

# НИЖЕ ОПТИМИЗМА, ВЫШЕ ПЕССИМИЗМА

## ВОЗМОЖНОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ ДО 2030 ГОДА



Цель настоящей работы — показать, что нефтяная отрасль страны ни при каких обстоятельствах не вытянет уровни добычи нефти, заложенные ЭС '2020. Все там столь радужно, что заставляет просчитать сценарий, соответствующий отраслевым реалиям.

Потенциал России остается достаточно высоким и все еще позволяет удержать, о наращивании речи не идет, достигнутые на сегодня уровни добычи жидких УВ, по крайней мере, до 2020 года. Но даже такой сценарий, подразумевающий мировые цены выше \$70 за баррель, серьезное наращивание объемов ГРП, кратное увеличение инвестиций в добычу и переработку, в транспортную и социальную инфраструктуру, гибкую налоговую систему, как и ряд других необходимых и комплексных мер, является архисложной задачей.

Авторы не исключают, что сохранение уровней добычи может потребовать изменения структуры комплекса, его демомонопользации, а также изменения структуры капитала компаний (об этом — в последующих публикациях).

Традиционно объективная «Вертикаль» только что опубликовала свое исследование «Нефтяная правда России<sup>2000-2009</sup>», (см. НГВ #5'2010), где изложены следствия утраты государством контроля над недропользованием. С какими-то причинными выводами, наверное, можно спорить, но суть остается сутью — в нынешнем режиме нефтяная промышленность обречена на стагнацию. Не замечать этого уже невозможно. Если итоги последней Олимпиады еще можно пережить, то нефтяной провал — прямая угроза национальной безопасности...

**Р**оссия является крупнейшей сырьевой державой в мире. И следует заметить, что сырьевая направленность экономики, если разумно ее использовать, пошла многим странам (Норвегии, в частности) на пользу. В России все сложнее: экономика страны была посажена на «нефтяную иглу» в начале 70-х годов прошлого столетия с началом освоения УВ Западной Сибири.

До 1992 года, как отмечено в Рекомендациях парламентских слушаний «О стратегии развития геологической отрасли на период до 2030 г.» (19.11.09), «достижения отечественной геологии по масштабам, новаторству, научной новизне стояли в одном ряду с достижениями космической, атомной и оборонной промышленности. Минерально-сырьевая база, созданная в годы Совет-

ской власти, обеспечила России возможность выстоять в кризисные 90-е годы и высокими темпами развиваться в 2000-е годы».

Но как показали два последних года, относительно экономическому благополучию в 2000-е годы страна была обязана, прежде всего, благоприятной конъюнктуре цен на мировом рынке сырья. Случился финансовый кризис, и проблемы нефтега-

зового комплекса России стали вполне зримыми, хотя возникли они много раньше экономического кризиса.

После распада СССР демократические реформы перестройки резко изменили судьбу НГК России: в результате ваучерной приватизации и залоговых аукционов практически все активы НГК за бесценок были переданы возникшим ВИНК и многочисленным частным компаниям (в т.ч. со смешанным и иностранным капиталом).

В новых нефтяных компаниях сформировалась частнособственническая структура капитала, причем подавляющая часть активов принадлежит ограниченному числу владельцев. В этом принципиальная разница российских ВИНК и ведущих западных компаний.

Пока в российских компаниях заметно растет лишь доля иностранного капитала: по данным вице-преьера И.Сечина (интервью на 149-й сессии конференции министров нефти стран-членов ОПЕК в Вене), в настоящее время «в капитале российских нефтегазовых компаний доля иностранного участия достигает 25%».

## Проблемы

Сегодня на распределенный фонд недр приходится почти 93% текущих промышленных запасов нефти и практически все разрабатываемые месторождения. Отсюда следует, что в настоящее время уровни добычи УВ, объемы инвестиций в разработку и геологоразведку практически целиком определяются вертикально интегрированными компаниями, которые в своем большинстве заняты ускоренным получением сверхприбылей.

Для этого форсируется отработка месторождений, введенных в разработку еще в годы Советской власти. Большие депрессии на пласт (свыше 5 МПа), высокие темпы закачки и отбора флюидов приводят к нарушению сбалансированного режима коллекторов, расформированию залежей, росту обводненности продукции, снижению продуктивности скважин. В результате — растет энергоемкость и себестоимость добычи.

## Утрата контроля

В последние годы из лицензионных соглашений (одного из основных документов, регламентирующих недропользование) незаметно исчезли основные требования государства к недропользованию:

- соблюдение проектных уровней добычи УВ сырья и объемов эксплуатационного бурения;
- соблюдение действующих Государственных стандартов при осуществлении замеров добытого углеводородного сырья;

В отрасли практически полностью утрачен контроль за:

- направлениями и объемами поисковых работ на нефть и газ;
- объемами разведочных работ (в Государственных балансах запасов перестали публиковаться объемы поисково-разведочного бурения на нефть и газ по регионам страны), приростом запасов (с четкой дифференциацией приростов за счет геологоразведки, пересчетов, роста КИН), списанием запасов;
- оперативными изменениями и качеством Государственного баланса запасов;
- состоянием сырьевой базы нефтедобычи;
- качеством проектных документов по разработке месторождений (в ХМАО из 248 документов, определяющих разработку месторождений округа, лишь 73 представлены проектами разработки и технологическими схемами, 94 — документы, составленные по «анализам разработки», 37 — технологические схемы опытно-промышленной эксплуатации, столько же — проекты пробной эксплуатации, 7 месторождений вообще разрабатываются по просроченным документам (из которых 5 — технологические схемы ОПР и 2 проекта пробной эксплуатации).

