

Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников Российской Федерации

В статье рассмотрены различные представления о величинах ресурсов нефти и газа на земном шаре. В условиях дефицита обычных энергоносителей все большее внимание в мире уделяется нетрадиционным источникам, к которым относятся тяжелые нефти, природные битумы, а также жидкие и газообразные углеводороды, которые могут быть получены из углей, битуминозных песков, горючих сланцев, газогидратов, биомассы, торфа, древесины, промышленных и городских отходов. Дана оценка ресурсной базы трудноизвлекаемых и нетрадиционных источников углеводородов мира и Российской Федерации. Проведен анализ состояния добычи из трудноизвлекаемых коллекторов и нетрадиционных источников УВ. Рассмотрены перспективные территории на поиски сланцевого газа и сланцевой нефти. Предлагаются меры решения проблем и инновационные подходы расширения ресурсной базы УВ за счет нетрадиционных источников.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, нетрадиционные ресурсы, коэффициент извлечения, инновационные пути, стандарты.

В настоящее время имеются различные представления о величинах ресурсов нефти и газа на Земле. Наиболее распространенными цифрами начальных извлекаемых ресурсов «традиционной» (обычной) нефти являются 300-340 млрд. т и «традиционного» газа – 340-360 трл. м³. К указанным ресурсам относятся ресурсы, которые могут быть добыты первичными и вторичными методами разработки. Отмеченные цифры, особенно нефти, с каждым годом неуклонно сокращаются примерно на 1,5-2% в год и по расчетам американских специалистов уже через 15 лет все крупные месторождения обычной нефти, которые определяют основной объем нефтедобычи, будут практически исчерпаны. Россию это по нашему глубокому убеждению настигнет еще раньше.

В условиях дефицита обычных энергоносителей все большее внимание в мире уделяется нетрадиционным источникам, к которым относятся тяжелые нефти, природные битумы, а также жидкие и газообразные углеводороды, которые могут быть получены из углей, битуминозных песков, горючих сланцев, газогидратов, биомассы, торфа, древесины, промышленных и городских отходов.

• Мировое потребление всех видов энергоносителей по видам традиционных источников (жидкие УВ, уголь, газ, атомная энергетика, торф): факт (2013 г.) – 13,4 млрд. т; прогноз (2035 г.) – 19,4 млрд. т (по данным BP-ENERGY).

• Динамика добычи нетрадиционных источников (жидкие УВ, уголь в жидкость, нефтяные пески (битумы), сжиженный газ, экстра-тяжелая нефть, биотопливо): факт (2013 г.) – 229 млн. т; прогноз (2035 г.) – 652 млн. т (по данным BP-ENERGY).

№	Жидкие УВ	Плотность г/см ³	Вязкость Па·с
1	Обычная нефть	0,93	<1
2	Тяжелая нефть	0,93-1,0	1-10
3	Сверхтяжелая нефть	1,0	1-10
4	Природные битумы	1,03-1,1	>10

Табл. 1. Классификация разделения жидких УВ США и Канады по плотности и вязкости.

К природным битумам тесно примыкают тяжелые нефти (ТН), разделение которых зачастую весьма затруднительно в силу их генетического единства и близкого сходства физико-химических параметров. Площадное их распространение приведено на рисунках 1 и 2.

ПБ и ТН отнюдь не идеальный вид энергетического сырья, но огромные запасы их позволяют связывать с ними будущее многих стран. Согласно данным информационного центра ООН по тяжелым нефтям и природным битумам их разделение производится по вязкости: к ПБ относятся углеводороды естественного происхождения с вязкостью > 10 тыс. МПа·с, с меньшей вязкостью УВ классифицируются как нефти, причем с плотностью от 0,939 до 1,0 г/см³ относятся к тяжелым, > 1,0 г/см³ к сверхтяжелым. На практике все жидкие УВ, которые могут разрабатываться скважинами, считаются нефтями, а все пластичные и твердые битумы, которые могут разрабатываться открытым способом, считаются битумами. Однако во многих месторождениях ТН и ПБ часто залегают совместно или характеризуются взаимопереходами. Суммарные мировые геологические запасы ТН и ПБ оцениваются в 960 млрд. т.

• Извлекаемые ресурсы ВВН и ТН мира при значении КИН – 0,15: Северная Америка – 3,5, в т.ч. США – 2,8; Южная Америка – 44,0; Западная Европа – 1,2; Ближний и Средний Восток – 5,3; Африка – 0,7; страны Азии, Австралии, Океании – 1,5 млрд. т., более 50% ресурсов сосредото-

Республика, край, область	Прогнозные ресурсы, млн.т.	Суммарные начальные ресурсы, млн.т.	В т.ч. приуроченные к:	
			Терригенным коллекторам	Карбонатным коллекторам
Татарстан	5099	5482	2720	2762
Башкортостан	271	271	150	121
Самарская область	840	850	500	350
Республика Коми и НАО	476,9	476,9	-	445,9
Республика Саха-Якутия	8965-9065	8980-9080	3150	5930
Сахалинская область	1,8	1,8	1,8	-
Всего:	15653	16,06	6552,8	9608,9

Табл. 2. Распределение ресурсов ПБ по Административно-территориальным регионам РФ.

точно в поясе тяжелых нефтей Ориноко (Венесуэла).

• **Накопленная добыча ВВН и ТН (млрд. т):** Северная Америка – 1,8, в т.ч. США – 1,6; Южная Америка – 0,9; Западная Европа – 0,06; Ближний и Средний Восток – 1,8; Африка – 0,05; остальные страны – 0,2.

