

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ПРЕДУРАЛЬСКОМ ПРОГИБЕ

Н.И. Никонов, А.В. Куранов
ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта
e-mail: nikonov@tpnic.ru

Открытие крупных месторождений возможно только за счет ввода в поисковое бурение новых перспективных районов Предуральского прогиба и Западного Урала, к которым приурочены значительные ресурсы нефти – 341 млн тонн извлекаемых ресурсов и остаточные ресурсы газа в количестве 1,024 трлн м³. На основе результатов научно-исследовательских работ, проведенных в ООО «ТПНИЦ», материалов сейсморазведки и бурения поисковых скважин в настоящей работе выделены и рассмотрены перспективные направления поисковых работ на нефть и газ. Оценены локализованные ресурсы УВ ряда крупных объектов и дано сравнение этих оценок с оценками остаточных суммарных ресурсов УВ [1].

К перспективным территориям северного сегмента Предуральского краевого предгорного прогиба относятся нефтегазоносные районы Косью-Роговской, Большесынинской и Верхнепечорской впадин, гряды Чернышева, Среднепечорского поперечного поднятия, Воркутского поперечного поднятия; на Западном Урале – Восточно-Лемвинская, Среднешугорская, Тимаизская, Восточно-Кырташорская и Печоро-Сыпучинская складчатые зоны.

В состав Верхнепечорской впадины входят Верхнепечорский, Вуктыльский, Курьинско-Патраковский нефтегазоносные районы.

Верхнепечорский НГР имеет невысокий нефтегазовый потенциал. Остаточные извлекаемые ресурсы нефти составляют 31 млн тонн, газа – 78 млрд м³. Это связано с низкой изученностью района сейсморазведкой. На его территории расположены крупные Верхнепечорская и Юрвож-Кылымьельская рифовые банки, которые обладают значительными перспективами нефтегазоносности. Основные перспективы связаны, прежде всего, со структурами облекания краевых зон рифовых банок.

В Курьинско-Патраковском НГР перспективными являются терригенные визейские, карбонатные ассельско-сакмарские и терригенные нижнеартинские отложения.

В терригенных нижневизейских и турнейских отложениях выявление мелких залежей возможно повсеместно, но крупные ловушки не прогнозируются.

Из ассельско-сакмарских карбонатов из порово-трещинных коллекторов на Рассохинском месторождении притоки газа составляют 50–200 тыс. м³/сут, максимальный в скв. 67 Рассоха 1,8 млн. м³/сут. Залежи газа приурочены к порово-трещинным коллекторам, распространение которых пока трудно прогнозируемо.

В нижнеартинских терригенных отложениях на Курьинском месторождении газ содержится в порово-трещинных коллекторах с пористостью до 10. В скв. 2 Курья в сводовой части структуры дебиты достигали 165 тыс. м³/сут. Рассматриваемая зона представляет собой одну из немногих территорий ТПП, где граница МК₄ регистрируется на глубинах около 1 км. Органическое вещество преобразовано процессами катагенеза до стадии МК₄ и выше и реализует свой генерационный потенциал. Отсутствие возможности эмиграции газа из газоматеринской толщи (низкая пористость песчаников) обусловило накопление его в сводовой части структур непосредственно в самой газоматеринской толще. Ресурсы нижнеартинских отложений в должной мере не оценены из-за отсутствия надежного выделения продуктивных трещинных интервалов, стабильных притоков газа при опробовании, технологии добычи газа из низкопоровых коллекторов.

На юге района выявлены крупные Анельская структура длиной более 25 км и амплитудой более 200 м и поднадвиговая Южно-Патраковская. Перспективы сводовой части собственно Анельской структуры очень велики, и ее следует считать первоочередной для постановки сейсморазведочных работ с последующим вводом ее в поисковое бурение.

В северной части района крупной структурой является Лунвожпальская. К северо-западу от Курьинского месторождения выявлена группа Андюгских структур.

В **Вуктыльском НГР** во фронтальной части Вуктыльского надвига открыто крупнейшее в Республике Коми Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Остаточные ресурсы района оцениваются очень низко – 71 млрд м³ газа и 4 млн тонн нефти. Основные ресурсы газа связываются с порово-трещинными коллекторами доманикитов и толщи заполнения верхнего девона Вуктыльского автохтона, которые отделены от рифогенных отложений флюидоупорами, и оцениваются в более чем 60 млрд м³ газа.

Крупные объекты, возможно, будут выявлены в пределах Сарьюдинской складчато-чешуйчатой зоны, в которой данные о нефтегазоносности получены в скв. 2 Кырташор, из карбонатов нижней перми получен приток газа дебитом 8–10 тыс. м³/сут.

По данным гравиразведки прогнозируются крупные поднадвиговые объекты в Гудырвожской зоне. Эти территории должны быть изучены рекогносцировочной сейсморазведкой с целью выделения перспективных структур и с последующим бурением параметрической скважины для оценки ресурсов территории.

