

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ В РОССИИ: ВСЕ ПОДЕЛИЛИ. ПРИШЛА ПОРА ПРИУМНОЖАТЬ?



Сырьевая база российской нефтегазовой отрасли переживает не лучшие времена. Хотя формально новые запасы перекрывают уровень текущей добычи, замена очевидно неравноценная: отбирая лучшие запасы, недропользователи зачастую компенсируют их открытием небольших и сложных в разработке запасов в труднодоступных местностях, доразведкой известных месторождений, а то и бумажным пересчетом запасов. В последнее время ситуация усугубилась еще и тем, что в нераспределенном фонде недр практически не осталось заслуживающих внимания месторождений нефти и газа. Все, что было, поделили. И это принципиально новая для отрасли ситуация: не получать от государства готовые месторождения, а искать их самостоятельно. Собственно, такова обычная мировая практика. Но для нас она непривычна. Корифеи отечественной геологии утверждают, что ситуация далеко не безнадежна. Дело не в том, что не осталось новых месторождений, а в том, что недостаточно внимания уделяется их поиску. Под недостаточным вниманием, прежде всего, понимается скупое финансирование. Раскошелиться не торопятся ни государство, забирающее себе львиную долю нефтегазовых доходов, ни недропользователи, крупнейшие представители которых обеспечены разведанными запасами на десятилетия вперед. Новые независимые недропользователи? Но их появления не хотят ни отраслевые гиганты, ни правительство. Похоже, государство все еще надеется разругать проблему, взывая к совести недропользователей или принуждая их активнее заниматься ГРП и скрупулезно выполнять лицензионные обязательства, даже в ущерб своим интересам. Такой подход вряд ли обеспечит стратегический прорыв в воспроизводстве МСБ. Но на другое власть, судя во всему, пока не готова.

В конце прошлого года в России прошли аукционы, по результатам которых определились обладатели лицензий на месторождения Лодочное, Имилорское и им. Шпильмана. Это были последние крупные разведанные месторождения нефти, оставшиеся в нераспределенном фонде недр.

А самые привлекательные участки недр российского континентального шельфа распределены правительством между «Роснефтью» и «Газпромом» в приватном порядке, без допуска потенциальных конкурентов. Только с начала 2013 года «Роснефть» и «Газпром» получили по полтора десятка участков арктического шельфа. После этого и здесь распределять особо нечего.

Можно говорить о том, что в российском недропользовании (во всяком случае, в его самой активной и весомой части, связанной с углеводородным сырьем) наступает принципиально новый этап. От распределения советского наследия приходится переходить к формированию собственными силами новых поисковых заделов, развивать геологоразведку, активнее опираться на себя.

Предстоит весьма сложный и многоплановый период адаптации. Ведь даже базовый для отрасли закон о недрах фокусирует внимание на распределении участков недр, а не на их рациональном использовании. Не говоря уже об укоренившихся иждивенческих настроениях.

Показательная деталь: доля России в мировых затратах на геологоразведку не превышает 3–4%. А ведь наша страна хранит в своих недрах до 10% мировых запасов нефти и около 25% газа (по ряду других полезных ископаемых еще более внушительные цифры). Очевидно, что нынешний

Уникальные месторождения нефти в России, млн т

Месторождение и регион добычи	Добыча	A+B+C _{1извл.}	C _{2извл.}	ABC ₁ C _{2извл.}
Приобское (ХМАО)	38	1 170	342	1 512
Красноленинское (ХМАО)	8	541	624	1 165
Самотлорское (ХМАО)	25	961	43	1 004
Уренгойское (ЯНАО)	0	112	507	619
Салымское (ХМАО)	1	298	227	525
Юрубчено-Тохомское (Красноярский край)	0	158	364	522
Ванкорское (Красноярский край)	15	428	34	461
Восточно-Мессояхское (ЯНАО)	0	159	286	445
Русское (ЯНАО)	0	347	61	408
Приразломное (ХМАО)	6	200	189	389
Ромашкинское (Республика Татарстан)	15	289	36	326
Всего	108			
Добыча нефти РФ	489			
Доля месторождений с запасами более 300 млн т	22%			

уровень геологоразведки в стране не соответствует масштабу стоящих перед ней задач.

Что делать — тема для отдельного большого разговора. А начать, видимо, уместно с анализа современной ситуации с воспроизводством минерально-сырьевой базы нефтегазодобычи. Важно разобраться, где и почему мы находимся. Тогда, возможно, и перспективы станут яснее.

Запасы: тревожные симптомы

На начало 2012 года, в соответствии с последним изданным Государственным балансом запасов полезных ископаемых, в России учтено почти 3000 месторождений с запасами нефти. Свыше 92% разведанных и предварительно оцененных запасов нефти находятся в распределенном фонде.