• **Ресурсы природных битумов мира – 420 млрд.т;** извлекаемые ресурсы природных битумов мира – 70 млрд.т, из них 50 млрд. т в Канаде – в песчаниках и карбонатных пластах Атабаски.

• Ванадиевые нефти – 6,6 млрд. т, извлекаемые 1,6 млрд.т; ванадий – 4,480 тыс. т; никель – 590 тыс. т; сера – 296 млн.т.

Классификация разделения жидких УВ США и Канады по плотности и вязкости приведены в таблице 1.

Запасы ПБ в мире определяются в 480 млрд. т, из которых 360 млрд. т приходится на Канаду с крупнейшими месторождениями Атабаска, Коулд Лейк, Пис ривер и др. Всего ПБ установлены в 56 странах. В США запасы ПБ оцениваются в 5,9 млрд. т.

Разработка ПБ связывается с большими трудностями, т.к. лишь небольшая часть месторождений разрабатывается открытым способом. Так в Канаде на интервал глубин 0-50 м приходится только 10 % всех разведанных запасов битумов. На базе битуминозных песков месторождения Атабаски работает ряд комплексов по производству «синтетической» нефти с суммарной производительностью 10 млн. т. Ранее предполагалось в Канаде производство «синтетической» нефти довести до 35 млн. т, однако этот прогноз не оправдался. В США при производстве синтетической нефти тепловые методы воздействия составляют 58 %, химические – 38,3 %, закачка газа – 3,3 %. Распределение ресурсов ПБ по России приведены в таблице 2.

Области накопления тяжелой и сверхвязкой нефти и природных битумов по ВУНГП приведены на рисунке 3.

Запасы ТН оцениваются в 460 млрд. т, из которых до 65 % приходится на месторождения нефтяного пояса Ориноко в Венесуэле. Нефтеносные пески третичного возраста здесь залегают на глубине 180-2100 м, плотность нефти колеблется от 0,9465 до 1,0217 г/см³. Геологические ресурсы оцениваются в 170-300 млрд. т, извлекаемые 10-135 млрд.т при коэффициентах извлечения на естественном режиме не более 10 % и при тепловой обработке до 30 %.

Разработка месторождений ТН интенсивно развивается в США, Венесуэле и Мексике, в настоящее время суммарная добыча ТН достигает 3-5 % мировой. Однако основная часть месторождений ТН не может разрабатываться без применения дорогостоящих методов воздействия и поэтому вряд ли можно ожидать резкого увеличения добычи ТН в ближайшие десятилетия. Однако, со всей очевидностью можно ожидать, что в XXI столетии вопрос освоения месторождений сверхтяжелых нефтей, природных битумов, угля, сланцев вновь остро встанет на повестку дня.

Поисково-разведочные работы, специально направленные на ПБ, в стране проводились в ограниченных объемах. Наибольшие объемы были проведены в Волго-Уральской провинции, в основном на территории Татарстана (ОАО «Татнефть» – паравитационный дренаж и др. технологии). ОАО «ЛУКОЙЛ» уже серьезно занимается переходом от поверхностно-подземного термошахтного метода добычи на Ярегском месторождении в Коми, на технологию поверхностной разработки с помощью системы горизонтальных паронагнетательных скважин.

Однако, рассмотрение состояния изученности проблемы показывает, что многие как научные, так и практические аспекты изучены далеко неравноценно.

До последнего времени неоднозначным является вопрос о прогнозной оценке ресурсов ПБ в целом по стране