Ресурсные запасы газа **Щугорско-Кырташорского и Печоро-Сыпучинского перспективных НГР** Западно-Уральской перспективной НГО пока очень малы, поскольку эти территории практически не изучены. Для оценки их ресурсной базы необходимо проведение региональных сейсморазведочных работ.

Печоро-Сыпучинский вал прогнозируется как высокоамплитудный, залегает на относительно небольших глубинах 2–5 км. Его газоносность может быть связана с силурийско-нижнедевонскими карбонатами и верхнедевонскими рифами. Перспективными объектами Печоро-Сыпучинского вала считаются выделенные по данным гравиразведки крупные структуры: Кумайская, Утланская, Печоро-Илычская, Сывожская.

Среднепечорский НГР является нефтегазовым по составу, в автохтоне открыто Западно-Соплесское нефтегазоконденсатное месторождение с залежью в среднедевонских песчаниках. Остаточные ресурсы газа составляют 60 млрд м³, нефти – 25 млн тонн.

В автохтоне Западно-Соплесского надвига выделяется крупная Худоельская структура со среднедевонскими песчаниками, бурением и сейсморазведкой в достаточной мере не изученная, ресурсы УВ не определены.

Во фронтальных частях приуральских надвигов выявлены крупные Югид-Вуктыльская, Еджид-Кыртинская и Южно-Еджид-Кыртинская структуры, амплитудой до 1000 м. Скважины 1 и 4 Югид-Вуктыльские в аллохтоне вскрыли кровельную часть мощной толщи среднедевонских песчаников, из которых получены притоки газа дебитом 100–298 тыс. м³/сут. Запасы и ресурсы газа не оценены в связи с тем, что по керну пористость песчаников не превышала 1%, а по ГИС коллекторы не были выделены. В автохтоне этих надвигов на глубинах до 7 км также прогнозируются крупные структуры, содержащие как среднедевонские песчаники, так и силурийско-нижнедевонские карбонатные отложения.

В южной части Среднепечорского поперечного поднятия скважина 1-Верхнесочская при забое 5700 м вскрыла автохтонный комплекс, выявила коллекторы нижне-средневизейских отложений на больших глубинах.

Слабо изучен **Большесынинский НГР** (64 млн тонн неразведанных ресурсов нефти и 70 млрд м³ газа). Основные перспективы нефтеносности связаны с нижнепермскими карбонатами Нитчемью-Сынинской ступени и Большеаранецкой зоны.

На ряде структур Нитчемью-Сынинской ступени закартированы нижнепермские органогенные постройки различного типа, которые могут быть продуктивны как в составе залежей на крупных сводах (Сынинский свод), так и в мелких самостоятельных ловушках. Сейсморазведкой установлено также развитие перспективных одиночных верхнедевонских рифов на Суборской, Нитчемью-Сынинской, Южно-Сынинской площадях.

В пределах Большеаранецкой зоны прогнозируются залежи нефти в карбонатах нижней перми на Большеаранецкой, Северо-Аранецкой и Южно-Аранецкой структурах с суммарной оценкой извлекаемых ресурсов нефти 54 млн т. Приведенные цифры показывают значительную недооцененность ресурсов Большесынинского НГР.

Ресурсы газа связаны преимущественно с совершенно неизученной Мичабичевникской тектонической структурой на юге района.

Высокоперспективным является тектонически сложный **Хоседаюско-Воргамусюрский НГР** с ресурсами нефти около 140 млн тонн.

Первоочередные направления поисковых работ на нефть связаны с крупными объектами, испытавшими большие тектонические напряжения, в том числе с Усино-Кушшорским поднятием, нефтеносность которого связана со средне-верхнеордовикскими и верхнесилурийскими отложениями, перспективны Заостренское, Нижнеадзьвинское, Хоседаю-Неруюское поднятия. Высокоперспективны подготовленные к бурению поднадвиговые Адакское, Западно-Поварницкое и Воргамусюрское поднятия. Извлекаемые ресурсы нефти Воргамусюрской структуры составляют более 50 млн тонн. На ней получены притоки нефти: аварийный высокодебитный из серпуховских отложений (скв. 1 Воргамусюр), низкодебитные из нижнепермских отложений (скв. 2 Воргамусюр), из доманиковых и нижнедевонских отложений (скв. 2 Адак). Суммарная нефтенасыщенная толщина коллектора нижнедевонских отложений в скв. 2 Адак составляет 33 м, высота залежи 330 м.

К сожалению, промышленная нефтеносность нижнедевонских отложений Хоседаюско-Воргамусюрского НГР осталась не установленной.

Кочмесский НГР оценивается как нефтегазовый, газовые ресурсы составляют около 60 млрд м³, нефтяные 49,6 млн тонн извлекаемых. В составе Кочмесской ступени установлены крупные структуры: пологие Кочмесская, Усино-Роговская, Нерцетинская, поперечные Бергантымылькская и Кымбожьюская, тектонически экранированные, примыкающие к гряде Чернышева (Поварницкая, Харутамылькская).

