

ЭС '2030: ИГНОРИРУЯ РЕАЛИИ



Очень полезно, что анализ тенденций развития ТЭК России, выполненный в ряде публикаций, в первую очередь, «Вертикали», крупнейшем отраслевом издании, в том числе, и в нашей статье («Ниже оптимизма, выше пессимизма», НГВ #6'2010), побудил основных авторов и идеологов ЭС-2030 раскрыть субъективную начинку целевых ориентиров и весьма специфической вольный прогноз значений основных показателей и параметров развития нефтяного сектора экономики страны (НГВ #13-14'2010).

Нам бы не хотелось, чтобы настоящую статью воспринимали как дежурную критику статьи «Развитие нефтяной промышленности России. Взгляд с позиции ЭС-2030» (НГВ #13-14'2010), хотя в ней, кроме общих слов, экономическое, социальное, геологическое и техническое развитие нефтяной промышленности не просматривается.

Мы же — экономист и геолог — взяли на себя труд показать, что «Взгляд с позиции ЭС-2030» отражает отраслевую политическую линию современной власти, игнорирующую экономические и геологические законы, а известное высказывание «политика есть концентрированное выражение экономики и геологии, их обобщение и развитие» аксиомой для сегодняшней России не является.

Однако перейдем к конкретному анализу ЭС-2030.

В приведенном впечатляющем списке НИИ, компаний и органов исполнительной власти, участвовавших в

формировании ЭС-2030, почему-то нет Минприроды и Роснедр, которые определяют и создают геологическую основу развития

нефтяной отрасли. В статье (НГВ #13-14'2010) обращает на себя внимание фраза: «Принципиальным моментом формирования прогнозных параметров функционирования ТЭК в ЭС является комплексное рассмотрение всех факторов развития». Всех ли?

Фактор и факты геологии

К примеру, рассмотрим некоторые факторы и факты, представленные на столбцовом графике «Добыча и прирост запасов нефти и газового конденсата в России за счет ГРП в 2000–2009 гг.». Приведенные цифры «прироста запасов» явно не соответствуют имеющимся документам. Нами в прошлом году проведен анализ госбаланса по нефти за период 2002–2008 гг. (см. «Структура прироста извлекаемых промышленных запасов...»).

Под приростом запасов нефти в государственном балансе понимается «прирост извлекаемых промышленных запасов нефти за счет ГРП за вычетом списания запасов по статьям «разведка» и «переоценка». Вряд ли нужны комментарии к приросту запасов, учтенному в ЭС-2030 (столбец 7 в таблице — 2787,5 млн тонн), и реальному приросту запасов за счет ГРП (столбец 5 с учетом списания — всего 1381,6 млн тонн).

Для объяснения этой разницы приведем хорошо известные геологам факты. В прирост запасов по принятой в последние годы практике включаются так называемые виртуальные запасы, представляющие собой ресурсы, переведенные в запасы по неведомо как рассчитанному коэффициенту перевода. Приводим расчет «прироста запасов» с учетом ресурсов, который выполнен в Роснедрах (см. «Прирост запасов...»).

Авторы публикации в НГВ #13-14'2010 утверждают, что «прирост» только за счет ГРП (не учитывая статью «переоценка») в 2000–2009 годах оказывается на уровне более 94%. Но если откинуть виртуальные запасы, то уровень прироста по отношению к добыче составляет всего (1024,0:2424,1) 42,2%.

Структура прироста извлекаемых промышленных запасов нефти в России за период 2002–2008 гг., млн т

Годы	Прирост за счет ГРП (данные ЦКР в балансах запасов)	Списания		Итого прирост с учетом списания	Прирост за счет переоценки, в т.ч. роста КИН	Прирост запасов по В.Бушуеву	Годовая добыча	Изменение текущих балансовых запасов за год
		По статье «разведка»	По статье «переоценка»					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2008	621,2	-32,33	-179,0	409,9	292,0	588,9	471,6	+230,3
2007	590,0	-11,0	-115,1	463,9	598,9	520,6	473,6	+589,2
2006	657,6	-37,1	-501,0	119,5	549,3	635,8	462,0	+206,8
2005	390,7	-17,5	-295,0	78,2	389,7	394,3	451,6	+16,3
2004	269,7	-51,8	-98,0	119,9	188,4	127,2	442,1	-133,8
2003	260,4	-6,2	-141,3	112,9	134,7	267,0	407,0	-159,4
2002	220,3	-4,2	-138,8	77,3	127,1	253,7	366,8	-162,4
2002–2008	+3 009,9	-160,1	-1 468,2	1 381,6	+2 280,1*	2 787,5	3 074,7	+587,0

*) в т.ч. за счет повышения КИН: 1 981,3 млн т

Добавим к этому, что не всякий прирост запасов за счет ГРП можно считать реальным приростом запасов, восполняющим добычу. Также не всякую проведенную в последние годы переоценку можно считать объективной.