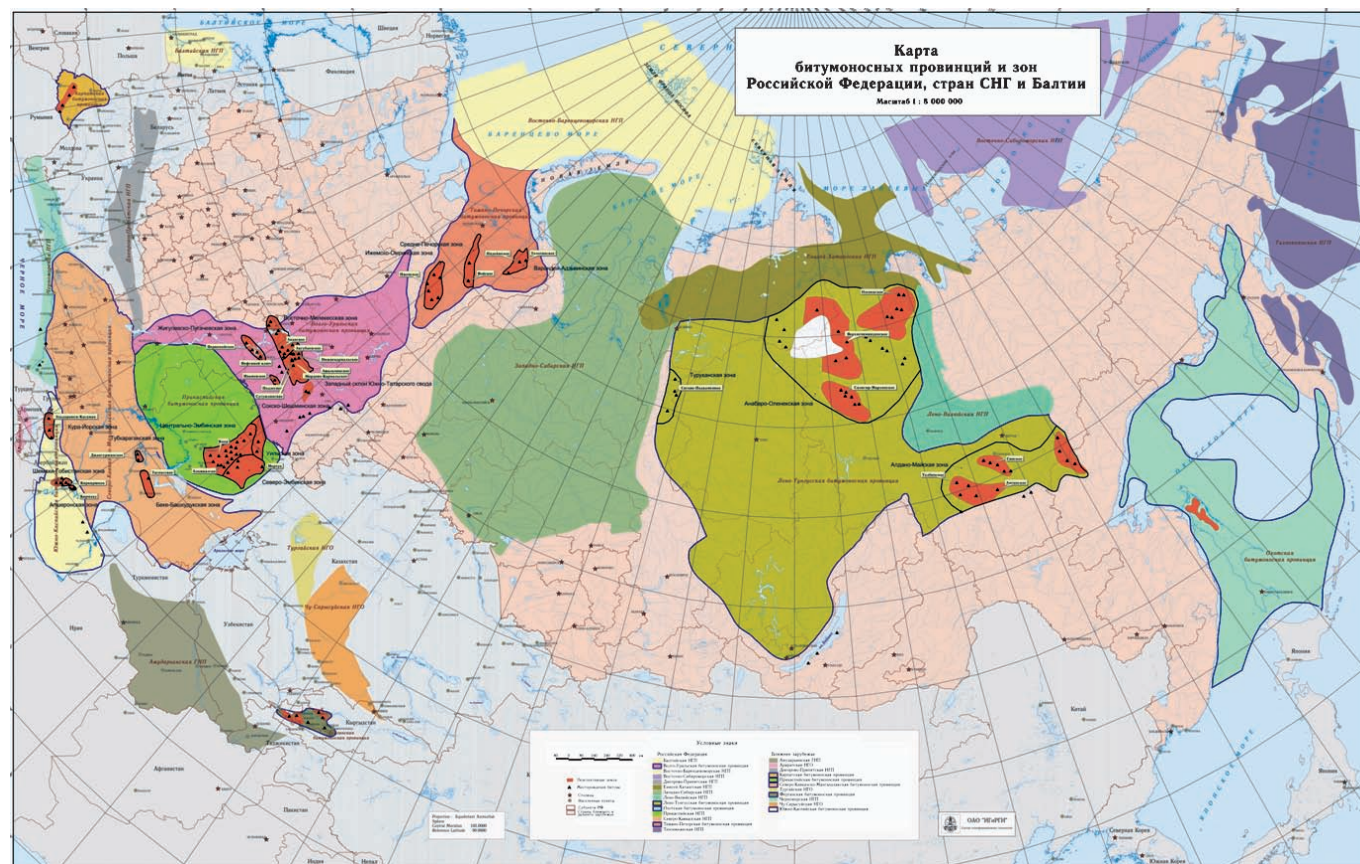


Рис. 1. Карта битумоносных провинций и зон Российской Федерации, стран СНГ и Балтии.

Запасы категории	Кол-во, млн. т	Запасы категории	Кол-во, млн. т
A+B+C ₁	18 000	A+B+C ₁	302,7
C ₂	11 000	б) C ₂	265,3
а) C ₃	50 000		

Табл. 3. а) Структура запасов и ресурсов в России. б) Нетрадиционные источники.

и ряду регионов. Для решения его «ИГиРГИ» была проведена дифференцированная оценка ресурсов ПБ для выбора первоочередных районов и объектов освоения.

По данным «ИГиРГИ» (Табл. 2) суммарные ресурсы ПБ до глубин 500 м в целом по стране оцениваются в 16,06 млрд. т, в т.ч. прогнозные 15,7 млрд. т и запасы C₁ и C₂ 0,6 млрд. т. Выполненная дифференциация ресурсов на основе большого комплекса геологических и экономических показателей, в совокупности определяющих промышленную ценность скоплений ПБ, показывает, что основная доля ресурсов – 82,6 % приходится на породы с низким битумосодержанием (до 5 % вес.), 12,2 % на породы со средним битумосодержанием (5-10 %) и только 5,2 % на породы с высоким битумосодержанием (>10 %).

Промышленная ценность месторождений ПБ определяется условиями, которые выражаются в предельных значениях параметров залежей ПБ, обеспечивающих экономическую целесообразность их разработки. Применительно к скважинным методам разработки с тепловым воздействием (подземное горение, закачка пара) кондиционными являются запасы, приуроченные к высокопористым (> 30 %) и пористым (30-18 %) интенсивно (> 70 %) и битумонасыщенным (> 60 %) коллекторам, что определяет минимальное весовое промышленное содержание текучих (< 10 Па·с) битумов 10 %. Нижний предел проницаемости определяется 0,1 мкм², эффективная толщина 5 м, извлекаемые запасы 5 млн. т. Благоприятными показателями являются терригенный тип коллектора, однородное строение резервуара и низкая глинистость.

По данным зарубежных исследователей, необходимым условием обеспечения рентабельности производства «синтетической» нефти является производительность комплекса не менее 2,5-3,5 млн. т в год, бесперебойная работа его в течении 25-30 лет и наличие геологических запасов ПБ до 100-160 млн.т. Указанные требования учитывают высокую долю эксплуатационных расходов (до 70 %) в общих затратах на добычу и переработку ПБ, минимальное битумосодержание не менее 6 %.

Кроме этого учитывается, что для облагораживания извлеченного ПБ затрачивается до 30 % общих капиталовложений. Удельные затраты на добычу 1т ПБ тепловыми методами в США – 36,5 долл., химическими – 52 долл.

При определении условий разработки ТН скважинным способом основное внимание уделяется плотности нефти глубине залегания и мощности продуктивных пластов.

Анализируя ресурсную базу ПБ в целом по стране, необходимо отметить крайне слабую разведанность запасов, кроме этого низкая категорийность запасов свидетельствует о недостаточной подготовленности разведанных объектов и сырьевой базы ПБ для их освоения.

Практическая ценность скоплений ПБ определяется многими геологическими показателями, которые не всегда являются благоприятными. Так, анализ известных скоплений ПБ по стране свидетельствует о резком преобладании мелких по запасам залежей, приуроченности значительной части ресурсов к карбонатным и крабонатно-терригенным

коллекторам с высокой неоднородностью, о преимущественном развитии пород с низкой и средней битумонасыщенностью и высокой преобразованности битумов. В силу отмеченного многие известные объекты ПБ не могут представлять интерес для промышленного производства «синтетической» нефти. Во многих регионах наблюдается также неблагоприятное соотношение экономико-географических и технологических показателей, необходимых для оценки возможностей освоения месторождений ПБ.

