

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

УДК 550.83:553.98(476)

Я. Г. ГРИБИК

ОЦЕНКА И ОСВОЕНИЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА
ТРАДИЦИОННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В НЕДРАХ БЕЛАРУСИ

(Представлено членом-корреспондентом Р. Е. Айзбергем)

Научно-производственный центр по геологии, Минск

Поступило 24.03.2014

Введение. Традиционное углеводородное сырье (ТУВС) является основным нефтегазовым ресурсным потенциалом углеводородов в традиционных залежах. Их классификация, учет, поисковая и подсчетная методика вырабатывались в течение длительного периода поисково-разведочных работ и на сегодняшний день представляют реальную основную часть оцениваемого и промышленно извлекаемого углеводородного сырья в мировой энергетике.

К нетрадиционному углеводородному сырью относятся залежи с запасами и ресурсами углеводородов, для добычи которых требуются применение новых геолого-технологических методов в настоящее время или в перспективе.

В Беларуси первый реальный результат, доказавший нефтегазоносный потенциал недр, был получен в Припятском прогибе 50 лет назад в виде промышленного притока нефти из межсолевого девонского комплекса в скважине Речицкая 8. Весь период геологоразведочных работ на нефть в Беларуси с послевоенного до настоящего времени условно можно разделить на три этапа.

Первый этап до открытия первого промышленного Речицкого месторождения в Беларуси можно охарактеризовать как преимущественно *региональный* (1937–1964 гг.). На протяжении этого периода выполнялся комплекс геофизических исследований (с 1937 г.) с бурением глубоких скважин (с 1940 г.) по программе регионального изучения Припятского прогиба. В послевоенное время объем глубокого бурения изменялся от 1,3–3,0 тыс. м в 1948–1949 гг. до 35 тыс. м в 1962 г. (рис. 1, а). Положительным геологическим результатом этого периода явилось получение притока нефти в 1953 г. из песчаника верхнесоленосных отложений в скважине Ельская 2 дебитом 16 т/сут. Этот приток, а также нефтепроявления, установленные на Первомайской (скв. 1), Стреличевской (скв. 2), Наровлянской и Копаткевичской площадях, являлись положительным геологическим ориентиром для дальнейших нефтепоисковых работ в Припятском прогибе. Данный период завершился открытием в 1964 г. первого в Беларуси Речицкого месторождения нефти, после которого наступил следующий второй этап активного геологического изучения и освоения.

Второй этап (1964–1993 гг.) определяется для Припятского прогиба как *поисково-разведочный*. Для него характерно значительное увеличение объема поисково-разведочного бурения до 240,5 тыс. м в 1975 г. с последующим его снижением; открытие большей части месторождений, в том числе в первые 5 лет основных крупных месторождений, играющих и в настоящее время определяющую роль в добыче нефти. Активный рост поисково-разведочного бурения ознаменовался существенным ежегодным приростом запасов нефти до 17–20 млн т в начальный период, максимальной добычей нефти до 7,95 млн т в 1975 г., открытием до 14 месторождений за пятилетний период (рис. 1).

Третий (современный) этап освоения недр Припятского прогиба наступил после 1994 г., его можно условно назвать *детализационным*. Он характеризуется высокой степенью изученности Припятского прогиба, где пробурено более 1600 поисково-разведочных и параметрических сква-

