроводности обусловлены в основном изменением вещественного состава пород, поскольку их пористость невелика (от 0,14 до 12,3 %, при средних значениях по литотипам 0,21–3,99 %), что объясняет также отсутствие корреляции теплопроводности с пористостью.

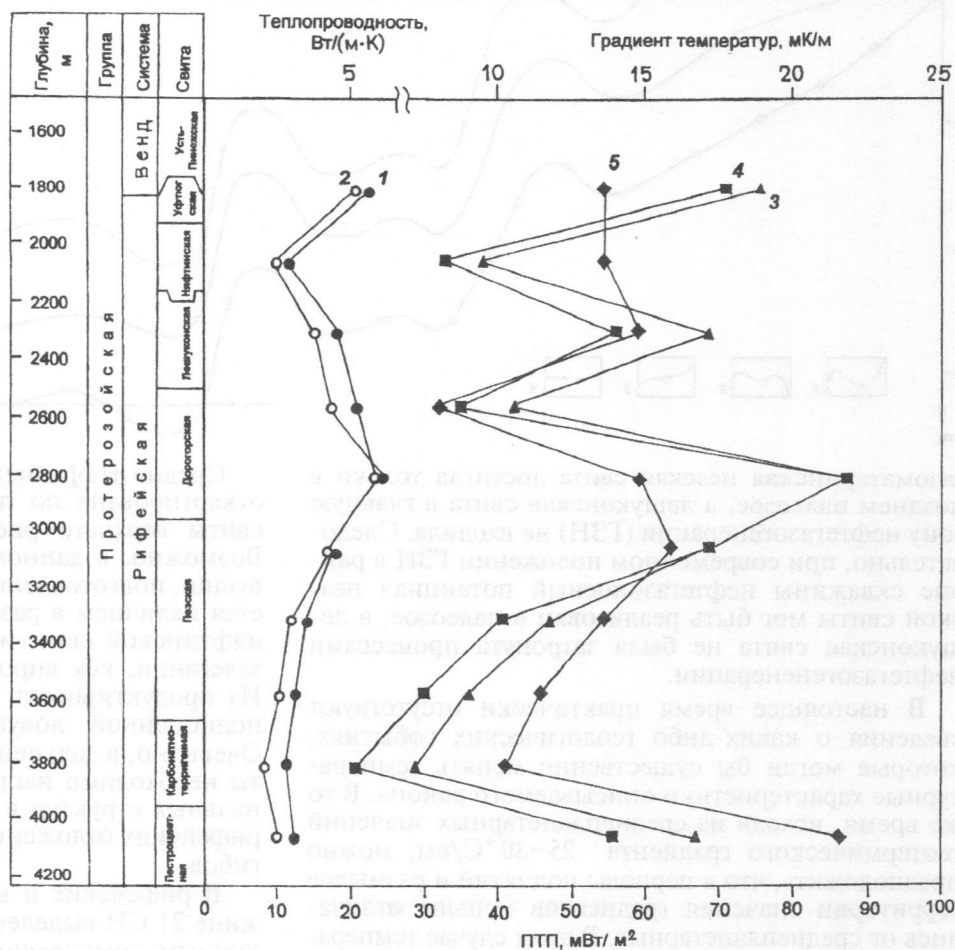
Температуропроводность изменяется в пределах $(0,63–3,87) \cdot 10^{-6}$ м²/с для воздушно-сухих и $(0,72–3,33) \cdot 10^{-6}$ м²/с для водонасыщенных пород, коэффициент тепловой анизотропии для воздушно-

но-сухих пород — в диапазоне 1,0–1,81 и уменьшается при водонасыщении, что связано с заполнением открытых субгоризонтальных трещин водой. Объемная теплоемкость воздушно-сухих пород разреза находится в пределах $(1,34–2,63) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К). При водонасыщении диапазон изменения объемной теплоемкости несколько сужается и составляет $(1,51–2,57) \cdot 10^6$ Дж/(м³·К). Удельная теплоемкость находится в пределах $(0,50–1,09) \cdot 10^3$ Дж/(кг·К).

Вместе с тем обращает на себя внимание весьма высокая теплопроводность пород. Средние интервальные значения теплопроводности на глубинах 1815–4065 м изменяются в диапазоне 2,78–5,90 Вт/(м·К), что существенно превышает значения, считавшиеся ранее характерными для Мезенской синеклизы. Даже на сопредельном Беломорско-Кулойском плато по ранее выполненным измерениям в верхнерифейских породах значения теплопроводности в среднем составляли 2,5 Вт/(м·К) [4].

