



**В.Н. Бескопыльный**  
д-р геол.-мин. наук  
РУП «Производственное объединение  
«Белоруснефть»<sup>1</sup>  
эксперт в области нефтегазовой геологии  
v.beskopylny@mail.ru



**Р.Е. Айзберг**  
д-р геол.-мин. наук  
Институт природопользования НАН Беларуси<sup>2</sup>  
главный научный сотрудник  
chistaya@nature.basnet.by

# Оценка перспектив поисков традиционных и нетрадиционных залежей углеводородов в Припятском палеорифтовом бассейне

<sup>1</sup>Государственное производственное объединение «Белоруснефть». Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Рогачевская, 9.

<sup>2</sup>Институт природопользования НАН Беларуси. Республика Беларусь, 220114, Минск, ул. Скорины, 10.

*Для Припятского нефтегазоносного бассейна выполнена оригинальная переоценка перспектив нефтегазоносности. Показана возможность дополнительной добычи нефти и газа за счет целенаправленного вовлечения в разработку нетрадиционных залежей углеводородов, приуроченных к низкопроницаемым породам, названным полуколлекторами. Первоочередными для разведки и последующего освоения являются полуколлектора уже открытых, традиционных, наиболее крупных нефтяных или газоконденсатных залежей. Добыча углеводородов не только из коллекторов, но также из нефтегазонасыщенных полуколлекторов месторождений – новое, перспективное направление освоения ресурсов УВ, которое при благоприятном сочетании геологических факторов обеспечит «вторую жизнь» длительно разрабатываемым месторождениям. Показаны основные элементы технологии и результаты оценки перспектив поисков традиционных, нетрадиционных и комбинированных залежей УВ для Припятского палеорифтового бассейна*

**Ключевые слова:** Припятский прогиб; нефтегазонасыщенные полуколлектора; сланцевая нефть; нетрадиционные залежи; очаг нефтегазообразования; технология прогноза нефтегазоносности; неучтенные ресурсы углеводородов

Новый этап развития нефтяной и газовой промышленности, обусловленный использованием эффективных технологий добычи углеводородов в низкопроницаемых, т.н. сланцевых породах, определяет необходимость системного пересмотра ранее выполненного прогноза распространения УВ-скоплений в нефтегазоносных бассейнах (НГБ). В представляемой работе на примере Припятского прогиба рассмотрены особенности оценки перспектив поисков традиционных и нетрадиционных залежей УВ в старом НГБ, который был сформирован в процессе герцинского рифтогенеза в западной части Припятско-Донецкого авлакогена и характеризуется специфическим блоковым строением нефтегазоносных объектов.

Прогноз перспектив нефтегазоносности включает трехэтапный комплекс работ: 1 – структурное районирование региона, 2 – анализ условий генезиса УВ, 3 – изучение закономерностей формирования разнотипных скоплений УВ в пределах изучаемого региона и ограничение участков, выделенных по степени вероятности накопления и сохранения тех или иных залежей УВ. В соответствии с такой очередностью рассмотрим основные принципы и элементы технологии оценки перспектив поисков традиционных и нетрадиционных залежей УВ применительно к девонским и вендским отложениям для Припятского палеорифтового бассейна.

### Структурное районирование

Первый этап оценки перспектив поисков разнотипных залежей УВ заключается в структурном районировании региона. Применительно к Припятскому прогибу оно представляло собой авторскую классификацию и кодификацию основных тектонических форм и структурных элементов. В результате были разработаны карты структурного районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов УВ, опубликованные в 2011 г. [1, 2], представляющие собой модель структурной делимости Припятского НГБ [3–6] (*рис. 1*). При построении этих карт мы использовали методы тектоники для решения главной задачи – оценки перспектив нефтегазоносности, т.е. формировали легенду карт таким образом, чтобы на них были непосредственно обособлены те структурные формы и элементы, которые включают различные типы ловушек УВ и характеризуются отличающимися

условиями генерации, аккумуляции и консервации УВ.

Припятский нефтегазоносный бассейн включает три структуры *первого порядка*: Припятский прогиб, Брагинско-Лоевскую седловину и Микашевичско-Житковичский выступ. Припятский прогиб состоит из одноименного грабена и ограничивающих его Северо-Припятского и Южно-Припятского сбросово-блоковых уступов. Они отделяют грабен от Северо-Припятского и Южно-Припятского тектонических плечей и генетически неразрывно связаны с формированием грабена. На Брагинско-Лоевской седловине выделены две структуры второго порядка: Лоевская структурная перемычка и Брагинский выступ.

С учетом строения поверхности фундамента, подсолевого и межсолевого дислокационных этажей Припятский грабен делится на три ареала структурных форм (структурных районов): Северный, Центральный и Южный. Каждый ареал представляет собой крупный блок земной коры, заключающий пространственно обособленную совокупность (парагенез) структур *второго порядка*. Структурные ареалы являются внепорядковыми тектоническими образованиями и представляют собой тектоническую основу при обособлении ареалов очагов нефтегазообразования и ареалов зон нефтегазоаккумуляции [3, 6]. Северный структурный ареал Припятского грабена включает три структуры второго порядка: Речицко-Вишанскую и Червонослободско-Малодушинскую тектонические ступени, а также Старобинскую центриклинальную депрессию. Центральный структурный ареал (район) охватывает также три структуры второго порядка: Азерецко-Хобнинскую и Шестовичско-Гостовскую тектонические ступени, разделенные Приосевой троговидной депрессией (Приосевым грабеном). Южный структурный ареал (район) включает две структуры второго порядка: Буйновичско-Наровлянскую ступень и Туровскую центриклинальную депрессию.

К структурам *третьего порядка* отнесены региональные зоны локальных поднятий, простирающиеся вдоль тектонических ступеней, и субрегиональные зоны поднятий, которые приурочены к тем или иным элементам внедренных структурных форм – полиблоков. Локальные поднятия являются структурами *четвертого порядка*. Системное структурное районирование поверхности фундамента, подсолевых и межсолевых нефтеносных комплексов Припятского НГБ представлено