Так, по широко известному уникальному Красноленинскому месторождению нефти в 2006 году было списано 360 млн тонн промышленных запасов. Однако большая их часть (210 млн тонн) тут же была поставлена на госбаланс по категории С₂.

Можно ли такие запасы считать предварительно оцененными? Могут ли быть они надежным резервом прироста новых промышленных запасов? Очевидно, что не могут, так как однажды они уже были оценены, а затем переоценены и списаны как промышленные запасы. И этот пример не единственный.

По нашим оценкам, более половины приращенных запасов нефти находится на месторождениях, которые инфраструктурно не доступны и к которым, по крайней мере, до 2030 года не планируется строительство магистральных нефтепроводов. Также нельзя не учитывать, что большинство открытых за последние 10–15 лет месторождений относятся к малым и мизерным по извлекаемым запасам, то есть являются заведомо нерентабельными в прогнозируемом периоде.

С учетом сказанного восполнение добычи промышленными за-

пасами в период 2002–2009 годов фактически составляет не более 20%.

Не понятно, зачем чиновники последние годы обманывают гражданское общество, властные органы и себя? И почему этот обман вошел и лежит в основе ЭС-2030? Концентрированное, но ложное выражение экономики и геологии и есть наша отраслевая политика?

Теперь остановимся на некоторых экономических несуразностях ЭС-2030. Первая и, пожалуй, главная несуразность состоит в том, что авторы ЭС-2030 категорически заявляют, что достойной альтернативы ЭС-2030 в настоящее время не существует.

Так ли это? Конечно, нет. Экономика является настолько многогранной жизненной наукой, что предлагает десятки достойных альтернатив. Покажем это на некоторых фактах и факторах, принятых в качестве исходных посылок построения утвержденной ЭС-2030.

Налогообложение

Странно читать, что «основной стимулирующий эффект развития отрасли ожидается от реформирования системы налогообложения». Реформирование сводится к «усилению» льгот по НДС (сугубо коррупционная схема) на первых двух этапах (до 2020 года) и на третьем этапе (с 2020 года) к введению налога на дополнительный доход (НДД), ко-

торый обсуждается в Госдуме РФ почти 15 лет.

«Принципиальным моментом формирования прогнозных параметров функционирования ТЭК в ЭС является комплексное рассмотрение всех факторов развития». Всех ли?

Иными словами, авторы концепции предлагают обсуждать НДД еще 10 лет, хотя известно, что используемые в этом налоге понятия «накопленных затрат» и «накопленной выручки» со дня начала добычи на месторождении могут обрушиться при любом финансовом или экономическом кризисе, при любом обрушении мировых (да и внутренних) цен на нефть.

В приведенном впечатляющем списке сторон, участвовавших в формировании ЭС-2030, почему-то нет Минприроды. Не потому ли показатели ЭС и Геологической стратегии значительно разнятся?

Однако известно, что в системе платного недропользования имеется одна из достойных альтернатив, заключающаяся в переходе на взимание рентных платежей, о чем мы написали в НГВ #7'2010.

Удивительно, что эта альтернатива (рентное налогообложение) вообще не рассматривается в ЭС-2030, хотя один из ее

«Прирост запасов» с учетом прогнозных ресурсов нефти и конденсата, млн т

№ п/п	Показатели	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005–2009 гг.
1.	Локализация ресурсов	1 500	2 250	2 280	2 300	2 350	10 680
2.	Коэффициент перевода ресурсов	0,1522	0,1522	0,1522	0,1522	0,1522	0,1522
3.	Виртуальные запасы	228	342	347	350	358	1 625
4.	Прирост промышленных извлекаемых запасов за счет ГРП	256	341	394	377	262	1 630
5.	в том числе за счет КИН	121	175	210	100	–	606
6.	«Прирост запасов» с учетом виртуальных запасов (3)+(4)	484	683	741	727	620	3 255
7.	Прирост запасов за счет ГРП без учета КИН и виртуальных запасов	135	166	184	277	262	1 024,0
8.	«Прирост запасов» по В.Бушуеву	394,3	635,8	520,6	588,9	620,0	2 759,6
9.	Добыча	470,2	481,1	490,9	488,0	493,9	2 424,1

