

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ТИМНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.В. Вагин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Основные запасы месторождений нефти и газа, открытых в 50–90-е гг. XX в. в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), приурочены к карбонатным отложениям перми-карбона, силура и терригенным отложениям среднего девона. Как известно, интенсивная эксплуатация месторождений ведет к выработке залежей, и возникает проблема постоянного пополнения запасов углеводородного сырья. Поиски и разведка новых месторождений углеводородов (УВ) связаны со значительными затратами времени и средств. Анализ имеющейся геолого-геофизической информации с целью выявления новых объектов разработки на разведанных ранее месторождениях является в настоящее время оптимальным для восполнения минерально-сырьевой базы ТПП, так как при этом дополнительные материальные затраты существенно снижаются.

Перспективным резервом пополнения нефтяных и газовых ресурсов ТПП являются карбонатные отложения доманиковых фаций верхнего девона, имеющих широкое распространение практически по всей площади ТПП. В условиях ТПП эти отложения могут считаться нетрадиционным источником сырья ввиду особенностей их формирования и условий залегания, технологии вскрытия при бурении скважин, методики выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств, технологии испытания перспективных объектов. Доманиковые фации ТПП, в отложениях которых выявлены залежи УВ, также могут быть использованы как возвратный горизонт при истощении нижележащих залежей.

Продуктивность доманиковых отложений доказана на целом ряде площадей и месторождений ТПП. Притоки нефти из доманикитов были получены на Восточно-Колвинском и Западно-Ярейгинском месторождениях, на Баганской, Хатаяхской, Западно-Хатаяхской, Коллависовской, Южно-Ошской и Верхнемакарихинской площадях. Небольшие притоки нефти получены из депрессионных аналогов также на Верхневозейском месторождении. Продуктивность доманикитов доказана на смежных с Хорейверской впадиной территориях – вале Гамбурцева (Нядейюское, Хасырейское, Черпаюское месторождения), Большесынинской впадине (Суборское месторождение), на вале Сорочкина (Хосолтинское месторождение).

Доманикиты – породы, формирование которых происходило в условиях относительно глубоководного шельфа (некомпенсированная впадина) в период тектонопаузы. Данное определение традиционно для нефтяной геологии ТПП, хотя в целом термин «доманикиты» используется более широко. Например, к доманикитам относятся разнофациальные отложения, такие как аргиллиты и алевролиты баженовской свиты Западной Сибири (прибрежно-морские осадки гумидного климата), сульфатно-карбонатные отложения куонамской свиты Восточной Сибири (эвапоритовая и нормально-морская формация аридного климата) и относительно глубоководные отложения доманиковой свиты ТПП. При значительных фациальных различиях этих отложений их объединяет высокое содержание органического вещества (от 6–8 до 20 % и более), что предполагает относить эти породы к нефтематеринским толщам.

По результатам геолого-геофизической изученности и разбуривания перспективных площадей севера ТПП были получены данные о химическом составе нефти доманиковых отложений. Плотность нефтей варьирует от 0,723 до 0,89 г/см³. Встречаются нефти как маловязкие, так и обладающие повышенной вязкостью. Вязкость изменяется от 8 до 110 мм²/с, содержание парафина может составлять до 7,5 % от массы, содержание серы невысокое и обычно составляет от 0,1 до 1,5 %, смолистость нефтей доманиковых отложений, как правило, высокая.

По площади распространения доманикиты охватывают большую часть ТПП. Толщина пачек депрессионных карбонатов обычно 10–20 м и увеличивается в направлении уступа, разделявшего мелководный и глубоководный шельфы.

На диаграммах ГИС (стандартного каротажа) доманикиты отличаются от вмещающих пород высокими удельными сопротивлениями (300–700 Ом·м) и номинальным или близким к нему диаметром ствола скважины. На диаграммах радиоактивного каротажа они отмечаются повышенными показаниями естественной радиоактивности, что объясняется битуминозностью известняков.

Плотные, часто окремненные карбонатные пачки пород депрессионного генезиса в ТПП перекрывают друг друга и разделяются часто только маломощными глинистыми прослоями. Примером такой толщи, где на небольшом по толщине участке разреза сконцентрированы депрессионные аналоги среднефранского, верхнефранского и раннефаменского подъярусов, может служить кочмесская свита, выделенная в Хорейверской впадине и Предуральском краевом прогибе.