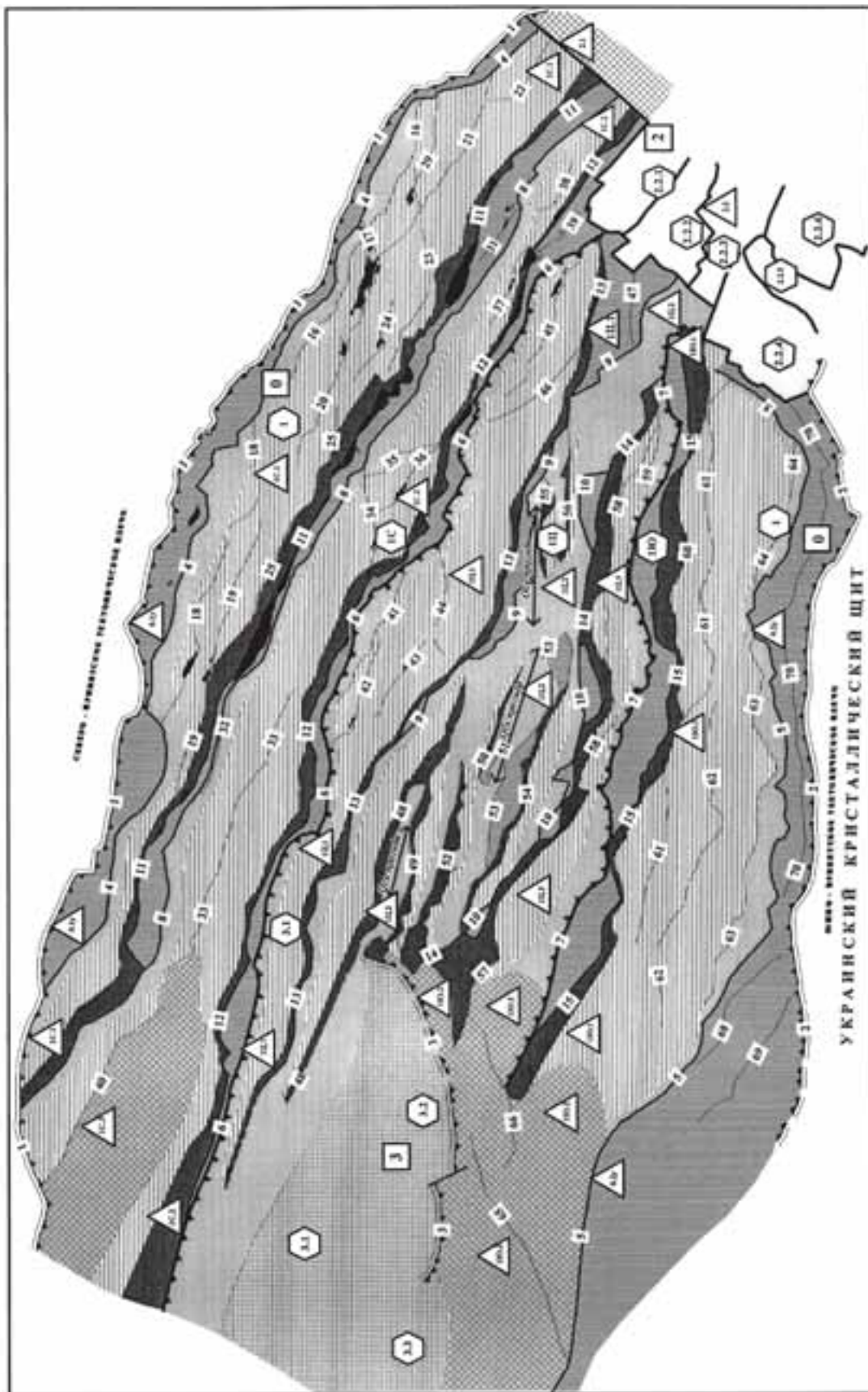
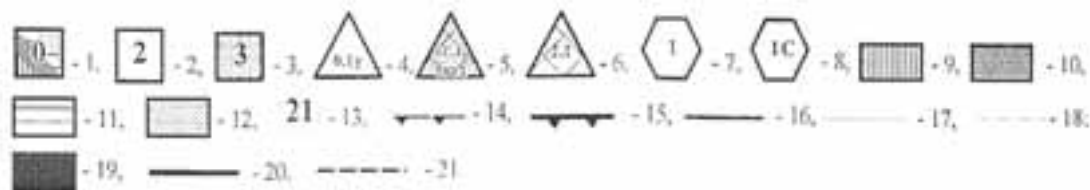


Рис. 1.  
Карта структурного районування підолового комплексу Припятського прогіба для рішення задач ефективного освоєння ресурсів УВ (В.П. Бескотьвітій, Р.Е. Айзберг, Я.Г. Грибик, 2011)



Условные обозначения. Фигурные и кодовые обозначения структурных форм:

1 – Припятский прогиб, 2 – Брагинско-Лоевская седловина, 3 – Микашевичско-Житковичский выступ; **структуры второго порядка:** 4 – краевые сбросо-блоковые уступы, тектонические ступени; 5 – центриклинальные депрессии; 6 – структурная перемычка и выступ Брагинско-Лоевской седловины; **структуры внеаранговые:** 7 – крупные, 8 – средние; структурные элементы тектонических ступеней или полиблоков в депрессиях: 9 – сбросо-блоковые уступы, 10 – структурные гребени, 11 – структурные террасы; 12 – структурные подножия; **основные разломы:** 13 – порядковый номер, 14 – суперрегиональные, 15 – региональные, 16 – ограничивающие ареалы (районы) структурных форм, 17 – ограничивающие тектонические ступени, Приосевую депрессию (грабен) или контролирующую одноранговую зону локальных поднятий, 18 – выделенные по неуверенному материалу; **прочие обозначения:** 19 – месторождения углеводородов, 20 – линии, ограничивающие структурные формы Брагинско-Лоевской седловины; 21 – безразломная граница тектонической ступени. Наименование основных структурных форм и их коды: **Припятский прогиб (0):** Припятский грабен (1); краевые сбросо-блоковые уступы: Северо-Припятский (0.1у), Южно-Припятский (0.2у); **Северный ареал (район) структурных форм (1С):** Речицко-Вишанская (1С.1) и Червонослободско-Малодушинская (1С.2) тектонические ступени; Старобинская центриклинальная депрессия (1С.3); **Центральный ареал (район) структурных форм (1Ц):** Азерецко-Хобнинская (1Ц.1) и Шестовичско-Гостовская (1Ц.2) тектонические ступени; Приосевая (Центральная) депрессия (грабен) (1Ц.2); **Южный ареал (район) структурных форм (1Ю):** Буйновичско-Наровлянская тектоническая ступень (1Ю.1), Туровская центриклинальная депрессия (1Ю.2); **Брагинско-Лоевская седловина (2):** Лоевская структурная перемычка (2.1), Брагинский структурный выступ (2.2) – Черниговский (2.2.1), Ручаевский (2.2.2), Ново-Брагинский (2.2.3), Дублинский (2.2.4), Кулажский (2.2.5), Комаринский (2.2.6) полиблоку; **Микашевичско-Житковичский выступ (3)** – Северный (3.1), Южный (3.2), Юго-Западный (3.3) полиблоку (структурные склоны). Наименование основных разломов и их номера: **суперрегиональные** (номера в квадратах): 1 – Северо-Припятский краевой, 2 – Южно-Припятский краевой, 3 – Микашевичско-Житковичский; **региональные** (номера в квадратах): 4 – Глуско-Щербовский, 5 – Симоновичско-Аравичский; 6 – Червонослободско-Малодушинский, 7 – Буйновичско-Наровлянский, 8 – Речицко-Вишанский, 9 – Азерецко-Хобнинский, 10 – Шестовичско-Гостовский, 11 – Речицко-Вишанский гребневой, 12 – Червонослободско-Малодушинский гребневой, 13 – Азерецко-Хобнинский гребневой, 14 – Шестовичско-Гостовский гребневой, 15 – Буйновичско-Наровлянский гребневой; **субрегиональные:** 16 – Прибортовой; 17 – Озерщинский; 18 – Оземлинско-Моисеевский; 19 – Холопиничско-Чернинский, 20 – Первомайский, 21 – Александровский, 22 – Межинский, 23 – Салтановский, 24 – Дубровский, 25 – Северо-Вишанско-Северо-Сосновский, 26 – Михальковский, 27 – Лоевский, 28 – Днепровский, 29 – Северо-Александровский, 30 – Дятловичский, 31 – Ветхинский, 32 – Заозерьевский, 33 – Северо-Калиновский, 34 – Кореневский, 35 – Великополянский, 36 – Северо-Притокский, 37 – Северо-Малодушинский, 38 – Северо-Надвинский, 39 – Летешинский, 40 – Северо-Солигорский, 41 – Новоселковский, 42 – Комаровичский, 43 – Савичский, 44 – Бобровичский, 45 – Калининский, 46 – Омельковичинский, 47 – Северо-Хойникский, 48 – Копаткевичский, 49 – Южно-Копаткевичский, 50 – Птичский, 51 – Южно-Птичский, 52 – Северо-Шестовичский, 53 – Северо-Скрыгаловско-Слободской, 54 – Скрыгаловско-Слободской, 55 – Западно-Птичский, 56 – Борусский, 57 – Найдовский, 58 – Мозырский, 59 – Хойникский, 60 – Наровлянский, 61 – Великопольско-Стреличевский, 62 – Валавско-Николаевский, 63 – Гребневский, 64 – Южно-Карповичский, 65 – Вересницкий, 66 – Туровский, 67 – Северо-Туровский, 68 – Боровский, 69 – Милашевичский, 70 – Восточно-Выступовичский