ПБ является многоцелевым сырьем, в связи с этим прогнозная оценка ресурсов ванадия в ПБ страны оценивается 4,5 млн. т, никеля 0,6 млн. т, серы 0,3 млрд. т. В перспективе практическое значение могут иметь другие металлы, а также гетероорганические соединения.

Проведенные экономические исследования показывают, что имеющиеся в настоящее время представления об экономической «неэффективности» освоения ресурсов ПБ в значительной степени обусловлены низким уровнем их разведанности, а также отсутствием необходимого опыта в области добычи и переработки ПБ.

Рентабельность использования ПБ должна базироваться на внедрении процессов их глубокой переработки с извлечением ценных попутных компонентов, при территориальном и технологическом совмещении процессов добычи и первичной переработки ПБ с применением передвижных и полупереводимых установок термического крекинга с небольшой мощностью.

По состоянию на 01.01.2014 г. на территории РФ выявлено и разведано 5,6 млрд. т, промышленных геологических запасов ПБ и ВВН. Промышленные геологические запасы ВВН оцениваются 4,3 млрд. т, из них 67 % в Западной Сибири. Официально значится, что 20 % запасов введено в разработку, однако объемы добычи ВВН по России составляют чуть более 1 % от общего объема добычи, при этом в Западной Сибири – главнейшем регионе концентрации ВВН, освоенность нулевая (Рис. 4) Основным геолого-физическим фактором, осложняющим освоение ПБ и ВВН, является их сверхвысокая вязкость, которая во многом определяется нафтеновым УВ-составом и высоким содержанием серы, повышающим смолистость.

Проведенные в «ИГиРГИ» теоретические и экспериментальные исследования по изучению влияния физико-геологических факторов на величину извлекаемых запасов позволили установить следующие закономерности.

1. Исследования позволили разделить залежи нефти высокой вязкости на три категории, в зависимости от величины вязкости в пластовых условиях: ВВН-1 – вязкость 50-200 мПа·с, ВВН-2 – вязкость 200-1000 мПа·с, ВВН-3 – вязкость 1000-10000 мПа·с.

2. Разработка залежей нефти высокой вязкости всех трех категорий на естественном режиме без поддержания пластового давления неэффективна, независимо от темпов отбора нефти, так как реализуемые коэффициенты нефтеотдачи не превышают нескольких процентов от геологических запасов.

3. Поддержание пластового давления при разработке залежей нефти высокой вязкости путем закачки необработанной воды приводит к быстрому обводнению эксплуатационных скважин нагнетаемой водой и, как следствие, к низким коэффициентам нефтеотдачи, в несколько раз ниже запроектированных.

4. Для достижения запроектированных коэффициентов нефтеотдачи – 0,35 и выше, необходимо применить агент воздействия на нефтяные пласты с ВВН.

5. Исследование метода физического моделирования дало возможность установить определяющие параметры, влияющие на характер продвижения водонефтяного контакта. Основным из них является вязкость нефти в пластовых условиях и неоднородность пласта, как по толщине так и по распространенности (по площади).

- Для макрооднородных залежей ВВН-1 достижение запроектированных коэффициентов нефтеотдачи возможно с помощью закачки загущенной полимерами воды: в случае неоднородного пласта должны быть рекомендованы термохимические методы: термополимерное или термощелочное воздействие.

- для ВВН-2 могут быть рекомендованы независимо от неоднородности пласта только термические или термохимические методы добычи нефти.

- Добыча ВВН-3 и природных битумов скважинными методами без применения теплового воздействия на пласт невозможна.

6. Метод паротеплового воздействия дает возможность довести конечную нефтеотдачу для залежей нефти ВВН-1 до 0,35-0,4; для залежей ВВН-2 – 0,3-0,35; для залежей ВВН-3 – 0,25-0,3.

7. Для залежей ВВН-2 и ВВН-3 может быть также рекомендован метод внутрислоевого горения, который дает примерно те же коэффициенты конечной нефтеотдачи, что и при паротепловом воздействии, но является зачастую экономически не всегда приемлемым.

8. Разработка водоплавающих ВВН с помощью термических и термохимических методов воздействия на пласт дает возможность довести конечную нефтеотдачу до 0,25-0,3.

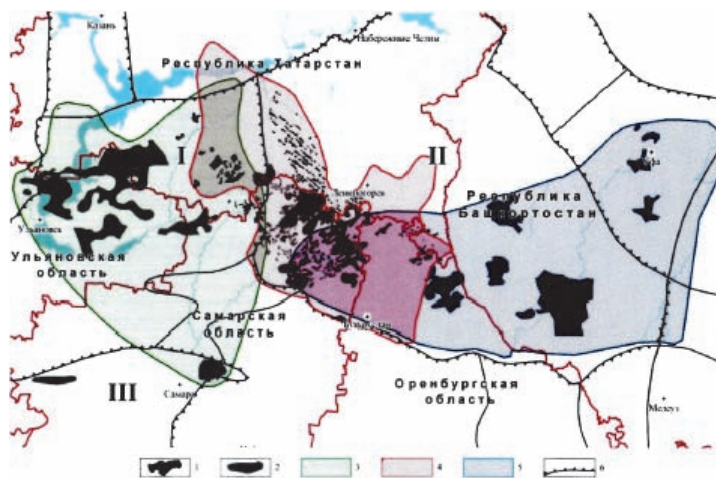


Рис. 3. Области накопления тяжелой и сверхтяжелой нефти и природных битумов пермской системы центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. 1 – месторождения тяжелых и сверхтяжелых нефтей; 2 – перспективные участки и площади; 3-5 – нефтебитумные комплексы: 3 – карбонатный и терригенный (P_2Kz), 4 – терригенный (P_2u), 5 – карбонатный (P_2); 6 – границы крупнейших тектонических структур; I – Мелекесская впадина; II – Южно-Татарский свод; III – Жигулевско-пугачевский свод.