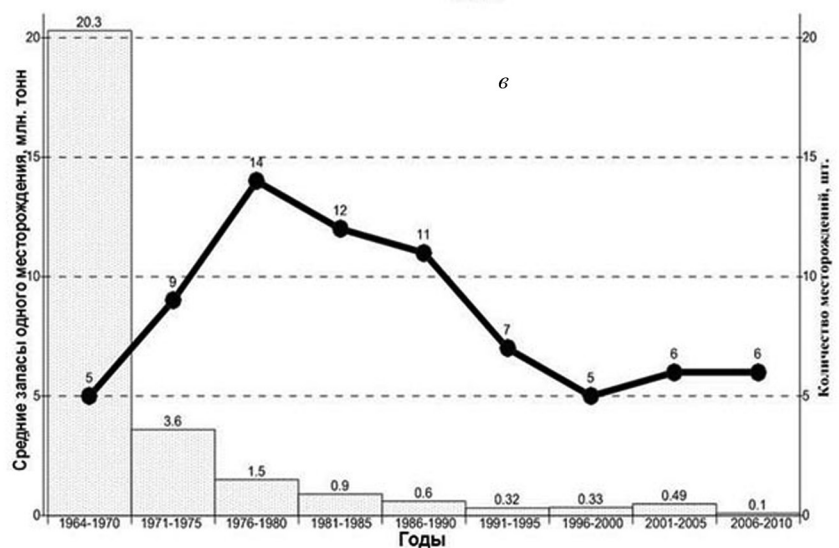
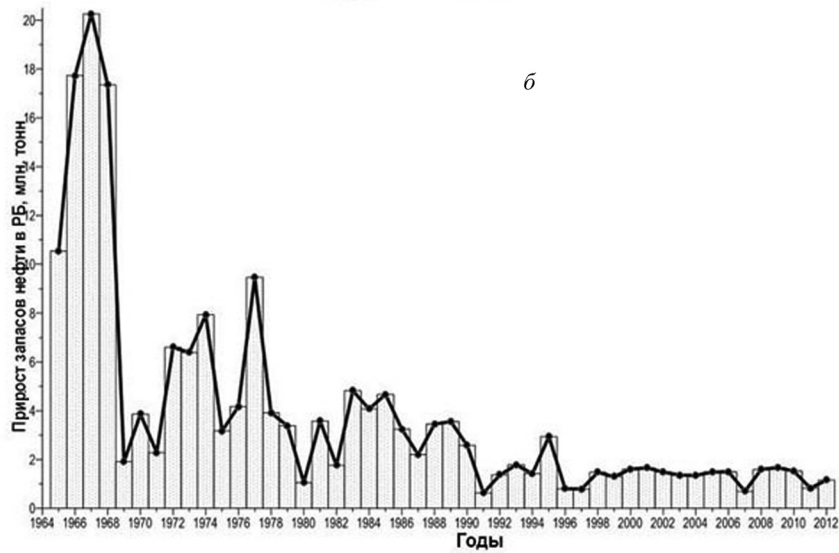
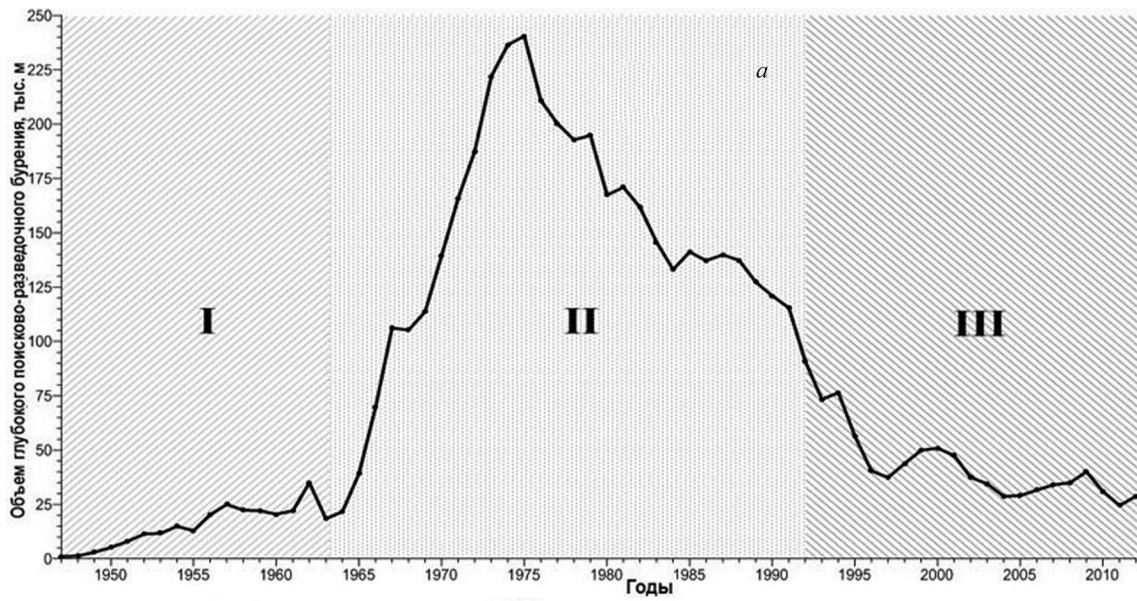