Высокая теплопроводность пород значительно увеличивает средние значения теплового потока, которые в интервале глубин 1815–4065 м составили от 45,7 до 55,8 мВт/м². Максимальные интервальные значения ПТП по стволу скважины на глубине около 2815 м в отложениях дорогорской свиты верхнего рифея 87,3 мВт/м², глубже плотность теплового потока снижается, но на глубинах более 4000 м, в отложениях пестроцветной толщи плотность, теплового потока повышается до 66,8 мВт/м². Таким образом, по средним значениям ПТП в скважине

Рис. 2. Тепловые характеристики разреза скважины 21 Средне-Няфтинской: 1 — теплопроводность параллельно напластованию пород; 2 — теплопроводность перпендикулярно напластованию пород; 3 — плотность теплового потока максимальная; 4 — плотность теплового потока минимальная; 5 — температурный градиент



рифейские отложения соответствуют промышленно-нефтегазоносным районам мира [2], что впервые установлено в Мезенской синеклизе, и повышает ее перспективы на выявление месторождений углеводородов.

Следует отметить, что введение поправки на влияние палеоклимата только увеличивает значения теплового потока в интервале глубин от дневной поверхности до 1,5 км. Очевидно, неучет такой поправки и отсутствие достоверных данных о теплопроводности пород приводили к существенному занижению значений плотности теплового потока по результатам геотермических исследований, проведенных в менее глубоких скважинах Мезенской синеклизы.

Измеренные по скважине 21 СН температуры характеризуют современное тепловое состояние пород, которое в первую очередь определяется глубиной их залегания. С учетом связи между значениями тепловых характеристик литосферы и распределением запасов углеводородов [2] этот фактор может влиять на оценку перспектив нефтегазоносности Мезенской синеклизы. Значение температуры 60 °С по скважине достигается на глубине только около 3200 м, что значительно ниже, чем в основных нефтегазоносных провинциях. В связи с этим закономерен вопрос о глубине залегания основных рифейских толщ в различные периоды

геологической истории Мезенского осадочного бассейна и реализации ими нефтегазоносного потенциала.

Для участка скважины 21 СН построено несколько кривых, отражающих гипсометрическое положение кровли некоторых рифейских свит в разные геологические периоды (рис. 3). Представленные модели основываются на мощностях накопившихся отложений и не претендуют на высокую точность из-за неопределенности объема размытых пород. Здесь авторы основывались на максимальных мощностях пород, вскрытых скважинами в Мезенской синеклизе, в соотношении с сохранившимися мощностями в скважине 21СН.

На рис. 3 показано положение кровли трех свит: уфтыюгской, дорогорской и пезской. Первые две рассматриваются в числе нефтегазоматеринских. Аргиллиты пезской свиты многими исследователями считаются нефтегазоматеринской толщей. Другая потенциально нефтегазоматеринская толща — лешуконская свита занимает промежуточное положение между уфтыюгской и дорогорской свитами.

Из рис. 3 следует, что отложения рифея в районе скважины 21 СН в настоящее время занимают самое нижнее положение в геологическом разрезе. Учитывая современное положение изотермы 60 °С на глубине 3200 м, можно отметить, что указанной глубины в районе скважины потенциально нефте-

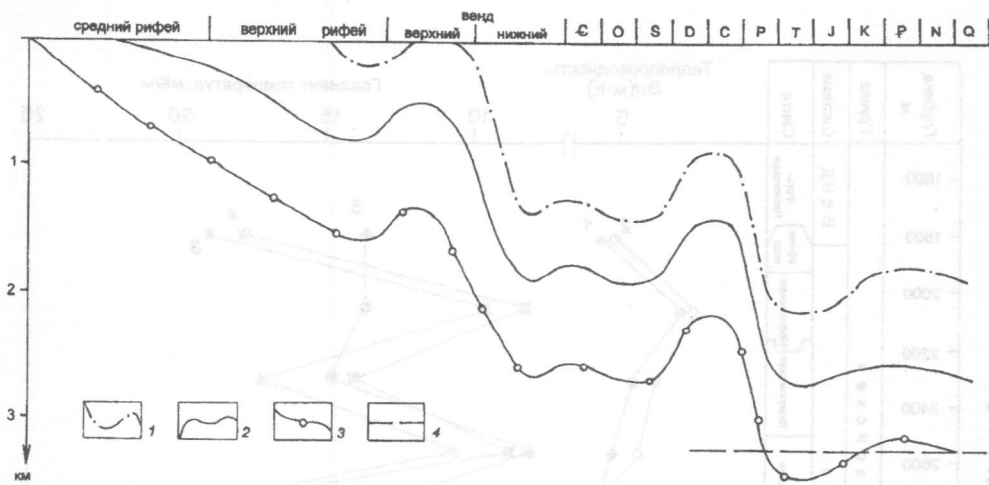


Рис. 3. Гипсометрическое положение кровли рифейских свит в разные периоды геологической истории: 1—3 — кровля: 1 — уфтыюгской свиты, 2 — дорогорской свиты, 3 — пезской свиты; 4 — современное положение верхней границы главной зоны нефтегазообразования ГЗН (60°C)

