

3. Стратиграфическая схема пермских отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

4. Стратиграфическая схема триасовых отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

5. Стратиграфическая схема юрских отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

6. Стратиграфическая схема нижнемеловых отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

7. Стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

8. Стратиграфическая схема палеогеновых отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

9. Стратиграфическая схема неогеновых отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

10. Стратиграфическая схема четвертичных отложений Беларуси, 2010. – утверждена Приказом Департамента по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь № 49 от 22.09.2010 г.

11. Махнач, А.С. Геология Беларуси / А.С. Махнач, Р.Г. Гарецкий, А.В. Матвеева. – Минск: Институт геологических наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.

12. Тектоническая карта Белоруссии. Масштаб 1:500000 / Р.Г. Гарецкий [и др.]. – Институт геохимии и геофизики АН БССР. – Минск, 1974

13. Геологическая карта дочетвертичных отложений Белорусской ССР. Масштаб 1:1000000 / А.С. Махнач [и др.]. – 1969.

УДК 553.041

А. А. МИРОНОВ

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

*УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь,
arseniy-mironov20000@mail.ru*

Проблемы нефтеперспективности. Актуальными проблемами в отношении Припятского нефтегазоносного бассейна (НГБ) являются: истощение запасов УВ и экологические проблемы, возникающие в ходе эксплуатации нефтегазоносных месторождений, переработки и транспортировки. Рассмотрена роль тектоники в формировании и локализации нефтегазоносных месторождений.

В Беларуси открыто 90 месторождений нефти и газоконденсата (по состоянию на начало 2021 года). Все они расположены в пределах Припятского прогиба. С 1965 года в Беларуси на

поверхность поднято более 136 млн т. нефти. Некоторые говорят о том, что при нынешних темпах разведки и добычи нефти хватит еще на несколько десятилетий. Многие ученые говорят о восполняемости запасов нефти с позиции неорганических теорий генезиса нефти [4].

Весь период добычи нефти в Припятском прогибе условно подразделяется на 3 этапа: начальный (1964 – 1975), где максимальная добыча составляла 7,96 млн. т, разведочный (1975 – 1995) – падение добычи до 2 млн т., этап стабилизации (1990 – 2019), в период которого уровень добычи поддерживается на уровне 1,65 млн т. В 2019 году вышли на 1,69 млн т. [1].

Существует тенденция к увеличению промышленных запасов, компенсирующих добычу нефти на ранее выявленных и разрабатываемых объектах. Однако открываемые новые месторождения по запасам небольшие. Наблюдается прирост на 10 – 20 тыс. т. ежегодно, поэтому говорить о значительном приросте не приходится. Вопрос стоит о поддержании добычи нефти на достигнутом уровне.

Главными направлениями деятельности, обеспечивающие увеличение запасов: 1. Организация комплекса работ, обеспечивающих уточнение данных в сторону увеличения запасов с помощью новых технологий (3D- работы) и повышение доли извлекаемой нефти из уже разрабатываемых месторождений; 2. Ввод в разработку всех открытых залежей, но это может быть экономически не выгодно; 3. Выявление новых залежей; 4. Поиск новых месторождений.

Учитывая изученность Припятского прогиба большинство месторождений тяготеют к структурам третьего и четвертого порядка и контролируются суперрегиональным (Северо-Припятским), региональным (Червонослабодско-Малодушинским) и субрегиональными (Речицко-Вишанским, Оземлинско-Первомайским и др.) разломами. На этом основании целесообразно рассматривать тектонические критерии поисков и разведки месторождений УВ и проведения ревизии.

Основными нефтеперспективными комплексами в условиях Припятского прогиба являются межсолевой и подсолевой терригенный, подсолевой карбонатный. Также есть перспективы выявления новых залежей в верхнесоленосном комплексе.

Установлены различные соотношения между возрастом нефтепроизводящих толщ, временем нефтеобразования и основной миграцией, возрастом коллектора и ловушки.