авторов — профессор Валерий Крюков — является соавтором монографии «Нефтегазовые ре-

Восполнение добычи промышленными запасами в период 2002–2009 годов фактически составляет не более 20%. Не понятно, зачем чиновники последние годы обманывают власть и общество

сурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр»

ЭС-2030 нет альтернативы? А есть ли альтернатива НДС и предполагаемому стратегией НДС? Есть — рентное налогообложение. Как и альтернатива ЭС с точки зрения совершенствования системы лицензирования

(Новосибирск, «Наука-центр», 2007 г., 588 с.), в которой достаточно подробно изложена теория рентных доходов и их роль

Ежегодное финансирование ГРП в объеме чуть более 6 млрд рублей наглядно демонстрирует всю зыбкость и несерьезность перспектив реализации ЭС-2030. И альтернативы этому действительно пока нет

в налогообложении в России и за рубежом.

Лицензирование

Предложенные изменения в вопросах организационного обеспечения системы лицензирования

Финансирование из средств федерального бюджета и объемы ГРП на нефть и газ

№ п/п	Показатели	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
1.	Объем финансирования, млн руб.	9 268	10 121	8 930	8 636	6 264*)	6 264*)
2.	Объем бурения, м	14 493	17 143	15 152	8 240	4 000	5 000
3.	Объем сейсмозазведки, пог. км	56 609	44 765	24 640	17 500	12 000	11 500

*) В соответствии с распоряжением Правительства РФ (от 17.11.08 №1663-р)

недр сведены к «повышению эффективности госконтроля, непрерывному мониторингу и разработке средне- и долгосрочных программ проведения ГРП и лицензирования». Но поскольку все, что ныне в этой сфере делается, никакой реальной экономической отдачи не имеет, то не идет ли речь о повышении виртуальной эффективности? Причем, безальтернативно?

Ответ отрицательный. Альтернативы по совершенствованию системы лицензирования есть (см. «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление», №1, 2010 г.).

Во-первых, перенос на государство процесса согласования лицензионных соглашений с десятками контрольно-надзорных органов (сегодня это возложено на недропользователя и растягивается до двух лет). Лицензии должны выдаваться «под ключ» после всех согласований.

Во-вторых, выделение разведки в отдельный лицензируемый вид деятельности (сегодня в одной лицензии соединены «несоединяемые» виды деятельности — разведка и добыча, при этом по закону «О недрах» исключены самостоятельные лицензии на поиски и разведку полезных ископаемых).

Если не отделить разведку от добычи, то нельзя ожидать существенных открытий на новых территориях, на которых вот уже 20 лет не производятся разведочные работы, поскольку они находятся вне выданных лицензий.

В-третьих, следует обязательно исключить введенную в 1995 году статью 17-1 закона «О недрах» о переоформлении лицензий, которая разрешила «торговлю» лицензиями, что недопустимо в связи с государственной собственностью на недра.

В-четвертых, надо, наконец, поставить точку над «i» по вопросу допуска иностранных компаний к недропользованию (их то допускают, то запрещают). Если нефтяная отрасль остро нуждается в огромных инвестициях, то без зарубежных компаний нам не обойтись.

В-пятых, необходимо законодательно запретить участвовать в конкурсах и аукционах любым подставным юридическим лицам (предприятиям) без учета уровня их профессионализма и накопленного опыта недропользования. Как итог — сегодня большинство лицензий находятся у небольших по активам частных компаний, зарегистрированных в оффшорах, в которые поступает

большая часть изъятых у общества рентных доходов.

Финансирование

Понятно, что в основе реализации любой отрасли лежит ее финансовое обеспечение. В соответствии с распоряжением Правительства РФ (от 17.11.08 №1663-р) утверждено финансовое обеспечение развития минерально-сырьевой базы (см. «*Финансирование из средств федерального бюджета...*»), по которому в 2011–2012 годах выделено по 6264 млн рублей (причем по спадающей экспоненте).

Во же время по Долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства МСБ России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья до 2020 года, принятой на несколько месяцев раньше протоколом заседания того же правительства РФ (от 27.03.08 №12), предусматривалось финансирование в эти же 2011–2012 годы по 22046 млн рублей в год.

Напрашивается резонный вопрос: почему вдруг финансирование воспроизводства углеводородного сырья снизилось сразу в 3,5 раза?

Естественно, что планируемые объемы бурения и сейсморазведки тоже снизились в 2,8–3,6 раза. Вообще не ясно, чем руководствуется правительство РФ, планируя и утверждая бюджетное финансирование ГРП с явным трендом на понижение?