на картах и в табличной (матричной) форме, содержит названия и коды всех основных структурных форм *третьего порядка* – зон поднятий подсолевого и межсолевого комплексов с указанием их принадлежности к тем или иным элементам тектонической ступени или полиблока [6]. Внепорядковые структурные элементы являются четко обособляемыми частями структурных форм первого, второго

и третьего порядка. Выделение внепорядковых элементов вызвано необходимостью разработки максимально дифференцированной тектонической основы, которая применительно к палеорифтовому НГБ определяет и сопричастность нефтегеологических объектов. Спектр внепорядковых структурных форм достаточно широк. Он включает такие совокупности структурных форм как Припятский

грабен, Северо-Припятское плечо, а также Северный, Центральный и Южный структурные районы Припятского грабена.

К внеранговым структурным формам относится полиблок. Этим термином авторы обозначают генетически обусловленную совокупность блоковых или пликвативно-блоковых локальных структур, характерных для до- и синрифтовых нефтегазоносных комплексов платформенных чехлов. Полиблок представляет собой относительно обособленную часть тектонической ступени или депрессии. Он включает несколько моноблоков (или пликвативно-блоковых поднятий), объединенных общим структурным элементом (разломом, единым тектоническим положением и т.д.). Структурные полиблоки являются основой выделения секторов генерации УВ.

В разных частях обширных тектонических ступеней или протяженных полиблоков существуют разнообразные условия нефтегазообразования, формирования коллекторов и ловушек УВ, а также аккумуляции и сохранения залежей УВ. Для того чтобы различать эти части указанных структурных форм, характерных для блоковой тектоники палеорифта, и в дальнейшем дифференцированно оценивать перспективы нефтегазоносности, авторы обособили в их пределах естественные составные элементы: *сбросово-блоковые уступы, структурные гребни, террасы, подножья* [3, 6]. В большинстве случаев именно эти внепорядковые структуры определяют тектонические условия нефтегазонакопления в отложениях подсолевого этажа. При этом региональные зоны локальных поднятий приурочены только к сбросово-блоковым уступам и структурным гребням тектонических ступеней. Субрегиональные зоны контролируются, главным образом, структурными террасами, в меньшей степени – уступами, в единичных случаях – структурными гребнями и подножиями. Представляется целесообразным проводить в палеорифтовых бассейнах отдельные поиски нефтегазоперспективных объектов применительно к сбросо-блоковым уступам, структурным гребням, террасам и подножиям. Следует иметь в виду, что последние, в отличие от других перечисленных структур, чаще всего контролируют зоны нефтегазообразования.

Главным структурообразующим фактором в Припятском прогибе являются разломы разного ранга, с разнотипной динамикой и кинематикой. Преобладающими являются сбросы с различной сдвиговой составляющей, формировавшиеся, в основном, в поздефран-

ско-фаменское время – в главную фазу рифтового развития региона. В процессе структурного районирования упорядочен перечень основных разломов подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба, присвоены коды, указана краткая характеристика и роль каждого в формировании конкретных структурных форм или их элементов [6].

### **Районирование по условиям нефтегазообразования (НГОб)**

Вторым этапом работ по прогнозу перспектив нефтегазоносности явилось оригинальное разделение Припятского осадочно-породного бассейна по условиям генерации УВ на секторы, очаги, ареалы нефтегазообразования и составление в 2012 г. карт районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям нефтегазообразования [7, 8] (применительно к межсолевому комплексу показано на *рис. 2*).

Технология районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба по условиям генерации УВ заключается в последовательном выполнении нижеследующих основных операций [9, 10]: 1) анализ и обобщение информации об условиях генерации и миграции УВ в различных комплексах осадочного чехла Припятского прогиба и об их латеральных изменениях на основе изучения коллекторов, полуколлекторов, флюидоупоров, нефтегазоматеринских пород; 2) системное разделение подсолевого и межсолевого комплексов на различные по рангу элементы нефтегазообразования (ареалы, очаги, секторы) и определение критериев их ограничения с учетом структурной делимости региона и геолого-геохимических показателей; 3) картирование центров генерации УВ и направлений латеральной миграции УВ в секторах НГОб; 4) составление сводной классификации элементов районирования по условиям НГОб; 5) кодификация элементов районирования по условиям генерации и миграции УВ; 6) определение нефтегазогенерационного потенциала элементов районирования с количественным определением объемов генерированных и эмигрированных УВ в каждом из них; 7) выделение участков с различными условиями первичной и вторичной миграции УВ и разделение их на два основных типа: а) перспективные для формирования традиционных залежей нефти и газа (залежи в различных ловушках пород-коллекторов); б) перспективные для формирования нетрадиционных залежей нефти и газа

(залежи нефти и/или газа в полуколлекторах, скопления УВ в *shale* или *tight* резервуарах); 8) составление кольцевой геоинформационной карты шести показателей нефтеобразования для всех выделенных секторов с целью наглядной визуализации характеристик секторов, обладающих различным сочетанием нефтегазогенерационных свойств (благоприятным или неблагоприятным для формирования традиционных залежей УВ); 9) выработка практических рекомендаций о направлениях дальнейших ГРП по отдельным поискам традиционных и нетрадиционных залежей УВ.

Принципиально важным отличием рассматриваемого нефтегеологического районирования Припятского НГБ от ранее осуществленных является рассмотрение в качестве возможно перспективных объектов наряду с горными породами-коллекторами и *пород-полуколлекторов*. Рассматривая вопрос об изучении потенциала нефтегазоносности полуколлекторов Беларуси, прежде всего, следует определиться с их типами и классами, охарактеризованными ранее [11].

Результаты районирования Припятского НГБ по условиям нефтегазообразования на примере межсолевого комплекса показаны на схематической карте (рис. 2). Для системного анализа элементов нефтегазогенерационного районирования на основе компьютерных технологий проведена кодификация этих элементов. Поскольку они связаны с вполне определенными структурными формами нефтегазоносного бассейна, постольку при кодификации элементов районирования по условиям генерации и миграции УВ использованы коды соответствующих структурных форм [5] с дополнениями определенных букв, указывающих на принадлежность данной системы кодификации к элементам нефтегазогенерационного районирования [9].

Первопорядковым элементом нефтегазогенерационного и нефтегазогеологического районирования является Припятский палеорифтовый нефтегазоносный бассейн; элементами второго, третьего и четвертого порядков являются, соответственно, ареалы, очаги и сектора нефтегазообразования.

