

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА НЕФТЕЙ НЕРЦЕТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО БОРТА КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ

С.В. Сенин¹, С.В. Морозова¹, П.В. Юдина¹, Н.А. Смирнова¹

В.К. Утопленников², А.Д. Драбкина²

1 – ООО «ТП НИЦ», г. Ухта; 2 – ИПНГ РАН, г. Москва
e-mail: vutoplennikov@ipng.ru, nastyadrabkina94@gmail.com

Нерцетинское нефтяное месторождение, открытое в 2016 г. компанией «РН-Няганьнефтегаз», – первое среднее по запасам месторождение в пределах Кочмесского НГР, приуроченное к западной части Косью-Роговской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Ранее на этой крупной перспективной территории, как и в соседних Хоседаюском, Интинско-Лемвинском, Воркутском НГР, были выявлены только мелкие по запасам залежи УВ.

Скважина-первооткрывательница 21П-Нерцетинская забурена в 2013 г. с проектным забоем 5300 м в седельских отложениях нижнего силура. Ранее в контуре нефтеносности была пробурена скважина 12-Нерцетинская с забоем в отложениях фаменского яруса, по ряду причин не открывшая залежей УВ.

Подготовка к опoisкованию Нерцетинской структуры велась при активном сотрудничестве «РН-Няганьнефтегаз» и ООО «ТП НИЦ» (начиная с 2007 г.), в рамках которого был выполнен ряд научно-исследовательских работ регионального, зонального и локального масштаба по прогнозу нефтегазоносности Косью-Роговской впадины и локальных объектов на лицензионных участках «РН-Няганьнефтегаз», а также составлена программа ГРП и геологический проект на бурение скважины 21П-Нерцетинская. В результате НИР было обосновано выделение перспективных объектов в диапазоне от силура до нижней перми, спрогнозировано наличие природных резервуаров. На основе анализа геохимических предпосылок образования залежей был сделан вывод о высоких перспективах как верхнедевонской и каменноугольной, так и силурийско-нижнедевонской части разреза. Важной проблемой стал прогноз фазового состава залежей, ожидавшихся на Нерцетинской площади на больших глубинах (более 5000 м).

Известно, что жидкие нефтяные УВ по мере погружения и достижения высоких пластовых температур подвергаются крекингу, то есть разрыву крупных молекул с образованием относительно низкомолекулярных соединений [1, 2]. В результате в определенный момент отдельная жидкая нефтяная фаза растворяется в газовой и

первичная нефтяная залежь становится газоконденсатной. Этот момент и его пространственный глубинный эквивалент для нефтяных залежей обозначают термином «deadline».

Для выяснения катагенных преобразований нефтяных залежей на больших глубинах в пределах Нерцетинской площади было выполнено расчетное моделирование с применением программного пакета бассейнового моделирования Sedima. Расчеты показали, что для нижнедевонских отложений пластовые температуры в ходе геологической истории доходили до 175 °С, в результате была достигнута высокая стадия катагенеза МК₅ (расчетное значение отражательной способности витринита 1,73%R₀, рис. 1). При этом процедура моделирования крекинга жидких УВ показала, что при таком высоком катагенезе жидкие УВ еще сохраняются в свободной фазе. Нижняя граница возможного существования чисто нефтяных залежей («deadline») по расчетным данным, выполненным авторами на Нерцетинской площади, проходит на глубине 5,2 км в верхнесилурийских отложениях.