Рис. 1. Динамика основных показателей геологоразведочных работ на нефть в Беларуси: *a* – объем проходки поисково-разведочного бурения; *б* – прирост промышленных запасов нефти; *в* – пятилетнее открытие месторождений по средней величине извлекаемых запасов нефти

жин (1 скважина на 20 км² площади); сейсморазведочными работами по методу 2D от 11 до 4–5 пог. км на км² соответственно в Северной и Южной частях Припятского прогиба; уменьшением величины запасов в открываемых месторождениях до 100 тыс. т и менее (рис. 1).

Ресурсный потенциал ТУВС. К настоящему времени в Беларуси (Припятский прогиб) открыто 80 месторождений нефти с извлекаемыми запасами на месторождении от первых десятков тысяч тонн до 32 млн т. Оценка ресурсного потенциала ТУВС Припятского нефтегазоносного бассейна (НГБ) характеризуется следующими показателями. Извлекаемая часть начальных суммарных ресурсов составляет 350,2 млн условных единиц (у. е.) нефти, распределяемые по степени освоения как накопленная добыча – 127,08 млн у. е., запасы месторождений категории А + В + С₁ – 54,73 млн у. е., предварительно оцененные запасы месторождений категории С₂ – 6,1 млн у. е., перспективные ресурсы категории D₀ перспективных площадей – 16,8 млн у. е. и прогнозные ресурсы категории D₁ + D₂ – 145,4 млн у. е. (рис. 2).

Разведанность начальных суммарных ресурсов нефти составляет около 53 %, что характерно для «старых» нефтегазоносных регионов. Актуальной задачей для таких регионов является воспроизводство сырьевой углеводородной базы путем прироста запасов нефти в новых стратиграфических горизонтах, открытием новых залежей, участков в районе действующих месторождений и применение новых геолого-технологических методов для извлечения остаточных запасов нефти из разрабатываемых месторождений. Годовой прирост промышленных запасов нефти в среднем восполняет только до 75 % годовой добычи нефти, составляющей 1,645 млн т в 2013 г.

Пути освоения потенциала ТУВС. Из установленных в Беларуси Припятского, Оршанского и Подляско-Брестского осадочных бассейнов два последних характеризуются как возможно нефтеперспективные, в пределах которых в настоящее время выполняется только региональное изучение. И лишь в Припятском НГБ, характеризующемся, как отмечено выше, высокой степенью разведанности и ухудшением структуры подготавливаемых запасов нефти, дальнейшее освоение ТУВС представляется реальным при сопряженном использовании геологических и экономических подходов к геологоразведочным работам на нефть и газ и их добыче.

Геологические особенности процесса освоения ТУВС в Припятском НГБ включают на настоящем этапе следующие последовательные стадии региональных, поисковых и разведочных работ.

Региональное изучение глубинных недр Припятского НГБ на детализационном этапе освоения нефтегазоносного бассейна заключается в определении деталей геологического строения параметрическими скважинами и геофизическими методами, позволяющими выявить нефтеперспективные структурные элементы отдельных объектов на фоне региональных закономерностей. Выполненные в 1983–1989 гг. региональные сейсмические исследования методом отраженных волн глубинного сейсмического зондирования по линии профилей III–III, VIII–VIII и XXII–XXII являлись основой составления в этот период карт тектонического и нефтегеологического районирования, определявших направления работ в последние 20–30 лет (Р. Г. Гарецкий, С. А. Клушин, Р. Е. Айзберг и др.). Новое нефтегеологическое районирование Припятского прогиба (Р. Е. Айзберг, В. Н. Бескопыльный, Я. Г. Грибик, 2011) ориентировано на изучение и освоение перспективных участков региона, в том числе глубокозалегающих.