К сожалению, контроль за процессами разработки и выработкой запасов на промыслах округа находится на крайне низком уровне из-за неудовлетворительного информационного обеспечения: рекомендуемый РД объем исследований по контролю за процессами разработки выполняется лишь на 15–20% и ориентирован на исследования, не связанные с оставшейся скважин. В связи с этим, как бы ни были совершенны программные комплексы, результаты моделирования трехмерных геолого-гидродинамических моделей на некачественной информационной базе оставляют желать лучшего.

Мало того, наметилась тенденция вместо выработки оптимальных решений по рациональному управлению разработкой подгонять новые технологические схемы под сложившуюся на месторождении ситуацию (фактическая плотность сеток эксплуатационных скважин на разрабатываемых месторождениях подчас в 2,5–3 раза ниже проектной), тем самым оправдывая выборочную отработку запасов и их сверхнормативные отборы):

- выполнением лицензионных соглашений (ГРП, запасы, проекты, рациональность разработки, обустройство, экология);
- частичным соблюдением действующих стандартов, регламентов, норм и правил;
- экономическими результатами деятельности НК (издержки, прибыль, рентабельность).

Все это оборачивается потерями нефти в пласте (снижением КИН). По остаточному принципу, в первую очередь, из-за больших рисков возможных потерь, финансируется геологоразведка (в кризисном 2009 году объемы поисково-разведочного бурения, явно недостаточные ранее, сократились в среднем еще на 45%).

Правительство России может управлять нефтяными компаниями лишь через законодательную базу (в том числе лицензирование), налоги, путем создания технических, технологических регламентов и нормативов.

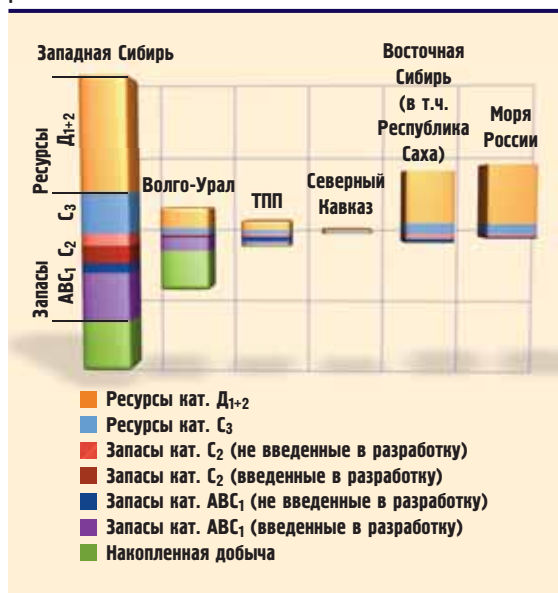
Однако анализ существующего законодательства по недропользованию заставляет усомниться в государственной заинте-

ресованности в рачительном использовании нефтегазового комплекса и природных ресурсов страны, в том числе на перспективу: уход государства из собственности НГК не был компенсирован усилением внимания к эф-

**В настоящее время уровни добычи УВ, объемы инвестиций в разработку и геологоразведку практически целиком определяются ВИНК, которые в своем большинстве заняты ускоренным получением сверхприбылей**

фективному использованию переданных активов и разрыв между необходимостью изменений в регулировании НГК и принимае-

Распределение начальных ресурсов нефти, степень их разведанности и освоённости по основным нефтеносным регионам России



мыми властями решениями лишь нарастает.

Достаточно вспомнить введение плоской шкалы единого налога на добычу (вместо отмененных отчислений на ВМСБ и роялти), хотя давно известно, что игнори-

**Уход государства из собственности НГК не был компенсирован усилением внимания к эффективному использованию переданных активов, и разрыв между необходимостью изменений в регулировании НГК и принимаемыми властями решениями лишь нарастает**

рование дифференцированных рентных платежей в условиях рыночных отношений недопустимо. В недропользовании это не сти-

**За годы перестройки из-за резкого снижения финансирования сократились объемы ГРП и эксплуатационного бурения, ликвидированы многие геологоразведочные и сервисные предприятия, практически разрушена геологическая наука**

мулирует повышение нефтеотдачи на действующих месторождениях, ввод в разработку новых

мелких месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В результате идет хищническая отработка ранее разведанных запасов, уменьшается число малых компаний и их отдача в УВ бизнесе. Справедливости ради следует сказать, что в последние годы некоторые шаги по дифференциации НДС, экспортной пошлины правительством сделаны. Но до сих пор не создан банк качества нефти, который бы позволил разумно дифференцировать НДС и экспортную пошлину, установить справедливые взаиморасчеты между поставщиками нефти разного качества в единые трубопроводные системы страны.