Казалось бы, есть действующие государственные программы, есть действующая государственная ЭС-2030, есть рекламируемая Концепция долгосрочного развития нефтяной промышленности. Но важнейшие документы не подкрепляются финансовым обеспечением.

Ежегодное финансирование в объеме чуть более 6 млрд рублей наглядно демонстрирует всю зыбкость и несерьезность перспектив реализации ЭС-2030. И альтернативы этому действительно пока нет. Хорошо ли — плохо, но вот ведомство Э.Набиуллиной чуть не поквартирно корректирует свои прогнозы, в нашей же отрасли

тишь да гладь. Благодати — хоть какой — нет. Написали, утвердили и забыли: политика?

Статистика

Вспомним, что в советское время действовали две важнейшие ежемесячные формы статистического наблюдения: (1) 3-С — себестоимость глубокого бурения на нефть и газ, в которой фиксировалась себестоимость 1 метра бурения и стоимость строительства скважин; и (2) 32-ТП — технико-экономические показатели глубокого бурения на нефть и газ, в которой основными показателями были количество станко-месяцев бурения, число буровых бригад, количество буровых установок в работе и т.д. и т.п.

С переходом на рыночные условия эти формы были отменены. В итоге потеряна обратная связь, так как отсутствует статистика стоимости 1 метра бурения, скорости бурения, стоимости скважины и т.п. Государство перестало понимать экономику отрасли. Ниже показано, что из этого следует.

Инвестиции

Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития нефтяного комплекса в ЭС-2030, в том числе на добычу с ГРП, на третьем этапе составляет \$491–501 млрд. При этом в соответствующей таблице для развития газовой промышленности капиталовложения на ГРП не предусматриваются.

Итак, согласно Приложению №3 ЭС-2030 объемы глубокого бурения (в тыс. м) на третьем этапе в целом по России составят 39850 тыс. метров, в том числе Западная Сибирь – 23000, Тимано-Печорская провинция – 1800, Восточная Сибирь – 6100, моря России — 3200, а объемы сейсморазведки 2D всего — 1 500 тыс. пог. км.

Странно, что другие виды обязательных работ для развития МСБ ТЭК в ЭС-2030 не предусматриваются. Нет сейсморазведки 3D (а это не менее 600 тыс. кв. км), других видов геофизиче-

ских исследований, нет и аэрометодов, затраты на НИОКР тоже отсутствуют.

Капиталовложения в ГРП на практике никогда не превышают 10% от объема инвестиций, а в ЭС-2030 они запланированы в размере 40%

При отсутствии официальной статистики приведем некоторые рыночные «нормативы» на проведение ГРП.

Бурение скважины на Анадырском шельфе обошлось компании Р.Абрамовича в \$70 млн, но она оказалась «пустой», а инвестиции утонули. Бурение на Каспии несколько дешевле. Но поскольку большая часть глубокого



В 2010 г. в информационно-издательском центре «ГеоИнформМарк» вышло учебно-методическое пособие
А. А. Герта,
Н. А. Супрунчик,
О. Г. Немовой,
К. Н. Кузьминой
**«СТОИМОСТНАЯ
ОЦЕНКА
НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
И УЧАСТКОВ НЕДР»**

В пособии рассмотрены вопросы теории и практики стоимостной оценки нефтегазовых месторождений и участков недр. Приведена методика стоимостной оценки, описан специализированный программный комплекс, предназначенный для проведения расчетов. Рассмотрены особенности решения различных типов управленческих задач в нефтегазовом секторе с использованием результатов стоимостной оценки. Даны практические примеры стоимостной оценки нефтегазовых лицензионных участков различной степени изученности и освоенности.

Пособие предназначено для специалистов, занимающихся прогнозом и оценкой эффективности поисков, разведки и освоения нефтегазовых месторождений и участков недр, экономикой нефтегазового комплекса, оценкой стоимости участков недр; студентов, магистрантов и аспирантов геологических и экономических факультетов высших учебных заведений.

Объем пособия – 195 стр.
Цена – 340 руб., включая НДС

По вопросам приобретения обращаться:

«ГеоИнформМарк»:
г. Москва, 127051, а/я 122,
тел.(495)654-17-85; e-mail: info@geoinform.ru

ФГУП «СНИИГГумС»:
г. Новосибирск, 630091, Красный проспект 67,
тел. (383)221-75-52; e-mail: journal@sniiggims.ru

№ п/п	Варианты	2009 г. факт	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
1.	ЭС-2030, в том числе экспорт	493,9 245,6	498,5 250,4	514,9 260,6	527,0 261,7	533,5 246,1	534,1 224,7
2.	С.Кимельман и Ю.Подольский (НГВ #6'2010)	493,9	497,1	506,5	498,1	478,1	443,1
3.	Стратегия развития геологии до 2030 г.*)	493,9	-	490,1	500,0	-	530,0

*) Утверждена распоряжением Правительства РФ от 21.06.2010 г. № 1039-р.