Важнейшие задачи стоят в направлении повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть, газ и битумы и рентабельного освоения их ресурсов. С этой целью необходимо расширить научно-исследовательские работы для выявления новых районов с высокой концентрацией активных запасов углеводородов и для улучшения разработки месторождений и сокращения потерь в недрах. Следует также рассмотреть вопрос о целесообразности создания стратегических запасов нефти и газа. Для освоения ПБ и ВВН необходима разработка специальных мер экономического стимулирования недропользователей.

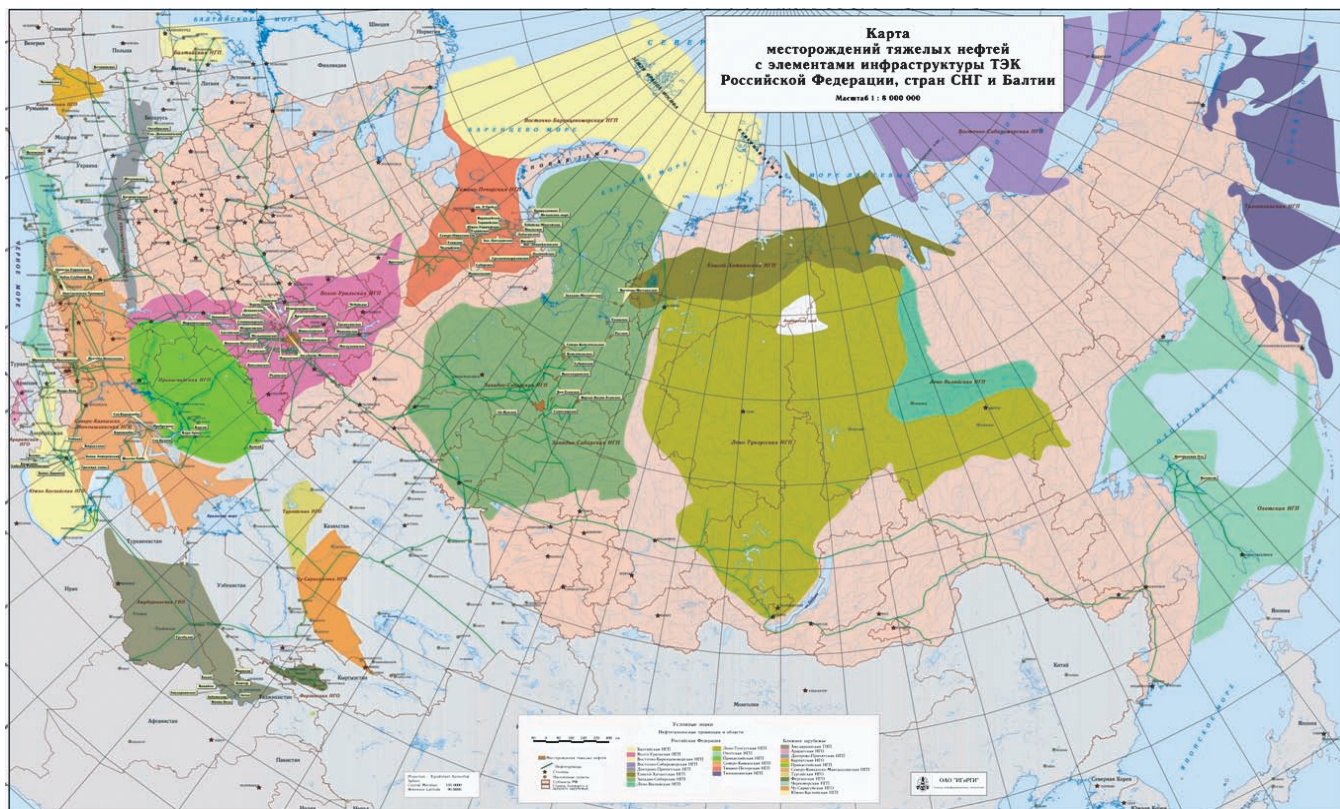


Рис. 2. Карта месторождений тяжелых нефтей с элементами инфраструктуры ТЭК Российской Федерации, стран СНГ и Балтии.

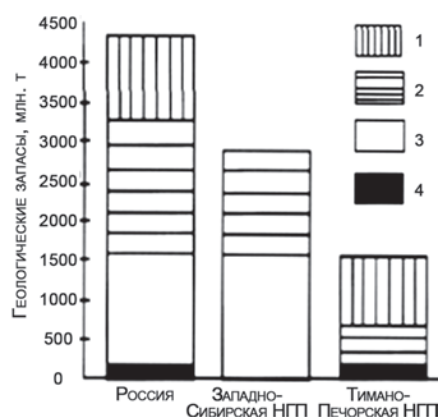


Рис. 4. Распределение запасов СВВН по нефтегазоносным провинциям. Запасы СВВН: 1 – находящиеся в разработке, 2 – подготовленные к разработке, 3 – находящиеся в разведке, 4 – накопленная добыча.

Для решения неотложных задач в области ресурсосбережения требуется сформулировать минерально-сырьевую политику страны и придать ей статус закона и образовать межведомственный проблемный совет по минеральным ресурсам, в первую очередь, по топливно-энергетическим ресурсам и охране окружающей среды. В основу этого документа должна быть положена, прежде всего, энергосберегающая политика, основанная на совершенствовании структуры, экономики, развитии НТП, проведения широкомасштабных НИР, по разработке новых технологий.

