



УДК 553.98

ДОМАНИКОВЫЙ ГОРИЗОНТ – ОСНОВНОЙ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЙ КОМПЛЕКС ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Т.В. Антоновская (Сыктывкарский государственный университет)

В статье поднимается актуальный вопрос сохранения депрессионного доманикового комплекса как основной нефтегазоматеринской толщи Тимано-Печорской провинции, питающей УВ все гипсометрических вышележащие залежи, как в терригенных, так и в карбонатных нефтегазоносных комплексах от среднеордовик-нижнедевонского карбонатного до триасового терригенного. Детально представлена характеристика залежей нефти в недепрессионных доманиковых отложениях. Рекомендуются пути поиска новых промышленно-нефтегазоносных объектов, не применяя при горизонтальном бурении гидро- и другие разрывы пласта в самом основании онтогенеза нефти – в материнской породе, депрессионном доманике Тимано-Печорской провинции.

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция; доманиковый горизонт; рифовые и околорифовые фации; депрессионный доманик; нефтегазоматеринская порода; нефть.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена на северо-востоке Восточно-Европейской платформы, между Тиманскими и Уральскими (на севере – Пай-Хойскими) горными системами, охватывая часть суши Республики Коми и Ненецкого АО и акваторию Печорского моря на юго-восточной оконечности Баренцева моря. Нефтегазоносны палеозойские и мезозойские отложения, включающие карбонатные и терригенные нефтегазоносные комплексы от среднеордовик-нижнедевонского до триасового с промышленными запасами УВ как нефтяного, так и газового ряда. Залежи УВ находятся в ловушках различного типа и генезиса, как структурных, так и неантиклинальных, в зависимости от местоположения месторождений.

Структурный фонд ловушек в пределах провинции практически исчерпан за почти 100 лет исследований недр и добычи нефти и газа. В настоящий момент неантиклинальные ловушки являются основным объектом поиска и разведки залежей нефти и газа на суше и акватории провинции. Их можно ожидать на склонах палеоподнятий, экранированных тектонически и стратиграфически, ограниченных литологически, расположенных на значительных глубинах, с коллекторами как терригенными, так и карбонатными сложного порово-трещинного и трещинного типов в зонах взаимопересекающихся разновозрастных тектонических разломов и нарушений [1].

Доманиковый горизонт привлекает внимание специалистов по изучению его литолого-фациального разнообразия (зарифовые, рифовые, межрифовые, предрифовые и депрессионные фации), фаунистического обоснования возраста пород, состава и строения его

отдельных пластов и пачек. В последнее время домаником интересуются представители нефтегазодобывающих предприятий мира для извлечения нефти и газа не столько из органогенных массивов и их окружения, сколько из депрессионных материнских пород (сланцевые УВ). Доманиковые сланцы и переслаивающиеся с ними кремнисто-карбонатные породы являются основным объектом в недрах Тимано-Печорской провинции, генерирующим нефть и газ в зависимости от его положения в той или иной катагенетической зоне и в силу высокого содержания $S_{орг}$, достигающего 20 % и более [2, 3]. Породы являются нефтегазоматеринскими, питающими УВ все вышележащие залежи нефти и газа, расположенные на пути перемещения нефти и газа из материнской толщи в породы-коллекторы ловушек разного типа и генезиса; находятся в стадиях катагенеза от МК₁ до АК₁, увеличиваясь от Тимана к Уралу, достигая максимальных значений в Предуральском краевом прогибе, согласно исследованиям специалистов ВНИГРИ (Т.К.Баженова [4]), Института геологии Коми научного центра УрО РАН (Л.А.Анищенко, С.С.Клименко [5]) и других научно-исследовательских центров России.

Добыча незрелых УВ из сланцев доманика методами бурения горизонтальных скважин с применением гидроразрыва пласта является варварством как по отношению к недрам, так и людям, населяющим территорию Тимано-Печорской провинции (Республика Коми и Ненецкий АО). В недрах будет нарушена естественная природная система материнская порода – коллектор – ловушка, что приведет к нарушению процесса онтогенеза УВ, включающего цепочку событий и их следствий, сформированными природой, включающих: 1 –

зарождение микронепти и газа в материнской породе; 2 – эмиграцию УВ из материнской породы в толщу окружающих ее пород; 3 – миграцию (перемещение) УВ в породы-коллекторы; 4 – аккумуляцию УВ в ловушках различного типа и генезиса с формированием залежей; 5 – консервацию залежей УВ. Разрушая материнскую породу добычей сланцевых УВ из депрессионных фаций доманикового горизонта, мы нарушаем основание – базис онтогенеза, лишая живущие и будущие поколения людей возможности добывать УВ по причине отсутствия материнской толщи в ее целостности со всеми вытекающими последствиями.