газоматеринская пезская свита достигла только в позднем палеозое, а лешуконская свита в главную зону нефтегазогенерации (ГЗН) не входила. Следовательно, при современном положении ГЗН в районе скважины нефтегазоносный потенциал пезской свиты мог быть реализован в палеозое, а лешуконская свита не была затронута процессами нефтегазогенерации.

В настоящее время практически отсутствуют сведения о каких-либо геологических событиях, которые могли бы существенно менять температурные характеристики описываемого района. В то же время, исходя из среднепланетарных значений геотермического градиента 25–30 °С/км, можно предположить, что в периоды поднятий и размывов территории значения градиентов меньше отличались от среднепланетарных. В этом случае температура 60 °С достигалась бы на глубинах 2000–2400 м. Начиная с позднего венда, в зоне нефтегазообразования находились бы отложения пезской свиты и нижележащих толщ, а с конца верхнего палеозоя, возможно, и лешуконская свита.

Исходя из истории геологического развития Мезенского седиментационного бассейна, можно утверждать, что в рифтовых прогибах, где накопились мощные толщи рифейских осадков и потенциально нефтегазоматеринские пезская и лешуконская свиты находятся на значительно больших глубинах, чем в скважине 21 СН, нефтегазоматеринский потенциал мог быть ими реализован с позднего венда. Для пезской и нижележащих свит это касается глубоких прогибов по всей территории синеклизы, а для верхнерифейских свит, в первую очередь лешуконской, — восточной части, примыкающей к Тиману (Пешская впадина, Сафоновский и Котласский прогибы, и, возможно, наиболее погруженная часть Пинежского прогиба). Вендские и палеозойские отложения по всей территории синеклизы по температурным характеристикам не достигли ГЗН, и какие-либо скопления углеводородов в них могут быть связаны только с перетоками из нижележащих рифейских отложений. Наиболее перспективны для поисков нефти ловушки в пределах рифейских прогибов, а обширные выступы: Мезенско-Вашкинский, Несско-Тылугский, Архангельский вряд ли представляют интерес в нефтепоисковом отношении.

Средне-Няфтинская антиклинальная складка откартирована по поверхности пород уфтыюгской свиты верхнего рифея и является бескорневой. Возможно, в данном случае незаполненность ловушки, подготовленной по кровле рифея, объясняется наличием в разрезе флюидоупоров пезской и няфтинской свит, находящихся в синклинальном залегании, как впрочем и всех отложений рифея. Их продуктивность прежде всего из-за отсутствия полноценной ловушки оказалась неизученной. Очевидно, в дальнейшем сейсморазведочные работы необходимо направить на выявление антиклинальных структур и других ловушек в собственно рифейских отложениях в пределах рифейских прогибов.

В рифейских и вендских отложениях по скважине 21 СН выделены четыре группы пород с различным комплексом тепловых и физических характеристик (рис. 2).

Первая группа пород включает низы усть-пинежской, значительные части уфтыюгской и дорогорской свит и характеризуется высокими значениями теплового потока, низкой плотностью и высокой пористостью пород. Такие признаки соответствуют удовлетворительным коллекторским свойствам продуктивных толщ в нефтегазоносных районах.

Вторая группа представлена породами низов лешуконской—верхов дорогорской свит, отличающихся низкой плотностью и повышенной пористостью при низких интервальных значениях теплового потока. По этим признакам можно говорить об удовлетворительных коллекторских свойствах данной толщи, в которой идет активное движение флюидов с выносом тепла. При этом уменьшение кондуктивного теплового потока сопровождается увеличением роли конвективного выноса тепла.

В третью группу пород входят отложения няфтинской и пезской свит и карбонатно-терригенной толщи, выделяющиеся низкими значениями интервального ПТП, высокой плотностью и низкой пористостью. Эти признаки свидетельствуют о хороших изолирующих свойствах указанных отложений, которые могут быть покрывками.

Образования лешуконской свиты и пестроцветной толщи относятся к четвертой группе, для которой установлены высокие значения интервального теплового потока при высокой плотности и низкой

пористости пород. Такое сочетание характеристик говорит о перспективности этих горизонтов для дальнейших поисков, необходимости более детального исследования внутреннего строения и выделения пластов с хорошими коллекторскими и изолирующими свойствами.