Возраст основного этапа формирования седиментационного бассейна, когда происходило максимальное приращение скорости и общей амплитуды погружения, является неотъемлемым общегеологическим показателем, прямо или косвенно отражающем главную фазу нефтеобразования или время погружения нефтегазопроизводящих толщ в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Главным образом погружение нефтепроизводящих формаций в ГЗН и соответственно нефтеобразование происходили во время и после основного этапа формирования крупных структур региона. Нефтегазовый потенциал реализован преимущественно у тех формаций, которые накопились до или во время основного этапа развития крупных структур. Основное количество нефти и газа на древних платформах связано с комплексами отложений, соответствующими главным этапам погружения этих платформ [4].

Выявление основных этапов развития нефтеносных бассейнов дает дополнительную информацию для прогнозирования нефтеносности с позиций времени главной фазы нефтеобразования, цикличности нефтеобразования и возраста нефтепроизводящих формаций. Основные закономерности формирования залежей нефти в Северной структурной зоне, как и во всем Припятском прогибе, связаны с особенностями образования герцинского комплекса. Время накопления эйфельско-среднефранского этажа на территории прогиба соответствует стадии синеклизы, для которой характерны небольшие мощности формаций (90 – 220 метров) и крайне незначительная дифференциация 32 их по площади. Ранняя фаза стадии рифтового грабена ознаменовалась увеличением мощности накопления формации до 320 метров. В главную фазу формирования рифтового грабена максимальные мощности формаций достигают 700-2000 м. Формации поздней стадии развития рифта характеризовались постепенным уменьшением мощностей.

В подсоловом терригенном комплексе выделяется 2 подкомплекса: протерозойско-наровский и полоцко-ланский. Наибольший интерес представляет коллекторами вильчанской серии и витебского горизонта. Подсоловой карбонатный комплекс сложен саргаевским, семилукским, речицким, воронежским и евлановским горизонтами. Из них продуктивными являются саргаевский, семилукский и воронежский горизонты. Нефтенасыщенная мощность горизонтов от 7 до 19 м и пористость от 4 до 11 %.

Подсоловые карбонатные отложения с полным основанием можно рассматривать как нефтематеринские. Саргаевско-евлановские отложения содержат органическое вещество сапропелевого и смешанного типов в количестве до 1,5 %, а моисеевские слои семилукского горизонта – до 5,5 %. Суммарная мощность пластов, обогащенных органическим веществом, составляет не менее 20 – 30 м в отдельных скважинах.

Нефтегазоносность межсолового комплекса связана в большинстве случаев с елецким или елецко-заданским горизонтами, реже только с задонским. Пористость 10–20 %. В большинстве скважин максимальное количество органического вещества в различных горизонтах комплекса достигает 2,45 – 8,06 %, что позволяет рассматривать межсоловые отложения как нефтематеринские. Межсоловой комплекс формировался на авлакогенном этапе развития Припятского прогиба в условиях активных тектонических движений и сложной гидродинамической обстановки. Поэтому можно предположить, что межсоловой комплекс наиболее перспективный в нефтегазоносном отношении [4].

Верхнесоленосная толща представляет единый нефтегазоносный комплекс, в котором залежи нефти установлены лишь в нижней галитовой подтолще.

Залежей нефти, как правило, приурочено к приразломным поднятиям, приуроченных к участкам сочленения крупных блоковых структур третьего порядка, их склонам, осложненным разрывными нарушениями, локальными блоковыми структурами, брахиантиклиналями.

Региональные зоны локальных поднятий, которые имеются во всех частях тектонических ступеней, приурочены к сбросово-блоковым уступам и структурным гребням гребням тектонических ступеней, субрегиональные же к структурным террасам, в меньшей степени на уступах и в единичных случаях к структурным гребням и подножьям. Наибольшая доля продуктивных зон поднятий и максимальная насыщенность УВ характерна гребням ступеней, в меньшей степени уступам, в еще меньшей – террасам. Меньше всего продуктивных зон в подножьях ступеней.