По отношению к людям: искусственное обширное площадное нарушение (горизонтальное бурение скважин с применением гидроразрыва пласта) нормального залегания пород в недрах вызовет естественную реакцию всех вышележащих толщ в силу физических, геофизических, биохимических и прочих законов земли (гравитационных, магнитных, электрических, экологических и др.). Искусственные землетрясения, провалы на поверхности земли с изменением ее рельефа можно ожидать в качестве последствия от добычи сланцевых УВ. Примеров подобных последствий в США, Польше, Украине и ряде других стран достаточно [6]. Помимо депрессионного доманика, есть другие фации данного горизонта, а также другие стратиграфические подразделения с ловушками, находящимися гипсометрически выше, куда следует направить поиски новых промышленно-продуктивных объектов.

Строение и состав рифовых и околорифовых (зарифовых, межрифовых, предрифовых, надрифовых) фаций доманикового горизонта всесторонне исследован, опубликованы результаты, в том числе в работах [7, 8]. Нефтегазосность доманика в Тимано-Печорской провинции как в промышленных масштабах, так и в виде следов, выпотов, запаха УВ проанализирована в работах [7, 9]. Промышленные залежи нефти в разнофациальных доманиковых отложениях есть как на северных, так и южных месторождениях (рис. 1). На южных месторождениях (Ижма-Печорская впадина) залежи тяготеют к органогенным массивам, толщам их облекания. В северной части провинции (Хорейверская впадина, Варандей-Адзъвинская структурная зона, Печоро-Колвинский авлакоген) залежи нефти, приуроченные к доманиковому горизонту, находятся в коллекторах, сложенных органогенно-обломочными породами, расположенными в виде шлейфов на склонах поднятий, связанных с органогенными массивами, как барьерными, так и одиночными. Количество нефти в недепрессионных фациях доманикового горизонта только в северных месторождениях достигают более 20 млн т. Характеристики пластовых флюидов представлены в работе [11].

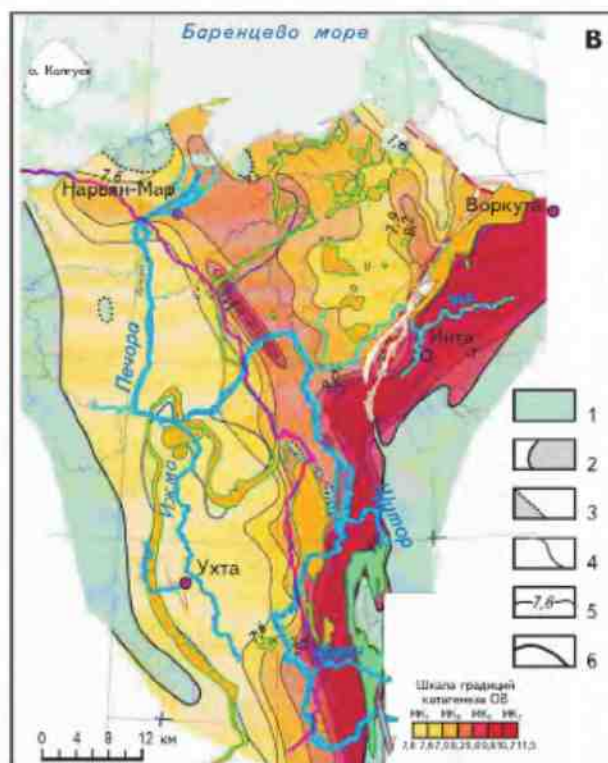
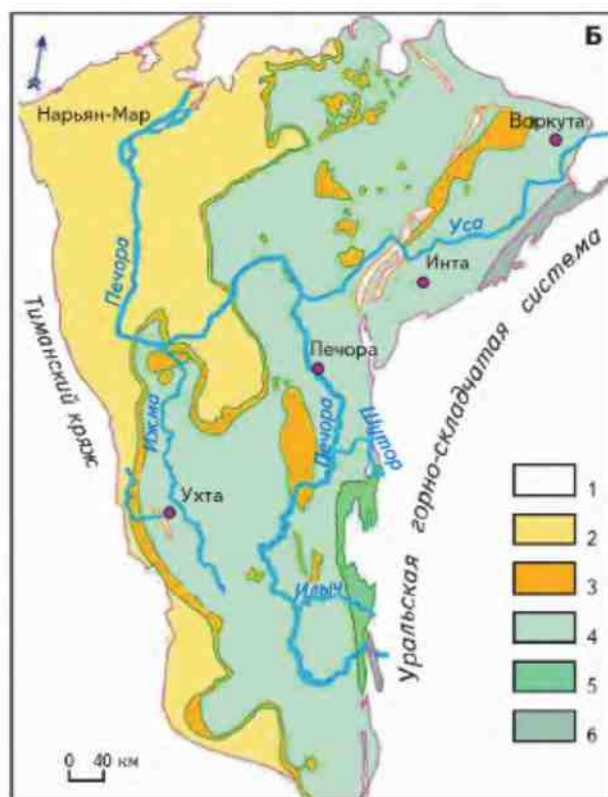
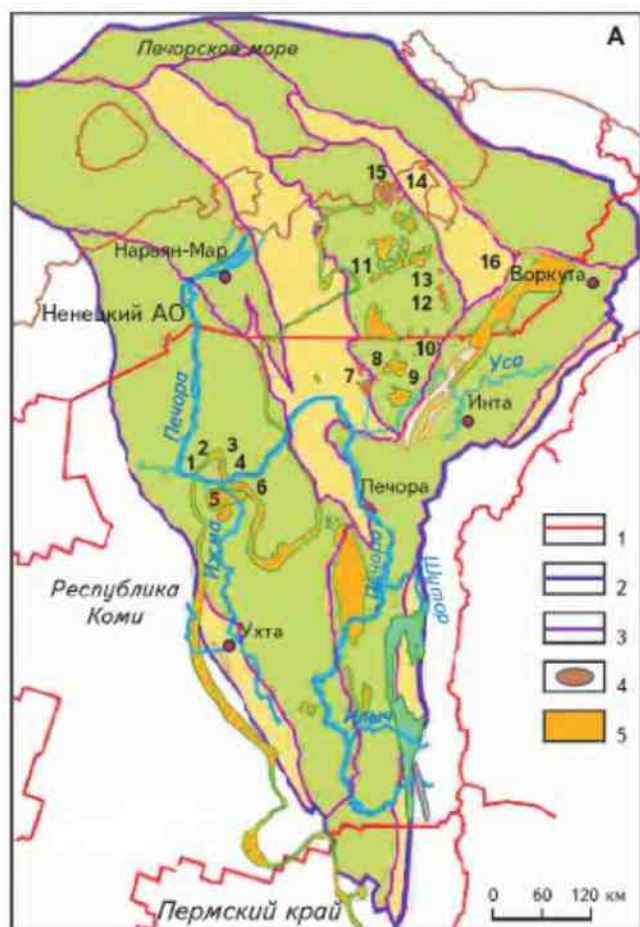
На юго-востоке **Колвинского мегавала** находится Возейское месторождение (см. рис. 1, А) с мощным этажом нефтеносности, в том числе в доманиковых отложениях.