бурения на шельфах планируется в Арктических и Дальневосточных морях, примем достаточно усредненно стоимость одной скважины на морях — 1,0 млрд рублей.

Альтернативы прогнозу добычи ЭС-2030 тоже нет? Оказалось, есть, причем прогноз МПР РФ значительно отличается от Энергетической стратегии

Только на морях после 2020–2022 годов, согласно ЭС-2030, запланирован объем бурения в 3200 тыс. метров. Даже при средней глубине скважины в 3,0 км (обычно морские скважины мельче) — это 1070 скважин, на бурение которых потребуется по российским «нормативам» более 1,0 трлн рублей.

Среди основных индикаторов ЭС-2030 — увеличение КИН до 35–37%. Трудно понять, чем руководствовались авторы ЭС, если в соответствии с госбалансом запасов нефти это значение КИН достигнуто уже в 2008 году

Теперь о стоимости ГРП на суше. Возьмем за основу отчеты по результатам работ в 2007 году «Роснефти» и «Газпрома». В «Газпроме», согласно представленной отчетности, стоимость глубокого бурения составила 111,2 тыс. рублей на метр, сейсморазведки 2D — 235 тыс. рублей на пог. км, 3D — 711 тыс. рублей на км2. Показатели «Роснефти» — 96,3 тыс. рублей на метр, 175 тыс. рублей на пог. км и 586 тыс. руб./км2 соответственно.

Естественно, себестоимость отдельных видов ГРП зависит от освоенности и инфраструктуры регионов, где они выполняются,

глубины скважин (их стоимость с глубиной растет по экспоненте) и т.д.

Так, стоимость метра глубокого бурения в НАО в 2007 году составляла порядка 120 тыс. руб./м, в Восточной Сибири — доходила до 200 тыс. руб./м, не ниже была и в ЯНАО. В то же время себестоимость бурения в Волго-Урале была на уровне 20 тыс. руб./м, в Предкавказье, где перспективные отложения на больших глубинах (свыше 4 тыс. м), приходилось бурить глубокие скважины и их стоимость возрастала сразукратно.

В связи с этим для простоты расчетов примем следующие удельные нормативы на выполнение отдельных видов ГРП на суше: себестоимость глубокого бурения — 100 тыс. руб./м (заметьте, что большая часть глубокого бурения запланирована в ЭС-2030 на третьем этапе в регионах со сложными природно-климатическими условиями и неразвитой инфраструктурой); себестоимость сейсморазведки 2D — 150 тыс. руб./пог. км, 3D — 600 тыс. руб./км2.

Тогда на суше глубокое бурение на третьем этапе реализации ЭС-2030 обойдется в (36 650 000 x 100 000 =) 3,7 трлн рублей; на сейсморазведку 2D придется затратить (1 500 000 x 150 000 =) 1,65 трлн рублей. Отсюда инвестиции на третьем этапе реализации ЭС-2030 в глубокое бурение и сейсморазведку 2D (включая шельфы) — 6,38 трлн рублей, что даже по сегодняшнему курсу более \$200 млрд. При этом нами не учтены затраты на сейсмику 3D, другие геолого-геофизические методы, в том числе аэрокосмические исследования и НИОКР.

А теперь вспомним, что на развите добычи нефти и ГРП на третий этап в ЭС-2030 запланирова-

но всего \$491–501 млрд. Но согласно нашим прикидкам, 40% инвестиций должно уйти на ГРП! Однако на практике объемы ГРП в общей массе инвестиций никогда не превышают 10%.

Баланс спроса и предложения

В НГВ (#13-14'2010) авторами ЭС-2030 приведена таблица прогноза добычи нефти и ее распределение на экспорт и внутреннее потребление. Сопоставим три прогноза добычи нефти до 2030 года (кроме ЭС, включающие прогнозы авторов данной статьи и МПР РФ, см. «Варианты добычи...»).

Сразу бросается в глаза, насколько сильно различаются энергетическая и геологическая стратегии в 2015 и 2020 годов. Видно, что наш прогноз в 2015 году находится посередине между энергетической и геологической стратегиями, а в 2020 — значительно ниже «энергетического» прогноза, но совпадает с «геологическим» прогнозом.

