

О СИСТЕМНОЙ ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ПРИЕМЛЕМЫХ РЕСУРСОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РОССИИ С УЧЕТОМ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

О.А. Елисеева, А.С. Лукьянов
ИНЭИ РАН, e-mail: gasgroup@rambler.ru

1. Изменения в ресурсной базе нефтегазового комплекса России

В Российской Федерации сосредоточены уникальные по величине ресурсы нефти и газа. Суммарные прогнозные ресурсы нефти (без газового конденсата) на 01.01.2013 г. оцениваются в 61,4 млрд т, ресурсы газа природного – в 198,8 трлн м³ (данные Минприроды России по категориям С₃+Д₁+Д₂). Из начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти в процессе добычи извлечено 22%, газа – только 8% [1] (с поправкой на извлечение в 2010–2012 гг.).

Разведанные запасы нефти в России, учитываемые в Государственном балансе запасов нефти по принятой российской классификации [9], обеспечивают стране второе место в мире (после Саудовской Аравии) – ее доля составляет порядка 10%. По более жестким зарубежным классификациям с учетом стоимостной оценки доля России снижается до 6% и страна оказывается на четвертом месте (после Канады и Ирана).

Запасы газового конденсата (ГК) в РФ существенно меньше нефтяных – разведанные составляют 3,5 млрд т, потенциальные ресурсы оцениваются в 10,4 млрд т. Запасы ГК определяются величиной запасов конденсатсодержащего природного газа и конденсатогазовым фактором (содержанием ГК в продукции газоконденсатных скважин).

В России разведанные запасы природного газа оцениваются в 73,1 трлн м³, из них балансовые запасы конденсатсодержащего газа составляют 28,9 трлн м³, или 40%. В то же время компания ВР оценивает российские запасы по классификации proved в 44,6 трлн м³. Как видим, разница в оценках весьма существенна и может повлиять на планы реализации отдельных нефтегазодобывающих проектов.

На территории России выделяется более тридцати нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных провинций (НГП) и областей (НГО), где сосредоточена основная часть запасов и ресурсов нефти и природного газа (рис. 1).

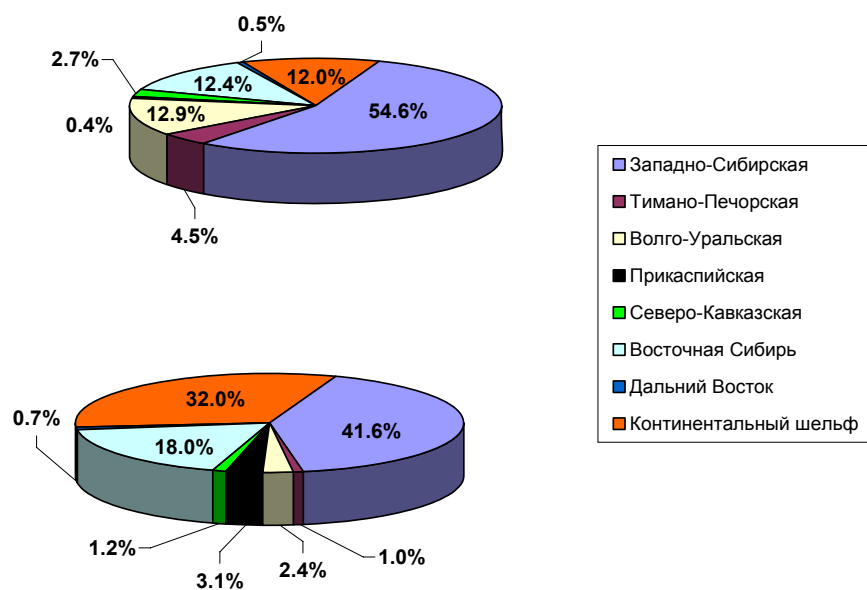


Рис. 1. Размещение НСР нефти и газа по нефтегазоносным провинциям и регионам России (в %)

Если рассматривать начальные ресурсы углеводородов нефтегазоносных провинций России, то видно превалирование нефти в НГП европейской части страны и газа – в НГП восточной части, а также на шельфе России (рис. 2).

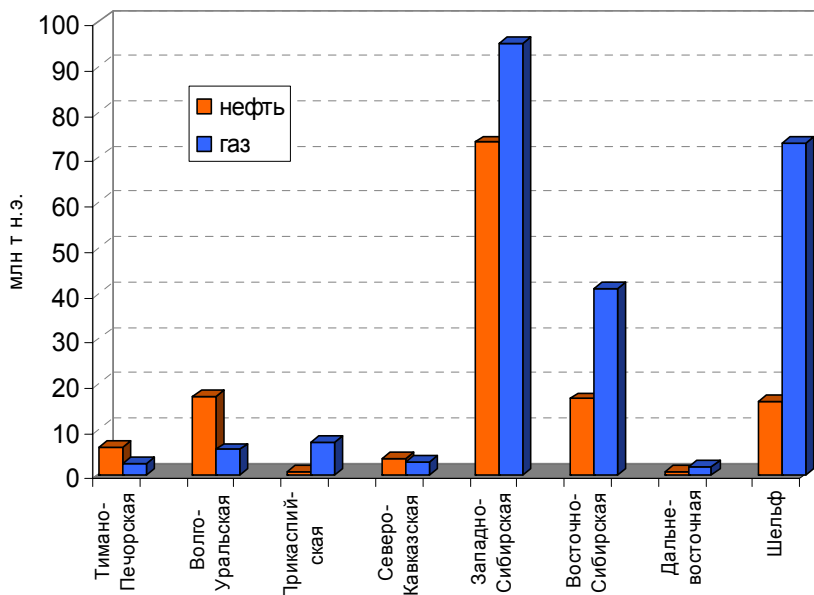


Рис. 2. Соотношение ресурсов нефти и газа по НГП России (на 01.01. 2009 г. в нефтяном эквиваленте)

Ресурсная база нефтегазоносных провинций России характеризуется различной степенью разведанности и выработанности (рис. 3).