В то же время, по оценке, приведенной в «Генеральной схеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 г.» Минэнерго РФ, разработанной в 2010 году, 2/3 разведанных запасов относятся к трудноизвлекаемым. В том числе 13% — высоковязкие нефти, 36% — низкопроницаемые коллектора, 14% — подгазовые зоны нефтяных залежей, 4% — малые толщины пластов. Получается, что в современных условиях лишь треть российских запасов нефти пригодна к рентабельной разработке.

К тому же качественная структура запасов неуклонно снижается. В том числе и в силу выбороч-

ной отработки наиболее простых и дешевых в разработке запасов. Заниматься трудноизвлекаемыми запасами недропользователи не торопятся — доля таких запасов в накопленной добыче составляет порядка 25%. И это сейчас доля трудноизвлекаемых запасов достигла 67%, а до начала выборочной отработки она составляла достаточно скромные 45%.

К уникальным по величине текущих запасов нефти (от 300 млн тонн) относится 11 российских месторождений. Они обеспечивают 22% национальной нефтедобычи. Ряд месторождений-гигантов (прежде всего, Самотлорское и Ромашкинское) находятся на поздних стадиях разработки, они истощены и сильно обводнены (см. «Уникальные месторождения нефти в России»).

И лишь небольшая группа уникальных месторождений, составляющих основу отечественной нефтедобычи, еще не в полной мере раскрыла свой потенциал (в частности, Ванкорское, Красноленинское, Приобское, Уренгойское). Но и эти месторождения достаточно проблемны в разработке, они требуют либо уникальных технологий, либо налоговых послаблений, покрывающих иные дополнительные издержки (часто и то и другое вместе).

Почти половина неразрабатываемых запасов содержится в мелких и средних месторождениях — их более тысячи. Многие из них удалены от инфраструктуры, дороги и сложны в разработке. Потому перспективы разра-

ботки таких месторождений, как минимум, неоднозначны.

Только с начала 2013 года «Роснефть» и «Газпром» получили по 14 участков арктического шельфа. После этого и здесь распределять особо нечего

Обобщая всю эту информацию, можно прийти к неутешительному выводу, что при всем

От распределения советского наследия придется переходить к формированию собственными силами новых поисковых заделов, развивать геологоразведку, активнее опираться на себя

внешнем благообразии статистики по запасам УВС реальная ситуация с ресурсной базой нефте-

При всем внешнем благообразии статистики по запасам УВС реальная ситуация с ресурсной базой нефтедобычи в России достаточно тревожна

добычи в России достаточно тревожна.

ВМСБ: неравноценная замена

По данным Роснедр, в 2012 году в очередной раз было обеспечено расширенное воспроиз-

Отношение прироста запасов УВС за счет недропользователей к добыче



водство запасов углеводородного сырья. По нефти и конденсату объем новых запасов превысил уровень добычи на 26%, по природному газу — на 46% (см. «Отношение прироста запасов УВС...»).

По жидким углеводородам результат примерно соответствует среднему приросту за предыдущие четыре года (+28%), но заметно уступает итоговому показателю 2011 года (тогда объем новых запасов превзошел уровень добычи на 37%).

Нынешний официальный российский курс, формально ориентированный на простое восполнение запасов добытого сырья, фактически лишь камуфлирует порочную практику проедания запасов

По газу прирост запасов в 2012 году существенно превзошел средний уровень 2008–2011 годов (+19%), но при этом оказался значительно хуже итога предыдущего года (+64%). Правда, 2011 год был беспрецедентно урожаен на прирост запасов газа — на баланс было поставлено более 1,1 трлн м³ новых запасов.

За последние восемь лет лишь однажды — в 2006 году — прирост запасов газа оказался ниже уровня текущей добычи. По нефти уровень ВМСБ в течение всего этого периода стабильно превосходил объемы извлеченного из недр сырья.

Означает ли это, что поводов для беспокойства не осталось? К сожалению, это не так.

Во-первых, для значительной части записываемых на баланс

«новых» запасов углеводородов не очевидна экономическая целесообразность разработки, в то время как из недр извлекаются активные запасы, добыча которых была выгодной. То есть качественные запасы часто заменяются своего рода балластом: видит око, да зуб неймет.

Во-вторых, принимаемые на учет предварительно оцененные запасы не подтверждены со 100%-ной достоверностью. Поэтому ставить знак равенства между этими запасами и добытым сырьем неправильно.

Принято считать, что предварительно оцененные запасы в нефтяной отрасли соответствуют объемам добычи с применением поправочного коэффициента 1,2–1,7 в зависимости от конкретных горно-геологических, инфраструктурных и прочих условий. Уже по одной этой причине, те уровни, на которые ВМСБ по углеводородному сырью вышло за последние годы, вряд ли можно считать удовлетворительными.