К настоящему времени в ТПП промышленные залежи УВ в доманикитах установлены на 14 месторождениях (всего 15 залежей), пять из которых расположены в Хорейверской впадине, пять – в пределах Печоро-Колвинского авлакогена, три – в Предуральском краевом прогибе и одно – в Варандей-Адзвинской структурной зоне. Подавляющая часть залежей (14) – нефтяные, в которых сосредоточено 94 % учтенных запасов. Одна залежь – газовая (Югидское месторождение, доманиковый горизонт). Примечательно, что эта залежь, находящаяся в разработке с 1987 г., является уникальной для доманиковых отложений ТПП как по типу флюида (свободный газ), так и по типу вмещающих пород – песчаники с эффективной пористостью 11 %. Притоки нефти из доманикитов были получены на целом ряде месторождений и перспективных площадей Варандей-Адзвинской структурной зоны, Хорейверской и Большесынинской впадин, Печоро-Колвинского авлакогена, Среднепечорского поперечного поднятия.

По приуроченности в разрезе осадочного чехла доманикиты принадлежат к доманиково-турнейскому нефтегазоносному комплексу (НГК). Запасы углеводородного сырья категорий АВС₁ и С₂ в доманикитах ТПП составляют 5 % от всех запасов доманиково-турнейского НГК. Основная доля запасов (52 %) сосредоточена в границах Хорейверской впадины, 24 % запасов находятся в пределах Предуральского краевого прогиба.

В настоящее время достоверное картирование литологических ловушек в доманикитах с их сложным распределением проницаемых пропластков в разрезе и по площади весьма проблематично. Тем не менее, произведенные статистическими методами оценки показывают, что суммарный нефтегазовый потенциал доманикитов Тимано-Печорского седиментационного бассейна (ТПСБ) может составить 140–150 млн т у.т. Эта величина является достаточно высокой для того, чтобы проводить специальные исследования, направленные на детальное изучение доманикитов.

Как показывает опыт глубокого поисково-разведочного бурения в ТПП, залежи в доманикитах зачастую являются «спутниками» промышленных залежей в других частях разреза – как правило, более глубоко погруженных (Возейское, Южно-Ошское, Южно-Степковожское, Колвинское и другие месторождения). Геологические запасы залежей в доманиковых фациях варьируют в пределах от 100 тыс. т до 14 млн т, как правило составляя 1–3 млн т. Накопленная добыча из залежей такого рода в ТПП составила около миллиона тонн. Дебиты нефти по отдельным скважинам могут составлять до 100–140 т/сут. Все эти параметры делают рентабельной разработку таких залежей в современных условиях падающей добычи. Поиски и разведка залежей в доманикитах должны производиться попутно с поисково-разведочными работами на целевые горизонты. Структурный фактор, главный для обычного типа залежей, не играет важной роли в сохранении залежей в доманикитах, имеющих непроницаемую матрицу и образующих литологически ограниченные ловушки.

Первоочередными направлениями поисково-разведочных работ на доманикиты являются Хорейверская впадина и Колвинский мегавал, на долю которых в настоящее время приходится значительный объем геолого-разведочных работ, проводимых в ТПП. Глубины залегания доманикитов в этих районах составляют 3–3,5 км. Нефтегазовый потенциал доманикитов в Хорейверской впадине оценивается величиной около 60 млн т.

На Колвинском месторождении выявлена небольшая по размерам литологически экранированная залежь в известняках кочмесской свиты верхнего девона. Пористость карбонатов по ГИС составила 6–8 %. Притоки нефти были получены на вале Гамбурцева (Черпаюское, Нядейюское и Хасырейское месторождения) и вале Сорокина (Хосолтинское месторождение). На Верхнелыдумьльсской площади в скв. 306 при опробовании испытателем пластов в процессе бурения интервала 3552–3635 м был получен приток нефти 0,6 м³ за 2 ч. Коллекторы выделены в известняках D₃sgc-uh, пористость их по ГИС составляет 10–19 %. Небольшая по размерам залежь нефти выявлена на Западно-Хатаяхском месторождении (доманиковый горизонт). Дебит нефти в скв. 1-Западно-Хатаяхская составил 23 т/сут при диаметре штуцера 7 мм. На Хатаяхской площади (скв. 1) из депрессионных аналогов верхнефранского подъяруса также были получены слабые притоки нефти дебитом 0,7–3,6 м³/сут.

