



Н.И. Никонов

канд. геол.-мин. наук

ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр»

главный геолог

заместитель генерального директора

nikonov@tpnic.ru

Складчато-надвиговые зоны нефтегазоаккумуляции Тимано-Печорской провинции и проблемы их освоения

Автор считает, что развитие поисковых работ в складчато-надвиговых районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции должно привести к значительному увеличению базы для добычи нефти и газа. Часть новых залежей нефти и газа может быть открыта на глубинах 2–4 км, но большая часть крупных залежей прогнозируется на глубинах 4–7 км

The author believes that the development of prospecting work in the fold-overthrust TimanPechora oil province should lead to a significant increase in base for oil and gas. Part of the new oil and gas deposits may be opened at the depth of 2-4 km, but the major part of deposits is projected at depths 4-7 km

Ключевые слова: дебит, прогиб, структура, коллектор, рифы

Keywords: flow rate, deflection, structure, collector, reefs

Складчато-надвиговые структурные зоны Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) входят в состав Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогиба: Вашуткина-Талотинская и Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговые зоны; и северного сегмента Предуральского краевого предгорного прогиба: внутренние складчато-надвиговые зоны

Косью-Роговской, Большесынинской и Верхнепечорской впадин, а также гряда Чернышева, Среднепечорское поперечное поднятие и отдельные структуры Воркутского поперечного поднятия. В состав ТПНГП также включены некоторые территории Западного Урала – Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона, Среднещугорская тектоническая пластина, Тимаизское складчато-блоковое поднятие, Во-

сточно-Кырташорская складчато-надвиговая зона, Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зона.

В складчато-надвиговую область Верхнепечорской впадины входят Вуктыльская тектоническая пластина и Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, объединенные в Вуктыльский нефтегазоносный район (НГР), Курьинская антиклинальная зона, Патраковская складчато-покровная зона и Говорухинско-Немыдская складчатая зона (Курьинско-Патраковский НГР). Это крупные структуры, погружающиеся к востоку под дислокации Западного Урала. С востока к ним примыкают Тимаизское складчато-блоковое поднятие, Восточно-Кырташорская складчато-надвиговая зона, Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зона Западного Урала.

В Курьинской антиклинальной зоне открыто Курьинское газовое месторождение с залежами в терригенных артинских и кунгурских отложениях и Рассохинское – с залежами газа в карбонатных и терригенных отложениях нижней перми.

На Курьинском месторождении газ содержится в порово-трещинных коллекторах с пористостью до 10%, но эффективная мощность в полной мере не изучена. Трещины, по-видимому, выступают в качестве основных проводящих каналов, обеспечивающих взаимосвязь отдельных участков залежи и поступление газа к забоям скважин. Рассматриваемая зона представляет собой одну из немногих территорий ТПП, где граница $МК_4$ регистрируется на глубинах около 1 км. Органическое вещество преобразовано процессами катагенеза до стадии $МК_4$ и выше и реализует свой генерационный потенциал. Отсутствие возможности эмиграции газа из газоматеринской толщи (низкая пористость песчаников) обусловило накопление его в сводовых частях структур непосредственно в самой газоматеринской толще. Такие низкопоровые коллекторы распространены на очень большой площади и, возможно, содержат очень большие запасы газа [4]. Ресурсы терригенных артинских отложений в полной мере не оценены из-за отсутствия экспериментальных работ – надежного выделения продуктивных интервалов, получения стабильных притоков газа при опробовании, разработки технологии добычи газа из низкопоровых коллекторов.

Южнее расположена крупная Анельская структура длиной более 25 км и амплитудой до 300 м. На ее восточном крыле открыта тектонически экранированная залежь газа в карбонатных отложениях нижней перми. Следо-

вательно, перспективы сводовой части Анельской структуры очень велики и ее следует считать первоочередной для постановки сейсморазведочных работ и поискового бурения.

К северо-западу от Курьинского месторождения выявлены крупные Лунвожпальская, Пачгинская и Андюгская структуры с перспективными объектами в карбонатных ассельско-сакмарских отложениях и терригенных артинского яруса.