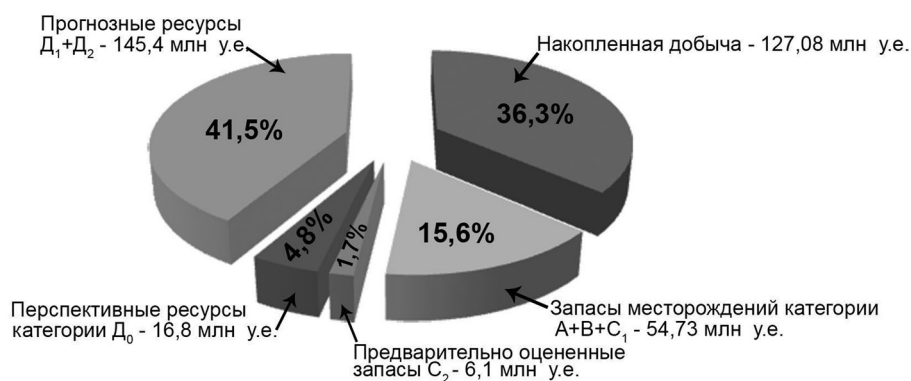


Рис. 2. Ресурсный потенциал ТУВС Беларуси

Выполненный в 2013 г. международный сейсмический профиль «Георифт-13» по направлению Несвиж–Брагин–Полтава послужит новой основой для корректировки тектонического и нефтегазгеологического районирования Припятского прогиба и зоны его сочленения с Днепро-Донецкой впадиной.

Направления работ, определяемые современными разработками проблем структурного и нефтегазгеологического районирования, позволяют обособить нефтегазоперспективные зоны и участки для изучения геофизическими методами и параметрическим бурением (таблица). Это в основном зоны структурных подножий тектонических ступеней, примыкающих к региональным разломам, таким как Северный краевой, Речицко-Вишанский, отдельные разломы Центрального структурного района [1–4]. Вместе с тем геологические результаты прошлых лет позволяют расширить стратиграфический диапазон перспективных объектов как в подсолевом терригенном комплексе, так и в породах кристаллического фундамента. Особый интерес представляют результаты на Шумятичской площади, расположенной в западной части структурного подножья Червонослободской ступени в 3 км к югу от Речицко-Вишанского регионального разлома мантийного заложения. Бурением скважины Шумятичская 1 установлены залежи нефти в семилукском, саргаевском и старооскольском горизонтах, а также получены притоки пластовой воды с пленкой нефти из пород кристаллического фундамента. Этот результат свидетельствует о развитии в породах кристаллического фундамента структурных подножий, примыкающих к региональному разлому, пород-коллекторов, возможных резервуаров ловушек углеводородов. В свете этих данных целесообразно параметрическую скважину Предречицкая 1, проектной глубиной 6707 м, бурящуюся силами РУП «ПО «Белоруснефть», углубить до вскрытия пород кристаллического фундамента на глубину не менее 100 м.

Распределение месторождений и залежей нефти Припятского прогиба по структурным элементам тектонических ступеней

Тектонический элемент	Северный структурный район						Центральный структурный район	
	Северная прибортовая зона		Речицко-Вишанская ступень		Червонослободско-Малодушинская ступень		Азерецко-Хобнинская ступень	
	Месторождения	Залежи	Месторождения	Залежи	Месторождения	Залежи	Месторождения	Залежи
Гребень	–	–	17	60	13	34	3	4
Терраса	–	–	14	31	5	10	4	6
Подножье	–	–	2	3	3	7	–	–
Уступ	7	14	17	36	–	–	–	–
Всего	7	14	50	130	21	51	7	10

Поисковые работы реализуются вслед и параллельно с региональными и основное направление освоения ресурсного потенциала УВ следует ориентировать исходя из существующего фонда объектов Припятского прогиба, включающего по степени изученности 88 подготовленных структур, 104 выявленных и 82 намеченных объекта. Исходя из закономерности, установленной на базе разработанного нефтегазгеологического районирования Припятского прогиба, о максимальной приуроченности месторождений и залежей нефти к гребневым и уступовым частям ступеней (таблица), очередность подготовки и ввода в бурение следует определять установленными критериями нефтеносности.