Что касается ЭС 2030 года, то наш вариант (см. «Ниже оптимизма, выше пессимизма», НГВ #6'2010) намного ниже (почти на 100 млн тонн), чем в энергетической и геологической стратегиях. Тем не менее, мы продолжаем на нем настаивать, что, в частности, аргументируется предполагаемым в ЭС-2030 финансовым обеспечением, о чем мы говорили выше.

Теперь обратимся к строке экспорта. До 2015 года в ЭС-2030 прогнозируется увеличение экспорта сырой нефти до 260,6 млн тонн, которое сохранится вплоть до 2020 года (261,7 млн тонн), а потом начинается довольно значительное падение экспорта до 224,7 млн. Из этого прогноза

можно заключить, что еще на 10 лет прогнозируется сохранение сырьевой экономики, хотя политики и власти ругают ее, неустанно призывают отказаться от сырьевой зависимости.

Тем не менее, ЭС-2030 оставляет Россию еще аж на 10 лет на сырьевой игле. Как же после этого относиться к идеологии ЭС-2030, которая, по утверждению её авторов, учитывает «все факторы»?

Коэффициент извлечения нефти

Среди основных индикаторов стратегического развития нефтяного комплекса в ЭС-2030 принято увеличение КИН до 35–37%. Трудно понять, чем руководствовались авторы ЭС-2030, если в соответствии с госбалансом запасов нефти это значение КИН достигнуто уже в 2008 году.

Вообще не ясно, как средний по России КИН может быть одним из основных индикаторов развития нефтяной отрасли, поскольку — как показатель — КИН относится к каждому конкретному месторождению отдельно. Средний по стране КИН — это все равно, что средняя по России глубина реки, в которой по известному изречению «может утонуть корова».

Обратим внимание, что в мировой практике КИН планируется и прогнозируется по каждому месторождению отдельно, при этом в развитых нефтедобывающих странах при помощи современных технологий он доходит до 60–80%. Мы же — безальтернативно — планируем увеличение, которое уже достигнуто?

Время и место действия

Прогнозируемые показатели любой стратегии должны быть согласованы между собой во времени, в пространстве и по объемам финансирования, направляемому на работы, позволяющие достигнуть намеченные цели. Это — аксиома, игнорирование которой при разработке стратегии неминуемо приведет к дисбалансу при ее реализации, что, к сожалению, произошло в ЭС-2030.

Согласование во времени

Как известно, освоение УВ ресурсов распадается во времени на ряд последовательных стадий: региональную (геологическое изучение территорий, геологические прогнозы, выбор направления работ) — выявление перспективных объектов — их подготовка к глубокому бурению — поисковое бурение — разведочное бурение — ввод месторождения в разработку (в случае успешности предыдущих стадий) — вывод добычи месторождения на проектную мощность...

Лаг времени только между открытием месторождения и достижением проектной добычи на месторождении достигает 10–15 лет. Это значит, что каждая стадия работ должна создавать определенный задел (фронт работ) для последующих работ.

Как это решено в ЭС-2030? Во-первых, приняты плавающие (эластичные, как сейчас говорят) границы между этапами. Это уже плохо.

Во-вторых, обратимся к фактам. Согласно ЭС-2030, добыча жидких УВ к 2030 году должна достигнуть 530–535 млн тонн. Очевидно, при условии выполнения заданных уровней добычи в ЭС-30, за 2009–2030 годы накопленная добыча нефти будет близка к 11,0 млрд тонн. И, таким образом, подавляющая часть запасов, находящихся сегодня в разработке, будет выработана.

Прежде всего, будут освоены наиболее хорошие запасы. Оставшиеся будут представлены трудноизвлекаемыми, из которых годовые отборы будут значительно ниже сегодняшних. Но так или иначе, чтобы добывать нефть даже в объеме 471,6 млн тонн (2008 год) запасы в разработке следует по крайней мере восполнить на 11 млрд тонн.

Чтобы добывать на 60 млн тонн в год больше, потребуются дополнительно ввести в активную разработку еще минимум 2,0 млрд тонн промышленных запасов нефти. Где их взять к 2025 году? Вспомним о существующем лаге времени между вводом месторождения в разработку и временем достижения на нем проектных уровней добычи.

Единственный источник — проведение ГРП либо увеличение КИН на уже открытых месторождениях за счет системного внед-

Чтобы добывать нефть даже в объеме 471,6 млн тонн (2008 год), запасы следует восполнить на 11 млрд тонн. Чтобы добывать на 60 млн тонн в год больше, нужны дополнительные 2 млрд тонн промышленных запасов нефти. Где их взять к 2025 году?