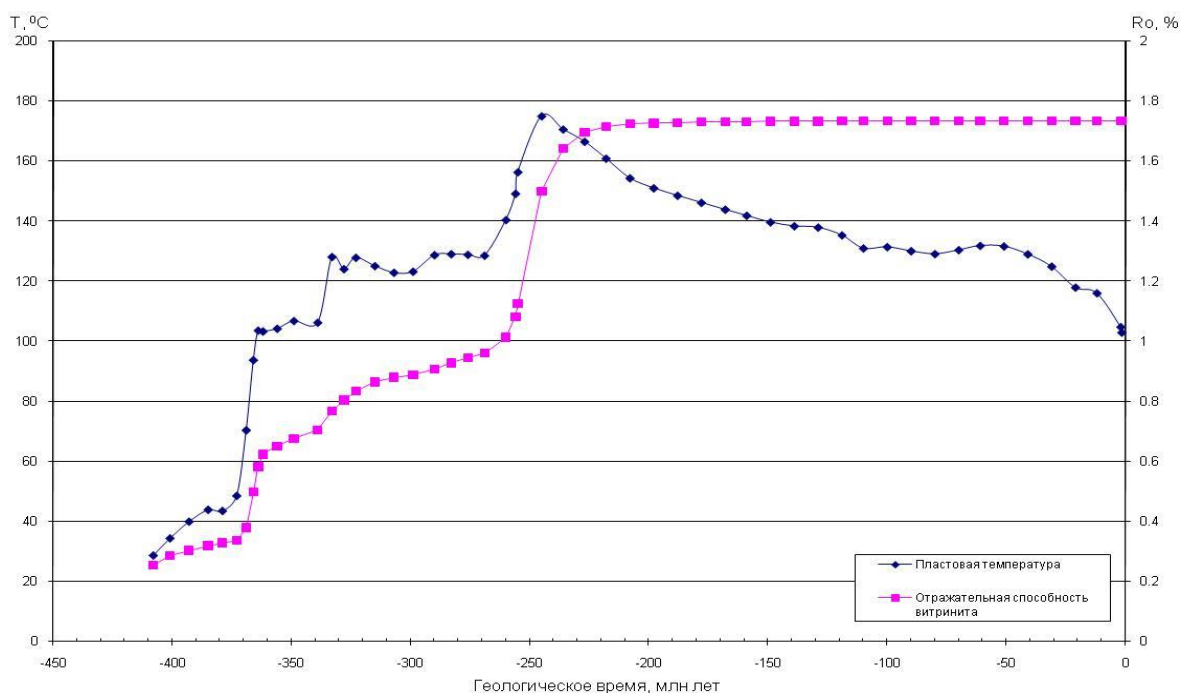


Рис. 1. Одномерные реконструкции динамики пластовой температуры и отражательной способности витринита для подошвы нижнего девона на Нерцетинской площади

По результатам моделирования было спрогнозировано, что УВ флюиды Нерцетинской площади будут представлены «высокозрелыми» особо легкими нефтями с

большим газосодержанием в пластовых условиях (за исключением, вероятно, наиболее глубоко расположенных скоплений в отложениях нижнего силура).

Открытием Нерцетинского месторождения и постановкой его на баланс в ГКЗ РФ в 2016 г. данные прогнозы полностью подтвердились. Из всех опробованных объектов были получены близкие по физическим свойствам особо легкие нефти, содержащие большое количество светлых фракций и низкие концентрации асфальто-смолистых веществ. Особенностью нефтей явились весьма светлая окраска и прозрачность в проходящем свете, из-за чего они в процессе отбора проб первоначально были описаны как конденсаты. Нефти с подобными свойствами («белые» нефти) в Тимано-Печорской провинции ранее не были известны.

Нерцетинское месторождение является многопластовым и содержит залежи в визейских (веневских), нижнесерпуховских отложениях нижнего карбона и башкирско-московских среднего карбона. Кроме того, получены непромышленные притоки нефтей из нижнедевонских, фаменских и турнейских отложений.

Бурение в перспективных интервалах производилось на растворах большой плотности (1,13–1,15 г/см³). Данная предосторожность была предпринята с целью избежания выбросов и в связи с ожидавшимся сероводородным заражением пластовых флюидов, позднее частично подтвердившимся. Значительные репрессии при вскрытии продуктивных пластов, по-видимому, стали причиной неполучения притоков при опробовании испытателем пласта верхнесилурийских и нижнедевонских отложений, а в дальнейшем – относительно невысоких значений дебитов в процессе испытания.

В процессе испытания первого объекта овинпармских отложений нижнего девона в интервалах 4895–4910 м и 4942–4970 м (здесь и далее стратиграфическая привязка по данным ООО «ТП НИЦ Нефтегаз») перфорация осуществлялась на растворе плотностью 1,14 г/см³, скважина не вышла на динамический режим, дебит скважины составил 0,27 м³/сут нефти.

По результатам испытания второго и третьего объектов джебольских отложений фаменского яруса в интервалах 3828–3850 м (второй объект) и 3731,2–3750,2 м, 3765,7–3790,7 м (третий объект; в обоих объектах перфорация на растворе 1,09 г/см³) скважина также не вышла на динамический режим. В обоих случаях получены небольшие притоки нефти дебитом 0,14 м³/сут.

В результате испытания четвертого объекта турнейских отложений в интервалах 3627–3642 м, 3660–3675 м и 3675–3690 м (перфорация на растворе плотностью 1,06 г/см³) наблюдался слабый приток газонефтяной смеси, определить дебит не представлялось возможным.