Интересно сопоставить результаты наших исследований с данными опробования по стволу скважины 21 СН, выполненного ОАО «Архангельскгеолодобыча». По этим данным в процессе бурения при вскрытии редкинских отложений в интервале 1704–1705 м (прослой песчаника в низах усть-пинезской свиты) в течение 40 мин выходил газированный глинистый раствор, плотность которого уменьшалась от 1,16 до 1,03 г/см³.

В открытом стволе испытателем пластов КИИ-46 исследовались ряд объектов в рифейских отложениях. Испытания первого объекта проведены в кровельной части песчаной толщи уфтюгской свиты в интервале глубин 1818–1847 м. В результате получена пластовая вода дебитом 18,4 м³/сут с удельным весом 1,1196 г/см³. Лабораторные исследования в производственном химико-аналитическом центре ОАО «Архангельскгеолодобыча» показали, что пластовая вода является крепким рассолом хлор-кальциевого типа с общей минерализацией 166,1 г/л, высоким содержанием брома 695,3 мг/л и йода 25,8 мг/л, высокометаморфизованным и малосульфатным. Приведенные данные свидетельствуют, что отложения уфтюгской свиты находятся в зоне затрудненного водообмена.

Второй объект испытаний — песчаники дорогорской свиты в интервале глубин 2658,5–2712 м. В результате получена пластовая вода в объеме 4 м³ за 2 ч стояния на притоке, которая также является крепким рассолом с минерализацией 175,1 г/л хлор-кальциевого типа, высокометаморфизованным и малосульфатным. Содержания брома дости-

гают 1509,16 мг/л, йода 33,42 мг/л. Все это характеризует затрудненные условия водообмена и в образованиях дорогорской свиты.

Третий объект испытаний был выбран в интервале глубин 3581–3648 м в отложениях пезской свиты, однако визуального притоков флюидов не получено.

Приведенные результаты испытаний показали, что выделенные нами по тепловым и физическим характеристикам отложения первой группы, включающие низы усть-пинезской свиты, уфтюгскую и дорогорскую свиты, обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами и отличаются обводненностью в отличие от пезской свиты, характеризующейся изолирующими свойствами. К сожалению, в материалах испытаний не приведены сведения о температурах полученных притоков воды.

Известно, что интервальные значения термоградиента и теплового потока возрастают в толщах, где шел или продолжается процесс нефтегазообразования [3]. Поэтому интересно отметить, что по данным скважины 21 СН относительное увеличение термоградиента и значений ПТП до 68 мВт/м² отмечено в интервалах вскрытия лешуконской, верхов пезской и пестроцветной свит, которые предположительно относятся к нефтегазоматеринским образованиям.

Полученные результаты позволяют оптимистично оценивать перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы, показывают важность проведения и использования высококачественных геотермических исследований в каждой пробуренной скважине, необходимость регулярного обобщения и переосмысления полученных данных для корректировки планов поисковых работ.

Работа выполнена при частичной поддержке РФФИ, грант № 02-05-64416.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гордиенко В.В., Завгородняя О.В., Моисеев У.И. Карта теплового потока территории СССР. Масштаб 1:5000000. Объяснительная записка. Киев: Изд-во АН УССР, 1992. 34 с.
2. Клемм Х.Д. Геотермические градиенты, тепловые потоки и нефтегазоносность // Нефтегазоносность и глобальная тектоника. М.: Мир, 1978. С. 176–208.
3. Сергиенко С.И. Тепловой поток и процессы генерации углеводородов // Докл. РАН. 1996. Т. 350. № 4. С. 523–527.
4. Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. Тепловое поле Баренцево-морского региона. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 1992. 115 с.
5. Шварцман Ю.Г. Тепловой поток в литосфере и нефтегазоносность Европейского сектора Арктики // Сырьевая база России в XXI веке. М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2002. С. 466–483.
6. Шварцман Ю.Г., Ширококов В.Н. Тепловое поле и геологические проблемы нефтегазоносных районов восточной части Баренц-региона // Экологические проблемы Европейского Севера. Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1996. С. 228–236.
7. Popov Yu., Pribnow D., Sass J., Williams C., Burkhardt H. Characterisation of rock thermal conductivity by high-resolution optical scanning // Geothermics. 1999. N 28. P 253–276.

Поморский государственный университет
Московский государственный
геологоразведочный университет
Институт экологических проблем Севера УрО РАН
Администрация Архангельской области
Рецензент — В.И. Кононов