К основным поисковым критериям относятся прогноз по емкостно-фильтрационным свойствам с последующим ориентированием на геохимические углеводородные и гидрохимические показатели.

Исходя из достоверности комплексной оценки объекта, определяется направление подготовки объекта сейсмическими методами 2D или 3D, либо **дополнительной отработкой оптимального объема сейсмических профилей**, либо бурение поисковых скважин.

При *разведочных работах* на современном этапе реализуется методика по выявлению новых перспективных участков, залегающих как в интервале продуктивного горизонта, так и на нижезалегающих горизонтах. Эти задачи представляется возможным выполнять в процессе бурения разведочной скважины путем отбора керн в нецелевых горизонтах, испытания в процессе бурения, детализационного каротажа и других исследований.

В процессе доразведки или эксплуатационного бурения выявляются новые участки, недостаточно охваченные разработкой либо неизученные при разведке. Это направление уже реализуется с положительным геологическим результатом на Тишковском месторождении нефти с установлением эксплуатационными скважинами подсолевого комплекса 60S2 и 47S2 нового объекта в межсолевом опущенном крыле, не затронутом разработкой. Такие объекты позволяют поддерживать уровень добычи в пределах месторождений, обустроенных промысловой инфраструктурой с высокой степенью выработки запасов. Подобные перспективные участки определены в пределах Осташковичского, Сосновского и Вишанского месторождений [5; 6]. Существенную помощь в реализации этого направления окажут материалы детализационной сейсморазведки методом 3D, выполняемой в настоящее время РУП «ПО «Белоруснефть» на Речицком и Южно-Осташковичском месторождениях.

Экономические особенности в освоении ТУВС играют важную роль, так оно увязывает геологическую и экономическую эффективность геологоразведочных работ с направлением развития нефтедобывающего предприятия. Увязав величину извлекаемых запасов нефти с затратами по их разведке и освоению, регулируемые глубиной залегания продуктивных горизонтов, удаленностью от нефтепромысловых коммуникаций и другими экономическими показателями, нами определены размеры месторождения или (на стадии поисков) нефтеперспективной структуры, обосновывающие рентабельность их разработки. Для месторождений с глубиной залегания залежи до 2500 м и при расстоянии до промысловых коммуникаций до 5 км рентабельность обеспечивают залежи с извлекаемыми запасами нефти 25 тыс. т [7]. С удалением поисковых объектов от нефтепромысловых коммуникаций в Центральную и Южную зоны величина запасов, обеспечивающих рентабельную разработку залежей на сопоставимых глубинах увеличивается до 200–255 тыс. т. Разработанная схема районирования Припятского прогиба по шести группам, зависящим от расстояний до промысловых коммуникаций и размеров ожидаемых запасов нефти в залежи, являются ориентиром для подготовки объектов и поисковых работ на нефть, обеспечивающих рентабельную их разработку (рис. 3).

По результатам анализа, эффективность геологоразведочных работ за последние 20 лет составляет 37,5 т прироста запасов нефти на метр проходки, однако с учетом того, что около 20 % этой эффективности обусловлено эксплуатационными работами, эффективность «чистых» поисково-разведочных работ составляет 30 т на метр проходки. Для прироста запасов нефти в количестве 1,5 млн т потребуется пробурить до 40–50 тыс. м.

Для перевода оставшихся неразведанных ресурсов нефти в количестве 145 млн т в запасы промышленной категории потребуется продолжительный период времени. Учитывая то, что добыча нефти обеспечивает одну треть потребности народного хозяйства страны, удовлетворяемого за счет ТУВС, это направление работ рентабельно, развивается и перспективно для дальней-