За годы перестройки из-за резкого снижения финансирования сократились объемы ГРП (особенно после отмены отчислений на ВМСБ) и эксплуатационного бурения. В результате были ликвидированы многие геологоразведочные предприятия (экспедиции и их базы), закрыты многие заводы и институты по разработке и выпуску геолого-геофизического и горно-промыслового оборудования (скоро будем бурить китайскими станками!), утрачены профессиональные кадры.

За рассматриваемый период практически разрушена геологическая наука, без которой не может быть грамотной стратегии развития недропользования и геологоразведочных работ, тем более что исчезло бесплатное старое и не сформировано новое доступное для науки и недропользователей единое информационное пространство, консолидирующее информационные потоки различной ведомственной принадлежности (см. «Утрата контроля»).

Из сказанного выше становится очевидным, что в России так и не удалось сформулировать и реализовать эффективный механизм воспроизводства активов НГК. И это не только проблема воспроизводства МСБ УВ, но и реализация наиболее рациональных решений в разработке, своевременный ввод в оборот новых залежей и месторождений, формирование структуры основных активов, отвечающих современ-

ным научно-техническим достижениям при поиске, разведке и освоении месторождений.

Нередко утверждают, что для этого у наших компаний не было достаточных средств: государство забирало в виде налогов и отчислений львиную долю их доходов. Так ли это?

Основные источники формирования денежных активов компаний — это ежегодные многомиллиардные собственные доходы (амортизация + прибыль), это переуступка активов собственных компаний иностранным партнерам (до 25%), наконец, это огромные внешние и внутренние заимствования (кредиты).

В то же время инвестиции компаний в НГК России (в т.ч. в разведку) за 2002–2006 годы составили лишь \$37 млрд (см. НГВ #21'2007), в 2007 году они превысили 400 млрд рублей, в 2008-м — достигли 480 млрд. Таким образом, за семь лет инвестиции в развитие отечественного НГК оказались лишь немного выше \$70 млрд, что ниже существующего сегодня долга по взятым кредитам только «Роснефти» и «Газпрома».

Начиная с 2009 года инвестиционные планы компаний корректируются в связи с финансовым кризисом в сторону сокращения, прежде всего за счет ГРП. Таким образом, энергетическая стратегия по объемам инвестиций в НГК не выполняется. Превышение доходов компаний над их инвестициями в развитие отечественной отрасли очевидно. Где же разница?

Факты говорят о том, что разница в лучшем случае уходит на закупку готовых активов, в т.ч. непрофильных, в России и за рубежом, в худшем — в оффшоры. Но даже приобретение готовых активов в России с точки зрения развития отечественного НГК — это убытки, за которые будет расплачиваться население страны.

Однако такой менеджмент способствовал быстрому росту капитализации компаний, росту дивидендов ограниченного круга акционеров, позволял рассчитывать на получение новых кредитов.

Хроническое недофинансирование разработки и геологоразведки обернулось истощением



МСБ УВ и разрабатываемых со времен СССР месторождений, что предопределило падение добычи нефти, которое фактически началось в первой половине 2008 года при высоких ценах на нефть.

Мировой финансовый кризис опустил занавес на выдачу новых кредитов нашим банкам и ВИНК. Механизм возврата долгов за счет взятия новых кредитов перестал работать. А долги российских компаний, в т.ч. кредиты, подлежащие возврату в 2009 году, остались. На выплату и обслуживание долгов наши олигархи попросили у правительства России льготные кредиты. И получили их. Так кризис недропользования прорик в федеральный бюджет и в его резервные фонды.

### Объективные предпосылки к сценарию

Уровни добычи УВ в любой стране определяются: (1) состоянием и возможностями наращивания МСБ УВ, в т.ч. состоянием ГРП на нефть и газ; (2) состоянием основных фондов, научно-техническими достижениями, включая трубопроводный транспорт и переработку УВ; (3) спросом на УВ и продукты их переработки внутри страны и за рубежом, уровнем цен; (4) инвестициями в отрасль; (5) условиями недропользования, налоговым режимом и др.

Все проблемы и процессы, перечисленные выше, имеют в России пока неудовлетворительное состояние и негативную тенденцию развития.

На первый взгляд проблем с ресурсной базой нефти в России нет: в результате последней переоценки (на 01.01.02) начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти возросли практически по всем регионам и акваториям России в целом на 6,43 млрд тонн (см. «Распределение начальных ресурсов нефти, их разведанность и освоенность по основным нефтеносным регионам»).