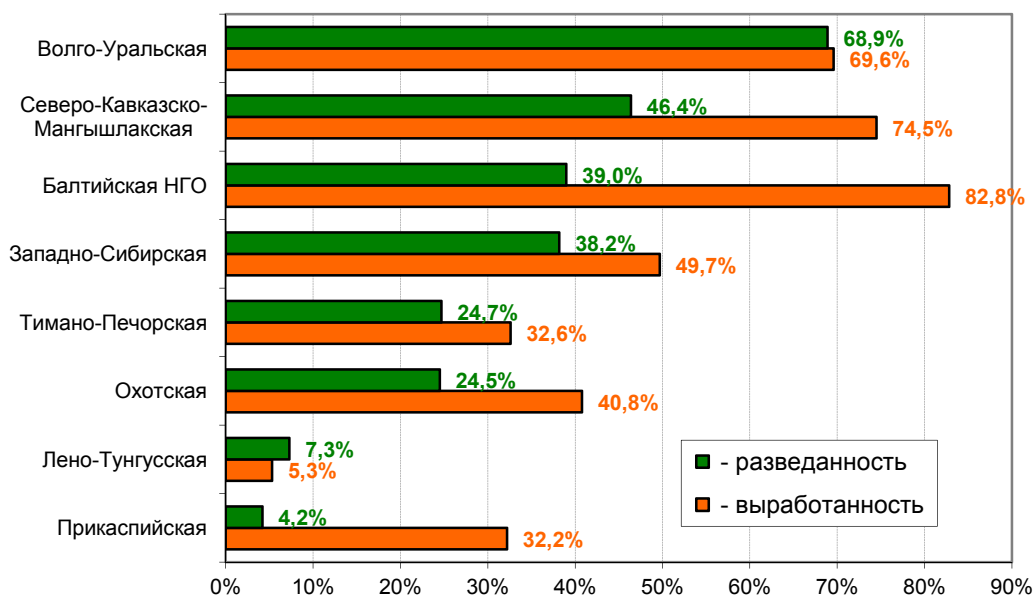


Рис. 3. Степень разведанности НСР и выработанности разведанных запасов нефти нефтегазоносных провинций и регионов Российской Федерации, % [2]

В основной НГП России – **Западно-Сибирской**, где сосредоточено 55% НСР и 68% разведанных запасов нефти, по газу – 42% НСР и 73% запасов, к настоящему времени выработанность разведанных запасов нефти достигла 49,7% при средней разведанности НГП порядка 38%. Около половины ресурсов нефти провинции сосредоточено в неокомском нефтепродуктивном комплексе (НПК), из которого и производится основная добыча. Комплекс содержит в основном легкие, малопарафинистые нефти и имеет высокопроницаемые коллекторы с начальными суточными дебитами скважин в сотни тонн. Хорошие фильтрационно-емкостные свойства и высокодебитные залежи нефти имеет также васюганский комплекс. Остальные НПК Западной Сибири – тюменский, баженовский, ачимовский, апт-альбский, сеноманский – характеризуются преобладанием низкопродуктивных залежей нефти с начальными суточными дебитами до 10 т в сутки и высокой долей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), например, Салымское месторождение с высокими начальными дебитами, но непродолжительными во времени.

В то же время сеноманский комплекс (на Бованенковском месторождении – сеноман-аптский) является основным по запасам и добыче природного газа. Газ сеномана

«сухой», состоит практически из одного метана. Нижнемеловые и юрские отложения содержат «жирный» газ с включением углеводородов C_{2+v} , гелия.

В старейших нефтегазодобывающих регионах страны – Северо-Кавказской и **Волго-Уральской** НГП – запасы выработаны на 70% и более. Нефтяные залежи Волго-Урала заключены в терригенных отложениях девона, карбонатных и терригенно-карбонатных породах карбона, перми и юры. Продуктивные пласты залегают на глубинах от 1000 до 3000 м. Нефть в основном тяжелая (плотность более $0,9 \text{ г/см}^3$) и средняя ($0,87\text{--}0,9 \text{ г/см}^3$). Большая часть запасов представлена высокосернистой нефтью (более 2% серы). Здесь сосредоточено 71% российских запасов такого сырья, в том числе 25% – в Республике Татарстан.

В **Тимано-Печорской** НГП преобладают жидкие углеводороды. Здесь сосредоточено около 5% НСР нефти и 1% НСР газа, 8% запасов нефти категории $A+B+C_1$ и 1% газа России. Тимано-Печорская НГП представлена широким установленным стратиграфическим диапазоном нефтегазоносных комплексов (от ордовика до триаса) и многообразием типов ловушек нефти и газа. Разведанность запасов нефти в целом по провинции невысока – порядка 24%, поскольку территория Ненецкого автономного округа изучена слабо. Открытые месторождения относятся к средним и мелким, за исключением Усинского нефтяного месторождения, эксплуатируемого почти 40 лет и выработанного на 45%. В целом по провинции выработанность разведанных запасов нефти достигает 32%, газа – 43%.

Два месторождения – Ярегское и Усинское – содержат тяжелые вязкие нефти.

Перспективным нефтегазоносным регионом европейской части России является **Прикаспийская** НГП, значительная часть которой расположена на территории Астраханской области. Данная провинция изучена слабо (6,1%), разведанные запасы нефти составляют на суше лишь 30 млн т (при оценке потенциальных – в 0,7 млрд т) и выработаны на 32%. По разведанным запасам соотношение в пользу газа, запасы которого составляют 3% от общероссийских. Слабая разведанность связана с тем, что бассейн имеет сложное строение – основные перспективные на углеводородное сырье комплексы залегают под мощной толщей соленосных отложений на глубинах более 5000 м.

Старейшей и имеющей выработанность разведанных запасов 74,5%, а в ряде регионов и более 80%, является **Северо-Кавказская** НГП. Здесь сосредоточено только

2,7% НСР нефти и 1,2% НСР газа России. Все месторождения мелкие, встречаются глубокозалегающие (до 5000 м), но качество сырья высокое.