В Хорейверской впадине, в ее юго-западной части, расположено три месторождения нефти, где залежи находятся в доманиковых отложениях – Западно-Хатаяхское (см. рис. 1, А), Баганское, Верхнемакарихинское. В центральной части впадины расположено Восточно-Колвинское месторождение. В восточных и северо-восточных районах впадины расположены месторождения Колвинское, Западно-Ярейгинское, Пасседское и им. Р.Требса (см. рис. 1, А), где присутствуют залежи нефти в разнофациальных отложениях доманикового горизонта. Глубина залежей нефти на территории Республики Коми менее 3500 м; в пределах Ненецкого АО достигает глубины более 3900 м (им. Р.Требса). В качестве примера приводятся сведения по трем нефтяным месторождениям Хорейверской впадины, два из которых находятся на территории Республики Коми: Баганское, Верхнемакарихинское; Колвинское – в Ненецком АО. Характеристика нефти представлена по технологической классификации ГОСТ 912-66.

Баганское месторождение приурочено к одноименной складке, открыто в 1984 г. скв. 2, установившей нефтеносность верхнедевонских и силурийских отложений. Залежь в доманиковых отложениях находится на глубине около 3200 м, где пластовое давление составляет 34,5 МПа, температура – 78 °С. Коллектор карбонатный со средней пористостью 9 %. Нефть в пластовых условиях средней плотности (845-854 кг/м³), вязкая (7,7 мПа · с), смолистая (7,51 %), парафинистая (3,14 %), сернистая (0,68 %), содержит растворенный газ (газовый фактор 146 нм³/т), застывает при температуре -(8-12) °С.

Верхнемакарихинское месторождение находится в непосредственной близости от Баганского, на тектонически ограниченном клинообразном блоке; открыто в 1992 г. поисковой скв. 1, при испытании которой из доманикового горизонта (3199-3207 м) получен фонтанный приток нефти. Залежь находится в рифогенных отложениях, массивная, сводовая, в коллекторах порового типа. Покрышкой служат перекрывающие доманиковый горизонт плотные, неравномерно глинистые известняки позднефранского возраста (D_{3f3}). Нефть в пластовых условиях средняя (плотность 848 кг/м³), вязкая (7,75 мПа · с), с растворенным газом (газовый фактор 38,2 нм³/т). В поверхностных условиях после разгазирования нефть становится тяжелой (903 кг/м³). Кинематическая вязкость нефти составляет 113,6 мм²/с. Нефть в доманиковых отложениях смолистая (11 %), высокоасфальтенистая (7,7 %), парафинистая (3,1 %), сернистая (1,43 %), застывает при температуре -13 °С.