Интенсивное нефтепроявление в доманикитах было отмечено при бурении скв. 2-Суборская в Большесынинской впадине. При ликвидации нефтепроявления плотность бурового раствора была увеличена до $1,7 \text{ г/см}^3$, в результате забойное давление превысило гидростатическое на 50–60 %. Подобные зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД) характерны для литологически экранированных и литологически ограниченных залежей в доманикитах, равно как и затухающие дебиты при опытно-промышленной эксплуатации либо при испытании скважин на режимах. Такого рода залежи представляют собой замкнутую геогидродинамическую систему с преимущественно трещинной фильтрацией и наличием АВПД. В такой системе при определенном перепаде давления может наблюдаться эффект смыкания трещин, в результате чего резко снижается дебит.

Промышленная залежь нефти была открыта на Баганском месторождении (залежь литологически ограниченная). Дебит нефти в скв. 2-Баганская на штуцере диаметром 7 мм составил $97,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. При подсчете запасов в расчет принималась как поровая, так и трещинная составляющие пористости коллекторов. Средняя пористость равна 9 %. Величина трещинной составляющей определялась по большим шлифам и составила 0,8 %. Высокие значения дебитов обеспечиваются наличием разветвленной сети трещин.

Нефтегазоносность доманикитов установлена также на Западно-Соплесской, Поварнической, Северо-Кожвинской, Восточно-Возейской и других площадях. Особое место в этом ряду занимают залежи, приуроченные к трещинным коллекторам, т.е. породам, эффективное поровое пространство которых связано только с трещинной составляющей. Так, на Верхнегрубешорском месторождении были получены притоки нефти из депрессионных известняков сирачойского горизонта, пористость которых по керну составила 0,2 %, коэффициент нефтенасыщенности принят равным 1. При этом скважины давали фонтанные притоки нефти (в скв. 3-Верхнегрубешорская дебит нефти составил $7,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ через НКТ). Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи равна 34,9 м.

На Возейском месторождении Колвинского мегавала выявлены две самостоятельные литологически экранированные залежи нефти в депрессионных отложениях D_3dm-fm . Дебит нефти в скв. 64-Возейская составил $61,2 \text{ т/сут}$ на штуцере диаметром 9 мм.

В 1997 г. в скв. 1-Южно-Ошская, пробуренной на участке моноклинального залегания пластов верхнего девона между Возейским и Ошским месторождениями, были получены фонтанные притоки нефти из трещинных фаменских коллекторов депрессионного генезиса. Дебит нефти составил $138 \text{ м}^3/\text{сут}$. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина – 33,2 м. Коэффициент трещинной пористости (по ГИС) соответствует 0,51 %.

Образование трещинных коллекторов может происходить под влиянием целого ряда факторов: горное давление; геотектонические напряжения, температура и т.д.

Горное давление воздействует на скелет (матрицу) горной породы, погружающейся в результате тектонических процессов и перекрытия ее осадками. Образование трещинной емкости происходит после диагенетических преобразований осадка. При сжатии породы уменьшается первичный объем пор.

Влияние геотектонических напряжений сказывается более отчетливо. В мобильных, тектонически активных зонах с интенсивной разломно-блоковой тектоникой и на участках крутых перегибов слоев образуются зоны дробления, интенсивной трещиноватости. Степень трещиноватости определяется, как и в случае влияния горного давления, пластичностью породы. В наиболее пластичных породах растрескивание будет минимальным и приурочено только к участкам, непосредственно прилегающим к тектоническим нарушениям. Физические свойства зависят от минералогического состава и текстуры пород.

Природа трещиноватости доманикитов ТПП традиционно объясняется исследователями влиянием геотектонических напряжений в осадочном чехле – приуроченностью зон растрескивания к зонам дробления (тектоническим нарушениям). Однако следует заметить, что растрескиванию в этом случае должны подвергаться не только депрессионные отложения верхнего девона, но и все осадочные породы зоны дробления в осадочном чехле и фундаменте. Наличие постседиментационного тектонического нарушения на каком-либо участке может привести к повсеместному распространению трещинных коллекторов в породах с жесткой матрицей (карбонатах). При этом трещинные коллекторы наблюдались бы в интенсивно дислоцированных зонах по всему разрезу, в то время

как основные продуктивные трещинные коллекторы сосредоточены именно в отложениях доманиковых фаций. Вероятно, наличие зон дробления является лишь дополнительным условием для формирования такого рода коллекторов в доманикитах.