В состав **Северо-Кавказско-Мангышлакской** НГП входит прилегающая часть акватории Каспийского моря, которая менее изучена. Доля Каспийского шельфа в запасах шельфов России составляет почти 33% по нефти и только 4,4% – по газу. Нефти шельфа хорошего качества – легкие, малосернистые (до 0,5%), маловязкие.

Первое месторождение – им. Ю. Корчагина – было введено в разработку в 2010 г.

Нефтегазоносные провинции востока страны изучены слабо и находятся в начальной стадии освоения. В НГП **Восточной Сибири** сосредоточено 12,4% НСР нефти и 18% НСР газа и только по 3% разведанных запасов соответственно. Месторождения НГП отличаются сложным геологическим строением, а также комплексным составом углеводородов: газовые залежи имеют нефтяные оторочки, и в составе их углеводородов присутствует в большом количестве гелий. В подгазовых залежах заключено более 60% запасов нефти территории; для освоения их требуются дорогостоящие технологии.

Разведка ресурсов Охотского шельфа находится в начальной стадии (рис. 3) – разведано только 24,4% НСР. Открытые ресурсы интенсивно разрабатываются за счет двух проектов – «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Выработанность разведанных запасов нефти достигла 18,4%, а в целом по **Охотской** НГП – 40,8% (включая запасы на суше, о-ве Сахалин).

На **континентальном шельфе России** преобладают запасы газа – 32% НСР газа и только 12% НСР нефти. Кроме рассмотренных шельфовых регионов, значительные перспективы по нефти имеет шельф Баренцева моря – 17,5% от разведанных запасов нефти шельфа России, который рассматривается как продолжение Тимано-Печорской НГП. Промышленная нефтегазоносность установлена в карбонатных и терригенных коллекторах в широком стратиграфическом диапазоне. Запасы учтены по пяти месторождениям, из которых Приразломное введено в 2014 году. По качеству нефть на месторождениях в основном тяжелая (плотность более 0,87 г/см³) и высокосернистая (более 2%).

По газу большая часть запасов сконцентрирована на шельфе арктических морей – 4,2 трлн м³ категории А+В+С₁ на Баренцевоморском шельфе и 2,2 трлн м³ категории А+В+С₁ – на Карском шельфе. Разведанность начальных суммарных ресурсов на 01.01.2011 г. на шельфе Баренцева моря составляет 16,3%, на шельфе Карского моря –

7,4%. Шельфовые месторождения Баренцева моря находятся на стадии разведки. На шельфе Карского моря добыча газа и ГК ведется на Юрхаровском месторождении. В свободном газе шельфовых месторождений содержатся тяжелые углеводороды – этан, пропан, бутан, газовый конденсат.

Запасы и ресурсы углеводородов других морей менее значительны.

Таким образом, характеризуя ресурсный потенциал нефтегазового комплекса России, необходимо отметить высокую долю вовлеченных в разработку запасов (78%); малое число месторождений (около 7,3% по нефти и газу) и относительно небольшую величину запасов, подготовленных к вводу в разработку (8% по нефти и 29% по газу) и находящихся на стадии разведки (только 14%) [6].

Вовлеченные в разработку запасы нефти выработаны в среднем на 50%, обводненность продуктивных пластов крупнейших месторождений уже достигла 70%. Многие эксплуатируемые месторождения Западной Сибири выработаны более чем на 75%, разведанные запасы в Татарстане выработаны на 78%, в Башкортостане – на 83%. В результате интенсивной разработки доля активных запасов снизилась до 44%, по другим оценкам – до 30%.

Неблагоприятна также и качественная структура запасов нефти. Около трети текущих запасов нефти промышленных категорий приходится на коллекторы с низкой проницаемостью (менее 0,05 мкм²), порядка 6% составляют тяжелые нефти и 9% – тяжелые, высоковязкие. Доля запасов многих месторождений, где действует ряд неблагоприятных факторов, затрудняющих разработку УВ, составляет 11% (табл. 1). Как правило, это высоковязкие тяжелые нефти. Таким образом, благоприятных для извлечения запасов нефти в текущих разведанных запасах России меньше (44%), чем запасов трудноизвлекаемых нефтей (56%).

Для добычи характерна обратная картина. Доля легкой, маловязкой нефти, добываемой из коллекторов с хорошими емкостно-фильтрационными характеристиками, больше, чем трудноизвлекаемой, – 59 и 41% соответственно (см. табл. 1). Однако в ближней перспективе последняя будет возрастать, что в немалой степени повысит себестоимость добычи нефти.

Похожая ситуация складывается в газовой отрасли: из-за многолетней интенсивной разработки высокоэффективных запасов газа преимущественно сеноманских залежей Надым-Пур-Газовского региона, нетехнологического (метанового) газа базовых

месторождений европейской части России растет доля запасов низконапорного газа, увеличивается доля запасов в сложных геологических комплексах. Растет также доля запасов с содержанием углеводородов – C_{2+B} , что делает обязательной газопереработку.

Таблица 1

**Структура добычи и запасов нефти по качеству нефтяных ресурсов
(в %, по данным на 01.01.2010 г.) [12]**

Показатели качества ресурсов нефти	Добыча нефти	Запасы нефти A+B+C ₁
1. Активные нефти, благоприятные для извлечения	59	44
2. Нефти в малопроницаемых коллекторах с низкой нефтеотдачей	30	34
3. Тяжелые нефти	4	6
4. Нефти в подгазовых залежах	3	5
5. Смесь нефтей (высоковязкие и тяжелые нефти в подгазовых залежах, нефти различного качества в подгазовых залежах)	4	11
Всего	100	100

Анализ изменений ресурсной базы показывает, что месторождения нефти и газа в значительной степени выработаны и дальнейшее развитие нефтяной и газовой отраслей РФ зависит от достижений научно-технического прогресса в расширении ресурсной базы, создании технологий извлечения ресурсов и эффективном их использовании.