Рис. 1. СВЯЗЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ (А), ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН (Б) И ЗОН КАТАГЕНЕЗА (В) ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ (по В.Н.Данилову (А), Атласу ТП НИЦ (Б) [10], Т.К.Баженовой (В) [4])



А: границы: 1 – административные, 2 – надпорядковых тектонических элементов, 3 – тектонических элементов I порядка; 4 – месторождения нефти (1 – Южно-Низевое, 2 – Низевое, 3 – Верхневольминское, 4 – Макарьельское, 5 – Шельяюрское, 6 – Демаельское, 7 – Возейское, 8 – Западно-Хатаяхское, 9 – Баганское, 10 – Верхнемакарихинское, 11 – Восточно-Колвинское, 12 – Колвинское, 13 – Западно-Ярейягинское, 14 – Пасседское, 15 – им. Р.Требса, 16 – Южно-Спековожское); 5 – органогенные массивы доманикового горизонта (D_{3f2});

Б: 1 – отсутствие доманика; 2 – зарифовые фации доманика; 3 – рифовые фации доманика; 4-6 – депрессионные фации доманика;

В: 1 – область отсутствия отложений; 2 – обобщенный контур современного размыва отложений; 3 – границы древнего размыва отложений; 4 – дизъюнктивные нарушения; 5 – линия равных значений (R_0); 6 – фронтальная граница замещения депрессионных отложений; остальные усл. обозначения см. на рис. 1, А

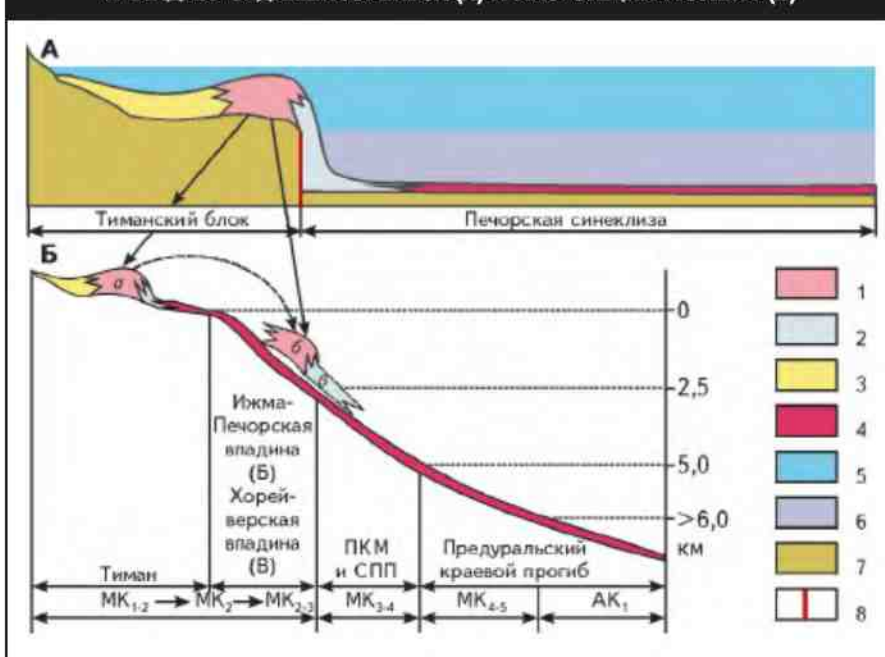
Колвинское месторождение нефти расположено в восточной части Хорейверской впадины, в пределах Колва-Висовской ступени; открыто в 1986 г. параметрической скв. 11, при испытании которой получен фонтанный приток нефти из нижнедевонских отложений. В доманиковых отложениях залежь находится на глубине около 3700 м, в ловушке пластовой, сводовой, литологически экранированной. Коллекторы — известняки пористые. Покрышкой служат плотные неравномерно глинистые известняки позднефранского возраста (D_3f_3). Нефть в пластовых условиях средняя, но при подъеме на поверхность в результате разгазирования становится тяжелой с плотностью 932 кг/м³. Кинематическая вязкость при температуре 50 °С составляет 253,05 мм²/с. Нефть смолистая (14,9 %), высокопарафинистая (6,5 %), сернистая (1,57 %), высокоасфальтенистая (16,6 %). Количество газ-бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 13 %. В связи с высокой парафинистостью температура застывания нефти 17 °С.

В южной части Варандей-Адзъвинской структурной зоны открыто Южно-Спековожское месторождение нефти (см. рис. 1, А), также связанное с доманиковыми отложениями.

В пределах Печоро-Колвинского авлакогена (Колвинский мегавал) на Возейском месторождении на разных тектонических блоках есть несколько залежей нефти в карбонатных отложениях доманикового горизонта на глубине от 2800 до 3510 м.