При испытании пятого объекта визейских отложений в интервале 3370–3392 м (перфорация на растворе плотностью 1,06 г/см³) получен фонтанирующий приток газа дебитом 3,7 тыс. м³/сут на штуцере 4 мм с примесью нефти.

В результате испытания шестого объекта нижнесерпуховских отложений в интервалах 3233,6–3251,6 м и 3267,6–3272,6 м (перфорация на технической воде) образовался фонтанирующий приток газонефтяной смеси. Дебит газа составил 3,0 тыс. м³/сут, дебит нефти – 10,6 м³/сут на штуцере 4 мм.

В результате испытания седьмого объекта башкирских и московских отложений в интервалах 2933,5–2945,5 м, 2956,5–2990,5 м и 2996,5–3010,5 м (перфорация на технической воде) был получен фонтанирующий приток газонефтяной смеси. На штуцере 3 мм дебит газа достиг 2,8 тыс. м³/сут, дебит нефти – 14,4 м³/сут.

Таким образом, по результатам опробования установлена закономерность: при перфорации на растворах плотностью 1,09–1,14 г/см³ (1–3 объекты) скважина давала только слабые нефтепроявления и не выходила на динамические режимы, а при перфорации на растворе сниженной плотности или технической воде (5–7 объекты) были получены фонтанные притоки нефти с газом. Следует признать, что плотность жидкости в стволе скважины при перфорации – лишь один из множества факторов, определяющих успешность вызова притока, но в случае невысоких фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта он может стать решающим.

Устьевые пробы нефтей, отобранные в процессе испытания на Нерцетинском месторождении, были исследованы в лаборатории ООО «ТП НИЦ». Были выполнены определения физико-химических свойств в стандартных условиях и анализ состава высокомолекулярных алкановых УВ методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ).

Нефть из овинпармского горизонта нижнего девона (интервал 4895–4910 м, 4942–4970 м, 1 объект, проба № 12407) визуально представляла собой прозрачную светло-желтую маслянистую жидкость.

Плотность флюида составила 0,7706 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С – 2,001 мм²/с. Температура застывания исследуемого флюида – минус 4,0 °С. По

результатам фракционной разгонки установлены: температура начала кипения +60,0 °С, выход бензиновой фракции НК-200 °С – 46,5%об., фракции НК-300 °С – 78,5%об., выход керосино-газойлевой фракции 200–300 °С – 32,0%об. Темп отгона светлых фракций в диапазоне температур кипения 120–180 °С достигал 0,45–0,5%об./1 °С, затем постепенно снижался и составлял 0,25–0,4%об./1 °С до конца разгонки. Остаток после фракционной разгонки в сумме с потерями – 21,5%об.

По данным компонентного анализа концентрация смол составила 0,49%масс., асфальтенов – 0,29%масс., парафинов – 5,53%масс., общей серы < 0,1%масс.

Нефть из джебольских отложений фамена (интервал 3790–3765 м, 3750–3731 м, 3 объект, проба № 12411) представляла собой маловязкую прозрачную жидкость светло-коричневого цвета.

Плотность при 20 °С составила 0,8171 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С ввиду недостаточного объема пробы не определялась. Температура застывания исследуемой УВ жидкости – минус 8,0 °С. Фракционный состав характеризуется следующими параметрами: температура начала кипения +65,0 °С, выход бензиновой фракции НК-200 °С – 40,5%об., фракции НК-300 °С – 56,0%об., выход керосиновых фракций, выкипающих в диапазоне температур 200–300 °С, равен 15,5%об. Остаток после фракционной разгонки в сумме с потерями – 44,0%об. Темп отгона светлых фракций в диапазоне температур кипения 120–150 °С составлял 0,38–0,44%об./1 °С, затем снизился до 0,15–0,25%об./1 °С к концу перегонки.

По результатам компонентного анализа содержание смол – 2,75%масс., асфальтенов – 0,31%масс., парафинов – 1,71%масс. Температура плавления парафинов определена на уровне +53,0 °С. Содержание общей серы – 1,03%масс.

Нефть из визейских отложений (интервал 3370–3392 м, 5 объект, проба № 12493) представляла собой прозрачную жидкость бледно-желтого цвета в проходящем свете.