Приказом Министерства природных ресурсов РФ от 13.02.1998 г. № 41 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых» в этой группе рекомендовано учитывать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат, по сравнению с традиционно используемыми способами. Был оговорен *временный*, впредь до разработки соответствующих регламентирующих и нормативных документов, состав трудноизвлекаемых запасов. Ввиду отсутствия новых регламентирующих документов, учитывающих изменение ресурсной базы нефтяной и газовой промышленности и развитие технологий добычи УВ, в настоящее время не существует четких критериев для определения ТРИЗ и единой их классификации. Нередко к ТРИЗ относят запасы всех низкодебитных месторождений с высокой себестоимостью добычи.

В вертикально-интегрированных российских компаниях трудноизвлекаемыми считают все запасы, разработка которых в данных экономических условиях нерентабельна.

Наиболее часто употребляется объединение ТриЗ по залежам с однородными характеристиками (табл. 2).

По экономическим критериям эффективности разработки ТриЗ занимают промежуточное положение между запасами, нерентабельными при существующих экономических условиях, технике и технологии добычи газа и нефти, и извлекаемыми запасами газа и нефти, разработка которых может быть осуществлена рентабельно в современных условиях.

Таблица 2

Залежи, запасы которых относят к группе трудноизвлекаемых [11]

Группа залежей	Характеристика
Залежи нефти с аномальными физико-химическими свойствами	Залежи высоковязкой (>30 мПа*с), битуминозной (плотность при 20 °С >0,895 г/см ³), высокопарафинистой (>6%) и особо высокосернистой (>3,5%) нефти
Баженовская свита	Сложное геологическое строение залежей с резкой латеральной и вертикальной неоднородностью резервуара, коллекторы вторичного генезиса трех типов: порово-трещинные, трещинные и трещинно-кавернозные с низкими фильтрационно-емкостными свойствами
Залежи с КИН <0,230	
Отложения типа «рябчик» пласта АВ ₁ ¹⁻² Самотлора	Резкая литологическая неоднородность, тонкое переслаивание песчаных и глинистых включений различной формы и размеров
Породы доюрского комплекса (ДЮК)	Принадлежность залежей к комплексу пород фундамента и образованиям пермотриасового возраста. Тип коллектора – кавернозно-порово-трещинный
Тюменская свита	Мозаичное строение толщи с высокой степенью неоднородности разреза, наличие множества «рукавообразных» изолированных песчаных тел, высокая степень послойной и зональной фильтрационной неоднородности отложений
Ачимовская толща	Залежи нефти приурочены к очень сложным ловушкам клиноформного строения с неравномерным, часто линзовидным переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитоподобных глин. Коллекторы имеют преимущественно невысокие фильтрационно-емкостные свойства
Подгазовые зоны залежей	Нефтегазовые залежи с нефтяными оторочками небольшой нефтенасыщенной мощности (около 4 м)

В соответствии с размещением начальных запасов нефти наибольший объем ТриЗ сосредоточен в Ханты-Мансийском АО. В табл. 3 приведено распределение ТриЗ по залежам и доля каждой залежи в добыче нефти по ХМАО.

Таблица 3

Распределение геологических и извлекаемых запасов трудноизвлекаемых нефтей в ХМАО по залежам (в % к сумме трудноизвлекаемых запасов) и доля залежей ТРИЗ в обеспечении добычи по ХМАО в 2010 г. [11]

Залежи	ABC ₁ +C ₂ % к итогу (геологические)	ABC ₁ % к итогу (извлекаемые)	Доля ТРИЗ в добыче ХМАО в 2010 г.	Доля ТРИЗ в накопленной добыче ХМАО в 2010 г.
С аномальными свойствами нефтей	34,6	49,4	6,5	4,74
«Рябчик»	1,4	1,3	0,15	0,01
Баженовская свита	3,0	2,4	0,2	0,05
Подгазовые залежи	4,6	2,1	1,2	1,18
Ачимовские отложения	10,7	9,4	1,1	0,15
Тюменская свита	42,0	30,0	1,8	0,38
Доюрский комплекс	3,8	5,5	0,6	0,08
Всего	100	100	11,6	6,7

Как видно (см. табл. 3), из ТРИЗ в настоящее время в разработку вовлечены и обеспечивают 6,5% добычи нефти округа залежи с аномальными свойствами нефтей – в основном это залежи высоковязкой (Ярегское и Усинское месторождения в Республике Коми и месторождения в Татарстане) и особо высокосернистой нефти (Астраханское месторождение).

Нетрадиционные ресурсы углеводородов (НРУ) – это та их часть, подготовка и освоение которой нуждается в разработке новых методов и способов выявления, разведки, добычи, переработки и транспорта. В отличие от традиционных, они сосредоточены в сложных для освоения скоплениях либо рассеяны в непродуктивной среде. НРУ плохо подвижны или неподвижны в пластовых условиях недр, в связи с чем нуждаются в специальных способах извлечения из недр, что повышает их себестоимость. Однако достигнутый в мире прогресс в сфере технологий добычи нефтегазового сырья позволяет осваивать некоторые месторождения с приемлемой себестоимостью (табл. 4).

Ранее резервы НРУ считались практически неисчерпаемыми, учитывая их масштабы и широкое распространение. Однако многолетнее изучение различных источников НРУ показывает, что реально освоенными в обозримой перспективе могут быть только тяжелые нефти, нефтяные пески и битумы, нефтегазонасыщенные низкопроницаемые коллекторы и газы угленосных отложений. На 14-м Мировом нефтяном конгрессе (1994 г., Норвегия) НРУ, представленные тяжелыми нефтями,

битумами и нефтяными песками, были оценены в 400–700 млрд т, что в 1,3–2,2 раза больше традиционных ресурсов – 311,3 млрд м³. Проблематичной и дискуссионной является возможность использования в качестве промышленных источников газа водорастворенных газов и газогидратов, несмотря на их широкую распространенность.