В Ижма-Печорской впадине, в ее центральной части, находится южная группа месторождений нефти в доманиковых отложениях Тимано-Печорской провинции, включает Южно-Низевое (см. рис. 1, А), Низевое, Верхневольминское, Макарьельское, Щельяюрское и Демаельское месторождения. Залежи расположены на глубине от 2000 до 2400 м, приурочены к органогенным телам доманикового барьерного рифа. Доманиковый рифогенный массив начал формироваться во время самого высокого стояния доманикового моря (370 млн лет назад), занявшего 2/3 территории провинции, в западной прибрежной части, на бровке тектонических ступеней, протягивающихся, повторяя и подчеркивая границу между относительно глубокой и мелкой частью акватории, переходящей западнее в сушу (рис. 2). Гра-

Рис. 2. СХЕМА РАЗНОФАЦИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА В СТАДИЮ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА (А) И НАСТОЯЩИЙ МОМЕНТ (Б)



Фации: 1 – рифовые, 2 – предрифовые, 3 – зарифовые, 4 – депрессионные; морская вода: 5 – хорошо аэрируемая, 6 – плохо аэрируемая; 7 – коренные породы, 8 – разлом между тектоническими блоками; а – органогенная постройка на дневной поверхности, б – органогенная постройка погребена на глубины 2000-2400 м, где находятся залежи нефти в Ижма-Печорской впадине, в – предрифовые (околорифовые) фации, погребенные на глубине 3000-3500 м, где находятся залежи нефти в Хорейверской впадине

ница отражена на фациальных картах Тимано-Печорской провинции, разработанных в филиале ВНИГРИ в 80-х гг. прошлого столетия (ТПО ВНИГРИ) и опубликованных в 2000 г. [10]. Доманиковый органогенный барьерный комплекс продолжал формироваться во время начавшегося в конце среднего франа регионального отступления моря в восточном и северо-восточном направлениях до тех пор, пока существовали благоприятные условия для роста рифостроителей и обитателей рифов. Когда произошли события, приведшие к обмелению доманикового моря, органогенные постройки оказались в области физического и химического выветривания. Однако это были благоприятные условия для образования следующей, более молодой цепочки барьерных органогенных сооружений – сирачойских (начало позднего франа), часть которых в настоящий момент выведена на дневную поверхность и доступна для исследований (Седыуский риф) [12]. За дальнейшие геологические события (370 млн лет) в погребенных доманиковых органогенных сооружениях и породах, примыкающих к ним, образовались ловушки разного генезиса, вмещающие залежи нефти (см. рис. 2).

В качестве примера опишем несколько месторождений.

Макаръельское месторождение нефти открыто в 1989 г. параметрической скв. 1, где при испытании доманикового горизонта получен фонтанный приток нефти. Залежь нефти находится в органогенной постройке на глубине около 2280 м в ловушке массивной, сводовой. Порода-коллекторы — органогенные известняки со сложной структурой порового пространства; пористость 13,4 %, нефтенасыщенность 84,0 %. Покрышкой служат алевролитоглинистые породы позднефранского возраста (D_3f_3 — сирачойская свита). При амплитуде структуры 80 м нефтенасыщенные интервалы не превышают 30 м по площади месторождения. Нефть в пластовых условиях легкая (814 кг/м^3), сильно недонасыщена газом; газовый фактор при пластовом давлении 23,8 МПа и давлении насыщения 8,2 МПа составляет $30,1 \text{ нм}^3/\text{т}$; маловязкая ($2,72 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Нефть средняя разгазированная (867 кг/м^3), парафинистая (3,8-5,0 %), смолистая (5,9-6,6 %), сернистая (0,76-0,98 %) с кинематической вязкостью $16,22 \text{ мм}^2/\text{с}$, застывает при температуре $-4 \text{ }^\circ\text{C}$.

Низевое месторождение открыто в 1986 г. параметрической скв. 1, где при испытании доманикового горизонта нефть свободно переливала через насосно-компрессорные трубы. Залежь находится в органогенном массиве на глубине около 2070 м. Порода-коллекторы — такие же органогенные известняки со сложной структурой порового пространства, как и на Макаръельском месторождении, пористость в среднем 11 %, нефтенасыщенность — 91 %. Покрышкой служат те же верхнефранские алевролитоглинистые плохопроницаемые отложения. Залежь нефти массивная, сводовая; сумма эффективных нефтенасыщенных интервалов не превышает 3 м. Нефть в пластовых условиях легкая (839 кг/м^3), недонасыщена газом (давление насыщения 6,5 МПа), вязкая ($5,09 \text{ мПа} \cdot \text{с}$); в поверхностных условиях — средняя (утяжеленная) (874 кг/м^3), парафинистая (5,8 %), смолистая (7,6 %), сернистая (1,05 %), асфальтенистая (4,9 %).

