

УДК 553.98

**В.В. Акимов**

## Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала недр Коротайхинской впадины

**Ключевые слова:**  
Коротайхинская  
впадина,  
нефтегазоносность,  
углеводородный  
потенциал,  
нефтегазоносный  
комплекс.

**Keywords:**  
Korotaihinskaya  
deep,  
oil and gas  
occurrence,  
hydrocarbon  
potential,  
oil and gas complex.

Коротайхинская впадина располагается в северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, находящегося на северо-востоке Европейской части России. С ним связана Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, включающая материковую часть с Тиманским кряжем, Печорской низменностью, западным склоном Северного и Полярного Урала и акваторию Печорского моря с островами Вайгач и Колгуев [1].

Территория Коротайхинской впадины граничит с нефтегазоносной Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоной, детально изученной бурением и сейсморазведкой. В ее пределах в широком стратиграфическом диапазоне – от ордовика до триаса – открыты многочисленные нефтяные месторождения.

Начало изучения территории Коротайхинской впадины было положено в 1932 г. маршрутными работами Н.Н. Иорданского. Им были проведены первые геологические исследования в бассейне рек Янгарей и Вась-Яга. Результатами работ явились сводки по геоморфологии и четвертичным отложениям. Во время геологической съемки им было открыто Янгарейское угольное месторождение [2].

Изучение Коротайхинской впадины можно разделить на два этапа.

**Первый этап** охватывает 1950–1990-е гг. Он ознаменовался получением приблизительных данных о геологическом строении Коротайхинской впадины как структуры I порядка – самой северной из впадин Предуральского краевого прогиба Урало-Новоземельской складчатой системы, вытянутой в северо-западном направлении. Ее размеры в материковой части достигают  $230 \times 70 \times 150$  км, а максимальная ширина отмечается в центральной части. По данным морской сейсморазведки, впадина продолжается в акваторию Печорского моря на расстояние более 50 км.

Юго-западной границей впадины, отделяющей ее от Варандей-Адзвинской структурной зоны, является фронтальная часть Вашуткино-Талотинского надвига. Плоскость последнего под углом  $20 \div 40^\circ$  падает на северо-восток. С юга Коротайхинская впадина обрамляется поднятием Чернова, отделяющим ее от Косью-Роговской впадины. Ее восточная и северо-восточная окраины уходят под надвиговые пластины Полярного Урала и Пай-Хоя.

Впадина характеризуется асимметричным строением. Как и в других впадинах краевого прогиба, здесь выделяются внешняя и внутренняя зоны. Граница между ними трассируется по линии Бельковско-Щучьинского разлома, прослеживающегося практически по всем горизонтам осадочного чехла и четко отображающегося в гравимагнитных полях. Фундамент скважинами не вскрыт. По геофизическим данным, его поверхность от глубин  $8 \div 9$  км на юго-западе впадины полого погружается в северо-восточном направлении до  $10 \div 14$  км. Доордовикские образования, слагающие байкальский (?) фундамент, изучены в обнажениях Пай-Хоя и Урала и представлены вулканогенными отложениями позднепротерозойского (кембрийского?) возраста. В строении осадочного чехла выделено два резко отличающихся структурных этажа: верхний, включающий отложения триаса и перми, соответствует орогенному этапу развития; нижний, сложенный отложениями допермского возраста, – платформенному. Структурные планы верхнего молассового комплекса и подстилающих платформенных ордовикско-нижнепермских образований отличаются, главным образом, тем, что первому свойственно более интенсивное проявление складчатости и разрывных нарушений. В пределах впадины выявлены структурные осложнения

(глубинные разломы, перегибы, надвиги) и ряд локальных структур, часть которых подготовлена к глубокому бурению. В пределах впадины было пробурено 6 параметрических, 2 поисковые и 20 структурных и поисковых на уголь скважин (ВК-1–5, 11–12, 14–16 и др.). В результате бурения и опробования скважин были получены непромышленные притоки нефти и газа, а также сведения о скоростных характеристиках отложений [3].

**Второй этап** изучения Коротаихинской впадины начался в 2008 г. с составления Программы проведения региональных сейсморазведочных работ по трем профилям. Результаты проведенных сейсморазведочных работ существенно повлияли на представления о геологическом строении Коротаихинской впадины и сопредельных площадей. Были получены обнадеживающие данные о нефтегазоносности разреза, в связи с чем возникла необходимость бурения параметрической скважины и проведения детализационных сейсморазведочных работ [4].

На основании новых данных о Коротаихинской впадине были внесены изменения в схему тектонического районирования нефтегазоносной Тимано-Печорской провинции в целом (рисунок).