рения в разработку инновационных технологий и МУН, повышающих эффективность ГРП, дебиты скважин и конечный КИН на каждом отдельном месторождении.

Даже если будут подготовлены продекларированные приросты запасов на втором и третьем этапах ЭС, смогут ли они повлиять на уровни добычи 2030 года? Вряд ли, поскольку временной лаг между открытием и добычей — 10–15 лет

К сожалению, об инновационных технологиях много слов в тексте и «дорожной карте» ЭС-2030. Жаль, что финансирование НИОКР отдельной строкой нигде не прописано! Очевидно, все разработки НИОКР предполагается проводить на инициативной основе либо покупать уже готовые зарубежные технологии и технику, что имеет место сегодня.

Выделенные районы должны быть одни и те же как при планировании прироста запасов, так и при прогнозе добычи УВ. К сожалению, в ЭС-2030 наблюдается пространственный винегрет

Согласно ЭС-2030, на третьем этапе реализации Стратегии (согласно Приложению №3 ЭС, см. «Индикаторы стратегического развития МСБ ТЭК») в России предполагается прирастить свыше 5,1 млрд тонн промышленных запасов нефти, что составляет почти 41% от запланированного прироста запасов за все время реализации ЭС-2030.

Для этого (в т.ч. прироста 6,5 трлн м³ запасов газа) предполагается затратить 39850 тыс. мет-

ров глубокого бурения (55,9% от суммарного объема 2009–2030 годов) и 1500 тыс. пог. км сейсморазведки 2D (44% от суммарного объема).

Даже если эти объемы работ будут реализованы (в чем есть большие сомнения — см. выше) и будут подготовлены продекларированные приросты запасов, смогут ли они к 2030 году быть введены в активную разработку и повлиять на уровни добычи 2030 года?

Необъятные километры, помноженные на бумажные запасы, тонн добытой нефти не дадут никогда. И потому альтернатива ЭС-2030 должна быть обязательно

Заранее можно утверждать, что запасы, подготовленные на третьем этапе реализации ЭС, слабо повлияют на добычу 2030 года. Для сравнения: сегодня по месторождениям со сроком ввода в разработку не более пяти лет годовая добыча всего около 35 млн тонн!

Вопрос: какими же запасами мы обеспечим добычу нефти в 2030 году в объеме 530—535 млн тонн? У нас ответа нет.

Место действия

Согласование прогнозов в пространстве и увязка с инфраструктурой — одна из основ стратегического планирования. В ЭС-2030 явно нарушены принципы нефтегазозонного, географического и таксономического районирования. Известно, что выделение конкретных районов, по которым планируется прирост запасов и добыча, можно осуществлять на основе административного, нефтегеологического, наконец, географического принципа районирования.

Самое главное, что выделенные районы должны быть одни и те же как при планировании прироста запасов, так и при прогнозе добычи УВ. К сожалению, в ЭС-2030 наблюдается пространственный винегрет.

В ЭС приросты запасов нефти, как и объемы глубокого бурения, приводятся в целом по России, которая, в свою очередь, одновременно делится и по географи-

ческому принципу, и по нефтегазозонным провинциям, из чего не следует, где именно ожидаются приросты и бурение.

Так, приросты запасов нефти приводятся по Западно-Сибирской провинции, Восточной Сибири (это — географическое понятие) и Европейскому северу (это СЗФО и акватории Балтийского и Печорского морей?). Заметим, по Волго-Уралу, Предкавказью и морям приросты запасов нефти не задаются!

Приросты запасов газа задаются по России, в том числе по Западной Сибири (соответствует ли это Западно-Сибирской НГП?), Восточной Сибири и морям!

Объемы глубокого бурения (вместе на нефть и газ!) определены по России, в том числе по Западной Сибири, Тимано-Печорской провинции (это Европейский север без Калининградской области и морей?), Восточной Сибири и морям России.

Обратимся к Приложению №4 ЭС-2030, где в соответствующих таблицах дается прогноз поэтапного развития добычи нефти и газа.

По нефти он задается в следующих районах: Север, Северо-Запад; отдельно Поволжье и Урал; Кавказ, Прикаспий; Тюменская область, Томская область, Восточная Сибирь, Дальний Восток. Не правда ли, список районов нефтедобычи плохо совпадает с перечнем регионов, по которым прописаны приросты запасов и объемы ГРП.

К последнему списку вопросы. Как согласуется Север и Северо-Запад, например, с объемом работ по ТПП? Что значит «Поволжье» и «Урал»? Во времена Ельцина и Гайдара это были самостоятельные экономические регионы Волго-Уральской и Прикаспийской НГП? А самое главное, какие приросты запасов и объемы работ и затрат предполагаются по данным регионам?