Наиболее существенные изменения количественные оценки нефтяных ресурсов претерпели в Западной Сибири: в ХМАО НСР нефти сокращены на 4,65 млрд

### Неразведанные ресурсы нефти России и планируемые приросты запасов и локализованных ресурсов в актуализированной долгосрочной Государственной программе, млн т

Территории и акватории	Ресурсы нефти		Планируемый прирост запасов и локализованных ресурсов нефти до 2020 г.	
	C <sub>3</sub>	D	C <sub>1</sub>	D <sub>1</sub> лок.
Тимано-Печорская провинция	750	1 700	300	1 600
Предкавказье	280	350	160	600
Волго-Урал (с Прикаспийской НГП)	1 140	3 300	580	3 400
Западная Сибирь (без части Пур-Тазовской НГО в Красноярском крае),	7 500	21 150	8 600	24 000
Восточная Сибирь (вкл. часть Пур-Тазовской НГО)	1 870	9 100	1 450	6 000
Шельфы	1 860	10 500	550	5 500
<b>Россия, всего</b>	<b>13 400</b>	<b>46 100</b>	<b>11 700</b>	<b>44 600</b>

тонн (что сопоставимо с начальными ресурсами нефти Тимано-Печорской провинции), оставшиеся (утвержденные) ресурсы перераспределены по разрезу в пользу юрских НГК и палеозоя и по площади (часть ресурсов приписана новым НГО на западе и востоке Западной Сибири). В то же время в ЯНАО НСР нефти возросли на 6,4 млрд тонн и оцениваются сегодня выше начальных ресурсов Приволжского и Сибирского ФО.

#### В связи с этим уместны вопросы:

1. Если огромный нефтяной потенциал ЯНАО не вызывает сомнений, почему в планах подготовки запасов и наращивания нефтедобычи он остается в тени? Ведь развитие инфраструктуры на Ямале предопределено программой освоения газовых месторождений.

2. Почему именно Восточная Сибирь рассматривается сегодня как один из наиболее перспективных регионов по наращиванию добычи нефти, несмотря на то,

что около 40% НСР нефти Восточной Сибири приходится на перспективно нефтеносные НГО

**Очевидно, что в России так и не удалось сформулировать и реализовать эффективный механизм воспроизводства активов НГК.**

**И это не только проблема воспроизводства МСБ**

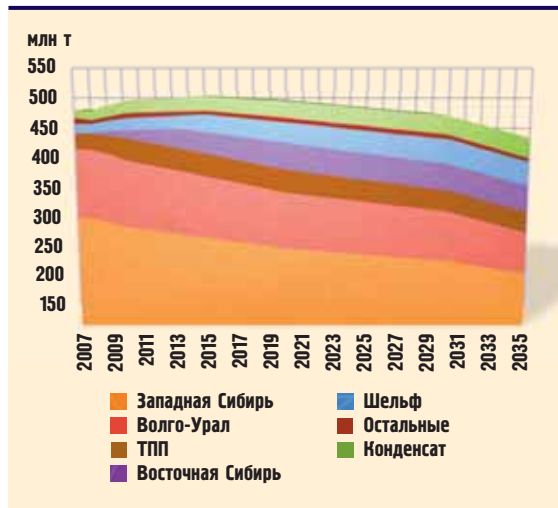
(их нефтеносность еще предстоит доказать!)? И это при полном отсутствии промышленной и соци-

**Превышение доходов компаний над их инвестициями в развитие отечественной отрасли очевидно. Где же разница? Факты говорят о том, что разница в лучшем случае уходит на закупку готовых активов, включая СМН, например, в худшем — в оффшоры**

альной инфраструктуры, при отнесении запасов большинства месторождений в зоне ВСТО к

### Мониторинг перспективных ресурсов нефти ХМАО-Югры





условно рентабельным (пока разработка этих месторождений на основе действующей системы налогообложения (без льгот) не

### На выплату и обслуживание долгов наши олигархи в кризис попросили у правительства льготные кредиты. И получили их. Так кризис недропользования проник в федеральный бюджет и в его резервные фонды

обеспечивает внутренней нормы рентабельности в 10%).

Не случайно ТНК-ВР считает разработку Верхнечонского месторождения в современных условиях малопривлекательным проектом (см. «Нефть России», №2, 2009).

### Почему Восточная Сибирь? При текущих промышленных запасах нефти в 700 млн тонн и существующих темпах подготовки новых возможные уровни годовой добычи нефти в зоне ВСТО вряд ли достигнут 30 млн тонн в год

Результаты геологоразведочных работ недропользователей в зоне ВСТО за 2005–2008 годы не могут не насторожить: за четыре года глубокоим бурением в объеме 313,6 км и сейсморазведкой 2D — 32,82 тыс. пог. км (это примерно годовые объемы геологоразве-

дочных работ в Восточной Сибири в последней «застойной» пятилетке бывшего СССР!) — открыто восемь месторождений, на четырех из них приращено 2,9 млн тонн запасов нефти категории  $C_1$  и 61,0 млн тонн —  $C_2$ , в это же время на уже существующих месторождениях прирост запасов нефти (в т.ч. по статье «переоценка») по категории  $C_1$  составил 134,0 млн тонн, т.е. среднегодовой прирост промышленных запасов нефти в зоне ВСТО был 34,2 млн тонн в год.