Таблица 4

Ресурсная база нетрадиционных углеводородов, по материалам А.А. Ильинского, О.М. Прищепы, В.П. Якуцени (ФГУП «ВНИГРИ». М., октябрь 2012 г.)

Виды нетрадиционных источников УВС	Критерии отнесения УВ к нетрадиционным	Запасы/Ресурсы
1. Тяжелые и высоковязкие нефти, млрд т	Высокая вязкость (>30 мПа*С) и плотность $\geq 0,9$ г/см ³ нефти в температурных условиях недр. В их числе тяжелые и сверхтяжелые нефти, мальты	6,3 / н.д.
2. Нефть и газ на глубинах, трлн т	Низкие фильтрационные характеристики продуктивных пород – для нефти <0,03–0,05 мкм ² в зависимости от термодинамических условий пласта; газы защемленные (диспергированные) в пространстве закрытых пор в огромных объемах	2,9 / 58,0
3. Природные битумы, млрд т	Твердое или полутвердое фазовое состояние сырья – природные битумы, асфальты, нефтяные пески	25,7 / 55,0
4. Сланцевый газ, трлн м ³	Твердое или полутвердое фазовое состояние сырья – нефтяные пески	5,5 / 20
5. Метан угольных пластов, трлн м ³	Газы, сорбированные углями и удерживаемые ими в трещинно-поровом пространстве пород, вмещающих угли	3,6 / 83,7
6. Газовые гидраты, трлн м ³	Замороженные ресурсы газа	– / 750,0
7. Водорастворенные газы, трлн м ³	Ресурсы газа в пластовых водах НПП	– / 3650,3
8. Матричная нефть, млрд т н.э.	Углеводороды C _{1+в} углеводородных и неуглеводородных соединений минерально-органической углеводородной системы на больших глубинах залегания	н.д./>>2,56

Водорастворенные газы – несмотря на очевидность огромных резервов метана – а его присутствие выявлено в пластовых водах большинства нефтегазоносных бассейнов, – они технологически сложны для освоения и малопродуктивны.

Газогидраты многие годы вызвали активный интерес и весьма острые дискуссии по вопросу их значимости в качестве промышленного источника газового сырья. По сути, газогидраты – это замороженные резервы газа, перешедшие практически в неподвижное твердое снегоподобное состояние. Для их образования необходимы газ, вода и

определенные термодинамические условия, причем не одинаковые для газов разного состава. Молекулы газа (части) заполняют полости в каркасе молекулы воды (хозяина). В 1 м³ воды может содержаться до 150–160 м³ газа.

Освоение газогидратов возможно при нарушении термодинамических условий их стабильности в пласте путем снижения давления либо повышения пластовой температуры, а также путем использования ингибиторов (метанол, глицерин и др.) в скважинах. При любых вариантах остаются неопределенными скорость и масштабы распада газогидратов в пластовых условиях, реальные объемы газодобычи, а также ее себестоимость. Именно поэтому представление о газогидратах как о промышленных источниках газового сырья даже в перспективе остается дискуссионным.

В настоящее время в США активно разрабатываются месторождения *сланцевой нефти*, приуроченные к верхнедевонской формации Баккен, развитой в бассейне Уиллистон. В декабре 2011 г. суточная добыча нефти из Баккена достигла 75,3 тыс.т.

Новым видом НРУ является *матричная нефть*. На Оренбургском месторождении открыли и в 2005 г. оценили ресурсы матричной нефти в 2,56 млрд т н.э. (по оценке экспертом Госкомиссии по запасам полезных ископаемых при Минприроды РФ). Нефть, которая как бы срослась с карбонатной породой, можно извлечь только с помощью специальных растворителей [13]. При растворении выделяются газ и конденсат, пополняющие традиционные запасы Оренбургского НГКМ.

Оценить экономические параметры залежей матричной нефти можно лишь при выходе на масштабную добычу. Известны и другие месторождения матричной нефти, например, в Восточной Сибири.

Ресурсы метана в угольных месторождениях и бассейнах оценены в большинстве каменноугольных бассейнов России. Метаноносность угольных пластов составляет от 10 и до 45 м³ газа на тонну угля. Кроме того, много газа и во вмещающих породах, в том числе свободного. Прогнозные ресурсы метана только в угольных пластах 14 газозольных бассейнов России оцениваются более чем в 50 трлн м³, их извлекаемая часть составляет около 22%. Наиболее крупные газозольные бассейны: Тунгусский (26 трлн м³), Кузнецкий (13 трлн м³), Ленский (3 трлн м³) и Печорский (2 трлн м³). Ежегодно при добыче угля в нашей стране выделяется около 3 млрд м³ метана, но используется не более 3% для местного газоснабжения.

В феврале 2010 года на Талдинском метанугольном месторождении Кузнецкого бассейна ОАО «Газпром» запустил первый в России промысел по добыче угольного газа. В 2010 году в режиме пробной эксплуатации было добыто 5,3 млн м³ угольного метана, в 2011 г. – 5,7 млн м³. Согласно бизнес-плану, в течение первых 5 лет эксплуатации скважин на первоочередных площадях Южно-Кузбасской группы добыча достигнет 1,6 млрд м³ газа в год, а к 2020 году возрастет до 4 млрд м³ газа в год. В долгосрочной перспективе, с подключением Нарыкско-Осташкинской и других площадей, запланирован выход на объем 18–21 млрд м³ в год для удовлетворения потребностей в газе других регионов юга Сибири.

Газ угольных пластов по своему составу похож на сеноманский газ Западной Сибири. Однако по сути этот газ является низконапорным, дебиты скважин здесь ниже, чем дебиты скважин традиционных газовых месторождений. Для его подготовки необходимо строительство установок компримирования газа. Вследствие более высокой себестоимости целесообразно использование шахтного метана в регионах добычи.