Третий основной фактор, оказывающий влияние на образование трещинной емкости, – температура. Б.А. Тхостов [5, с. 120] приводит расчеты, согласно которым «при некоторой величине и определенных условиях распределения геостатического давления в сочетании с высокой степенью гидродинамической замкнутости залежи и температурой могут образовываться системы макро- и микро-трещин, связывающие ранее изолированные зоны друг с другом. Происходит нечто подобное естественному гидроразрыву». Такой гидроразрыв предопределяется возрастанием пластового давления при расширении пластовых флюидов и уменьшении объема пор при геостатическом уплотнении породы.

Идея природного флюидоразрыва доманикитов в отечественной геологии была предложена впервые для аргиллитов баженовской свиты Западной Сибири [6]. При высокой обогащенности пород баженовской свиты органическим веществом и их микрослоистости при погружении этих отложений в зону температур 80–90 °С (2,2–2,4 км) происходят интенсивная генерация и одновременная эмиграция подвижных УВ. Образование критической массы УВ приводит к флюидоразрыву и расслоению пород вследствие различия коэффициентов объемного теплового расширения пород и флюидов. Коэффициент объемного теплового расширения нефти в 200, а газа – в 800 раз больше, чем горных пород. В результате флюидоразрыва образуются «листоватые» коллекторы в ранее непроницаемых породах баженовской свиты. Начало разрыва пород по наслоению происходит при температурах более 90 °С, а максимум нефтегазоразрыва матрицы приходится на температуры 95–97 °С и глубины погружения более 2600 м. Такие залежи в баженовской свите представляют собой замкнутые геогидродинамические системы с АВПД.

В случае с доманикитами ТПП можно констатировать, что наиболее вероятным происхождением их трещинной емкости, аналогично породам баженовской свиты, является природный флюидоразрыв, произошедший в богатой органическим веществом нефтематеринской породе при погружении ее на большие глубины (хотя влияние зон дробления тоже не исключено). Для этого существуют такие предпосылки, как:

- наличие обогащенного органическим веществом осадка, имеющего в результате диагенеза практически непроницаемую жесткую матрицу;
- прохождение необходимых стадий катагенеза;
- существование закрытой гидродинамической системы (подтверждается наличием АВПД и затухающих дебитов);
- отсутствие притоков пластовой воды в скважинах.

Коллекторы в доманикитах могут иметь сложный характер – порово-трещинный, трещинно-поровый, трещинный – в зависимости от преобладающего типа емкости. Но, вероятнее всего, основная фильтрация флюидов осуществляется по трещинам.

Потенциал доманикитов ТПП полностью не раскрыт. Можно констатировать, что генезис и коллекторские свойства доманикитов изучены в недостаточной мере. В настоящее время затруднительно прогнозировать зоны развития коллекторов (как трещинных, так и смешанного типа) по площади и в разрезе. Доманикиты не могут являться целевым горизонтом для постановки поисковых работ, однако при бурении скважин на отложения среднего девона и силура такие залежи могут быть пропущены из-за отсутствия достаточной изученности параметров коллекторов по данным ГИС и керна. Детальное изучение свойств коллекторов в отложениях доманиковых фаций позволит выработать подход к выделению их в разрезе по материалам промысловой геофизики и количественной оценке их эффективной емкости. Это в свою очередь в дальнейшем послужит базой для прироста запасов УВ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции практически без дополнительных финансовых затрат.

Список литературы

1. Грунис Е.Б. Ускоренная разведка и освоение залежей нефти в сложнопостроенных ловушках (на примере востока Русской плиты) / Е.Б. Грунис. – СПб.: ВНИГРИ, 1995. – 194 с.
2. Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность / Ф.Г. Гурари // Советская геология. – 1981. – № 11. – С. 3–12.
3. Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанные с доманикитами / Ф.Г. Гурари // Геология и геофизика. – 1981. – № 12. – С. 3–8.
4. Тхостов Б.А. Нефть в трещинных коллекторах / Б.А. Тхостов, А.Д. Везирова, Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Добрынин. – Л.: Недра, 1970. – 222 с.
5. Петренко Е.Л. Формирование и нефтегазоносность доманикитов: отчет о НИР. – Тимано-Печорский научно-исследовательский центр (ГУП РК ТПНИЦ). – Ухта, 2000. – 68 с.
6. Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанные с доманикитами / Ф.Г. Гурари. – Новосибирск, 1981.