На Кочмесской структуре в скважине 3 из верхнеордовикских отложений после вскрытия сульфатно-галогенной толщи с глубины 5629 м был получен выброс газа дебитом до 1 млн м³/сут. Анализ сейсмических материалов и данных бурения показал, что коллекторы приурочены к карбонатным породам, окаймляющим соленосные прогибы (возможно зоны «скучивания» солей) и залегающим под соленосной малотавротинской покрывкой. Сейсморазведкой выявлены ассельские одиночные рифы и рифовая постройка линейного типа (барьерный риф или атолл) высотой около 150–300 м, длиной более 10 км. При этом в глинистых карбонатах отмечены толщи заполнения и в надрифовых карбонатах выявлены залежи нефти.

На Нерцетинской структуре уже выявлены залежи нефти в турнейских, среднекаменноугольных и серпуховских отложениях с запасами более 20 млн тонн извлекаемых.

В **Воркутском НГР** ресурсы нефти составляют около 22 млн тонн, газа 67 млрд м³. Перспективы нефтеносности связаны с горстом Чернова и с крупным Роговским поднятием, перспективы газоносности – с крупным Ярвожским сводом. Ресурсы Роговского поднятия, по оценке ТННЦ, составляют 41 млн тонн нефти извлекаемых. Это почти вдвое больше остаточных ресурсов всего района, что свидетельствует о недооцененности последнего.

В качестве высокоперспективных газовых районов позиционируются **Интинско-Лемвинский НГР** Северо-Предуральской НГО и **Восточно-Лемвинский перспективный НГР** Западно-Уральской перспективной НГО с суммарной оценкой 340 млрд м³.

В Интинско-Лемвинском НГР открыты Интинское и Кожимское газоконденсатные месторождения. Залежи газа приурочены к московским и башкирским отложениям среднего карбона и крупным ассельско-сакмарским биогермным массивам. На обоих месторождениях ожидаются значительные ресурсы УВ в поднадвиговых автохтонных структурах, причем, как показывают данные бурения скважины 24 Инта, возможно нефтяные.

Подготовлена к бурению группа перспективных структур на Пармаюском, Анкудинском, Левогрубейюском, Лемвинском лицензионных участках, где ожидается значительный прирост запасов газа в московских и башкирских отложениях среднего карбона.

Один из наиболее крупных объектов – это Лемвинская структура, где уже получен приток газа дебитом 1 млн м³/сут. Ресурсы газа оцениваются около 40 млрд м³.

Крупным объектом является Анкудинская группа структур, где ресурсы газа оцениваются от 27 до 60 млрд м³.

Ассельско-сакмарские биогермные массивы, аналогичные Кожимским и Интинским, закартированы на региональном сейсмопрофиле 30-РС, что предполагает широкое развитие продуктивных биогермных ловушек в Интинско-Лемвинском районе.

В Восточно-Лемвинском перспективном НГР закартированы крупные Юньяхинская, Усть-Юнковожская, Кебылаюская, Южно-Кебылаюская, Больше-Мичаельская, Больше-Мичаельская-II структуры. Залежи газа прогнозируются в среднекаменноугольных, серпуховских и визейских отложениях. Их суммарная ресурсная оценка составила 213 млрд м³ газа.

Особо следует отметить наметившиеся возможности выявления крупных газовых ловушек в окраинных верхнеордовикских, силурийско-нижнедевонских, средне-верхнедевонских и визейских рифах, погребенных под Уральскими надвигами и прогнозируемых в виде протяженных полос. Полоса средне-верхнедевонских рифов закартирована по данным сейморазведки и бурения. В скважине 1-Юньяхинская рифы подтверждены бурением, установлено наличие крупного нижнефранско-визейского рифового массива мощностью около 2000 м. Однако карбонаты вскрытого массива практически не были опробованы.

Девонские рифовые карбонаты вскрыты также скважиной 1-Левогрубейюская на одноименной структуре. Верхнедевонская часть рифового массива скважины 1-Левогрубейюская, по данным ГИС, продуктивна. В нижнедевонской части разреза вскрыты низкопоровые по ГИС пласты. Однако из них испытателем пластов были получены притоки пластовой воды дебитом 100–285 м³/сут. и более, что свидетельствует о высокой проницаемости низкопоровых коллекторов.

Крупными газоносными объектами в нижнедевонских отложениях, возможно, будут являться крупные поднадвиговые объекты Прилемвинского вала – Лемвинская и Грубеюская структуры.

Анализ материалов поисковых работ на нефть и газ показал реальную возможность обеспечить выявление новых крупных месторождений УВ и расширение базы нефте- и, особенно, газодобычи. Существующие ресурсные оценки УВ Предуральского прогиба и структур Западного Урала вполне корректны и даже в ряде районов занижены. Это предполагает необходимость расширения здесь поисковых работ, что позволит сохранить существующий Вуктыльский центр газодобычи и определит формирование нового центра газодобычи в районе г. Инты.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Никонов Н.И., Куранов А.В.* Перспективные направления ГРП на нефть и газ в Предуральском прогибе // *Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. науч. конф., посвящ. 30-летию ИПНГ РАН, 11–13 октября 2017 г. М., 2017. С. 116–117.*