Сегодня стало очевидно, что ресурсов юга Сибирской платформы явно недостаточно для обеспечения добычи в 80 млн тонн в год. В связи с этим поступают предложения выходить с геологоразведочными работами в более отдаленные, в том числе северные территории Восточной Сибири.

Однако предварительно представляется разумным еще раз оценить масштабы траппового магматизма Восточной Сибири, его влияние на нефтегазоносность Лено-Тунгусской НГП, особенно перспективно нефтегазоносных областей. Нелишне продумать и методы выявления и подготовки перспективных объектов в этих регионах, так как возможности сейсморазведки здесь ограничены.

Результаты последних аукционов в Восточной Сибири (конец 2008-го — начало 2009 года) свидетельствуют об отсутствии интереса компаний к новым перспективным участкам недр, прежде всего в связи с дефицитом средств на дополнительные объемы геологоразведочных работ сверх взятых обязательств по уже полученным лицензиям.

Пока при текущих промышленных запасах нефти порядка 700 млн тонн и существующих темпах подготовки новых возможных уровни годовой добычи нефти в зоне ВСТО вряд ли достигнут 30 млн тонн в год. Все это означает, что заполнение даже 1-й очереди магистрального нефтепровода ВСТО нефтью из Восточной Сибири (без Ванкорской группы месторождений, геологически расположенных в Западно-Сибирской НГП) проблематично.

Второе крупное направление развития сырьевой базы — акватории России, с которыми также связываются серьезные перспективы по наращиванию добычи нефти. Но следует признать, что в настоящее время апробированные технологии разработки месторождений на арктических морях со сложными ледовыми условиями и глубинами моря более 50 метров отсутствуют.

В связи с этим основной интерес, с точки зрения прироста запасов нефти и последующей нефтедобычи, пока могут представлять транзитная зона Печорского моря (где в открытых месторождениях преобладает тяжелая нефть), акватория Сахалинского шельфа, российский сектор Каспия, в некоторой степени ресурсы Азовского, Черного и Балтийского морей. НСР нефти данных акваторий оцениваются ниже 4,0 млрд тонн.

В открытых здесь месторождениях (24) локализовано немногим более 600 млн тонн запасов нефти  $ABC_1$  и столько же  $C_2$ , т.е. разведанность рассматриваемых акваторий (по сумме запасов  $BC_1C_2$ ) выше 30%. При такой разведанности ожидать здесь новых крупных открытий не приходится, что и подтверждается работами последних лет на морях Дальнего Востока.

В целом широкомасштабные ГРП на морях России пока ограничены числом компаний, допущенных к подобным работам, инвестициями в геологоразведку, необходимой производственной базой (мало буровых платформ, ледокольного флота, судов сопровождения и др.), нет нужных технологий и квалифицированных кадров.

Проведение работ осложнено проблемой делимитации морей, коротким сроком лицензий (не учитывается сезонность работ на море), большим количеством экспертиз и согласований, на проведение которых и получение разрешительной документации в инстанциях разного уровня уходит много времени. Последнее является общим недостатком недропользования в России.

В целом в среднем по России разведанность НСР нефти (по ка-

тегории ABC<sub>1</sub>) достигла лишь 33,5%. Почему же средние открытия в стране опустелись до 1,0 млн тонн? Все выше сказанное позволяет усомниться в надежности оценок начальных суммарных ресурсов нефти. Об этом говорят и данные имитационного моделирования.

Если доверять существующим оценкам НСР УВ, нефтяной потенциал страны еще далек от исчерпания (см. «Неразведанные ресурсы нефти России и планируемые приросты...»).

Однако программа приростов промышленных запасов и локализованных ресурсов нефти в актуализированной Долгосрочной государственной программе изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья по многим регионам представляется сверхоптимистичной. Так, план прироста локализованных ресурсов D1 (лок) по многим регионам, исходя из оценок их ре-

сурсного потенциала, не может быть выполнен в принципе.

Пока проведение поисковых работ на подготовленном фонде структур не обещает высокой эффективности: в последние годы, несмотря на увеличение числа перспективных объектов в фонде подготовленных, значительно уменьшились средние запасы на перспективную площадь, многие структуры плохо подготовлены, находятся в отдаленных районах с тяжелыми климатическими условиями и отсутствием промышленной и социальной инфраструктуры, часто по нефтеносным комплексам, где заведомо плохие коллектора и трудноизвлекаемые запасы.

В значительной степени именно по этой причине более половины перспективных структур находится сегодня в нераспределенном фонде недр. Результаты аукционов по предоставлению прав пользования на перспективные площади с каждым годом становятся все скромнее.

Примером является динамика перспективных ресурсов категории СЗ в ХМАО (см. «Мониторинг перспективных ресурсов нефти ХМАО-Югры»), где число пер-

### Широкомасштабные ГРП на морях России пока ограничены числом компаний, допущенных к подобным работам, инвестициями в геологоразведку, необходимой производственной базой, нет нужных технологий и квалифицированных кадров

спективных площадей и их ресурсы в последние годы неуклонно сокращаются. Малая привлекательность подготовленных объектов для потенциальных инвесторов очевидна, т.к. более половины ресурсов стоит на балансе Территориального агентства по недропользованию ХМАО, т.е. в нераспределенном фонде недр.