Абсолютное количество продуктивных зон в пределах того или иного элемента ступени тем больше, чем больше выявленных зон поднятий в его пределах и вместе с тем снижается величина месторождений по сравнению с такими элементами ступеней, где выявлено немного зон поднятий. Стоит отметить, что гребни являются наиболее продуктивными они как правило являются наиболее изученными бурением.

Стоит рассматривать положительные и отрицательные структуры, связанные парагенетической ассоциацией и разделенные активным разломом и претерпевшие перестройку. Возможна латеральная миграция УВ.

В Северном ареале (районе) подсоловые региональные зоны сбросо-блоковых уступов являются узкими и заключают небольшие тектонические блоки, в которых открыты очень малые залежи нефти. В то же время, в Центральном и, особенно, в Южном ареалах, подсоловые приразломные сбросо-блоковые уступы являются довольно широкими и малоизученными. Поэтому все вышесказанное может рассматриваться как критерии поисков месторождений УВ в Центральном и Южном ареалах.

Перспективным направлением является поиск месторождений в кристаллическом фундаменте. Месторождения УВ обнаружены в породах любого состава, возраста и генезиса, в резервуарах любых структурных форм и за пределами осадочных бассейнов. Но традиционная методика поисков нефти и газа, применительно к осадочным бассейнам, не применима к породам кристаллического фундамента. Именно это является главным

сдерживающим фактором в реализации нефтегазонасного потенциала кристаллического фундамента во всем мире [1].

Проблемы экологии. Бурение глубоких скважин на нефть и газ сопровождается высокими экологическими нагрузками на окружающую среду. Опасности подвергаются гидросфера, атмосфера, биосфера и литосфера.

В местах бурения скважин в атмосферу поступают выбросы газов и продуктов сгорания при работе двигателей, отводе ГНВП через выкидную линию на факел и испарении легколетучих веществ. Повышается загазованности запыленность воздуха за счет химических реагентов, тонкодисперсных порошков извести, цемента, глинопорошков, утяжелителей. Радиус влияния одно буровой может достигать более 2 км.

Для бурения скважин на нефть и газ применяются буровые растворы на водной и углеводородной основе. Все химические добавки подразделяются на органические и неорганические

Буровые растворы, насыщенные химическими реагентами, являются для окружающей среды загрязняющими продуктами длительного действия. Попадание их в грунты даже в небольших количествах представляет серьезную экологическую опасность.

Буровые растворы представляют собой устойчивые многокомпонентные суспензии, содержащие минеральные и органические примеси и нефтепродукты. Непостоянство состава бурового раствора вызванное различными физико-механическими свойствами разбуриваемых пород создает трудности при их очистке. В процессе бурения происходит поступление бурового раствора в поглощающие горизонты. Возможным источником загрязнения могут быть ГНВП и аварии, утечки химических реагентов. После окончания буровых работ осуществляется засыпка земляных амбаров с раствором и шламом. После их засыпки буровые амбары в течение нескольких лет не затвердевают и этот участок земли длительное время является источником загрязнения [6].

Также загрязнение окружающей среды связаны с переработкой нефти и газа на предприятиях. Транспортировка и аварии на трубопроводе. В 2007 году произошла протечка трубопровода «Унеча-Венспилс» российского «Запад-Транснефтепродукта» в районе населенного пункта Быцево. В результате чего произошло сплошное загрязнение дизельным топливом реки Уллы на площади 0,88 км² и Западной Двины на площади 32,62 км² [3].

По состоянию на 1999 г по данным национального атласа значения индекса загрязненности поверхностных вод (изв) нефтепродуктами по всей территории Беларуси варьируются от 0,6 до 4,6. Показатели индекса загрязненности вод по Витебской области в пределах от 1,0 до 2,8, с наибольшим значением 2,8 на устье реки Дисна. В Гомельской области индекс находится в пределах от 0,6 до 1,0. Для Минска характерны значения изв от 0,6 до 4,6 [5].