Нам нельзя забывать, что крупнейшей ванадиево-нефтяной и битумной провинцией России является Волго-Уральская НПП, где сосредоточено 84,5 % геологических и 80 % извлекаемых запасов ванадия. Концентрация ванадия достигает 900-1800 г/т, в ПБ с насыщением 5 % содержится ванадия 870 тыс.т. Прогнозные ресурсы пятиоксида ванадия в тяжелых и природных битумах составляют не менее 8 млн. тонн. Наряду с ванадием они обогащены никелем, титаном, хромом, молибденом, сурьмой и др. элементами.

В Российской Федерации перспективными территориями на поиски сланцевого газа и сланцевой нефти есть и могут быть (Рис. 5):

- Рифейские сланцы Московской и Мезенской синеклиз, Аяно-Майского прогиба;
- нижний и средней кембрий (иниканская свита) - аналог нефтематеринской толщи куонамского комплекса Восточной Сибири;
- сланцы кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба (среднеэоценовый возраст), Ахтырское поле сланцевых углеводородов;
- флишоиды и поднадвиговые зоны Предуралья краевого прогиба, отложения силура и ордовика Калининградской области;
- баженовская свита Западной Сибири;



Рис. 5. Области площадного распространения отложений, перспективных на поиски сланцевой нефти.

- доманиковские отложения верхнего девона, отложения нижнего карбона Волго-Урала, Тимано-Печорской провинции;

- газогидраты суши и морей;
- метан угольных шахт;
- зоны грабеннообразных прогибов, палеовулканизма и проявлений интрузивного магматизма.

К сожалению исходного материала изучения РОВ очень мало. И говорить сегодня утвердительно о прогнозных ресурсах сланцевого газа и нефти преждевременно.

• Технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти: запасы нефти мира – 47,1 млрд. т; запасы нефти в России – 10,0 млрд. т.

• Технически извлекаемые запасы сланцевого газа: запасы газа мира – 204 трл. м³; запасы газа в России – 8,0 трл. м³.

С увеличением уровня применения новых технологий значение запасов технически извлекаемой сланцевой нефти будет увеличено в несколько раз.

Области площадного распространения отложений, перспективных на поиски сланцевой нефти, приведены в таблице 4 и на рисунке 5.

В настоящее время добыча газа из глинистых сланцев (аргиллитов) производится только в США и Канаде. В США выделено 37 газосланцевых полей (плеев). По мнению западных специалистов важными для оценки их газового потенциала являются следующие характеристики:

1. Тектоническая приуроченность-древняя платформа с обрамляющими перикратонными прогибами;
2. Возраст плеев-от среднего эоцена до верхней юры;
3. Параметры газосодержащих сланцев: содержание глины 20-40%; ОВ – 3-12%; р₂₀ – 1-4; пористость – 3-10% (не ясно какая); газосодержащие – 4,0-25 м в кубе на метр в кубе;
4. Глубина залегания: от 300 м до 4500 м, эффективная мощность – 15-90 м, площадь – от 13 до 60 тыс. км²;
5. Плотность извлекаемых ресурсов от 10 до 90 млн. куб. м³ на км²;
6. Плотность добывающих скважин от 0,16 до 2,27 км² на скважину;
7. Запасы на скважину от 50 до 220 млн. м³;
8. Дебиты скважин на начальном этапе 40-370 тыс. м³ на сутки;
9. Жизненный цикл скважины 8-12 лет;
10. Себестоимость добычи газа от 100 до 180 \$ на 1000 м³;
11. Стоимость скважины от 2 до 8 млн. \$.

В Европе поисковые работы на газосланцевые плеи велись в Германии, Польше, Нидерландах. Успешность этих работ достаточно низкая. Украина возлагает больше надежды на 2 основных плея (Западная Украина и Днепродонецкий бассейн) и обеспечивать добычу к 2020 году от 5 до 15 млрд. м³ газа.

Анализируя геолого-геофизические и ФЕС пластов, американских плеев приходишь к выводу, что аналогичные параметры присущи и нашим пластам-коллекторам, из которых мы получаем промышленные притоки нефти и газа. Если учесть громадное антропогенное воздействие на окружающую среду, проведение многоцикловых ГРП, расходы воды, песка и др. ингредиентов, стоимость конечной продукции в 10 раз превышающая стоимость при добыче традиционного газа и имея громадные запасы газа

Формации	Майкопская	Доманиковая	Доманиковая	Баженовская	Куонамская
Район распространения	Предкавказье	Тимано-Печора	Волго-Урал	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Площадь распространения, тыс. кв. км	230,2	360	240	980	>500
Литология	Глины	Глинистые кремнистые карбонаты	Известково-глинистые горючие сланцы	Глинистые кремнистые сапропелевые сланцы	Карбонатно-глинистые породы
Возраст	P_3-N_1 -1 мкр	D_3fr_2	D_3C_1	I_3	S_{1-2}
Глубина залегания кровли, м	1500-4800	1800-4500	500-1350	2700-3300	0-500
Толщина, м.	до 200	0-95	90-120	18-70	30-70
Содержание Сорг, %	0,4-4,0	1,8-22,0	1,4-23,0	4,0-18,0	1,6-26,0
Степень катагенеза R_0 , %	0,5-1,8	0,9-1,8	0,6-1,38	0,64-1,15	н/д <i>a</i>

Формации	Категория запасов	Кол-во, млн. т
Баженовская	ABC ₁ +C ₂ ABC ₁	517,3 289
Доманиковая	ABC ₁ +C ₂ ABC ₁	33,8 8,4
Хадумская	ABC ₁ +C ₂ ABC ₁	12,5 3,2 <i>б</i>

Табл. 4. а) Сланцевая нефть. б) Запасы сланцевой нефти. Добыча сланцевой нефти – 0,554 млн. т.