Проведенный анализ трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородов, наличия технологий их извлечения, целесообразности добычи с учетом экономических показателей позволил провести ранжирование ресурсов по затратам на их освоение (рис. 4), что влияет на очередность их освоения. При этом намеченные для первоочередного освоения НРУ уже разрабатываются, но в ограниченных объемах. Расширение добычи возможно и связано с внедрением новых технологий добычи. Так, активное применение метода внутрипластового горения при освоении ресурсов баженовской свиты Средне-Назымского месторождения в ХМАО увеличивает нефтеотдачу пласта, а объем добычи нефти – в 1,6 раза («Инновационные технологии» / РГУ им. И.М. Губкина. М., 2010 г.).

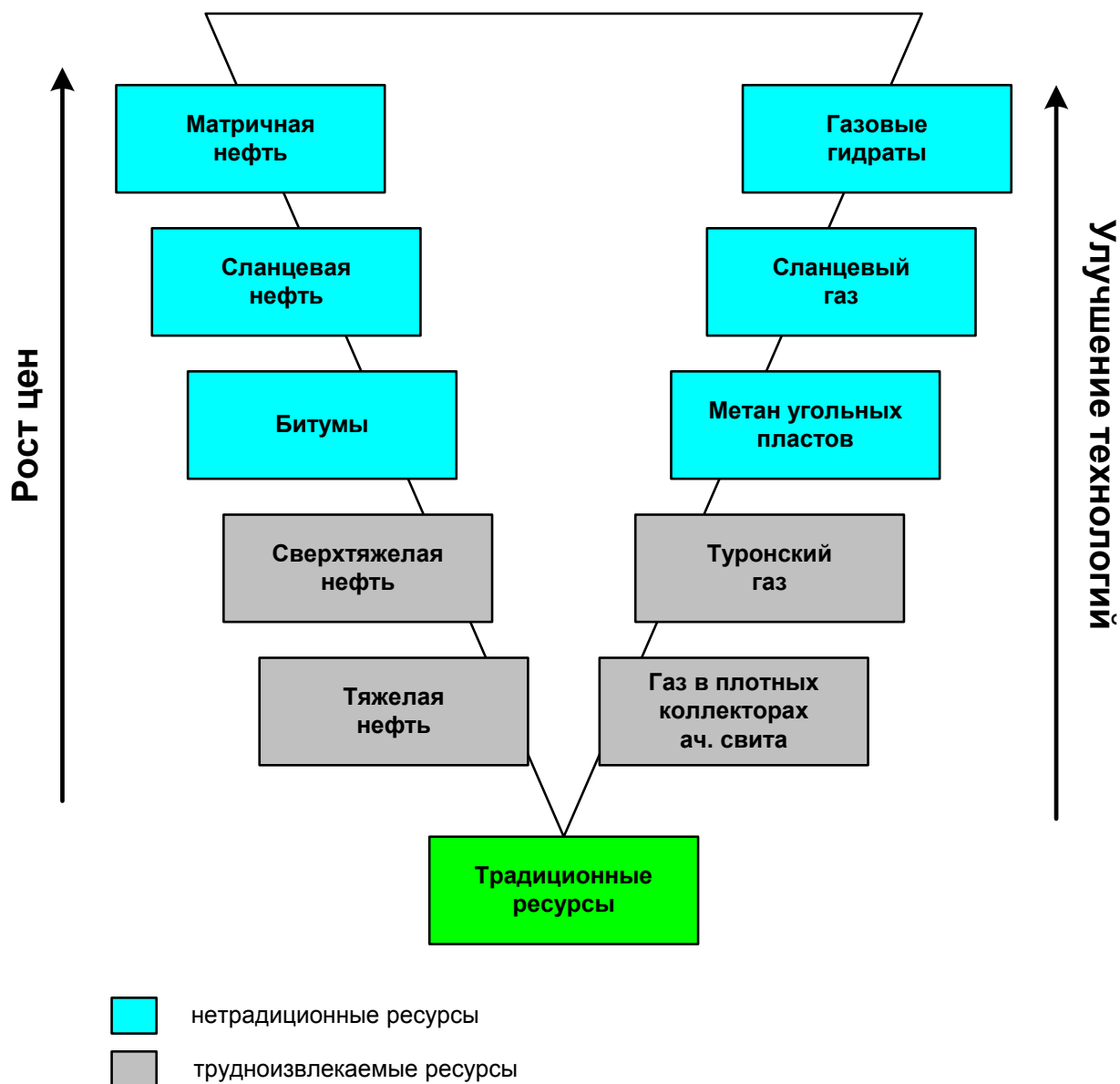


Рис. 4. Ранжирование ресурсов углеводородов по мере роста затрат на их освоение

2. Подход к проведению экономической оценки ресурсов углеводородов нефтегазоносных провинций России

Необходимость использования геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр при осуществлении госрегулирования отношений недропользования и решения задач развития минерально-сырьевой базы определена в Законе РФ «О недрах» [3].

Стоимостная оценка (СО) ресурсов углеводородов (РУ) базируется на геологических и извлекаемых запасах нефти и газа объекта, утвержденных в установленном порядке государственной экспертизой запасов полезных ископаемых и учтенных Государственным балансом полезных ископаемых. Прогноз экономических показателей освоения объекта в процессе его стоимостной оценки должен проводиться на базе технологически извлекаемых запасов – части геологических запасов объекта, извлечение которых из недр возможно при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды. В результате стоимостной оценки определяются промышленно-значимые (рентабельные) запасы объекта оценки – часть технологически извлекаемых запасов, извлечение которых из недр экономически эффективно с учетом прогнозных цен. Эти запасы соответствуют прогнозируемому объему добычи нефти и горючих газов за рентабельный срок эксплуатации объекта оценки.