Данные экологические проблемы безусловно влияют на хозяйственную деятельность человека, состояние потребляемых пресных вод.

Повторные нивелировки свидетельствуют о вертикальных движениях земной поверхности, вызванные техногенной деятельностью человека. В процессе нефтегазодобычи происходит широкомасштабное воздействие на пласты, в том числе и продуктивные (нефтеносные, газонаосные). Интенсивный отбор нефти из высокопористых коллекторов приводит к снижению пластового давления. В результате чего происходят медленные техногенные вертикальные движения земной поверхности.

В Беларуси известны случаи понижения земной поверхности в результате усиленной добычи нефти, газа вместе с подземными водами известны и в Беларуси (Припятский прогиб). По данным повторных нивелировок (Стихарев, 1984) на нефтяных месторождениях страны скорость опускания дневной поверхности может достигать 10 мм/год, при этом амплитуды оседания составляют не более 1 м [2].

Для поддержания пластового давления и предотвращения техногенных движений применяют закачку поверхностных вод и различных смесей в пласты, что приводит к изменению в них физико-химической обстановки.

Список литературы

1. Кусов, Б.Р. Сколько нефти в недрах Беларуси / Грибик Я.Г., В.А. Карпов, В.Н. Бескопыльный, П.П. Повжик // Вестник Белнефтехима – 2020. – С. 184–201.
2. Инженерная геодинамика Беларуси / А.Н. Галкин [и др.]; под ред. В.А. Коралева. – Ч. 2. – 2017 – 93 с.
3. История одной ЧС: река с запахом нефти [электронный ресурс] – 2022. Режим доступа: <https://mchs.gov.by/glavnoe/istoriya-odnoy-chs/149363/>. – Дата доступа: 25.09.2022.
4. Миронов, А.А. Тектонические критерии и перспективы нефтегазоносности Север-ной структурной зоны Припятского прогиба: дипломная работа: / А.А. Миронов. – Минск, 2022 – 61 с.
5. Национальный атлас Республики Беларусь [электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.bygeo.ru/materialy/karty/150-nacionalnyj-atlas-rb-nacionalnyj-atlas-respubliki-belarus-skachat-besplatno.html>. – Дата доступа: 24.09.2022
6. Экологические проблемы при бурении скважин [электронный ресурс]. – Режим доступа : https://studbooks.net/1249194/ekologiya/vozdeystvie_tehnogennyh_obektov_okrzhayuschuyu_sredu. – Дата доступа: 25.09.2022.

УДК 546.291

С. К. МУСТАФИН¹, А. Н. ТРИФОНОВ², К. К. СТРУЧКОВ³

ГЕЛИЕНОСНОСТЬ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ: ИЗУЧЕННОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

¹Башкирский государственный университет,
г. Уфа, Республика Башкортостан Российская Федерация,
sabir.mustafin@yandex.ru

²Ленинградский государственный университет имени А. С. Пушкина,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация,
tan-geo@mail.ru

³Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова,
г. Якутск, Республика Саха (Якутия), Российская Федерация,
kk.struchkov@s-vfu.ru

Гелий сегодня является одним из наиболее востребованных на мировом рынке минерального сырья видом полезных ископаемых. Уникальные свойства гелия марок «А» (содержание гелия не менее 99,995 %) и «Б» (не менее 99,990 %) используются в криогенной технике, для создания инертной и регулируемой воздушной среды, при плавке, резке и сварке металлов, в газовой хроматографии, для охлаждения ядерных реакторов, в научных экспериментах, в космических и военных технологиях, в течеискателях и др.

Экспертная оценка уровня добычи гелия и состояния его ресурсной базы в группе основных стран-производителей по состоянию на 2022 г дала следующие результаты (ежегодная добыча в млн м³/общие ресурсы в млн м³) : США - 71/8500; Катар – 51/н. д; Алжир – 14/1800; Россия – 9/1700; Австралия 4/н. д.; Польша – 1/24; Китай – 1/н. д. [10].