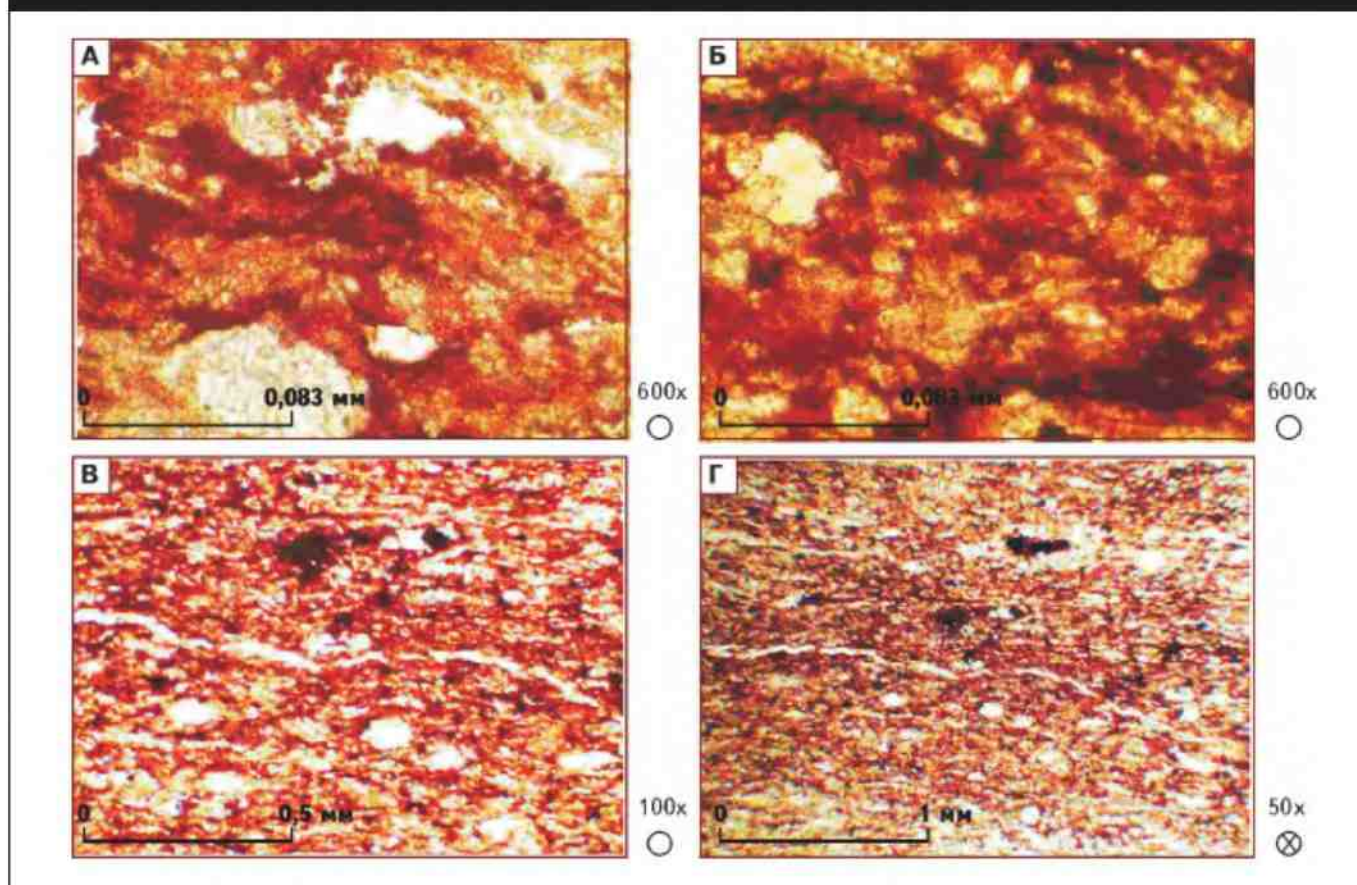
Щельяюрское месторождение открыто в 2000 г. поисковой скв. 13, где при испытании доманикового горизонта получен приток нефти переливом по подъему уровня. Залежь нефти находится в органогенной постройке доманикового возраста, в ловушке массивной, сводовой, сложенной рифогенными породами-коллекторами с пористостью 14 %, нефтенасыщенностью — 84 %. Глубина залегания залежи — около 2120 м. Локальной крышкой служат плохопроницаемые глины ветласянской свиты, находящейся в основании верхнефранского подъяруса (D_3f_3) толщиной до 10 м. Нефть в пластовых условиях легкая (825 кг/м^3), недонасыщена газом (газовый фактор при пластовом давлении 23,0 МПа и давлении насыщения 6,2 МПа составляет $30,8 \text{ нм}^3/\text{т}$), маловязкая ($2,86 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) при температуре $75 \text{ }^\circ\text{C}$. Разгазированная нефть тяжелая (утяжеленная) (881 кг/м^3), парафинистая (3,99 %), сернистая (0,98 %).

Южно-Низевое месторождение открыто в 1989 г. поисковой скв. 4, где при испытании доманикового горизонта был получен приток нефти. Залежь находится на глубине около 2060 м, приурочена к органогенному массиву, где продуктивны известняки, прослоями в разной степени доломитизированные, со сложной структурой порового пространства, коэффициентом пористости 11,5 %, нефтенасыщенность 86,0 %. Покрышкой являются перекрывающие низкопроницаемые алевролитоглинистые верхнефранские отложения (D_3f_3). Нефть в пластовых условиях средняя (846 кг/м^3), недонасыщена газом (при давлении насыщения 5,1 МПа газосодержание $9,8 \text{ м}^3/\text{т}$), вязкая ($6,75 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). Разгазированная нефть тяжелая (утяжеленная) (883 кг/м^3), высокопарафинистая (6,1 %), смолистая (8,4 %), сернистая (1,06 %), высокоасфальтенистая (5,9 %), керосин-газойлевых фракций, выкипающих до $350 \text{ }^\circ\text{C}$, — 66,3 %.