Коротаихинская впадина является структурой I порядка, осложненной тремя структурами II порядка: Лабогейской моноклиналию, Верхневоркутской зоной дислокаций, Хейгинской депрессией. Юго-западный борт впадины, ранее именовавшийся Вашуткино-Талотинским надвигом, был выделен как самостоятельная структура I порядка с продолжением в акваторию Печорского моря и переименован в Вашуткино-Талотинскую складчато-надвиговую зону. При-Пай-Хойский борт выделен как Васьягинско-Сабриягинская складчатая область [5]. Результатом работ второго этапа стало лицензирование в 2011–2012 гг. шести участков недр, приуроченных к Коротаихинскому перспективному нефтегазоносному району (НГР) общей площадью 7440 км<sup>2</sup>.

Недостаточный объем глубокого бурения не позволяет уверенно оценить нефтегазоносный потенциал Коротаихинского НГР. По этой причине выделение нефтегазоносных комплексов (НГК) базируется на внешних аналогиях с прилегающей с юга Косью-Роговской впадиной и с запада Варандей-Адзвинской структурной зоной.

В осадочной толще Коротаихинского НГР выделяются следующие НГК:

- **верхнеордовикско-нижнедевонский.** Ордовикские отложения не изучены бурением, силурийские отложения представлены низкопоровыми, трещиноватыми по керну известняками без признаков нефтенасыщенности. Нижнедевонские отложения представлены известняками, доломитами, в кровле отмечается присутствие ангидритов. Перспективы нефтегазоносности незначительны и могут быть связаны, главным образом, с западным бортом впадины (Вашутинско-Талотинский складчато-надвиговой зоной), так как в Варандей-Адзвинской зоне установлена промышленная нефтеносность нижнедевонских карбонатов);

- **среднедевонско-нижнефранский** комплекс представлен известковистыми доломитами. Его нефтегазоносность пока не установлена. Перспективы связаны с прибортовыми зонами впадины, в которых, предположительно, может существовать продолжение зоны органогенных построек прилегающих районов;

- **доманиково-турнейский.** По имеющимся к настоящему времени данным (отложения комплекса были вскрыты в скв. 1-Рифовая и 1-Хавдейская), признан бесперспективным, хотя по керну отмечена битуминозность кавернозных доломитов турнейского яруса нижнего карбона, но при опробовании притока не получено. Перспективы нефтегазоносности связываются с зонами рифовых построек, промышленная нефтегазоносность которых установлена в сопредельных районах [7];

- **средневизейско-нижнепермский.** В промысловой жидкости скв. 1-Хавдейская наблюдалась пленка нефти. При опробовании сразу после вскрытия из интервала 2024÷2139 м (С<sub>1v</sub>) за 40 мин было получено 1,1 м<sup>3</sup> разгазированного глинистого раствора с нефтью; кривая восстановления давления слабой интенсивности; пласт низкопроницаемый. В скв. ВК-1, расположенной рядом с Хавдейской площадью, в керне каменноугольных отложений обнаружена вязкая нефть. Перспективными являются Сабриягинская и Пестаншорская складчато-надвиговые зоны, в которых выявлены поднадвиговые, тектонически-экранированные структурные ловушки большой площади и амплитуды (Янгарейская, Верхнеянгарейская, Сабриягинская и Западно-Сабриягинская структуры).



- верхнеартинско-кунгурский, верхнепермский и триасовый. Представлены терригенными породами пермского и триасового возраста большой мощности, в том числе угленосными толщами. Нефтегазосодержащими породами могут являться поровые коллекторы в пластах песчаников, покрышками – глинистые и глинисто-алевролитовые пачки.

Согласно официальной оценке 2009 г., начальные потенциальные традиционные ресурсы свободного газа Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции составляют 3,2 трлн м<sup>3</sup> (по данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – 2,4÷2,5 трлн м<sup>3</sup>). На район Кортаихинской впадины приходится около 0,8 трлн м<sup>3</sup>. Здесь до глубин 3800÷4000 м предполагается наличие большого числа средних и небольших по запасам газовых и газоконденсатных залежей, ниже, в плотных, низкопроницаемых резервуарах – нетрадиционных ресурсов газа.

Недостаточные объемы сейсморазведочных работ и бурения не позволяют однозначно судить о строении отдельных структурных элементов Кортаихинской впадины и о ней в целом.

Увеличение стратиграфического диапазона перспективных объектов возможно не только за счет регионально нефтегазоносных средневизейско-нижнепермских отложений, но и за счет малоизученных: верхнепермских и триасовых отложений в центральной части впадины, а также рифосодержащих верхнедевонских и каменноугольных отложений.