В Патраковской складчато-покровной зоне в терригенных нижневизейских и турнейских отложениях в автохтоне открыто два небольших газовых месторождения: Патраковское и Чумукское. Выявление мелких залежей здесь возможно повсеместно, крупные ловушки не прогнозируются.

Говорухинско-Немыдская складчатая зона сейсморазведкой изучена очень слабо, бурением не изучена. В качестве перспективных здесь прогнозируются объекты в аллохтонных карбонатных отложениях нижней перми и в автохтонных терригенных нижневизейских и турнейских отложениях.

Основной проблемой Курьинско-Патраковского НГР является избирательная проницаемость низкопоровых коллекторов перми и карбона, связанная либо с трещиноватостью, либо с фациальной изменчивостью. Поэтому для картирования коллекторов при проведении сейсморазведочных работ необходимо исследование связей атрибутов сейсмической записи с распределением фильтрационно-емкостных свойств в терригенных отложениях и фациальной изменчивости в карбонатных комплексах. Говорухинско-Немыдская складчатая зона должна быть изучена поисковой сейсморазведкой с целью картирования перспективных структур.

Во фронтальной части Вуктыльского надвига открыто крупнейшее в Республике Коми Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение с залежами УВ в преимущественно карбонатных каменноугольных и нижнепермских отложениях с запасами газа более 500 млрд m^3 . В автохтоне структура отсутствует, но в литологически-экранированных ловушках верхнего девона автохтона прогнозируются крупные газовые залежи на глубинах около 5 км и более.

Сарьюдинская надвиговая зона очень плохо изучена сейсморазведкой. Признаки газоносности получены в скв. 1 Гудырвож, отмечены повышенные газопоказания в карбонатных отложениях тульского горизонта (интервал 5502,4–5504 м) и в нижнепермских отложениях (3919–3935,6 м). При испытании в колонне кровли карбонатов нижней перми в скв. 2

Кырташор получен приток газа дебитом 8–10 тыс. м³/сут. Основной задачей здесь является проведение поисковой сейсморазведки с целью картирования перспективных структур.

В южной части Среднепечорского поднятия выявлены крупные Югид-Вуктыльская, Еджид-Кыртинская и Южно-Еджид-Кыртинская структуры, в верхней части сложенные рифогенными верхнедевонскими карбонатами, раскрытыми на дневную поверхность. Размеры структур по подошве доманиковых отложений: Югид-Вуктыльской – 26 x 5 км по изогипсе минус 3000 м, амплитуда около 1000 м; Еджид-Кыртинской – 24 x 4 км по изогипсе минус 4400 м. Сква. 1 и 4 Югид-Вуктыл в аллохтоне вскрыта кровля толщи среднедевонских песчаников, из которых получены притоки газа. Кратковременные дебиты газа в сква. 1 достигали 298 тыс. м³/сут, в сква. 4 – 100 тыс. м³/сут. Запасы и ресурсы газа не оценивались. В автохтоне этих надвигов на глубинах до 7 км также прогнозируются крупные структуры, содержащие как среднедевонские песчаники, так и силурийско-нижнедевонские карбонаты.

На самом юге Среднепечорского поднятия сква. 1 Верхняя Сочь выявила коллекторы при забое 5700 м, из ниже-средневизейских отложений получен сильно разгазированный глинистый раствор. В автохтоне прогнозируется крупная Верхнесочьинская структура. На глубинах 5–7 км прогнозируются также крупные Восточно-Гудырвожская, Восточно-Вуктыльская, Щугорская, Прилукъельская, Южно-Сидорская структуры. Газоносность может быть связана со среднедевонскими песчаниками и верхнедевонскими рифами.

Главной задачей поисковых работ в южной части Среднепечорского поднятия является картирование перспективных структур. Однако эта задача очень трудно решается из-за высокой расчлененности территории (предгорный район) и сложных сейсмогеологических условий. Необходима выработка специальной методики проведения поисковых сейсморазведочных работ.