При определении стоимости запасов отдельного пласта или всего месторождения, нефтегазового региона и вообще любого объекта скопления углеводородов используется метод дисконтирования денежных потоков, при котором соизмеряются возможные доходы от эксплуатации оцениваемого объекта и предстоящие расходы, в которые включаются затраты на разведочные работы, операционные затраты (на добычу и транспорт УВ), капитальные затраты на бурение скважин, воздействие на пласт и обустройство месторождения, прокладку трубопроводов до врезки в магистральные трубопроводы, на создание промысловой промышленной инфраструктуры.

Количественным показателем СО при доходном подходе является величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД), который может быть получен в результате эксплуатации объекта оценки:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{ЧД}_t}{(1+E)^{t-t_0}},$$

где E – норма дисконтирования; t – индекс текущего года; t_0 – момент приведения; T – расчетный период; ЧД – чистый доход (сальдо денежного потока). При ограничениях на капиталовложения в расчете используется величина замыкающей эффективности капиталовложений f [10].

При теоретической разработанности вопроса СО РУ внедрение ее в практику сдерживается наличием ряда проблем организационного и методического характера. Система стоимостной оценки нефтегазовых ресурсов должна включать нормативное, методическое, информационное и программное обеспечение, а также организованный механизм проведения оценки и использования ее результатов. В развитых зарубежных странах такая система создана и успешно функционирует, являясь инструментом эффективного управления фондом недр на корпоративном и государственном уровнях, в России же она находится только в стадии формирования (рис. 5).

Понимая важность решения проблемы СО РУ, Министерство природных ресурсов РФ проводит работу по разработке проектов необходимых документов [4]. Эти документы включают «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата в России», Инструкцию по ее применению, а также методические рекомендации применительно к целевому назначению оценки: Методические рекомендации по определению стартовых размеров разовых платежей за пользование участками недр, содержащими запасы и ресурсы нефти и газа; Методические рекомендации по обоснованию эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ, финансируемых за счет средств государственного бюджета, и др.

Большая заслуга в разработке указанных методических документов, а также инструментария оценки и программных средств принадлежит ученым Сибирского НИИГеологии, геофизики и минерального сырья г. Новосибирска (Н. Супрунчик, И. Тумашов, О. Немова и др.), Сибирского НТЦ нефти и газа (А. Герт) [5,7,8].

В основном их исследования имеют прикладной характер, основаны на базе конкретных данных (открытых технологически извлекаемых запасов) компаний и в целом содержат элементы конфиденциальности, что не позволяет сделать доступными для анализа результаты СО РУ в целом и в сравнении по регионам. Определенным выходом из этой ситуации представляется введение новой классификации запасов, интеграция ресурсов России в международные стандарты оценки запасов. Помимо выделения категорий запасов и ресурсов по геологической изученности, в новой классификации применяются принципы деления на категории и группы по промышленной освоенности и экономической эффективности, что соответствует мировой практике. При этом основой для отнесения оцениваемого объекта к одной из выделенных групп являются такие

результатирующие показатели стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья, как чистый дисконтированный доход и ожидаемая стоимость запасов.

Следующим шагом является определение стоимости запасов, полученной на базе нефтегазовых проектов.

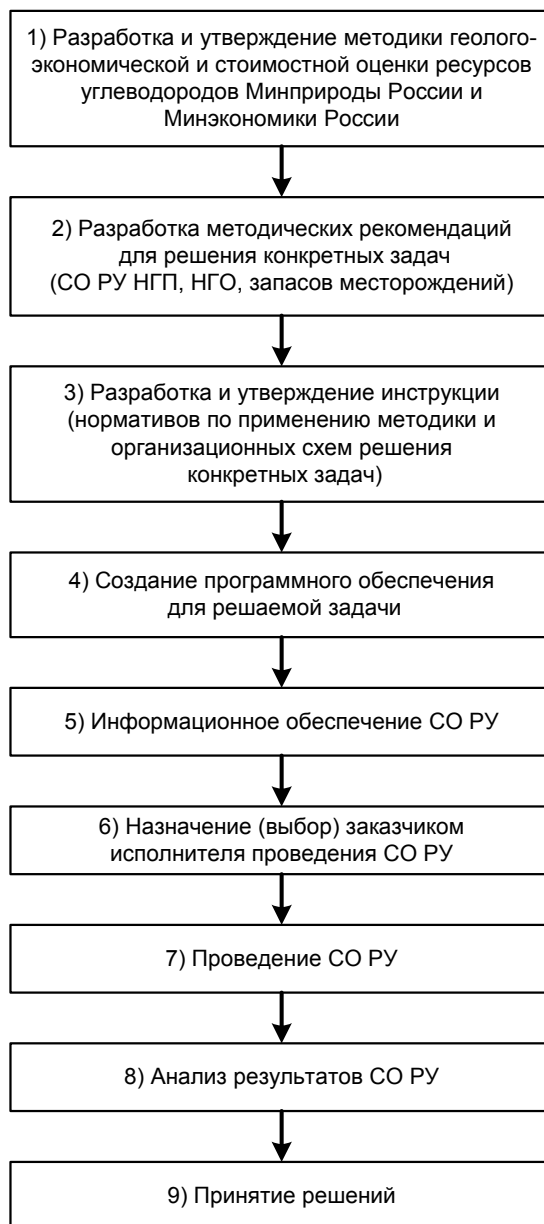


Рис. 5. Принципиальная схема организации работ по стоимостной оценке ресурсов углеводородов

Для государства экономика разработки перспективных нефтегазовых ресурсов в проектном исполнении станет прозрачной при условии доступности информации об эксплуатационных и капитальных затратах на освоение РУ в каждом регионе. Эти данные должны дополнять Государственный баланс запасов. Приближение их к фактическим (реальным) условиям разработки ресурсов углеводородов позволит оценить необходимость предоставления льгот и прочих преференций отдельным месторождениям и объектам разработки для поддержания добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов, а также определить, как эти льготы влияют на ежегодную добычу, общий объем извлекаемых запасов и величину налогов. Таким образом, необходим каталог месторождений (проектов), где, наряду с геолого-техническими, должны быть представлены экономические оценки.