Текущие промышленные запасы нефти в России оцениваются



г. Уфа - 26 МАЯ 2010г.

## НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



С 25 по 28 мая 2010г. в г. Уфе, пройдет XVIII Международная специализированная выставка «Газ.Нефть. Технологии-2010», одно из самых масштабных мероприятий в топливно-энергетическом комплексе России.

В рамках выставки ОАО НПФ «Геофизика» совместно с Башкирским отделением ЕАГО и АИС проводит научно-практическую конференцию «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин».

Приглашаем специалистов нефтегазовых и сервисных геофизических компаний к участию в конференции и международной специализированной выставке.

#### Тематика конференции:

- Прогресс в наземной геофизической технике;
- Информационное обеспечение бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и действующих скважин;
- Интеллектуальные скважины;
- Имиджеры для контроля технического состояния скважин;
- Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин.



ОФИЦИАЛЬНЫЙ ОРГАНИЗАТОР ДЕЛОВЫХ СОВЕЩАНИЙ И КОНФЕРЕНЦИЙ ЕАГО

ООО ИМЦ НПФ «Геофизика», 450005, РФ, г. Уфа, ул.8 Марта,12 тел/факс (347) 228-64-14 www.npf-geofizika.ru E-mail: mark@npf-geofizika.ru



иностранными экспертами в 8,2–10,9 млрд тонн, российскими (А.Реус на 137-й сессии Конференции ОПЕК 19.09.05) — до 24,0 млрд тонн. Будем считать, что истина посередине приведенных оценок.

**С точки зрения прироста запасов нефти и последующей нефтедобычи, пока основной интерес могут представлять транзитная зона Печорского моря, Сахалинский шельф, российский сектор Каспия, в некоторой степени ресурсы Азовского, Черного и Балтийского морей**

Неуклонный рост добычи нефти в 2000–2007 годах позволял говорить о высокой обеспеченности нефтяной промышленности России промышленными запасами и

**В среднем по России разведанность НСР нефти (по категории АВС<sub>1</sub>) достигла лишь 33,5%. Почему же средние открытия в стране опустились до 1,0 млн тонн? Возникают сомнения в надежности оценок начальных суммарных ресурсов**

успешно сравнивать нашу обеспеченность (около 35 лет) с другими нефтедобывающими странами мира. При этом мы «забывали», что за рубежом обеспеченность добычи оценивается доказанными (proved) запасами, кото-

**По данным Государственного баланса, уже в 2005 году обеспеченность многих ВИНК промышленными запасами нефти была ниже 20 лет. В связи с этим начавшееся падение добычи по Западной Сибири выглядит вполне закономерно**

рым в российской Классификации запасов соответствуют категории АВ и лишь частично С<sub>1</sub>.

Однако, по данным Государственного баланса, уже в 2005 году обеспеченность многих крупных

компаний России промышленными запасами нефти была ниже 20 лет. В связи с этим начавшееся падение добычи по основным компаниям Западной Сибири выглядит вполне закономерно.

С 1993-го по 2009 год на нефтяной баланс поставлено свыше 830 новых месторождений. Но текущие промышленные запасы нефти в стране сократились за это время примерно на 2,2 млрд тонн при накопленной добыче 5,85 млрд тонн нефти, т.е. фактический прирост запасов нефти (с учетом списаний и пересчетов запасов) компенсировал лишь 62% накопленной добычи.

По нефтедобывающим регионам добыча нефти была компенсирована новыми запасами лишь на 45,6%. В основном нефтедобывающем регионе — Уральском ФО — за 1993–2009 годы добыто 3,76 млрд тонн нефти, а запасы нефти сократились на 3,34 млрд тонн. Последнее означает, что компенсация добычи приростом запасов в Западной Сибири менее 11%, несмотря на постановку на учет 240 новых месторождений: практически весь прирост запасов ушел на компенсацию списаний запасов.

Только в 2006 году в УрФО за счет разведки и переоценки было списано 473,1 млн тонн промышленных запасов (сопоставимо с годовой добычей нефти в России!), из них по Красноленинскому месторождению почти 400 млн тонн.

В последние годы определенный оптимизм вызывают приросты запасов нефти и газа, превышающие текущие уровни добычи УВ. Обращает на себя внимание высокая эффективность подготовки запасов: огромные приросты при очень низких объемах глубокого бурения (в 2009 году объем разведочного бурения в стране упал до 464,4 тыс. метров (см. «Минтоп», №1, 2010, с. 32), в то время как в 1991 году он составлял порядка 4200 тыс. метров).

Однако на практике высокая эффективность ГРП оказывается часто «мнимой» (бумажной), т.к. на разведку регулярно относятся запасы, подготавливаемые по статье «переоценка», в т.ч. путем пересчетов запасов с увеличением КИН, постановки на баланс ра-

нее «забалансовых» запасов (например, Нижнечутинского месторождения в Тимано-Печорской НГП). И пока существует такая возможность прирост запасов за счет реальной доразведки месторождений, а тем более поиск новых запасов будет оставаться в тени.