*Нефтегазоносный бассейн* – основная единица комплексного нефтегазогеологического районирования, в пределах которого на определенных этапах развития проявляются условия образования, перемещения, накопления УВ и сохранность скоплений нефти и газа [12, 13]. *Ареалы нефтегазообразования* применительно к Припятскому НГБ представляют собой совокупность очагов нефтегазообразо-

вания и охватывают одноименные Северный, Центральный и Южный структурные районы. *Очаг нефтегазообразования* – структурно обособленный участок распространения определенного нефтегазоматеринского комплекса в пределах НГБ, характеризующийся индивидуальными условиями генерации УВ (особенностями нефтегазоматеринских пород, катагенеза рассеянного органического вещества, временем генерации и первичной миграции УВ и т.д.). В пределах очага нефтегазоматеринский комплекс реализовал (или этот процесс прогнозируется применительно к древним эпохам нефтегазообразования) полностью или частично УВ-потенциал и, таким образом, комплекс трансформируется в УВ-генерировавший. Очаги генерации УВ в основных нефтегазоматеринских межсолевом и подсолевом комплексах по многим характеристикам отличаются друг от друга, но площади их распространения в основном совпадают. В пределах трех структурных районов Припятского прогиба и, соответственно, трех ареалов нефтегазообразования установлено группирование очагов: Северный ареал – трехочаговый в подсолевом комплексе и двухочаговый в межсолевом, с доказанным нефтегазообразованием в обоих комплексах; Центральный ареал – трехочаговый в обоих комплексах, с доказанным нефтегазообразованием в подсолевом и вероятным – в межсолевом; Южный – двухочаговый в подсолевом и одноочаговый в межсолевом, с возможной УВ-генерацией.

*Сектор нефтегазообразования* – обособленная базовая часть очага нефтегазообразования, соответствующая внерамковым структурным формам – уступам, гребням, террасам, подножиям тектонических ступеней и более мелким полиблокам, представляющая собой генетически обусловленную совокупность пликвативно-блоковых или блоковых локальных структур. Секторы генерации отражают неоднородный характер строения очага и, как правило, включают *центр генерации* и прилегающий к нему участок в объеме данного нефтегазоматеринского комплекса. Секторы генерации, принадлежащие одному очагу, могут быть флюидодинамически связаны между собой, образуя единую систему миграции УВ. Каждый сектор, как правило, имеет различный УВ-потенциал и продуцирует УВ разного состава. Кроме того, УВ-потенциал отличается в различных частях каждого сектора генерации: в гипоцентральной (как правило, с максимальной мощностью и глубиной залегания нефтегазоматеринского комплекса),





**Рис. 2.**  
 Карта районирования межсолового комплекса Припятского прогиба по условиям нефтегазообразования  
 (В.Н. Бескопильный, Е.Ф. Никуленко, Р.Е. Айзберг, Я.Г. Грибик, 2012)

средней и периферийной. Анализ этих различий в строении очагов и секторов нефтегазообразования позволяет обосновано прогнозировать перспективы выявления новых залежей УВ в пределах каждого из этих элементов районирования. Для гипоцентральной части сектора генерации были характерны наиболее благоприятные условия нефтегазообразования. В структурном плане гипоцентр охватывает преимущественно подножие тектонической ступени и выделяется максимальной степенью катагенеза ОВ нефтегазоматеринских пород. Средние значения катагенеза ОВ обычно характерны для отложений террас тектонических ступеней, минимальные – гребней и сбросо-блоковых уступов. Однако в процессе миграции УВ в соответствии с тектоническим планом и фильтрационно-емкостными свойствами перспективных горизонтов оптимальные условия формирования традиционных залежей нефти были приурочены к структурным гребням и сбросо-блоковым уступам, средние – к структурным террасам, наименее благоприятные – к подножиям.

Принимая во внимание, что в период главной фазы нефте- и/или газообразования (ГФН и/или ГЗН) во время достижения максимальной стадии катагенеза ОВ структурная позиция секторов и их частей могла быть иной по отношению к их современному положению, на рассматриваемой карте обособляются начальное и конечное места эпицентров генерации УВ в секторе. Начальное положение соответствует первой стадии ГФН, когда нефтематеринские породы достигали максимальных глубин, а конечное положение отражает изменение условий генерации УВ по мере переформирования структурного плана нефтегазоматеринского комплекса.

По степени достоверности прогноза промышленного нефтегазообразования в данном комплексе обособлены доказанные, вероятные, возможные и гипотетические секторы нефтегазообразования. *Доказанный сектор* НГОб – участок, промышленная продуктивность которого (генерация и эмиграция нефти в промышленных объемах) доказана в результате открытия залежи, сформированной за счет УВ, эмигрировавших из нефтематеринских (нефтепроизводящих) пород этого сектора. *Вероятный сектор* НГОб – участок, который являлся источником УВ для выявленного непромышленного скопления нефти (газа) или совокушность геолого-геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород в его пределах указывают на высокую вероятность генерации промышленных объемов УВ. *Воз-*

*можный сектор* НГОб – участок, промышленная продуктивность которого прогнозируется по отдельным критериям нефтеобразования, например, погружению нефтематеринских пород в главную зону нефтеобразования. *Гипотетический сектор* НГОб – участок, промышленная продуктивность которого предполагается по косвенным данным и/или малые размеры сектора как обособленного участка генерации не допускают возможности ее проявления в промышленном объеме или она является очень малой.

Доказанные и прогнозные секторы (как и очаги) нефтегазообразования могут являться источниками традиционных или нетрадиционных залежей УВ с аутигенной нефтегазонасностью. Таким образом, при разработке на рассматриваемой основе картографической модели районирования Припятского прогиба по условиям генерации УВ и с учетом иных геологических показателей (прежде всего, фильтрационно-емкостных свойств нефтегазоперспективных комплексов) возможно обособить площади (очаги, сектора), перспективные для поисков как традиционных залежей УВ, так и скоплений «сланцевого» газа и нефти в нефтегазопроизводящих полуколлекторах. В пределах Припятской НГБ обособлены также агенерационные области, неблагоприятные для нефтегазообразования. К их числу отнесены территории, где отсутствуют нефтегазоматеринские породы или при их наличии не был реализован присущий им потенциал нефтегазообразования. Последнее может быть связано с различными геологическими причинами и, прежде всего, с неблагоприятными палеогеотермическими условиями.

Рассматривая краткую характеристику элементов нефтегеологического районирования в системе нефтегазообразования Припятского НГБ, отметим, что их сравнение проводится по следующим количественным показателям: генетический тип и количество органических веществ ( $C_{орг}$ , %), степень катагенеза ОВ, удельный объем эмигрированных жидких УВ (тыс. т/км<sup>3</sup>), плотность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км<sup>2</sup>), выход жидких УВ из ОВ (%), толщина нефтегазоматеринского комплекса (суммарная толщина нефтегазоматеринских пород) (м), площадь элементов районирования (км<sup>2</sup>), объем генерированных и эмигрированных УВ (млн т).

Геоинформационная кольцевая карта, представленная в работе [9] на примере межсолевого комплекса Припятского прогиба является собой графическую модель пространственного распределения секторов нефте-



образования и обобщенную характеристику показателей нефтегазообразования каждого сектора: размер сектора, суммарную мощность (толщину) нефтегазоматеринских пород, плотность эмиграции жидких УВ, масштаб их потенциальной эмиграции, прогноз промышленного нефтегазообразования, вероятность аутигенной нефтегазоносности нефтегазоматеринских отложений и/или нефтегазонасыщенности плотных полуколлекторов.

Изложенные принципы и результаты обобщения разноранговых элементов, различающихся условиями генерации и миграции УВ, позволяют создать генетическую основу для интегрального нефтегазогеологического районирования и оценки генерационного потенциала УВ продуктивных и перспективных комплексов Припятского прогиба и иных нефтегазонасыщенных бассейнов.

Изучение показателей генерации и аккумуляции УВ Припятского НГБ позволило сформулировать следующие выводы.

1. В Припятском НГБ выделено 45 подсоловых и 43 межсоловых секторов нефтегазообразования. В девяти секторах Северного ареала нефтеобразования открыты *77 традиционных* месторождений УВ с подсоловыми и/или межсоловыми залежами. Поиски традиционных месторождений УВ в остальных секторах положительных результатов не дали.