Проанализировав фонд южных и северных месторождений, где есть промышленные запасы нефти в органогенных и околорифовых склоновых фациях доманикового горизонта, автор статьи предлагает пополнение запасов нефти и газа Тимано-Печорской провинции за счет доисследования уже имеющихся месторождений. Далее, применяя метод актуализма, направить поиски в акваторию арктической области вдоль границы Хорейверской впадины и вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны. Как одиночные, так и цепочные доманиковые органогенные постройки, слагающие барьер между глубоководной и мелководной частью доманикового палеоморя, протрассированы специалистами ФГУП ВНИГРИ (СПб) и ТПО ВНИГРИ (Ухта, ныне ГУП РК ТП НИЦ) [10].

Рекомендуется направить поиски залежей УВ на склоновые околорифовые фации, строго следуя линии распространения разногенетических органогенных массивов (барьерных и одиночных) доманикового горизонта. Те участки недр, где залежи УВ обнаружены, детально их доисследовать. Использовать данные сведения для поисков новых залежей в подобных геолого-геофизических условиях. В арктической части Тимано-Печорской провинции (в акватории) глубина не только депрессионных, но и гипсометрически выше расположенных органогенных и околорифовых образований будет превышать 5 км, судя по глубине залежей УВ в более молодых, пермских и каменноугольных отложениях, в северной части суши и на акватории, местами превышающих 4 км. Поэтому в доманиковых разнофациальных недепрессионных отложениях можно ожидать газовые и конденсатно-газовые залежи. Нефтяные цепочки УВ распадаются при высоких температурах на более короткие цепочки газового ряда. Депрессионные отложения сланцев и кремнисто-карбонатных слоев с высоким содержанием $S_{\text{орг}}$ находятся на глубине более значи-

Рис. 3. НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА НА СТАДИИ МК₂, ОБНАЖЕННЫЕ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТИМАНСКОГО КРЯЖА, НА РЕЧКЕ ЧУТЬ-УХТИНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ КОМИ



Кремнистые известняки с органическим материалом, генерирующим УВ, распределенным по межзерновым каналам в виде коричневатых пленок (А, Б) и скоплений в порах (В, Г), с открытыми порами (А, Б) и протяженными открытыми трещинами (В, Г)

тельной, чем фации рифов и их шлейфовых образований. Высокая пластовая температура пород и флюидов связана не только с глубиной, но и близостью глубинных тектонических разломов. Давления, с которыми придется столкнуться при поисках, разведке, извлечении УВ из недр, слагаются как из давления вышележащих толщ, так и боковых давлений со стороны Урала и Пай-Хоя (в западно-юго-западном направлении), боковых давлений со стороны постепенно раздвигающегося рифта Северного Ледовитого океана (в южном направлении для российского шельфа). Судя по глубине залегания более молодых пермских отложений на глубине, превышающей 4 км, находящихся в настоящий момент на стадиях катагенеза МК₃₋₄ [13], депрессионные отложения доманика в северных районах суши Тимано-Печорской провинции находятся на больших глубинах, в более жестких термобарических условиях, значительно превышающих стадию катагенеза МК₄, что подтверждается исследованиями [4, 5]. Учитывая особенности тектонического развития района, не исключено, что доманиковые депрессионные отложения в восточной части

акватории Печорского моря и прилегающих к ней территорий суши, в настоящий момент находятся на стадиях катагенеза МК₅ и АК₁. Рекомендуется провести исследования в данном направлении, результаты которых будут важны при построении моделей разработки залежей нефти и газа на большой глубине, в том числе арктической области акватории.

Депрессионные доманиковые отложения на обширных территориях Тимано-Печорской провинции находятся в стадии МК₂ (см. рис. 1, В), их генерационный потенциал в большей своей части еще не довыработанный, что можно наблюдать на микроуровне (рис. 3). Эти отложения нельзя разрушать для извлечения сланцевых УВ; потому что в них зарождается микронепфть, которая перемещается в вышележащие пласты-коллекторы, формируя УВ-залежи.

Проанализировав месторождения УВ в доманиковых, а также в вышележащих отложениях девона, карбона, перми и триаса (во время решения производственных задач) в пределах Тимано-Печорской провинции, сопоставляя фонд месторождений провинции с ли-

толого-фациальными и катагенетическими зонами (см. рис. 1), автор статьи приходит к следующему выводу. В настоящий момент нефтегазоматеринские породы доманикового горизонта являются одним из основных поставщиков УВ в провинции на суше и акватории во все вышележащие залежи нефти и газа, которые находятся в более молодых, одновозрастных и более древних породах-коллекторах, расположенных гипсометрически выше доманиковых нефтегазоматеринских пород.