3. Подход к формированию базы данных о запасах и ресурсах УВ в структуре, необходимой для модельных расчетов

С учетом возрастающего числа объектов нефтегазовых ресурсов, технологий их извлечения, а, следовательно, и увеличения информации, подлежащей хранению, анализу и исследованию, необходимость автоматизации процесса экономической оценки ресурсов не вызывает сомнений.

Обобщив имеющиеся массивы информации о запасах углеводородов, содержащиеся в Государственном балансе запасов полезных ископаемых, в отчетных материалах ЦДУ ТЭК, ИНФОТЭК и др., авторы сформировали общие требования к программному продукту, который способен объективно отразить особенности ресурсной базы углеводородов, позволит уменьшить влияние субъективных факторов и оптимизировать время расчетов.

Одним из важных экономических показателей освоения запасов и ресурсов углеводородов является дебит скважин. Анализ количественных показателей разрабатываемых месторождений и отдельных объектов, приведенных в Госбалансе запасов, позволил нам оценить средний дебит намечаемых и возможных к вводу месторождений и перспективных структур и ввести этот показатель в базу по месторождениям.

Необходимая для расчетов база данных должна отвечать следующим требованиям:

1) информация должна быть основана на Государственном балансе запасов углеводородов;

2) информация формируется по каждому объекту открытых месторождений, по открытым структурам локализованных и нелокализованных ресурсов;

3) объем и структура информации стандартизированы по всем объектам;

4) база данных дает возможность группировать сведения об объектах и месторождениях по НП, регионам, компаниям, то есть должна быть гибкой и удобной для пользователей;

5) одновременно с ресурсным блоком формируется технологический блок с перечнем технологий с известными характеристиками (отечественными), предполагаемыми к использованию (по зарубежным аналогам). Характеристики технологий содержат стоимостные показатели, эффект от внедрения (стоимостной, рост КИН) и др.

Для независимой стоимостной оценки месторождений (залежей) нужно использовать простую производственно-экономическую модель [14].

Экономический расчет производится с учетом внешних факторов развития на перспективный период: уровня и динамики мировых цен на нефть, принимаемых Минэкономразвития России индексов удорожания и инфляции, уровня налогов и сборов, величины E и f . Структура базы данных приводится на рис. 6.

Данные технологического блока используются (применяются) для каждого класса месторождений:

- на разрабатываемых месторождениях рассматривается (оценивается) возможность повторной разработки с помощью новой технологии, обеспечивающей рост КИН, углубление скважин до новых запасов, сравнение с проектными данными;

- на подготовленных и разведываемых месторождениях рассматривается каждая возможная к применению технология; оценка экономических показателей проводится по аналогии с месторождениями, имеющими проекты; проводится выбор темпа отбора, обеспечивающего повышение чистого дисконтированного дохода за период разработки;

- по структурам локализованных и нелокализованных ресурсов проводится оценка геологических данных и характеристик (в интервалах).

Исходные данные могут задаваться интервалами (функциями распределения).

В целом разработанная база данных имеет логичную и понятную структуру и удобные инструменты для работы (взаимосвязанные таблицы EXCEL).



Рис. 6. Характеристика базы данных для проведения стоимостной оценки ресурсов углеводородов

По каждому учетному объекту ресурсов углеводородов собранная в базе информация позволяет: оценить народно-хозяйственный эффект от его разработки; чистый дисконтированный доход за период разработки при выбранном (рассчитанном) темпе разработки; обосновать величину налогов, обеспечивающих большую рентабельность разработки объекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетика России. Взгляд в будущее. Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 г. М.: Энергия, 2010.
2. Госдоклад Минприроды РФ «Состояние и использование минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации» 2012 г. – Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=134151>.
3. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 г. №2395-1 и последующие редакции. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/popular/nedr/66_1.html.
4. *Герт А.А., Волкова К.Н., Немова О.Г., Супрунчик Н.А.* Методика и практический опыт стоимостной оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Новосибирск: Наука, 2007. 84 с.
5. *Герт А., Супрунчик Н., Тумашов И., Ефремов А., Немова О.* Инвесторам нужны четкие критерии // Нефть России. 2012. № 4. С. 80–83. – Режим доступа: <http://sibntc.ru/publications/nr042012.pdf>.
6. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации: Нефть – Газ. М.: Минприроды и экологии России, Федеральное агентство по недропользованию РФ, 2011.
7. *Герт А., Супрунчик Н., Немова О.* Сколько стоит запасы освоить // Нефть России. 2007. № 4. С. 74–76. – Режим доступа: http://sibntc.ru/publication_3.htm.
8. *Герт А., Волкова К., Супрунчик Н., Немова О., Мельников П.* Экономические критерии в новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов // Технологии ТЭК. 2007. Июнь. – Режим доступа: http://sibntc.ru/publication_6.htm.
9. «Классификация запасов и природных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная приказом Министерства природных ресурсов РФ от 1 ноября 2005 г., № 298.
10. *Лукьянов А.С.* Учет замыкающей эффективности капитала при планировании добычи углеводородного сырья // Изв. АН. Энергетика. 2010. № 4. – Режим доступа: http://www.eriras.ru/files/lukjanovizvjestijaran_02_uchjet_zamykajucshjej_effektivnosti_kapitala_2010.pdf.
11. Материалы VI Международного инвестиционного форума, ЮГРА–2011. Ханты-Мансийск, 2011.

12. *Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А.* Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf.

13. *Дмитриевский А.Н.* Наступает новый этап добычи российской нефти. Необходима новая парадигма // Берг-привилегии, 2010. № 2(6).

14. *Лукьянов А.С.* Инвестиционная модель месторождения нефти // Труды Шестой междунар. конф. «Управление развитием крупномасштабных систем» (MLSD'2012). М., 2012. – Режим доступа: http://www.eriras.ru/files/lukjanovinvjesticionnaja_modjelmjestorozhdjenijaMLSD_2012.pdf.