2. Главным стратиграфическим подразделением осадочного разреза Припятского прогиба, перспективным для поисков *нетрадиционных* скоплений УВ в *глинистых нефтегазопроизводивших полуколлекторах (shale reservoirs)* и в *плотных полуколлекторах (tight reservoirs)* является фаменская межсоловая толща.

3. В 33 межсоловых секторах (в 5 секторах Северного ареала с доказанной промышленной традиционной нефтегазоносностью и в 28 секторах Центрального ареала с возможной традиционной нефтегазоносностью) обнаружение нетрадиционных скоплений УВ в аутигенно нефтегазонасыщенных нефтематеринских отложениях или в плотных полуколлекторах межсолового комплекса прогнозируется с высокой степенью вероятности.

4. *Наиболее перспективными для разведки и последующего освоения являются полуколлектора уже открытых, наиболее крупных нефтяных или газоконденсатных залежей, расположенные между ВНК и покрывкой залежи. Выработка УВ из нефтегазонасыщенных полуколлекторов месторождений является новым, перспективным направлением освоения ресурсов УВ, которое, при благо-*

*приятном стечении геологических обстоятельств, обеспечит «вторую жизнь» зрелым месторождениям.* Конечно, разработка скоплений УВ в полуколлекторах является задачей еще более сложной, чем освоение трудноизвлекаемых запасов в коллекторах. Тем не менее, мировой опыт добычи нефти и газа показывает, что эта задача уже успешно решается, и поэтому в Беларуси она также будет решена.

5. В Припятском НГБ суммарная площадь распространения нефтепроизводивших межсоловых отложений составляет 12 954 км<sup>2</sup>. Приблизительно на 46% этой территории могли сформироваться аутигенные нетрадиционные скопления жидких и газообразных УВ. *Расчетный суммарный объем нефти и газа, генерированный в межсоловых отложениях на территории с аутигенной нефтегазоносностью, составляет: по минимальному варианту 2,8 млрд т., по максимальному – 4,5 млрд т.* Для того чтобы оценить – какая доля этих УВ была сконцентрирована в достаточно крупных нетрадиционных скоплениях, необходимо осуществить целенаправленные дополнительные исследования. Для весьма приблизительной оценки можно принять два варианта коэффициента аккумуляции УВ в межсоловых нетрадиционных скоплениях: минимальный (пессимистичный) – 0,1 и оптимистичный 0,4. С учетом этих показателей *суммарный объем нефти и газа в межсоловых полуколлекторах может составлять по пессимистичной оценке от 280 до 450 млн т, по оптимистичной – 1120 – 1800 млн т.*

6. Другая часть генерированных УВ в межсоловой толще (3,2–5,4 млрд т), располагаясь в иных геологических условиях, благоприятных для эмиграции и вторичной миграции УВ, обеспечила *формирование традиционных месторождений* в коллекторах того или иного типа. Для прогноза суммарного объема УВ в сформированных залежах следует учесть для каждого конкретного сектора (полиблока) количество потерянных УВ при эмиграции и вторичной миграции, а также в процессе переформирования и расформирования скоплений нефти и газа.

Весьма приблизительная двухвариантная оценка показывает, что на рассматриваемой территории Припятского НГБ *в традиционных межсоловых коллекторах (ловушках) могли аккумулироваться УВ суммарным объемом от 0,5 до 1,0 млрд т.* Суммарные разведанные геологические запасы и ресурсы нефти и газа в межсоловом комплексе НГБ на 1 января 2012 г. составляют около 400 млн т.

7. Для обнаружения традиционных залежей нефти в подсолевых коллекторах наиболее перспективными по комплексу показателей промышленного нефтегазообразования являются периферийные (гребневые) части следующих секторов: Червонослободского, Шестовичского, Буйновичского, Гостовского, Наровлянского [9, 15].

#### **Районирование по условиям нефтегазонакопления**

Применительно к Припятскому НГБ детальная модель условий формирования залежей УВ на примере межсолевого девонского комплекса Припятского НГБ представлена на одноименной карте масштаба 1:200 000, разработанной и опубликованной в 2014 г. [14]. На *рис. 3*, отражающем упрощенный мелкомасштабный вариант этой карты, показаны основные элементы системы нефтегазонакопления (НГН) в аспекте рассматриваемой проблемы [15].

Межсолевой комплекс Припятского НГБ был выбран для представляемого районирования условий аккумуляции УВ первым среди нескольких нефтегазонасыщенных комплексов осадочного чехла по той причине, что располагает наибольшими текущими перспективами нефтегазонасыщенности в пластах коллекторов и полуколлекторов. В основу модели условий нефтегазонакопления заложены предшествующие работы авторов по структурной делимости и условиям генерации УВ в Припятском прогибе [6, 9], а также авторская концепция о том, что в НГБ формирование разнотипных скоплений УВ происходило в *породах-коллекторах* (с проницаемостью  $> 0,1$  мД), в *породах-полуколлекторах* (с низкой проницаемостью  $0,1-0,001$  мД) и *комбинировано* (с разным соотношением пластов коллекторов и полуколлекторов) [15]. При этом традиционные (в коллекторах) и комбинированные залежи УВ, а также объединяющие их зоны НГН, могут располагаться в пределах очагов НГОб или на отдаленных от них участках распространения соответствующих зон НГН, связанных с очагами НГОб путями миграции.

Размещение нетрадиционных (в полуколлекторах) залежей УВ и зон НГН пространственно ограничено местоположением очагов НГОб, поскольку для полуколлекторов не характерна дальняя латеральная миграция УВ. Формирование комбинированных залежей УВ и зон НГН, отдаленных от очагов НГО, обусловлено возможной эмиграцией УВ из коллекторов в полуколлектора за пределами

очагов. Нетрадиционные залежи УВ и зоны НГН, как правило, формируются *in situ* в нефтегазогенерировавших глинистых породах-полуколлекторах или в смежных с ними низкопроницаемых карбонатных и терригенных полуколлекторах. Обширные залежи УВ такого типа, объединенные в нетрадиционные зоны НГН или даже в соответствующие ареалы НГН, в западной литературе принято называть «плеями». Типичными плеями являются широко известные ареалы распространения глинистых полуколлекторов майкопской серии Предкавказья с Журавским и Северо-Ставропольским газовыми месторождениями, верхнеюрские карбонатно-кремнисто-глинистые баженины Западной Сибири с Салымским и иными нефтяными месторождениями и др. В Припятском прогибе в качестве отдельного наиболее крупного плея может быть обособлен Центральный ареал распространения глинисто-карбонатных нефтегазогенерировавших доманикоидных отложений межсолевого комплекса.

Система нефтегазонакопления межсолевого комплекса Припятского НГБ (как и других нефтегазонасыщенных комплексов) включает следующую иерархическую последовательность крупных, средних и малых элементов НГН: ареалы, группы и зоны, а также совокупность простейших элементов НГН: ловушки УВ, залежи УВ, месторождения УВ. С целью создания банка данных, предполагающего использование компьютерных технологий, все элементы системы НГН кодифицированы. Компьютерные коды сформированы в соответствии с детальной классификацией этих элементов. При их наименовании и кодификации учтены принципы суперпозиции – пространственное совмещение одноранговых элементов на карте структурного, УВ-генерационного и УВ-аккумуляционного районирования региона.