становится ясно, что эта задача не сегодняшнего дня. Характеризуя проблему в целом, создается впечатление, что проблема сланцевого газа больше выражает политическую направленность, нежели геолого-поисковую. Но приступить к ее изучению необходимо.

К настоящему времени выявлено более 400 случаев наличия месторождений и проявления нефти и газа в породах фундамента. Из известных углеводородных скоплений в фундаменте около 70 % приурочено к гранитоидам, кристаллическим и метаморфическим породам, более 12 % концентрируется в вулканогенных образованиях, а остальные 18 % – в карбонатных породах и интрузивах. В общей сложности к магматическим кристаллическим породам относится более 80 % разведанных в настоящее время запасов нефти в породах фундамента. Для освоения нефтегазовых месторождений в кристаллических породах

фундамента необходимо выработать научно обоснованный подход к рациональной разработке объектов с наноразмерными порами.

Касаясь проблемы газогидрантов, следует отметить следующее:

На суше России выявлены такие газогидратные объекты, как Ямбургское и Бованенковское ГКМ (реликтовые газогидраты, находящихся вне современной зоны термодинамической стабильности газовых гидратов), Улан-Юряхская антиклиналь (стабильные гидраты), а также реликтовые газогидраты на Чукотке и в Колымском крае.

Газогидратные месторождения в России распространены на северо-западе ее европейской части, а также в Сибири и на Дальнем Востоке-на площади 2,4 млн. км². Зоны гидратообразования в морях, омывающих территорию России, распространены на площади 3-5 млн. км². При оценке ресурсов метана в гидратосодержащих осадках Охотского моря площадь протяженности гидратосодержащей зоны оценивается в 100 тыс. км², а ее мощность в среднем – 200 м (Рис. 6).

В ближайшие годы вопрос разработки месторожде-

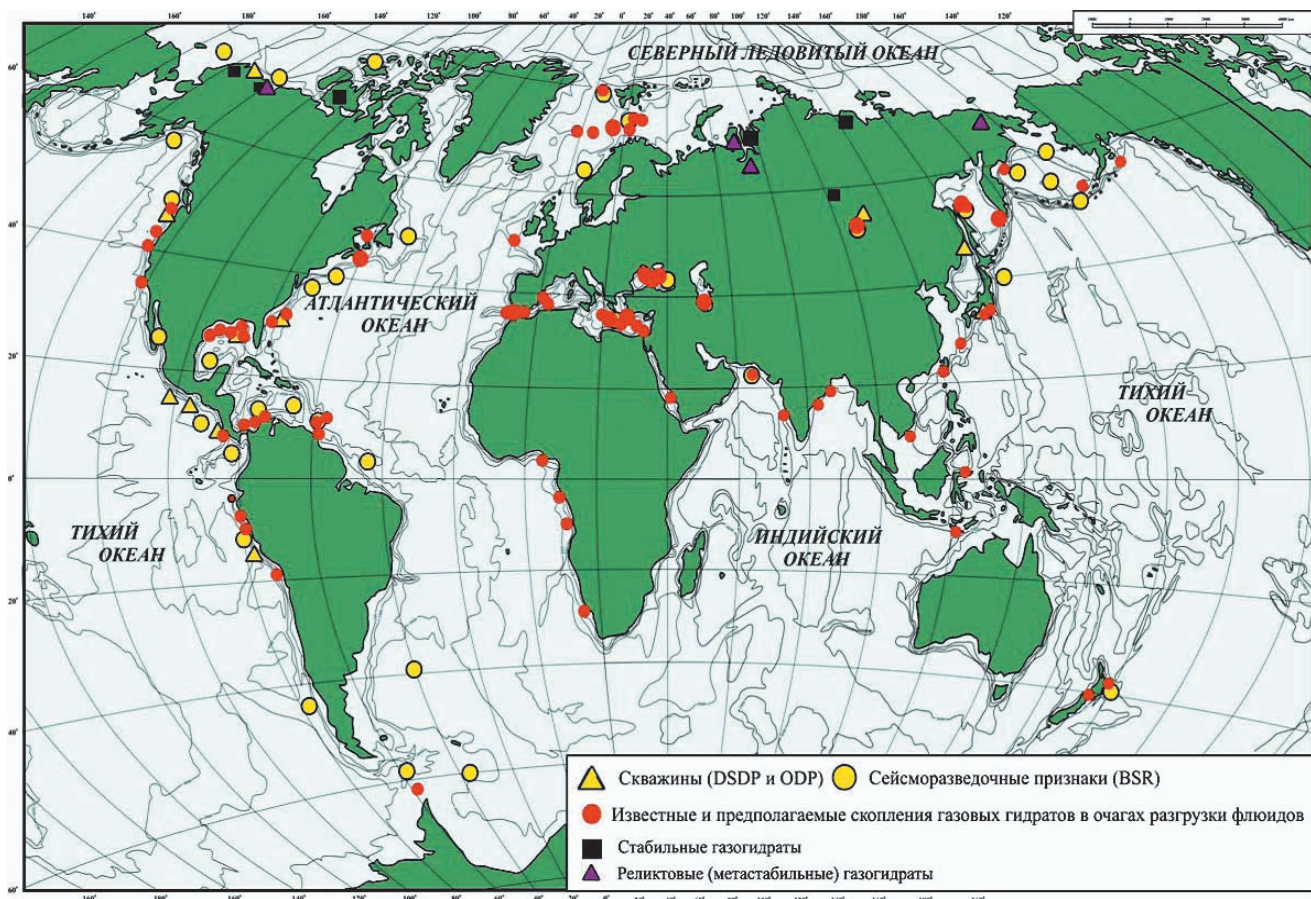


Рис. 6. Распространение гидрата метана в морях и на континентах.