Плотность УВ жидкости при 20 °С составила 0,7924 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С – 2,002 мм²/с. Температура застывания исследуемой УВ жидкости – минус 13,0 °С. Фракционный состав характеризуется следующими параметрами: температура начала кипения +50,0 °С, выход бензиновой фракции НК-200 °С составил 50,5%об., фракции НК-300 °С – 73,5%об., выход керосиновых фракций, выкипающих в

диапазоне температур 200–300 °С, равен 23,0%об. Остаток после фракционной разгонки в сумме с потерями – 26,5%об.

По результатам компонентного анализа содержание смол – 2,90%масс., асфальтенов – 0,29%масс., парафинов – 2,69%масс. Температура плавления парафинов определена на уровне +50,0 °С. Содержание общей серы составило 0,88%масс.

Нефть из нижнесерпуховских отложений (интервал 3267,6–3272,6 м, 3233,6–3251,6 м, 6 объект, проба № 12498) представляла собой прозрачную жидкость бледно-желтого цвета в проходящем свете. Плотность при 20 °С составила 0,8035 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С – 2,374 мм²/с. Температура застывания исследуемой УВ жидкости – минус 19,0 °С. Фракционный состав характеризуется следующими параметрами: температура начала кипения +44,0 °С, выход бензиновой фракции НК-200 °С – 45,0%об., фракции НК-300 °С – 67,0%об., выход керосиновых фракций, выкипающих в диапазоне температур 200–300 °С, равен 22,0%об. Остаток после фракционной разгонки в сумме с потерями – 33,0%об.

По результатам компонентного анализа содержание смол составляет 4,18%масс., асфальтенов – 0,28%масс., парафинов – 2,50%масс. Температура плавления парафинов определена на уровне +49,0 °С. Содержание общей серы – 1,25%масс.

Нефть из московско-башкирских отложений среднего карбона (интервалы 2933,5–2945,5 м, 2956,5–2990,5 м, 2996,5–3010,5 м, 7 объект, проба № 12519) визуально представляла собой маловязкую полупрозрачную жидкость светло-коричневого цвета. Плотность УВ жидкости при 20 °С составила 0,7924 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,968 мм²/с. Температура застывания исследуемой УВ жидкости – минус 30,0 °С. Фракционный состав характеризуется следующими параметрами: температура начала кипения +35,0 °С, выход бензиновой фракции НК-200 °С – 47,5%об., фракции НК-300 °С – 67,0%об., выход керосиновых фракций, выкипающих в диапазоне температур 200–300 °С, равен 19,5%об. Остаток после фракционной разгонки в сумме с потерями – 33,0%об.

По результатам компонентного анализа содержание смол – 2,47%масс., асфальтенов – 0,64%масс., парафинов – 2,62%масс. Температура плавления парафинов определена на уровне +52,0 °С. Содержание общей серы – 1,23%масс.

Таким образом, УВ флюиды из всех исследованных пластов Нерцетинского месторождения очень близки по своим физическим свойствам, но при этом проявились различия в их химическом составе.

Присутствие в составе всех исследованных проб смол и асфальтенов (пусть и в низких концентрациях), а также значительные остатки после фракционного анализа говорят о том, что пробы, скорее всего, являются особо легкими, малосмолистыми, малоасфальтенистыми нефтями. Впрочем, авторы отдают себе отчет, что легкие УВ флюиды одного и того же состава могут в зависимости от пластового газосодержания иметь как жидкое (нефтяная залежь), так и газообразное (газоконденсатная залежь) фазовое состояние [3, 4]. Поэтому утверждение о нефтяном составе всех исследованных флюидов должно быть проверено качественным отбором и исследованием глубинных проб на установке термодинамических свойств и фазового поведения пластовых флюидов в условиях пластовых давлений и температур (PVT).

Отличия в составе проб отмечаются в содержании парафинов и серы, которые для нефтей Тимано-Печорской провинции являются генетическими индикаторами. Так, нефть из нижнедевонских отложений (проба № 12407) классифицируется как практически бессернистая и высокопарафинистая. Низкая сернистость и высокие концентрации парафинов характерны для нефтей нижнепалеозойского генезиса [5]. Нефти из фаменских, визейских, серпуховских и среднекаменноугольных отложений (пробы № 12411, № 12493, № 12498 и № 12519), наоборот, характеризуются как сернистые и парафинистые (на границе класса малопарафинистых), что более характерно для нефтей доманикового генезиса [5, 6].