В соответствии с данными о типах природных нефтегазонасыщенных резервуаров все вышеуказанные элементы аккумуляции УВ подразделены на *традиционные* (в коллекторах), *нетрадиционные* (в полуколлекторах) и *комбинированные* (в коллекторах и полуколлекторах). В процессе районирования по условиям нефтегазонакопления межсолевого комплекса [15] выделено 3 ареала НГН – Северный, Центральный и Южный, которые включают: 16 групп НГН (в т.ч. 7 – традиционных, 5 – нетрадиционных и 4 – комбинированных), 55 зон НГН, в т.ч. 26 традиционных, 23 нетрадиционных и 6 – комбинированных. Каждый ареал характеризуется особыми ус-



Рис. 3.  
Карта районирования межледникового комплекса Припятского НГБ по условиям формирования залежей УВ (В.Н. Бескопыльный, Р.Е. Аизберг, Я.Г. Грибик, Б.А. Дубинин, 2014)



У С Л О В Н Ы Е   О Б О З Н А Ч Е Н И Я

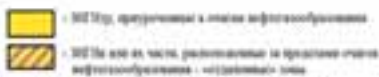
Фигуры и кодовые обозначения элементов системы накопления и сохранения углеводородов:



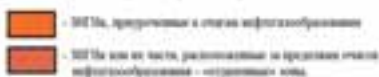
- зоны нефтегазообразования
- зоны нефтегазообразования
- зоны нефтегазообразования

Основные типы зон нефтегазообразования:

Традиционные зоны нефтегазообразования (НГТЗ) в коллекторах:



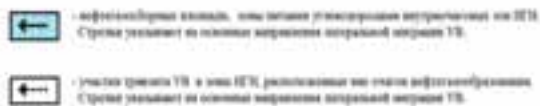
Комбинированные зоны нефтегазообразования (НГКЗ) в коллекторах и в породах-хранилищах:



Нетрадиционные зоны нефтегазообразования (НГНЗ) в коллекторах («слепые» залежи, нефтегазоинтервалы) и в коллекторных карбонатных породах:



Области питания углеводородов зон нефтегазообразования (области эмиграции УВ):



Границы элементов нефтегеологического районирования:



Другие обозначения:



ловиями аккумуляции УВ, что во многом предопределено особенностями генерации и миграции УВ. Так, Северный и Центральный ареалы НГН представлены традиционными, нетрадиционными и комбинированными зонами НГН. В Южном ареале могли формироваться только традиционные зоны НГН. Залежи нефти и газоконденсата выявлены лишь в Северном ареале НГН. Нефтегазоносными являются 8 зон (15% от их общего числа): 7 традиционных (27% от всех традиционных) – Северо-Припятская, Дубровская, Александровская, Речицко-Вишанская, Южно-Речицко – Южно-Вишанская, Южно-Александровская, Червонослободско-Малодушинская, содержащие 78 залежей нефти и газоконденсата. Обособлена 1 комбинированная Геологическая зона НГН (17% от всех комбинированных), представленная залежью легкой, высокогазонасыщенной нефти.

Важнейшими элементами районирования НГБ по условиям аккумуляции УВ кроме зон НГН, являются *нефтегазосборные площади*, а также внеочаговые *участки транзита УВ*. Нефтегазосборные площади представляют собой области эмиграции УВ из нефтегазопроизводящих пород, которые питают углеводородами зоны НГН, расположенные внутри очагов нефтегазообразования, а также постав-

ляют УВ во внеочаговые зоны НГН. Участки транзита УВ расположены на пространстве между очагами нефтегазообразования и внеочаговыми зонами НГН.

*Типизация зон нефтегазообразования.* Базовыми объектами для оценки потенциальных ресурсов УВ, а также прогнозирования видов и объемов ГРП являются зоны НГН. Поэтому этот элемент НГН изучен и охарактеризован наиболее детально. Все зоны НГН межсолевого комплекса Припятского бассейна применительно к картографической модели масштаба 1:200 000 [14] типизированы и ранжированы по следующим 13 критериям: условия формирования залежей УВ; перспективы поисков залежей УВ в традиционных, нетрадиционных, комбинированных зонах НГН; характер бокового ограничения ловушек; тип природного резервуара; системное ранжирование относительно разноранговых структурных форм, контролирующих протяженность зон НГН; структурное местоположение (тектоническая позиция); площадь; толщина межсолевой толщи; глубина залегания межсолевой толщи; степень геолого-геофизической изученности; разведанность недр бурением.

Сведения по указанным критериям являются наиболее информативными для рас-

смаатриваемого районирования и для прогноза текущей неразведанной нефтегазоносности региона. Особое значение имеет выявление возможных связей отмеченных показателей со специфической особенностью нефтегазоносности традиционных, а также впервые выделенных в пределах всего Припятского бассейна нетрадиционных и комбинированных зон НГН. В процессе районирования было выявлено немало таких закономерных связей, предстоящий детальный комплексный анализ которых будет способствовать повышению достоверности прогноза местоположения и других характеристик еще не открытых залежей УВ традиционного и нетрадиционного типов.

Отметим ряд принципиальных результатов районирования зон НГН по некоторым критериям. Так, по *типу природных резервуаров* выделены 3 группы зон НГН: традиционные, нетрадиционные и комбинированные. *Традиционная зона НГН* – совокупность выявленных или прогнозируемых месторождений УВ с преимущественно средне- или высокопроницаемыми карбонатными и терригенными коллекторами, приуроченными к единому зональному тектоническому или литолого-фациальному объекту. *Нетрадиционная зона НГН* – совокупность нетрадиционных выявленных или прогнозируемых месторождений УВ, приуроченных к низкопроницаемым глинистым, карбонатно-глинистым, глинисто-карбонатным, карбонатным, терригенным и, возможно, карбонатно-вулканогенно-глинистым полуколлекторам. Нетрадиционная зона НГН генетически связана с единым зональным тектоническим или литолого-фациальным объектом (в том числе с ранее прогнозируемым как бесперспективным), освоение которого может осуществляться на основе инновационных технологий, ориентированных на максимальную выработку запасов УВ из нефтегазонасыщенных низкопроницаемых («сланцевых») горных пород. *Комбинированная зона НГН* – совокупность комбинированных выявленных или прогнозируемых месторождений УВ в переслаиваниях карбонатных, терригенных, карбонатно-глинистых коллекторов и полуколлекторов (установлены различные виды нефтегазовых резервуаров в межсолевых отложениях в рамках того или иного типа), приуроченных к единому зональному тектоническому или литолого-фациальному объекту, обладающему большим спектром перспектив нефтегазоносности как в средне- и высокопроницаемых коллекторах, так и в низкопроницаемых породах (полукол-

лекторах). Положение комбинированных зон НГН относительно очагов НГОБ совпадает с пространственной позицией традиционных зон НГН, а литологические и фильтрационные характеристики соответствуют всему спектру пород, вмещающих подвижные и малоподвижные УВ.

Анализ карты районирования по условиям формирования залежей УВ позволил установить или сделать обоснованный прогноз, что в межсолевых коллекторах нефтегазоносными являются зоны НГН, представленные следующими природными резервуарами: в карбонатных коллекторах (Александровская зона НГН), в карбонатных коллекторах и полуколлекторах (Речицко-Вишанская зона), в карбонатных коллекторах и, *вероятно*, в карбонатных полуколлекторах (Дубровская, Южно-Речицко-Южно-Вишанская зоны НГН), в карбонатных коллекторах и, *вероятно*, в карбонатных и вулканогенных полуколлекторах (Южно-Александровская зона НГН), в карбонатных коллекторах и, *возможно*, в карбонатно-вулканогенных полуколлекторах (Червонослободско-Малодушинская зона НГН). Доказана промышленная нефтегазоносность *комбинированных* зон НГН, сформированных в комбинированных карбонатно-глинистых (т.е. карбонатно-«сланцевых») резервуарах межсолевых отложений (Геологическая зона НГН).