ний газогидратов будет упираться не в наличие объектов разработки, а в стоимость и технологию добычи. Так, месторождение газогидратов Мессояхское в России начало разрабатываться с помощью закачки метанола для расщепления газогидратов. Из-за высокой стоимости метанола проект не рентабелен. С тех пор газогидратным месторождениям уделено много внимания, но общепринятой технологии разработки таких объектов и не создано.

Суммарные ресурсы метана в угольных пластах наших угольных бассейнов (Рис. 6) оцениваются в 45-50 трлн. м³, извлекаемая часть составляет около 50 %. При добыче уже выделяется около 3 млрд. м³ метана, а используется не более 3 % для местной энергетики. Необходимо хотя бы решить задачу по использованию метана для полного обеспечения энергетикой всего угледобывающего процесса, снижения аварийности на шахтах и уйти от пресловутой статистики: добыча 1 млн. т угля – одна человеческая жизнь.

Выводы и предложения

1. Ресурсная база УВ позволит добывать приблизительно 500 млн.т нефти в год еще в течение 5-7 лет, но при увеличении объемов ГРП, прежде всего, сейсморазведки, параметрического и поискового бурения, усиления НИР и ОКР, отмены «лоскутной» геологии и повышения роли участия государства в подготовке запасов может обеспечить удержание установившегося уровня добычи еще на 15-20 лет.

2. Ресурсная база природного газа способна обеспечить стабильную добычу в объеме 700-800 млрд. м³ до 2020 г. и сохранять этот уровень еще на 40-50 лет.

3. Можно прогнозировать открытие в ближайшей перспективе в основном мелких и очень мелких месторождений нефти, ввод в эксплуатацию которых растянется на десятилетия, поэтому необходима реализация программ освоения новых нефтегазоносных районов по открытию новых месторождений в малоизученных регионах.

4. Несмотря на то, что добыча нетрадиционных источников УВ в мировом потреблении составляет первые проценты и учитывая их стремительный рост добычи, можно утверждать, что с учетом нарастающих тенденций этот про-

цент может возрасти до 10-15 % к 2020 году.

5. Приоритетным направлением добычи из нетрадиционных источников УВ в России является сланцевая нефть. Нынешний уровень знаний позволяет прогнозировать прогнозные извлекаемые ресурсы в объеме 20-30 млрд. т. Для чего необходимо концептуально решить следующие проблемы.

- Разработать стандарт терминов, определений и разработать классификацию для нетрадиционных источников УВ-сырья.

- Разработать комплексную программу повышения изученности бассейнов нетрадиционных источников и количественную оценку их ресурсов и запасов на современной методической основе.

- Провести исследования по разработке отечественных технологий освоения сланцевой нефти.

- Обеспечить повышение роли разведочной и промысловой геофизики, основанной на реализации последних достижений НТП, прежде всего, для детального расчленения разреза и определении ФЕС.

- Разработать комплекс мер нормативно-правового обеспечения финансово-экономических стимулов и определить порядок регулирования недропользования.

Успешность освоения нетрадиционных ресурсов во многом будет зависеть от согласованных усилий органов власти, отраслевых академических, учебных институтов, компаний недропользователей, их корпоративных научных подразделений.

Сведения об авторах

Евгений Борисович Грунис – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог РФ, руководитель дирекции по научной работе ОАО «ИГиРГИ»

Сергей Львович Барков – доктор геолого-минералогических наук, Генеральный директор ОАО «ИГиРГИ»

Инна Евгеньевна Мишина – кандидат геолого-минералогических наук, Ученый секретарь ОАО «ИГиРГИ», зав. лабораторией Северо-Запада РФ

117312, Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1

E-mail: igirgi@orc.ru

Innovative Ways to Expand Hydrocarbons Resource Base by means of Unconventional Sources in the Russian Federation

E.B. Grunis, S.L. Barkov, I.E. Mishina

Institute of Geology and Fuels Development (IGiRGI), Moscow, Russia, e-mail: igirgi@orc.ru

Abstract. The article describes different views on the values of oil and gas resources in the world. Shortage of conventional energy increase worldwide attention on unconventional sources, which include heavy oil, natural bitumen, liquid and gaseous hydrocarbons that may be derived from coal, tar sands, shale oil, gas hydrates, biomass, peat, wood, industrial and municipal waste. The article assesses the resource base of reserves difficult to recover, as well as unconventional hydrocarbon resources in the world and the Russian Federation. Conditions of hydrocarbons production from unconventional reservoirs and reserves difficult to recover are analyzed. Promising areas for shale gas and shale oil search are discussed. Countermeasures are proposed to solve problems and innovative approaches to expand the resource base of hydrocarbons by means of unconventional sources.

Keywords: reserves difficult to recover, unconventional resources, recovery factor, innovative ways, standards.

Information about authors

Evgeniy Grunis – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Scientific Officer

Sergey Barkov – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Director of the Institute of Geology and Fuels Development

Inna Mishina – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Scientific Secretary, Head of the Russian Northwest Laboratory

Institute of Geology and Fuels Development (IGiRGI)

117312, Russia, Moscow, Vavilova str., 25, 1.