Результаты исследования УВ состава высокомолекулярных алканов подтверждают тезис о разной генетической основе изученных нефтей. Так, нефть из нижнедевонских отложений (рис. 2, а) на кривой молекулярно-массового распределения алканов имеет достаточно заметные максимумы концентраций, соответствующие $n\text{-C}_{17}$ и $n\text{-C}_{19}$, что является вместе с пониженными концентрациями изопреноидов признаком образования за счет нефтегазоматеринских пород верхнего силура-нижнего девона. Очевидно, что данные максимумы значительно снивелированы в результате термического созревания нефти, но все же вполне читаемы и, следовательно, обеспечивают диагностику генотипа нефти даже на предельных для существования нефтей стадиях катагенеза.

Нефти из остальных изученных залежей обнаруживают иную картину молекулярно-массового распределения алканов (рис. 2, б–г). На концентрационных кривых практически нет выраженных всплесков. Концентрации изопреноидов относительно повышенные, особенно, пристана, который имеет практически одинаковые

содержания с *n*-алканом такой же молекулярной массы. Данные особенности позволяют предположить для нефтей фамена-среднего карбона Нерцетинского месторождения общий источник – нефтегазоматеринские породы доманикового возраста.

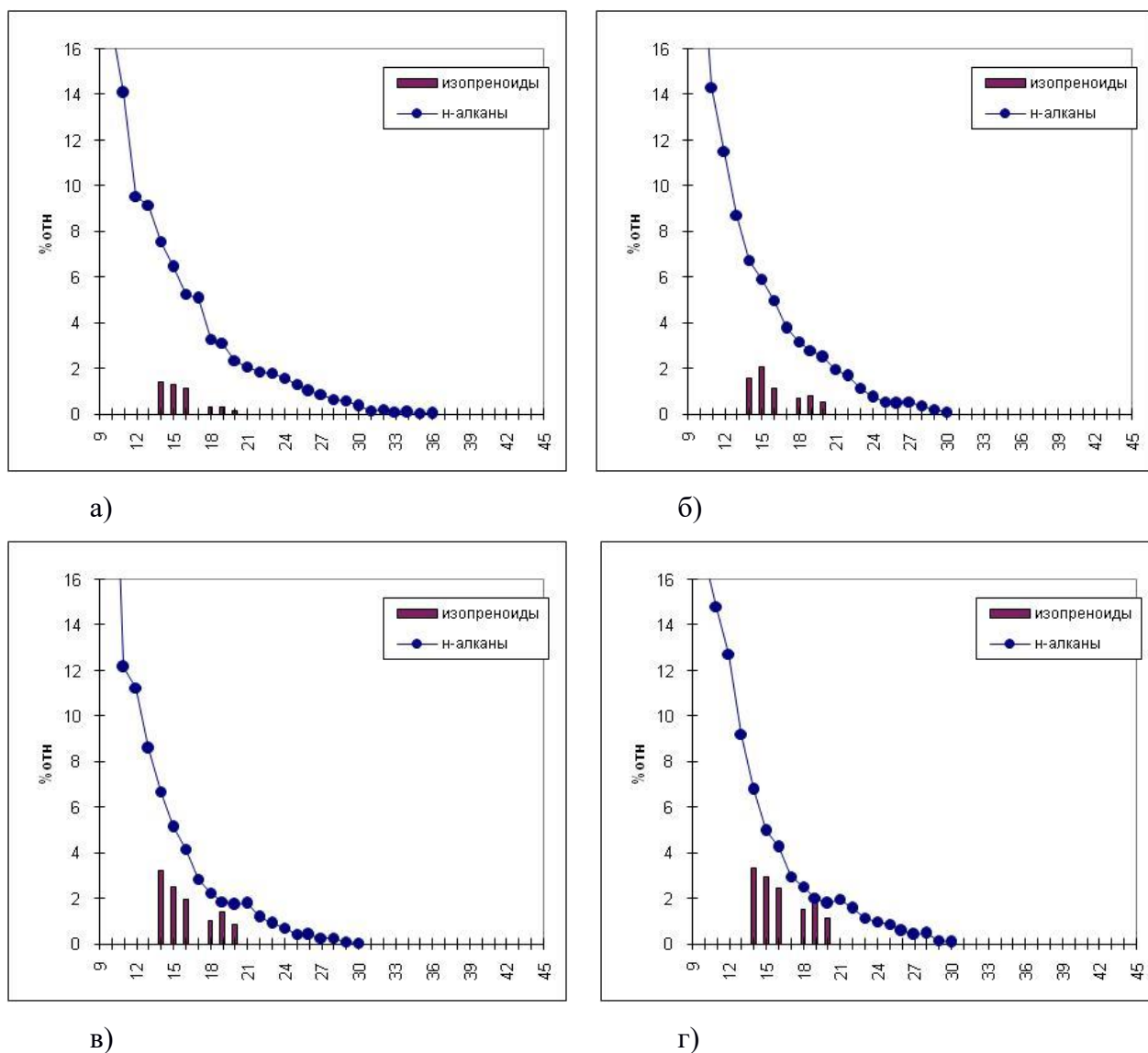


Рис. 2. Распределение концентраций высокомолекулярных алканов в нефтях Нерцетинского месторождения: а) – проба № 12407, б) – проба № 12411, в) – проба № 12493, г) – проба № 12498

Глубинные пробы были отобраны при испытании нижнесерпуховской залежи (6 объект, интервалы 3267,6–3272,6 м, 3233,6–3251,6 м) и исследованы в лаборатории ООО «ГННЦ». Анализ показал, что все пробы оказались частично дегазированы (давление насыщения соответствует давлению на глубине отбора). Была подготовлена рекомбинированная проба пластовой нефти с газосодержанием 283 м³/м³. Вязкость

данной пробы при пластовых термобарических условиях составила весьма низкую величину 0,22 мПа·с. Столь низкая вязкость в пластовых условиях позволяет надеяться на получение промышленных дебитов нефти даже из коллекторов с невысокими ФЕС, при условии применения оптимальных технологий вскрытия и освоения.

Результаты исследования нефтей и газов из скважины 21П-Нерцетинская дали уникальную геологическую информацию для территории всего Кочмесского НГР, а именно:

1. Доказана продуктивность как доманиково-турнейского и верхневизейско-нижнепермского, так и среднеордовикско-нижнедевонского НГК данного района, что резко увеличивает перспективы поисков новых залежей во всем доступном бурению стратиграфическом диапазоне до силура включительно.