Для сравнительной оценки зон НГН палеорифтовых НГБ припятского типа приоритетное значение имеют, кроме типа природного резервуара, также характеристика тектонической позиции этих зон и тип бокового ограничения локальных поисковых объектов. Тектоническая позиция зон НГН в Припятском НГБ классифицирована относительно приуроченности к структурным уступам, гребням, террасам и подножьям тектонических ступеней или полиблоков. Дифференциация зон НГН по тектоническим критериям позволила определить разнообразие условий генерации УВ, а также тектонические обстановки формирования коллекторов, полуколлекторов, разнотипных ловушек. Это определяет и особые условия формирования и сохранения залежей УВ применительно к той или иной тектонической позиции. Об этом свидетельствует ранее установленное авторами закономерное преобладание нефтегазонасыщенных традиционных (в коллекторах) ловушек в определенных обособленных структурных элементах Припятского НГБ [6]. По состоянию на 1 января 2011 г. коэффициент продуктивно-

сти (доля доказано нефтегазонасыщенных) зон НГН изменялся следующим образом: 1) в пределах *сбросо-блоковых уступов* тектонических ступеней – 0,39 (в т.ч. для межсолевых – 0,27, подсолевых – 0,5); 2) *структурных гребней* – 0,5 (в т.ч. для межсолевых – 0,4, подсолевых – 0,6); 3) *структурных террас* – 0,36 (в т.ч. для межсолевых – 0,17, подсолевых – 0,48); 4) *в подножьях* тектонических ступеней – 0,125 (для представительной оценки этого показателя в малоописанных 8 зонах НГН необходимо дополнительное поисковое бурение). Указанные значения коэффициента продуктивности тектонически разнотипных зон НГН могут быть использованы для ориентировочного расчета вероятности обнаружения залежей УВ в определенных структурных условиях палеорифтовых бассейнов припятского типа и оценки риска поискового бурения.

По характеру бокового ограничения ловушек обособлены следующие зоны НГН: 1) сводовых ловушек (в т.ч. полусводовых и осложненных разломами); 2) приразломных ловушек (2.1 – приразломных блоков, 2.2 – приразломной трещиноватости, 2.3 – надразломной трещиноватости); 3) рифогенных ловушек; 4) ловушек выклинивания (4.1 – выклинивания на моноклинали, 4.2 – прибрежно-морских песчаных тел, 4.3 – речных песчаных тел); 5) стратиграфических ловушек (несогласных); 6) сложных полиморфных ловушек.

Несомненный теоретический и прикладной интерес представляет сравнительная оценка условий НГОБ и НГН в коллекторах и полуколлекторах единой межсолевой ловушки УВ. По данным бурения скв. 310g-Речицкая подтверждено присутствие УВ в петриковских *полуколлекторах* межсолевой залежи, для которой запасы нефти подсчитаны только в нефтегазонасыщенных *коллекторах*. Причем полуколлектора отличаются утяжеленным составом и меньшей газонасыщенностью нефти по сравнению с нефтями одновозрастных смежных коллекторов этой же залежи. Такое отличие объясняется тем, что пласты-коллекторы межсолевых залежей Речицкого месторождения аккумулируют более легкие и газонасыщенные нефти, поступившие в ловушку в процессе пластовой латеральной миграции из глубоко погруженных и катагенетически сильно преобразованных секторов Речицко-Вишанского очага НГОБ. Смежные слои полуколлекторов накопили УВ практически в условиях *in situ*, генерированные в самих

полуколлекторах или в контактирующих с ними прослоях глинистых нефтегазоматеринских пород. НГОБ этих УВ происходило гипсометрически выше, т.е. в менее напряженных геотермических условиях, чем УВ, поступивших в коллекторы общей залежи. Следствием этих выводов может являться прогноз свойств УВ в нетрадиционных залежах применительно к различным геологическим условиям Припятского НГБ.

Рассматриваемое районирование выявило много других важных закономерностей размещения разнотипных скоплений УВ, послуживших обоснованием ряда практических рекомендаций о направлениях дальнейших ГРП на нефть в Припятском НГБ. Показано, что 20 зон НГН (36% от всех зон) являются в той или иной степени перспективными для дальнейших поисков залежей УВ в коллекторах. Таким образом, в регионе еще остается возможность открытия новых зон НГН с традиционными залежами УВ, особенно на месте вероятно и возможно перспективных зон. Вместе с тем, высока вероятность выявления новых традиционных залежей в пределах доказано нефтегазоносных зон.

Остается высокой доля неописанных бурением зон НГН от общего количества межсолевых зон НГН Припятского НГБ – 49% (27 зон), среди которых преобладающее количество занимают зоны непродуктивные в коллекторах, но неустановленной нефтегазоносности в полуколлекторах – 20 зон. Размеры этих зон изменяются в пределах 100–613 км<sup>2</sup>, что позволяет прогнозировать высокую вероятность открытия здесь нетрадиционных месторождений УВ с немалыми запасами. Высоки перспективы открытия нетрадиционных и/или комбинированных залежей УВ (в т.ч. по результатам доразведки традиционных залежей) в пределах следующих межсолевых и верхнесоленосных доказано нефтегазоносных традиционных зон НГН: Речицко-Вишанской, Южно-Речицко-Южно-Вишанской, Южно-Червонослободско-Южно-Малодушинской и др.

Системным продолжением представленных результатов исследований, характеризующих *начальное* состояние нефтегазоносной системы межсолевого комплекса Припятского НГБ, является разработка картографических моделей, отражающих *текущее* состояние УВ-потенциала, степень освоения резервуаров УВ, их количественную локализацию применительно к разнотипным зонам и локальным ловушкам традиционных и нетрадиционных источников УВ. ■



---

### Литература

1. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Карта структурного районирования подсолевого комплекса Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. М 1:200 000. Минск: Белкартография. 2011.
2. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. М 1:200 000. Минск: Белкартография. 2011.
3. Айзберг Р.Е., Бескопильный В.Н., Грибик Я.Г. Синрифтовая структура Припятского прогиба // Доклады НАН Беларуси. 2010. Т. 54. № 4. С. 114–118.
4. Айзберг Р.Е., Бескопильный В.Н., Грибик Я.Г. Структурное районирование подсолевых комплексов Припятского прогиба // Доклады НАН Беларуси. 2011. Т. 55. № 1. С. 86–90.
5. Айзберг Р.Е., Бескопильный В.Н., Грибик Я.Г. Структурное районирование межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна // Доклады НАН Беларуси. 2011. Т. 55. № 5. С. 86–91.
6. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Пояснительная записка к картам структурного районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения резервуаров углеводородов. Гомель: Белоруснефть. 2011. 41 с.
7. Бескопильный В.Н., Никуленко Е.Ф., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Карта районирования подсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям нефтегазообразования. Масштаб 1:200 000. Гомель: Белоруснефть. 2012.
8. Бескопильный В.Н., Никуленко Е.Ф., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Карта районирования межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям нефтегазообразования. М 1:200 000. Гомель: Белоруснефть. 2012.
9. Бескопильный В.Н., Никуленко Е.Ф., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Районирование по условиям нефтегазообразования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна. Гомель: Белоруснефть. 2013. 184 с.
10. Бескопильный В.Н., Никуленко Е.Ф., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Районирование Припятского прогиба по условиям генерации углеводородов // Доклады НАН Беларуси. 2013. Т. 57. № 2. С. 91–95.
11. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е. Методология и общая характеристика «сланцевых» источников углеводородов – полукolleкторов Припятского прогиба // Недропользование XXI век. 2016. № 3.
12. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К. и др. Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вести МГУ. Серия 4. Геология. 1970. № 5.
13. Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М.: Недра. 1988. 224 с.
14. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г., Дубинин Б.А. Карта районирования межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям формирования залежей углеводородов. М 1:200 000. Гомель-Минск: Белоруснефть. 2014.
15. Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г., Дубинин Б.А. Условия формирования залежей углеводородов в девонском межсолевом комплексе Припятского нефтегазоносного бассейна. Гомель-Минск. 2015. 123 с.