Промышленные запасы нефти в России учтены по 2750 месторождениям. На 110 крупнейших месторождений приходится 2/3 текущих промышленных запасов нефти. До 60% промышленных запасов относится к разряду трудноизвлекаемых. Более 77,7% текущих запасов нефти (почти 1600 месторождений) введены в разработку, около 6,5% запасов подготовлено к разработке, примерно 15% числится в разведке и 220 нефтяных месторождений законсервировано. В распределенном фонде недр — почти 93% текущих запасов нефти (около 2150 месторождений).

Добыча нефти на территории России в 2008 году составила 471,6 млн тонн (всего жидких УВ 485,3 млн тонн), из них более 75 млн тонн пришлось на иностранный капитал BP, ConocoPhillips, Shell и др. В 2009 году добыча жидких УВ в стране возросла до 491 млн тонн (с учетом зарубежной добычи — 494,25 млн тонн). Накопленная добыча близка к 19,3 млрд тонн. Начальные запасы открытых месторождений выработаны более чем на 50%.

Степень выработанности запасов активно осваиваемых месторождений (150) приближается к 60%. Средние дебиты эксплуатационных скважин по нефти опустились до 10,1 тонны в сутки, средняя обводненность продукции близка к 80%.

В целом по России большая часть месторождений, ожидающих своего освоения, содержит трудноизвлекаемую нефть, либо относится к разряду мелких месторождений, либо расположена в удаленных регионах с суровыми климатическими условиями (в т.ч. на морях) с неразвитой социальной, промышленной и транспортной инфраструктурой. Анализы конкретных инвестиционных проектов разработки таких месторождений показывают, что их эф-

## Возможные уровни добычи жидких УВ в России до 2030 годв, млн т/год\*

Регионы	2007 г.	2008 г. (факт)	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	Накопленная добыча за 2007–2030 гг.
<b>Нефть</b>								
Западная Сибирь	325,50	321,72	308,0	289,0	273,0	257,0	235,0	6 738
Волго-Урал	101,04	102,74	103,2	95,0	85,0	72,5	60,0	2 079
ТПП	25,73	27,88	32,0	36,0	35,0	34,0	34,0	806
Северный Кавказ	5,17	4,50	4,4	4,2	4,0	3,7	3,4	96
Сахалин (суша)	1,18	1,066	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	21
Калининградская обл.	0,57	0,606	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	8
Восточная Сибирь	0,59	1,20	16,0	36,0	45,0	45,0	45,0	805
Шельф	13,83	11,87	17,0	25,0	30,0	35,0	35,0	642
Всего Россия	473,61	471,58	482,1	486,5	473,1	448,1	413,1	11 197
<b>Конденсат**</b> (всего Россия)	14,35	13,70**	15,0	20,0	25,0	30,0	30,0	546
Всего жидких УВ в России	487,96	485,28	497,1	506,5	498,1	478,1	443,1	11 743

\* — необходимые условия: мировая цена нефти выше \$70/барр; прирост промышленных запасов нефти в России за 2007–2030 гг. не менее 12,5 млрд тонн

\*\* — добыча конденсата по регионам, млн т: Зап. Сибирь — 7,91; Волго-Урал — 3,764; ТПП — 0,181; Сев. Кавказ — 0,16; Вост. Сибирь — 0,183; шельфы — 1,5

фактивное освоение требует новых технологий, серьезных инвестиций и гибкой системы налогообложения.

Все текущие запасы открытых месторождений требуют корректной количественной и геолого-экономической переоценки. В то же время переход на новую классификацию запасов может усугубить проблему, т.к. новая утвержденная Методика оценки запасов до конца не продумана («сырая»), особенно в части экономической оценки запасов.

Краткий анализ текущего состояния МСБ нефти в России показывает, что большинство нефтедобывающих регионов (кроме Тимано-Печорской провинции) не имеют промышленных запасов нефти для поддержания высоких уровней добычи на ближайшие пять лет даже при цене нефти свыше \$70 за баррель.

Пока основную добычу жидких УВ в стране обеспечивают Западная Сибирь (68%), Волго-Урал (22%), Тимано-Печорская провинция (5,8%).

## Сценарий

С учетом объективных отраслевых показателей авторы приводят свой прогноз возможных уровней добычи жидких УВ в России. Он много скромнее планов добычи по новой ЭС '2030, особенно после 2020 года (см. диаграмму и таблицу «Возможные уровни добычи жидких УВ в России до 2030 года»).

Согласно расчетам, накопленная добыча нефти в России за 2007–2030 годы превысит объем промышленных запасов нефти России, находившихся в активной разработке по состоянию на 01.01.07. Отсюда важный вывод: для реализации предложенного прогноза в России за 2007–2030 годы предстоит практически заново создать МСБ нефти и нефтяную промышленность.