2. Получены уникальные по свойствам углеводородные флюиды, которые по первичным данным интерпретируются как нефти; этот факт подтверждает возможность существования залежей нефтей в западной части Кочмесского НГР вплоть до исследованных испытанием в скважине 21П-Нерцетинская глубин порядка 4900 м.

3. Исследованные нефти группируются в два генотипа: силурийско-нижнедевонский и доманиковый; нефть, полученная из нижнедевонских отложений, представляет собой ранее не изученный в Тимано-Печорской провинции тип «белых» нефтей, уникальные свойства которой возникли в результате высокой катагенетической зрелости.

4. Показано, что различия в составе алкановых УВ у разных генетических типов нефтей не исчезают и при весьма высоких стадиях катагенеза. Данный вывод в перспективе позволит уверенно различать генетические типы нефтей, залегающих на больших глубинах.

5. По результатам исследования рекомбинированной пробы нефти обладают весьма незначительной вязкостью в пласте. Данное обстоятельство позволяет надеяться на получение впоследствии высоких дебитов нефти при условии применения современных технологий вскрытия и освоения пластов.

6. Нерцетинские нефти, практически не содержащие смол и асфальтенов, а нефть нижнедевонских отложений и серы, обладают весьма высоким содержанием прямогонных светлых фракций, что характеризует их как УВ сырье весьма высокого качества; цена

данных нефтей на мировом рынке значительно превысит стоимость маркерных сортов большинства российских нефтей.

Нефти Нерцетинского месторождения могут быть приняты в качестве аналога при прогнозировании состава залежей в глубокопогруженных районах нефтегазоносных комплексов востока Тимано-Печорской провинции.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. Хант Дж. Геохимия и геология нефти. М.: Мир, 1982. 704 с.
2. *Waples D.W.* Maturity modelling: thermal indicators, hydrocarbon generation and oil cracking // The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG Memoir 60, 1994. P. 290–306.
3. *Кронквист Ч.* Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1979. № 4. С. 21–32.
4. *Чахмахчев В.А., Аксенов А.А., Барс Е.А.* и др. Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоносности локальных объектов. М.: ИГиРГИ, 1993. 207 с.
5. *Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М.* Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта: ГУП «Тимано-Печорский науч.-исследоват. центр», 2003. 298 с.
6. *Кирюхина Т.А.* Типы нефтей Тимано-Печорского бассейна // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 1995. № 2. С. 39–49.