Выводы

Наиболее перспективными для поисков залежей нефти и газа в доманиковых отложениях являются ловушки неантиклинального типа, расположенные в окколорифрвых фациях доманиковых органогенных сооружений (барьерных и одиночных).

1. Прирост запасов нефти и газа рекомендуется осуществлять за счет залежей УВ в разнофациальных отложениях доманикового горизонта, исключая депрессионные фации, являющиеся основным нефтегазоматеринским объектом Тимано-Печорской провинции, как для месторождений суши, так и акватории.

2. Поиски и разведку залежей УВ в отложениях доманикового горизонта рекомендуется направить вдоль линии распространения доманиковых органогенных построек, в том числе на продолжающуюся в акваторию приграничные области Хорейверской впадины и вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны.

3. Рекомендуется направить научные исследования для изучения нефтегазоматеринского потенциала доманиковых депрессионных фаций на суше и акватории Тимано-Печорской провинции для дальнейшего прогноза ресурсов и запасов нефти и газа.

Литература

1. Антоновская Т.В. Неантиклинальные ловушки среднедевонско-турнейских отложений юго-востока Тимано-Печорской провинции (условия формирования и нефтегазоносность) / Т.В.Антоновская. — СПб: Изд-во ФГУП «ВНИГРИ», 2013.
2. Баженова Т.К. Прогноз фазового состава углеводородных ресурсов Тимано-Печорского бассейна на основе геохимических моделей / Т.К.Баженова, В.К.Шиманский // Комплексное изучение и освоение запасов и ресурсов углеводородного сырья северо-западного региона. Сб. докл. науч.-практ. конференции. — СПб: Изд-во ВНИГРИ, 2005.
3. Бушнев Д.А. Органическое вещество ухтинского доманика / Д.А.Бушнев // ДАН. — 2009. — Т. 426. — № 4.
4. Баженова Т.К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К.Баженова, В.К.Шиманский, В.Ф.Васильева и др. — СПб: Изд-во ВНИГРИ, 2008.
5. Клименко С.С. Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне / С.С.Клименко, Л.А.Анищенко // Известия Коми научного центра УрО РАН. — 2010. — № 2.

6. Первые пять лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? Информационно-аналитический сборник. [Электронный ресурс]. — ИНЭИ РАН, ноябрь, 2012. — Режим доступа: http://www.eriras.ru/files/slancjevyj_gaz_5_ljet_nojabr_2012.pdf.

7. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л.Теплов, П.К.Костыгова, З.В.Ларионова и др. // Мин-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми. — СПб: ООО «Реноме», 2011.

8. Окнова Н.С. Особенности доманиковых отложений Тимано-Печорской провинции / Н.С.Окнова, А.Н.Коханова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания, Новосибирск, 28-31 октября 2013 г. В 3 т. Т. II. — Новосибирск, 2013.

9. Вагин А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности доманиковых отложений верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.В.Вагин // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. / Вести газовой науки. Науч.-тех. сб. ООО «Газпром ВНИИГАЗ». — 2011. — № 3(8).

10. Никонов Н.И. Тимано-Печорский седиментационный бассейн: Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) / Н.И.Никонов, В.И.Богацкий и др. — Ухта: ТП НИЦ, 2000.

11. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н.Данилов, Л.З.Аминов, В. А.Скоробогатов и др. — М.: Изд-во Академии горных наук, 1999.

12. Пonomаренко Е.С. Верхнедевонские разнофациальные отложения южного Тимана: Путеводитель полевой экскурсии Всероссийского литологического совещания «Геология рифов» (10-14 июня 2015 г.), ИГ Коми НЦ УрО РАН / Е.С.Пonomаренко, Т.В.Антоновская. — Сыктывкар: Геопринт, 2015.

13. Анищенко Л.А. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуралья прогиба / Л.А.Анищенко, С.С.Клименко, Н.Н.Рябинкина и др. — СПб: Наука, 2004.

© Т.В.Антоновская, 2016

Татьяна Владимировна Антоновская,
доцент,
кандидат геолого-минералогических наук,
tat-atv@yandex.ru.

THE DOMANIK HORIZON - THE PRINCIPLE OIL-GAS SOURCE COMPLEX OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE

Antonouskaia T.V. (Syktyvkar State University)

The paper is devoted to the urgent issue of depression domanik complex preservation as it is the principle oil and gas source strata of the Timan-Pechora province. It feeds with hydrocarbons all the overlying hypsometric deposits in the terrigene and carbonateous oil-gas complexes from the mid-Ordovician – Lower Devonian carbonaceous to the Triassic terrigene ones. Detailed characteristics is presented for non-depression domanik oil deposits. The author suggests the ways of oil-gas objects exploration that do not invoke horizontal drilling with hydro-breaking invasion in the source rock of the depression domanik deposits in the Timan-Pechora province.

Key words: Timan-Pechora province; domanik horizon; reef and off-reef facies; depression domanik; oil source rock; oil.