В Большесынинской впадине не опробована Северо-Аранецкая структурная зона, представляющая собой серию высоко поднятых складок, надвинутых на блоково-раздробленный автохтон. Здесь требуется бурение параметрической скважины для установления перспектив нефтегазоносности.

На гряде Чернышева, как и в Косью-Роговской впадине, установлено широкое распространение верхнеордовикских соленосных отложений, характеризующихся высокими экранирующими свойствами. Вблизи гряды

Чернышева в сква. 3 Кочмес из-под сульфатно-галогенной толщи с глубины 5629 м был получен выброс газа дебитом до 1 млн м³/сут. Анализ сейсмических материалов [7] и данных бурения показал, что коллекторы приурочены к карбонатным породам, окаймляющим соленосную впадину, природа их пока не ясна. С верхнеордовикскими отложениями гряды Чернышева связаны высокоперспективные направления, в том числе с крупной Усино-Кушшорской структурой.

Залежи нефти в силурийских отложениях выявлены на Усино-Кушшорском месторождении (одном из блоков Усино-Кушшорского поднятия) и на Южно-Степковожском. Нефтепроявления по керну отмечены на Заостренской и Хоседаю-Неруюской площадях. Улучшению коллекторских свойств силурийских карбонатных пород гряды Чернышева во многом могли способствовать процессы трещинообразования за счет повышенной тектонической активности.

Территория гряды Чернышева освещена поисковой сейсморазведкой, пробурено около 20 глубоких поисковых и параметрических скважин, но, несмотря на большое число нефтепроявлений, залежи нефти открыты лишь на 3 структурах. Причиной этому является бурение на утяжеленных буровых растворах из-за АВПД в разрезе, что приводило к колматированию низкопоровых коллекторов. Представляется, что необходимо менять технологию вскрытия продуктивных пластов.

К складчатым дислокациям Косью-Роговской впадины относятся Интинская складчаточешуйчатая зона и Прилемвинская складчатопокровная зона, объединенные в Интинско-Лемвинский НГР. Среднеордовикские, силурийские и девонские отложения, ожидаемые в автохтоне, скважинами не вскрыты. Перспективы газоносности прогнозируются с нижнедевонскими отложениями в автохтонном комплексе на крупных Грубеюской и Лемвинской структурах. Лемвинская структура оконтурена изогипсой -6500 м и имеет амплитуду 1300 м, размеры 38 x 8 км, отметки в своде составляют -5200 м. Грубеюская структура оконтурена изогипсой -5800 м. Средне-верхнедевонская толща сложена плотными карбонатами, в которых коллекторы обычно отсутствуют.

Аллохтонный верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК является наиболее изученным. Нижнекаменноугольные отложения представлены двумя толщами – визейской карбонатной и серпуховской доломитово-сульфатной. Под сульфатной толщей прогнозиру-

ются залежи газа, но запасы ожидаются незначительные.

В нижнепермских отложениях залежи газа приурочены к одиночным нижнепермским рифам, которые были выявлены скв. 17 и 18 на Интинском и скв. 3 на Кожимском месторождениях. Рифовые массивы сложены известняками гидрактинидами, мшанковыми, участками биоморфными, мощностью до 200–400 м.

В артинско-кунгурском терригенном НГК, несмотря на выявление прямых признаков газоносности, газовые залежи в нижнепермских отложениях до сих пор не выявлены. Это связано с отсутствием хороших коллекторов.

Территория Интинско-Лемвинского НГР в последние годы хорошо изучена поисковой сейсморазведкой. Для освоения ресурсной базы подготовленных к бурению объектов требуется резкое расширение объемов поискового бурения. Крупные залежи газа в аллохтонных пластинах Интинско-Лемвинского НГР ожидаются на Анкудинской, Лемвинской, Кочмеснюрской структурах, на неразведанных блоках Интинского и Кожимского месторождений. Основные ресурсы приурочены к среднекаменноугольным отложениям. В автохтоне перспективы открытия крупных залежей газа очень велики на Лемвинской и Грубейской структурах.