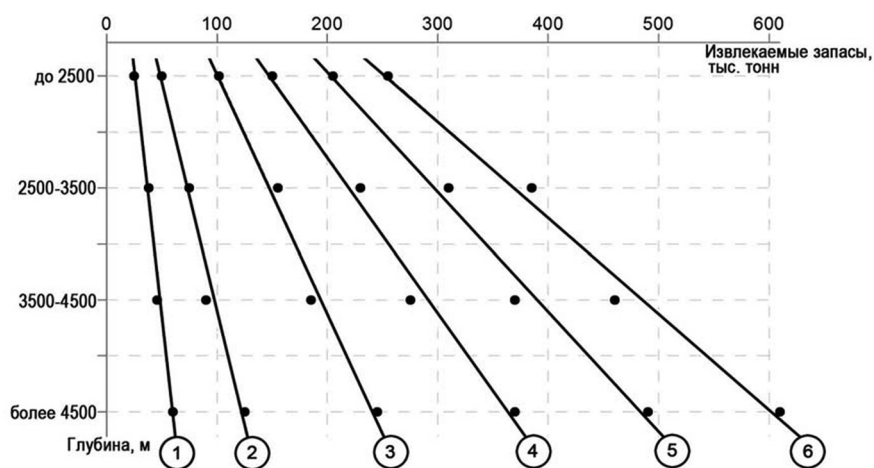


Рис. 3. Рентабельность добычи нефти для разноудаленных объектов в зависимости от извлекаемых запасов в залежи и глубины их залегания. Удаленность залежи от нефтепромысловых коммуникаций, км: 1 – до 5; 2 – 6–10; 3 – 11–20; 4 – 21–50; 5 – 51–100; 6 – более 100

шего продолжения в Припятском НГБ, так как ни в одном нефтегазоносном регионе мира поисковые работы не прекращены.

Выводы

1. Новое тектоническое районирование Припятского прогиба, созданное на базе современного детального изучения с выделением в пределах тектонических ступеней структурных подножий, террас, гребеней и уступов является основой для определения нового направления геолого-разведочных работ с целью поисков и разведки остаточных ресурсов нефти Припятского прогиба и перевода их в категорию промышленных запасов.

2. При современной разведанности ТУВС Припятского прогиба, характеризующейся увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, для выравнивания соотношения добыча нефти = прирост запасов потребуется увеличение в два раза физических объемов буровых и сейсморазведочных работ.

3. Ориентирование геолого-разведочных работ в части подготовки сейсморазведкой нефтеперспективных структур в зависимости от минимальной величины залежи по запасам, зависящим от глубины залегания продуктивных горизонтов, расстояний от нефтепромысловых коммуникаций, стимулирует ускорение освоения ТУВС Припятского прогиба, обеспечивает рентабельность их разработки и перевод месторождений в разрабатываемые, находящиеся в консервации.

Литература

1. Айзберг Р. Е., Бескопильный В. Н., Грибик Я. Г. // Докл. НАН Беларуси. 2011. Т. 55, № 1. С. 86–90.
2. Айзберг Р. Е., Бескопильный В. Н., Грибик Я. Г. // Докл. НАН Беларуси. 2011. Т. 55, № 5. С. 86–91.
3. Бескопильный В. Н., Айзберг Р. Е., Грибик Я. Г. Карта структурного районирования подсолевого комплекса Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов масштаба 1 : 200000. Минск, 2011.
4. Бескопильный В. Н., Айзберг Р. Е., Грибик Я. Г. Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов масштаба 1 : 200000. Минск, 2011.
5. Кусов Б. Р., Грибик Я. Г. // Геология нефти и газа. 2013. № 2. С. 3–7.
6. Грибик Я. Г. // Новые горизонты старых месторождений нефти Беларуси. Материалы междунар. науч.-практ. конф. «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов». Гомель, 2012. С. 491–499.
7. Грибик Я. Г. // Докл. НАН Беларуси. 2012. Т. 56, № 5. С. 91–96.

Ya. G. GRIBIK

gribik@geology.org.by

ASSESSMENT AND THE DEVELOPMENT OF THE RESOURCE POTENTIAL OF TRADITIONAL HYDROCARBON RAW MATERIALS IN THE DEPTHS OF BELARUS

Summary

A traditional hydrocarbon raw material includes oil deposits explored in 80 oil fields in the territory of Belarus. The paths of undiscovered reserves utilization are presented on the basis of the analysis of the resource hydrocarbon potential taking into account its exploration up to 53 %. **Promising objects are validated with minimal oil reserves to introduce them into prospect drilling with an assurance of their development efficiency.**