---

UDC 553.98(476)

**V.N. Beskopylny**, Doctor of Geology and Mineralogy, Expert in Petroleum Geology of Production Association Belorusneft<sup>1</sup>, v. beskopylny@mail.ru

**R.E. Aizberg**, Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Member of National Academy of Sciences of Belarus, Chief Researcher of Institute for Nature Management, National Academy of Sciences of Belarus<sup>2</sup>, chistaya@nature.basnet.by

<sup>1</sup>State Production Association Belorusneft. 9 Rogachevskaya street, Gomel, 246003, Republic of Belarus.

<sup>2</sup>10 Skorina street, Minsk, 220114, Republic of Belarus.

## Evaluation of perspectives of searching for conventional and unconventional hydrocarbon deposits in oil and gas accumulation zones of the Pripyat paleorift basin

**Abstract.** An original reappraisal of petroleum bearing potential was done for the Pripyat oil and gas-bearing basin. The research revealed the possibility of achieving incremental oil and gas production by focused development of unconventional petroleum deposits which are associated with low-permeability rocks called semi-reservoirs (shale/tight reservoirs). Semi-reservoirs of the largest already discovered oil and gas condensate deposits are top-priority targets for exploration and further development. Extraction of hydrocarbons from petroleum-bearing semi-reservoirs of the fields is a new and promising direction of petroleum resources development which in favorable geological environment could give mature fields a “second wind”. This work describes the basic elements of the relevant approach and the results of evaluating perspectives of searching for conventional and unconventional petroleum reservoirs in oil and gas accumulation zones of the Pripyat paleorift basin.

**Keywords:** Prypyat depression; shale/tight reservoirs; shale oil; unconventional deposits; oil source area; petroleum presence forecast technology; unaccounted petroleum resources.

## References

1. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Karta strukturnogo raionirovaniia podsolevogo kompleksa Pripiatskogo progiba dlia resheniia zadach effektivnogo osvoeniia resursov uglevodorodov. M 1:200 000* [Structural zoning map subsalt Pripyat Trough to meet the challenges of effective development of hydrocarbon resources. M 1: 200 000]. Minsk, Belkartografiia Publ., 2011.
2. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Karta strukturnogo raionirovaniia mezhsolevogo kompleksa Pripiatskogo progiba dlia resheniia zadach effektivnogo osvoeniia resursov uglevodorodov. M 1:200 000* [Map of structural zoning intersalt complex Pripyat Trough to meet the challenges of effective development of hydrocarbon resources. M 1: 200 000]. Minsk, Belkartografiia Publ., 2011.
3. Aizberg R.E., Beskopyl'nyi V.N., Gribik Ia.G. *Sinriftovaia struktura Pripiatskogo progiba* [Syn-rift structure of the Pripyat Trough]. *Doklady NAN Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 2010. v. 54, no. 4, pp. 114–118.
4. Aizberg R.E., Beskopyl'nyi V.N., Gribik Ia.G. *Strukturnoe raionirovanie podsolevykh kompleksov Pripiatskogo progiba* [Structural zoning subsalt complexes of the Pripyat Trough]. *Doklady NAN Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 2011, v. 55, no. 1, pp. 86–90.
5. Aizberg R.E., Beskopyl'nyi V.N., Gribik Ia.G. *Strukturnoe raionirovanie mezhsolevogo kompleksa Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina* [Structural zoning intersalt complex Pripyat oil and gas basin]. *Doklady NAN Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 2011, v. 55, no. 5, pp. 86–91.
6. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Poiasnitel'naia zapiska k kartam strukturnogo raionirovaniia podsolevogo i mezhsolevogo kompleksov Pripiatskogo progiba dlia resheniia zadach effektivnogo osvoeniia rezervuarov uglevodorodov* [Explanatory note to structural zoning maps and intersalt subsalt complexes of the Pripyat Trough to meet the challenges of effective development of hydrocarbon reservoirs]. Gomel, Belarusneft Publ., 2011, 41 p.
7. Beskopyl'nyi V.N., Nikulenko E.F., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Karta raionirovaniia podsolevogo kompleksa Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina po usloviyam neftegazoobrazovaniia. Mashtab 1:200 000* [Zoning map subsalt Pripyat oil and gas basin of oil and gas on the conditions. Scale 1: 200 000]. Gomel, Belarusneft Publ., 2012.
8. Beskopyl'nyi V.N., Nikulenko E.F., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Karta raionirovaniia mezhsolevogo kompleksa Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina po usloviyam neftegazoobrazovaniia. M 1:200 000* [Map zoning intersalt complex Pripyat oil and gas basin of oil and gas on the conditions. M 1: 200 000]. Gomel, Belarusneft Publ., 2012.
9. Beskopyl'nyi V.N., Nikulenko E.F., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Raionirovanie po usloviyam neftegazoobrazovaniia podsolevogo i mezhsolevogo kompleksov Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina* [Zoning on conditions of oil and gas and subsalt complexes intersalt Pripyat oil and gas basin]. Gomel, Belarusneft Publ., 2013, 184 p.
10. Beskopyl'nyi V.N., Nikulenko E.F., Aizberg R.E., Gribik Ia.G. *Raionirovanie Pripiatskogo progiba po usloviyam generatsii uglevodorodov* [Zoning of the Pripyat Trough under the terms of hydrocarbon generation]. *Doklady NAN Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 2013, v. 57, no. 2, pp. 91–95.
11. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E. *Metodologiya i obshchaia kharakteristika «slantsevykh» istochnikov uglevodorodov – polukollektorov Pripiatskogo progiba* [Methodology and general description of the “slate” sources of hydrocarbons - polukollektorov Pripyat Trough]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2016, no. 3.
12. Vassoevich N.B., Arkhipov A.Ia., Burlin Iu.K. i dr. *Neftegazonosnyi bassein – osnovnoi element neftegeologicheskogo raionirovaniia krupnykh territorii* [Oil and gas basins - the main element of oil geological zoning of large areas]. *Vesti MGU. Seriya 4. Geologiya* [News from the Moscow State University. Series 4. Geology], 1970, no. 5.
13. Olenin V.B. *Neftegeologicheskoe raionirovanie po geneticheskomu printsipu* [Oil geological zoning on the genetic basis]. Moscow, Nedra Publ., 1988, 224 p.
14. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G., Dubinin B.A. *Karta raionirovaniia mezhsolevogo kompleksa Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina po usloviyam formirovaniia zalezhei uglevodorodov. M 1:200 000* [Map zoning intersalt complex Pripyat oil and gas basin from formation conditions of hydrocarbon deposits. M 1: 200 000]. Gomel-Minsk, Belarusneft Publ., 2014.
15. Beskopyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Ia.G., Dubinin B.A. *Usloviia formirovaniia zalezhei uglevodorodov v devonskom mezhsolevom komplekse Pripiatskogo neftegazonosnogo basseina* [Conditions of formation of hydrocarbon deposits in the Devonian intersalt complex Pripyat oil and gas basin]. Gomel-Minsk, 2015, 123 p.