С юго-востока к Косью-Роговской впадине примыкает Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона Западного Урала. В ее пределах выделено несколько приуральских надвигов, осложненных во фронтальной части крупными структурами. По данным О.Л. Уткиной, А.А. Гудельман и др. [3] сейсмическими работами здесь выявлены верхнеордовикские, силурийско-нижнедевонские, средне-верхнедевонские и визейские рифы, погребенные под Уральскими надвигами. Аналогичные рифы краевого поднятия известны в обнажениях на Урале [1]. Рифы по данным сейсморазведки прогнозируются под уральскими надвиговыми пластинами в виде полосы, окаймляющей ордовикский палеошельф, и могут представлять собой значительный поисковый интерес.

В скв. 1 Юньяхинская во фронтальной части Харутинского вала установлено наличие крупного нижнефранско-визейского рифового массива мощностью около 2000 м. Визейско-серпуховские отложения соответствуют фациям внутреннего шельфа карбонатной платформы [3]. Верхнедевонско-турнейские образования матяшорской и большенадотинской толщ формируют мощное биогенное сооружение типа карбонатной банки, в которой во франском веке развивалась биогермная постройка, в фаменском и турнейском веках на-

капливалась отмельная толща преимущественно оолитовых известняков. Карбонаты вскрытого массива не были опробованы.

Девонские карбонаты вскрыты также скв. 1 Левогрубейюская (ООО «Тимано-Печорская газовая компания»). По каротажной характеристике и по фауне выделены тектонически перемежающиеся франские отложения, на забое переходящие в отложения эйфеля и эмса. Карбонатные пачки девона являются безглинистыми, высокопроницаемыми и соответствуют по каротажной и литологической характеристике рифогенным. Верхняя часть массива по данным ГИС продуктивна. В результате испытания объекта в интервале 2910–3039 м получен кратковременный (первые минуты двух открытых периодов), но интенсивный приток газированного бурового раствора. В нижней части разреза вскрыты низкопоровые по ГИС пласты. Из них ИП получены притоки пластовой воды дебитом 100–285 м³/сут. и более, что свидетельствует о высокой проницаемости низкопоровых коллекторов.

Таким образом, выявлено новое перспективное направление, которое может определить формирование нового центра газодобычи в районе г. Инты. Территория Восточно-Лемвинского НГР в последние годы удовлетворительно изучена поисковой сейсморазведкой. Для освоения ресурсной базы подготовленных к бурению объектов требуется активное проведение поискового бурения.

Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона в аллохтонном залегании малоперспективна, т.к. все перспективные горизонты срезаны в результате размывов и выведены под четвертичные отложения. В поднадвиговых отложениях, несмотря на значительный объем сейсморазведочных работ, перспективные структуры не обнаружены. Возможно, это связано с недостаточным знанием скоростной характеристики надвиговых пластин. В случае выявления структур основные перспективы нефтеносности будут связаны с нижнедевонскими и силурийскими отложениями по аналогии с соседними территориями.

В Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоне и в Сырьягинской складчатой зоне Коротайхинской впадины залежи УВ еще не выявлены ни в одном из нефтегазодносных комплексов.

Силурийско-нижнедевонские отложения, как в Припайхойской части, так и в Приуральской, залегают на достижимых бурением глубинах и являются нефтегазоперспективными. Признаки нефтеносности выявлены на Пай-Хое. При бурении скв. АД-2

в интервале 164,8–165,7 м были вскрыты девонские и силурийские мелкозернистые песчаники, насыщенные нефтью. В среднедевонско-нижнефранских отложениях прогнозируются карбонатные породы с низкими коллекторскими свойствами. Перспективы поисков залежей УВ в отложениях доманиково-турнейского комплекса связаны с рифогенными образованиями. Материалами сейсморазведки прогнозируется Сырьягинская зона с одиночными рифами. В средневизейско-нижнепермском НГК при опробовании в скв. 1 Хавдейская в южной части Коротайхинской впадины, ИП из визейских отложений было получено 1,1 м³/сут легкой нефти за 40 минут стояния на притоке. Перспективы артинско-кунгурского, верхнепермского и триасового терригенных комплексов неясны.