Что значит «Кавказ и Прикаспий»? Кавказ — это географическое понятие и вообще-то не территория России! А «Прикаспий» в русском языке еще никогда не означал море! Или это все-таки Астраханская область и российский шельф?

Что значит Тюменская область? Но если это не Западно-Сибирская НГП, то где же тогда Омская и Новосибирская области! Только по ним добыча нефти в 2008 году составляла 3,35 млн тонн! Или баланс добычи нефти в России можно подбить и без этих областей?


Что означает Восточная Сибирь? Входит ли сюда Республика Саха (Якутия)? И на каком основании к Восточной Сибири ныне относят западносибирский Ванкор? Только для того чтобы кому-то безальтернативно доказать рост добычи на востоке?

Почему в ЭС-2030 приводятся объемы работ и приросты запасов на шельфах, а в добыче они самостоятельно не фигурируют? Ведь существует специальная Государственная программа развития ГРП на шельфах России!

В Прогнозе поэтапного развития добычи газа... таксономические единицы районирования еще интереснее. Так, в Тюменской области появилась Обско-Тазовская губа с нулевой добычей в 2008 году. Но согласно балансам запасов только на Юрхаровском месторождении (не считая добычи конденсата) уже в 2006 году было добыто 7,15 млрд м³ газа, в 2008-м — 9,0 млрд м³.

Почему вдруг возникла Большехетская впадина? Чем же тогда провинилось Бованенковское месторождение с проектной добычей газа в 115 млрд м³ в год?

Политический фактор

Этим фактором мы завершаем настоящие рассуждения об ЭС-2030 с позиции экономиста и геолога. Хорошо было бы, если бы власти прислушались и задумались бы об экономических и геологических реалиях, которые превращают принятую ЭС-2030 в нереальный и неработающий документ. Потому что необъятные километры, помноженные на бумажные запасы, тонн добытой нефти не дадут никогда. И этому альтернатива должна быть обязательно. 



Международный форум
www.lawtek.ru
Право ТЭК '2010



16-17/11/2010

Налоги и ТЭК–2011

Практический семинар

18/11/2010

Недра и Право

3-я Международная конференция

19/11/2010

Нефть, Газ и Право

10-я Международная конференция

Налогообложение

Основные направления налоговой политики на 2011 г.

Проблемы исчисления и уплаты страховых взносов: первые итоги

Налоговый контроль за трансфертным ценообразованием: комментарии Минфина России

Налоговое администрирование и актуальные вопросы исчисления и уплаты налогов в 2011 г.

Предоставление земельных участков для целей недропользования: налоговые аспекты

Наиболее распространенные категории налоговых споров в практике арбитражных судов в 2010 г.

НДПИ: проблемы налогообложения газа (специальная сессия – 4 часа)

НДПИ: проблемы налогообложения нефти (специальная сессия – 4 часа)

Налогообложение скважин: сложные вопросы и рекомендации (специальная консультация – 6 часов)

Недропользование

Стратегия развития геологической отрасли России до 2030 г.: правовые аспекты

Новое нормативное регулирование порядка подготовки технических проектов

Проблемы организации проведения конкурсов и аукционов на право пользования недрами

Анализ правоприменительной практики переоформления лицензий

Внесение изменений и дополнений в лицензии на пользование участками недр

Участки недр федерального значения: последние предложения Минприроды России

Развитие правовых механизмов функционирования рынка геологической информации

Участки недр местного значения: правовые аспекты работы субъектов РФ

Актуальная судебно-арбитражная практика в сфере недропользования

Нефтегазовая отрасль

Правовые механизмы стимулирования малых и средних компаний в нефтегазодобыче

Участки недр континентального шельфа Российской Федерации: последние изменения в законодательстве

Правовые аспекты подготовки и согласования технических проектов разработки нефтегазовых месторождений

Готовимся к работе по новой классификации запасов и ресурсов углеводородов

Третий антимонопольный пакет: комментарии ФАС России

Правовые проблемы страхования рисков в нефтегазовой отрасли

Влияние антикоррупционного законодательства на проведение конкурсов и аукционов

Особенности участия российских нефтегазовых компаний в зарубежных проектах

Оргкомитет Форума: тел. +7 (495) 235-47-88, 235-25-49; факс +7 (495) 235-23-61; e-mail: order@oilgaslaw.ru

16–19 ноября 2010 г. Москва, гостиница «Татьяна» www.conference.lawtek.ru