### Обоснуем данное утверждение:

1. Корректной количественной и экономической оценки текущих промышленных запасов нефти в целом по России нет. В то же время — согласно Балансам запасов — в разрабатываемых месторождениях только на неразрабатываемые горизонты приходится свыше 2,0 млрд тонн промышленных запасов. В связи с этим положим, что рентабельные промышленные запасы нефти (при цене \$70 за баррель) составляют сегодня порядка 80% от текущих балансовых.

2. Годовой отбор нефти из текущих запасов в разработке близок к 3,5%. Очевидно, что к 2030 году остаточные запасы будут представлены трудноизвлекаемыми нефтями: все высокорентабельные окажутся выработанными. Новые открытия также не гарантируют подготовку высокорентабельных запасов. Отсюда, в 2030 году годовой отбор в 3% из текущих запасов в разработке можно считать вполне оптимистичным.

3. Чтобы в 2030 году добывать порядка 400 млн тонн нефти, в активной разработке необходимо иметь не менее 13,3 млрд тонн за-

**С 1993-го по 2009 год текущие промышленные запасы нефти в стране сократились на 2,2 млрд тонн при накопленной добыче 5,85 млрд тонн нефти, т.е. фактический прирост запасов нефти компенсировал лишь 62% накопленной добычи**

пасов нефти. Запасы месторождений на 01.01.31, подготовленных к разработке и в разведке,

**На практике высокая эффективность ГРП оказывается часто «бумажной», и пока существует такая возможность, прирост запасов за счет реальной доразведки месторождений, а тем более поиск новых запасов, будут оставаться в тени**

оценим в 10% от текущих разведанных, т.е. около 1,5 млрд тонн.

4. Учитывая реальное состояние текущих запасов на 01.01.07,

**В распределенном фонде недр почти 93% текущих запасов нефти. Степень выработанности запасов активно осваиваемых месторождений близка к 60%, дебиты скважин опустились до 10,1 тонны в сутки, обводненность продукции близка к 80%**



прогнозируемое на 01.01.31 и объем накопленной добычи за 2007–2030 годы, за период

### Анализ текущего состояния МСБ показывает, что большинство нефтедобывающих регионов не имеют промышленных запасов нефти для поддержания высоких уровней добычи на ближайшие пять лет даже при цене нефти свыше \$70 за баррель

2007–2030 годов должно быть подготовлено не менее 12,5 млрд тонн новых промышленных запасов нефти. Основной реальный прирост запасов следует ожидать после 2010 года, т.к. в годы финансового кризиса затраты компаний на ГРП сократились (в 2009

году на 40%). Отсюда — начиная с 2011 года — прирост промышленных запасов нефти должен составлять порядка 600 млн тонн в год.

#### Такой прирост запасов нефти возможен за счет:

— Реального повышения среднего КИН по открытым месторождениям России с 0,37 до 0,42, что даст 4,0 млрд тонн;

— Перевода 50% запасов категории  $C_2$  в  $C_1$  на уже открытых месторождениях — еще 4,0 млрд тонн;

— Новых открытий (свыше 5000 новых месторождений и залежей!) — 4,5 млрд тонн.

Вместе с нефтью за счет ГРП в 2007–2030 годах планируется подготовить почти 20,0 трлн м<sup>3</sup> газа и не менее 1,0 млрд тонн про-

мышленных запасов конденсата (оптимистический прогноз).

Для достижения таких результатов необходимо выполнить огромный объем работ: глубокое поисково-разведочное бурение — около 85 млн метров, сейсморазведка 2D — 4,5 млн пог. км, 3D — не менее 600 тыс. км<sup>2</sup>. Затраты в ценах 2008 года — 8 трлн рублей (\$260 млрд).


Отсюда средняя ожидаемая эффективность подготовки запасов — около 200 руб./тут; эффективность глубокого бурения — близка к 390 руб./тут, что в 1,5 раза хуже аналогичных показателей за 1992–2006 годы. Последнее понятно: недра истощаются, падает величина открываемых месторождений, растет риск возможных потерь и стоимость ГРП.

#### В нефтяной промышленности для достижения прогнозируемых уровней добычи в период 2007–2030 годов следует:

— Внедрить на эксплуатируемых месторождениях передовые технологии разработки, направленные на увеличение нефтеотдачи. Это — уплотнение сеток эксплуатационных скважин, бурение боковых стволов и горизонтальных скважин (потребуется до 200 млн метров эксплуатационного бурения); системное внедрение МУН; работа по гидродинамическим моделям, состояние которых поддерживается в режиме реального времени на представительной информационной базе;

— Ввести в активную разработку (т.е. разбурить) не менее 13 млрд тонн новых запасов. Это означает — построить порядка 200 тыс. новых эксплуатационных скважин, что требует до 600 млн метров (более 26 млн метров в год) эксплуатационного бурения. Для справки: сегодня годовой объем эксплуатационного бурения по основным ВИНК около 14,0 млн метров;

— Ввести в разработку до 2000 месторождений нефти, в т.ч. в новых нефтедобывающих регионах и на шельфе. А это, помимо разбуривания запасов, потребует обустройства месторождений, создания необходимой промышленной и социальной инфраструктуры, и др.

И все это — только при соблюдении условий, о которых мы говорили выше... 

## БЕСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)