

быть также приурочены к тектонически мобильным областям земной коры – авлакогенам, краевым прогибам, межгорным впадинам.

На территории России перспективы освоения месторождений природных битумов или нафтидов зоны гипергенеза связаны в основном с пермскими отложениями центральных районов Урало-Поволжья (на них приходится более половины суммарных ресурсов природных битумов страны), ресурсы которых только в Татарстане составляют по различным оценкам от 4 до 7 млрд т, из которых 10–15 % приходится на запасы (Р. Х. Муслимов, 1999, 2011). Республика по состоянию изученности месторождений этой группы нафтидов занимает в РФ ведущее место: здесь сосредоточено 9/10 разведанных и предварительно оцененных запасов страны (И. М. Климушин, 1998). В тектоническом плане ареал распространения скоплений битумов охватывает в основном Мелекесскую впадину и Южно-Татарский свод. Битумоносны и продуктивны залегающие на глубинах до 400 м терригенные и карбонатные породы-коллекторы уфимского и казанского ярусов, а также карбонаты нижнепермского возраста (главным образом сакмарского яруса).

Диапазон изменения МЭ показателей определяется степенью биodeградации, которая в свою очередь обусловлена историей геологического развития региона и типом исходного ОВ. Комплексное использование органических (УВ состав и биомаркеры) и неорганических (МЭ состав) критериев вторично преобразованных флюидов позволяет прогнозировать товарные качества нефтей, как УВ сырья и их металлоносность, а также более обоснованно проводить оценку перспектив нефтегазоносности регионов, выявляя плохую сохранность и деградацию залежей, и одновременно обогащение нафтидов промышленно значимыми, но токсичными металлами. Месторождения нафтидов, подвергшихся процессам гипергенного преобразования, часто являются промышленно ванадиеносными (содержание V превышает в десятки и сотни раз кларковые значения и достигает уровня промышленных рудных концентраций) и рассматриваются [3, 4] как комплексное сырьё для добычи УВ и сопутствующих им металлов.

1. *Мухаметшин Р. З., Каюкова Г. П.* Геохимические аспекты формирования залежей нефти и газа Южно-Татарского свода // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Докл. межд. конф. СПб: ВНИГРИ, 2000. С. 234–240.

2. *Мухаметшин Р. З., Пуланова С. А.* Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 74–83.

3. *Мухаметшин Р. З., Пуланова С. А.* Нетрадиционные источники углеводородного сырья: геохимические особенности и аспекты освоения // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 28–32.

4. *Пуланова С. А., Виноградова Т. Л.* Геохимические особенности гипергенно преобразованных нефтей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 10. С. 27–30.

5. *Пуланова С. А.* О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.

УДК 550.4

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ТЕРРИТОРИИ УКРАИНЫ

Г. И. Рудько

Государственная комиссия Украины по запасам полезных ископаемых, ул. Кутузова 18, 01133 Киев, Украина;
rudko@dkz.gov.ua; office@dkz.gov.ua

Нефтегазовая промышленность Украины сегодня, без сомнения, играет ключевую роль не только в составе отечественного топливно-энергетического комплекса, но и всей экономики в целом. Обеспечение достаточного уровня развития нефтегазового комплекса выступает необходимым условием стабильного развития любой страны. Поскольку сегодня Украина в значительной степени зависит от импорта энергоресурсов, прежде всего, природного газа, первоочередной задачей для нашей страны является поиск новых источников энергетического обеспечения.

Нефтегазоносность регионов Украины обусловлена особенностями их геологического строения, геодинамической эволюции. Многие исследователи подтвердили связь между тектоникой литосферных плит и закономерностями размещения месторождений углеводородов. В разных регионах было

установлено, что зоны нефтегазоаккумуляции приурочены к глубинным разломам, активным в современную эпоху.

В общем, в Украине выделяют три нефтегазоносных региона: Восточный (Донбасс), Западный (Вольно-Подольская плита, Прикарпатье, Карпаты, Закарпатье) и Южный (Преддобруджа, Причерноморье, Крым, соответствующие сектора акваторий Черного и Азовского морей) [1]. Площади этих нефтегазоносных регионов вместе составляют 488 700 км² – 81 % общей территории Украины. На сегодня в рамках этих регионов открыто 400 месторождений нефти и газа, 28 из которых имеют извлекаемые запасы от 30 до 700 млрд м³. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности соответствует огромному хроностратиграфическому интервалу, включая верхний протерозой и фанерозой, глубинный диапазон достигает 6 000 м.