Рассматриваются в качестве перспективных выявленные Нижнесырьягинская, Янгарейская и Верхнеянгарейская структуры, подготовленные к бурению Верхнесырьягинская и Сырьягинская структуры [6]. Все структуры характеризуются крупными размерами (площади в диапазоне 10–64 км², амплитуды 500–850 м, у наиболее крупной Янгарейской структуры – до 170 км² и 1600 м соответственно). Перспективы структур связываются с карбонатами перми–карбона, с рифогенными объектами верхнего девона и с отложениями силура–нижнего девона.

Первоочередными объектами, на которых должны были быть сосредоточены региональные работы (региональная сейсморазведка и затем параметрическое бурение) для определения перспектив нефтегазоносности и направлений поисковых работ должны были стать Янгарейская и Сырьягинская структуры. На Янгарейской структуре отработаны региональные сейсмопрофили, на Сырьягинской начаты работы по сейсмопрофилю 30 РС. Однако параметрические скважины вряд ли будут пробурены, т.к. Янгарейская структура уже лицензирована, а Сырьягинская возможно будет лицензирована в 2013–2014 гг. Таким образом, первоочередными работами на Янгарейской и Сырьягинской структурах должно стать бурение поисковых скважин, результаты которых позволят уточнить направления последующих работ.

Развитие поисковых работ в складчато-надвиговых районах должно привести к значительному увеличению базы для добычи нефти и газа. Часть новых залежей нефти и газа может быть открыта на глубинах 2–4 км, но большая часть крупных залежей прогнозируется на глубинах 4–7 км. Данные по сверхглубоким скважинам показывают, что на больших глубинах идут процессы развития вторичной пористости за счет выщелачивания агрессивными водами, что позволяет рассчитывать на наличие коллекторов и на этих глубинах. ❀

Литература

1. Антошкина А.И. Литолого-палеогеографические особенности позднеордовикских рифов Печорского Урала // Литология и геохимия осадочных формаций северо-востока Европейской части России. Труды инст. геологии Коми НЦ УрО РАН. Вып. 79. Сыктывкар, 1992. С 20–33.
2. Гайдеек В.И., Никонов Н.И., Петренко Е.Л. Перспективы нефтегазоносности доманикитов Тимано-Печорской провинции // Сб. материалов международной научно-практической конференции «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности», 30.06–03.07. 2008. ВНИГРИ. СПб. С. 174–182.
3. Иванов В.В., Торопов В.А., Уткина О.Л., Гудельман А.А. Геологическое строение Лемвинского поперечного опускания по результатам геологоразведочных работ ООО «Газпром переработка» // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 2010. № 3.
4. Никонов Н.И., Ласкин В.М., Куранов А.В. Перспективы газонаосности Курьинско-Патраковского НГР // Актуальные проблемы геологии горючих ископаемых осадочных бассейнов Европейского севера России. Материалы Всероссийской конференции, 26–28.04. 2000. Сыктывкар. С. 95–97.
5. Данилов В.Н., Иванов В.В., Гудельман А.А., Журавлев А.В., Вишератина Н.П., Огданец Л.В., Уткина О.Л., Макарова И.Р. Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева в свете результатов комплексного анализа геологоразведочных работ на Адакской лицензионной площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011.
6. Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Перспективы нефтегазоносности и программа изучения Коротайхинской впадины // Геология нефти и газа. 2009. № 2.
7. Островский М.И., Богданов В.П., Никонов Н.И., Богданов Б.П. Прогноз рифогенных зон газонакопления Косью-Роговской впадины // Советская геология. 1987. № 7. С. 24–27.