Основные перспективы обнаружения залежей углеводородов связываются с карбонатными средневизейско-нижнепермскими образованиями (так как верхневизейско-нижнепермский НГК являлся основным поисковым объектом на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в зонах, доступных для бурения на западном и восточном бортах впадины, а также с терригенными верхнепермскими и триасовыми отложениями в ее центральной части [8]). Перспективными объектами поисков являются также прогнозируемые по данным сейсморазведки рифовые постройки в верхнедевонских и каменноугольных отложениях на юго-западном борту Кортаихинской впадины. На крайнем юге при совместной интерпретации результатов сейсморазведки и данных бурения по скв. 1-Хавдейская (в кровле визейского яруса на глубине 1640 м было отмечено катастрофическое поглощение, связанное с палеокарстом) породы-коллекторы прогнози-

руются и в глубоководных фациях [6, 7].

Установление рифовых фаций в разрезе палеозоя исследуемого региона значительно расширяет стратиграфический диапазон поиска ловушек неструктурного типа. В связи с этим назрела необходимость проведения детальных сейсморазведочных и буровых работ с целью изучения строения рифовых тел.

Нельзя сбрасывать со счетов нефтегазоносность НГК, находящихся ниже кровли карбонатов, косвенным свидетельством газонасности которых являются данные, полученные при опробовании скв. 1-Пурсамыльская. Во вскрытом интервале до 170 м ниже кровли карбонатов притоков получить не удалось. Нижнепермские отложения (мощностью 855 м) представлены низкоомными полимиктовыми песчаниками, алевролитами сильно глинистыми и аргиллитами. По газовому каротажу выделяются аномалии на глубинах 3695÷3730 и 3730÷3806 м, интерпретируемые как газоконденсатные или нефтегазоконденсатные с оторочками легких нефтей. Возможно, углеводородный газ проник сюда из более глубоких горизонтов. Поднятый керн имел признаки нефтенасыщения [6].

Ревизия и переинтерпретация накопленного геолого-геофизического материала с использованием методики комплексного историко-геологического анализа будет способствовать выяснению закономерностей формирования и размещения месторождений нефти и газа. Исходя из этого очевидно, что необходимы литолого-фациальные и онтогенетические исследования углеводородных систем, разработка моделей седиментации отложений, развития коллекторов и формирования залежей углеводородов. Выявленные закономерности в размещении коллекторских и экранирующих толщ должны быть учтены при планировании геологоразведочных работ, направленных на выявление новых скоплений углеводородов.

При освоении залежей углеводородов, связанных с коллекторами, характеризующимися низкими фильтрационно-емкостными свойствами (как например, в скв. 1-Пурсамыльская, 1-Хавдейская), необходимо совершенствование методов и технологий интенсификации притоков. Однако выполненные работы (интенсивные кислотные обработки коллекторов методом переменных давлений и нефтекислотных эмульсий) в терригенных пермских коллекторах в скв. 1-Пурсамыльская не дали ожидаемого результата [6].

### Список литературы

1. Мартынов А.В. Стратиграфический, тектонический и лито-фациальный анализ осадочного чехла с целью обоснования критериев, позволяющих осуществить переоценку ресурсов УВ Тимано-Печорской провинции / А.В. Мартынов. – Ухта: Севернипгаз, 2004.
2. Мартынов А.В. Отчет о результатах поисков технологических углей в центральной части Кортаихинской мегасинклинали / А.В. Мартынов, В.Ф. Морозов, Л.Л. Хайцер. – Воркута, 1974.
3. Тарбаев Б.И. Изучение геологических условий Тимано-Печорской провинции в целях выдачи рекомендаций под поисковое бурение на газ / Б.И. Тарбаев, Е. Л. Теплов, Ю. А. Ткачев и др. – Ухта, 1988.
4. Прищепа О.М. Кортаихинская впадина – перспективное направление геолого-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции / О.М. Прищепа, Л.А. Орлова, О.В. Чумакова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 9–19.
5. Прищепа О.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О.М. Прищепа, В.И. Богацкий, В.Н. Макаревич и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4.
6. Груздев А.М. Анализ геолого-геофизических материалов по площадям ПГО «УХТАНЕФТЕГАЗГЕОЛОГИЯ», выведенным из поискового бурения с отрицательными результатами / А.М. Груздев. – Ухта, 1991.
7. Колесник Е.С. Отчет о работах Восточно-Тамяхинской сейсморазведочной партии № 20890 / Е.С. Колесник. – Воркута, 1990.
8. Белонин М.Д. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.