Почти половина запасов газа находится в месторождениях, находящихся на конечной стадии разработки. Около 90 % эксплуатационного фонда скважин, обеспечивающих более 70 % газодобычи, сконцентрировано именно в них. Значительное количество продуктивных пластов не разрабатываются из-за ожидания внедрения новых технологий и повышения коэффициента конденсатоотдачи [2].

Освоение больших (более 4 500–5 000 м) глубин является одним из важных направлений наращивания потенциальных ресурсов и запасов нефти и газа, поскольку запасы углеводородов на малых и средних глубинах во многих регионах в значительной степени исчерпаны.

На территории Украины основные перспективы открытия залежей нефти и газа на больших глубинах сегодня связываются с Днепровско-Донецкой впадиной (ДДВ) и с Предкарпатским прогибом. Основная часть залежей углеводородов в ДДВ на глубинах более 4–5 км приурочена к полифациальным песчаным породам нижнего карбона. Из выявленных более чем 245 месторождений нефти и газа промышленная нефтеносность установлена до глубины 5 100 м (Карайкозовское месторождение), газоносность – до 6 300 м (Перевозовское месторождение). Месторождения со скоплениями углеводородов на глубинах более 5 000 м сосредоточены в основных нефтегазоносных районах впадины, приуроченных к центральной приосевой и краевым зонам грабена. Установлено наличие двух и более продуктивных горизонтов в породах докембрийского кристаллического фундамента на Северном борту ДДВ, представленных гранитами и другими образованиями. Для расширения доказательной базы при поиске продуктивных докембрийских ловушек проанализированы и систематизированы основные геологические закономерности результативного испытания докембрия на Хухрянском, Юлиевском и Коробочкинском поисково-разведочных полигонах, которые были пилотными участками для изучения. Основные черты строения полигонов и характерные параметры обнаруженных на них производительных резервуаров приведены в работе [3]. Анализ результатов ГИС по скважинам центральной части Северного борта ДДВ свидетельствует о том, что для эффективного выявления коллекторов в кристаллических породах нужен комплексный подход. Полученные результаты испытаний перспективных объектов в породах кристаллического фундамента указывают на необходимость проведения исследовательских работ для оценки их эффективной проницаемости по данным геофизических методов, поскольку даже при значительной пористости притоков часто не наблюдается. Необходимо определить направления, по которым четко проявляются подлежащие анализу изменения и провести корреляцию разрезов скважин по площадям, где получены притоки углеводородов из пород фундамента.

На наличие жидких углеводородов в глубокопогруженных горизонтах (5–8 км) Предкарпатского прогиба указывает отсутствие закономерных изменений геохимических показателей нефти в зависимости от глубины её залегания. Поиски глубокопогружённых углеводородных залежей в украинском Прикарпатье начались при бурении скв. 1-Лука (гл. 6 266 м) и 1-Шевченко (7 524 м). Во время бурения последней в интервале трещиноватых песчаников нижнего мела (7 014–7 022 м, пластовое давление около 120 МПа, температура – 170 °С) имели место интенсивные нефтегазопроявления. В шлифах пород с данного интервала наблюдаются поровые и трещинно-кавернозно-поровые коллекторы, в трещинах и кавернах которых находились нефть или битумы. Особого внимания заслуживают горизонты трещиноватых песчаников в интервалах 7 420–7 380, 7 360–7 320, 7 070–6 945, 5 960–5 900, 5 630–5 550 м, открытая пористость которых менялась от 5–7 % до 11–13 %, нефтенасыщенность – около 60 %. Притоки нефти на глубинах свыше 5 км получили со скв. 2-Новосходница (5 476–5 984 м), 1-Северная Завода (5 704–5 797 м), 17-Семьгинов (5 200–5 245 м) и др.

Нефтегазоносность стратиграфических комплексов автохтона Карпат трактуется исследователями неоднозначно. Некоторые из них считают, что платформенный автохтон Карпат является регио-

нально нефтегазоносным. По их мнению, материалы исследований свидетельствуют, что основным перспективным районом Карпатского автохтона является юго-западный район поддвига в полосе, прилегающей к Передкарпатському разлому, который с амплитудой около 3 км делит форланд на две части: приподнятую (мезозой находится на глубине 0,3–3,0 км) и опущенную (4–15 км) [4].

В опущенной части на основе данных сейсморазведки и гравиразведки выделен ряд полос антиклинальных складок, одна из которых, а именно Лопушнянско-Петровецкая содержит Лопушнянское нефтегазовое месторождение, которое является реальным свидетельством высокой перспективности юго-западного района автохтона Украинских Карпат. Из скв. Лопушна-3 в 1984 г. были получены промышленные притоки высококачественной нефти из отложений сеноманского яруса верхнего мела с глубины 4 200 м. Этим впервые была доказана нефтегазоносность автохтона Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба [5].

С целью детализации геологического строения вышеуказанных перспективных регионов целесообразно провести региональные тематические исследования [6]. Методика исследования – проведение качественной и количественной оценок перспектив нефтегазоносности. Качественную оценку перспектив нефтегазоносности следует провести на основе следующих критериев: структурного, литологического, палеоструктурного и данных нефтегазоносности, а также анализа геологического развития и условий осадконакопления, изучение и обобщение пространственных изменений и закономерностей распространения скоплений нефти и газа. На основе такой оценки будут выявлены первоочередные перспективные объекты, дана их количественная оценка.

По предварительным подсчетам успешное освоение углеводородного потенциала больших глубин позволит в ближайшее время значительно увеличить добычу нефти и газа, чтобы в перспективе полностью обеспечить энергетическую независимость Украины.

1. Енергетичні ресурси геологічного середовища України (стан та перспективи): у 2 т. / за ред. Г. І. Рудька. Чернівці: Букрек, 2014. Т. 1. 528 с.

2. Энергетика: історія, сучасність і майбутнє. Т. 1. Від вогню та води до електрики / В. І. Бондаренко, Г. Б. Варламов, І. А. Вольчин, І. М. Карп. К., 2006. 300 с.

3. Лебідь В. П., Раковська О. Л. Аналіз нафтогазопровів у докембрійському кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецького розсуву з метою прогнозу будови продуктивних пасток // Зб. наук. праць УкрДГРІ. 2014. № 2. С. 61–75.

4. Хавензон І. В., Пилипшин Б. В., Гневуш О. С., Гуж І. В. Прогноз нафтогазоносності Лопушнянського нафтового родовища з використанням методики сейсмолітологічного аналізу // Геодинаміка. 2011. № 2(11). С. 317–319.

5. Шеремета П. М. Сейсмические исследования МОГТ с целью выявления и подготовки нефтегазоперспективных объектов на Кошуйской площади в Предкарпатском прогибе. Отчёт партии 83/85 по работам 1985–1987 гг. / ЗУГРЭ.

6. <http://www.sworld.com.ua/konfer33/1265.pdf>

УДК 551.351:734(476)

ОРГАНОГЕННЫЕ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЕЛЕЦКОГО НАДГОРИЗОНТА НИЖНЕГО ФАМЕНА ЮГО-ВОСТОКА БЕЛАРУСИ: ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ

Т. Ф. Саченко, С. А. Кручек

Филиал «Институт геологии» Государственного предприятия «НПЦ по геологии», ул. Академика Купревича 7,
220141 Минск, Республика Беларусь; sachanka@geology.org.by; kruchek@geology.org.by

Отложения *елецкого надгоризонта* в объёме *туровского и дроздовского горизонтов*, входящие в состав нижнефаменского межсолевого комплекса новой стратиграфической схемы верхнего девона 2010 г. [5] являются одним из нефтепромысловых объектов на территории юго-востока Беларуси. Они распространены здесь в пределах Припятского прогиба и сопредельных районов Северо-Припятского плеча. Мощность надгоризонта выдержана на преобладающей части этой территории, и чаще составляет порядка 40–120 м для туровского и 60–160 м, иногда до 300–600 м для дроздовского горизонтов. Образования елецкого надгоризонта, соответствующие одноименному этапу осадконакопления, сформировались в результате 2-й фазы мощной раннефаменской (задонско-елецкой) трансгрессии моря, наступавшей в Припятский прогиб в основном со стороны Днепровско-Донецкой впадины, вследствие которой на исследуемой территории сложились благоприятные условия для бурного раз-