ВМСБ: без лакировки

По оценкам президента Российского геологического общества Виктора Орлова, усредненная мировая практика выглядит следующим образом: на каждую тонну извлеченного из недр углеводородного сырья приращивается 2 тонны свежих запасов. Кстати, это соответствует темпам ВМСБ по УВ, характерным для советской геологии 1960–1980-х годов: прирост запасов углеводородного сырья, как правило, превышал уровень текущей добычи в 2–2,5 раза.

Нынешний официальный российский курс, формально ориентированный на простое восполнение запасов добытого сырья, фактически лишь камуфлирует всю ту же порочную практику проедания запасов, которая была начата сразу после распада СССР.

Гордо называя себя энергетической сверхдержавой, мы неумолимо теряем позиции в мировой системе координат. Так, по наблюдениям В.Орлова, доля России в мировых запасах газа за 15 лет снизилась с 34% до

25%, да и доля запасов нефти изрядно уменьшилась и сейчас уже не превышает 6–9%.

По оценке British Petroleum Statistical Review of World Energy, выполненной в 1999 году, доля России в мировых запасах природного газа на конец 1998 года составляла 32,9%, на конец 2011 года — 21,4% (оценка 2012 года), а по последней оценке 2013 года на конец 2012 года доля России составляет 17,6%. Доля в мировых запасах нефти за этот период колебалась от 5 до 6%.

Если и дальше будем идти в том же направлении такими же темпами, то уже через полтора десятка лет о наших конкурентных преимуществах по УВС останутся одни воспоминания.

Увы, непоправимо низкие темпы возмещения запасов являются не единственной проблемой ресурсной базы отечественной нефтегазовой отрасли. Внушительная доля прироста запасов получается путем переоценки ранее открытых запасов. А основным источником свежих запасов являются результаты доразведки на разрабатываемых месторождениях.

Формально придраться не к чему. Но потенциал уже известных месторождений не безграничен. Без изучения новых территорий, поиска новых месторождений ВМСБ не может развиваться долго. Это тупиковая ветвь.

Несколько обнадеживает, что проблемы ВМСБ, о которых прежде можно было услышать только от оппонентов чиновников, сегодня открыто обсуждаются в правительстве и на совещаниях у главы государства.

В Роснедрах признают, что ситуация с приростом запасов только на первый взгляд представляется благополучной. Но если копнуть глубже, выясняется, что лишь 15–20% приростов связано с открытием новых месторождений и залежей. Все остальные приросты — это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов, в том числе, связанная с увеличением коэффициента извлечения нефти.

По мнению специалистов ведомства, геологоразведочные работы, ориентированные на вы-

явление новых объектов, явно недостаточны.

ВМСБ: прирост на доразведке

В прошлом году в России было открыто 49 месторождений нефти и газа. Но эта внушительная цифра, к сожалению, не является свидетельством триумфа геологов. В подавляющем большинстве случаев речь идет о малых месторождениях с незначительными запасами углеводородов.

Но даже количество таких открытий неуклонно снижается. В 2011 году было поставлено на учет 54 новых месторождения УВС, годом ранее — 74.

Открытий, действительно заслуживающих внимания, чрезвычайно мало. Из прошлогодних достижений можно назвать месторождения Великое (Астраханская область) и им. Мазура (Иркутская область) с извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 42,3 и 39,7 млн тонн. В разы уступает им месторождение имени Сухарева, обнаруженное в Пермском крае, с запасами нефти 13,0 млн тонн. Самым крупным открытием прошлого года по газу стало Ильбокичское месторождение в Красноярском крае с запасами C_1+C_2 59 млрд m^3 .

В 2010 году были открыты месторождения им. Савостьянова в Иркутской области с запасами нефти C_1+C_2 160,2 млн тонн, Байкаловское в Красноярском крае (51,9 млн тонн), Колтогорское в ХМАО (35,5 млн тонн), Южно-Киринское в Охотском море (564 млрд m^3 газа и 71,7 млн тонн конденсата). Пожалуй, результаты 2010 года можно рассматривать в качестве примера того, как количество открытых месторождений переходит в качество.

Расчеты, проведенные на основе данных ВНИГНИ за предыдущие восемь лет, говорят о том, что в среднем за счет переоценки на учет ставится около 20% свежих запасов нефти. По газу этот показатель несколько ниже — менее 15%.

Картина проясняется: около 60% прироста запасов нефти приносит доразведка разрабатываемых месторождений. Остальные объемы примерно поровну делят-

ся между переоценкой запасов и новыми открытиями.

Судя по этим пропорциям, российским нефтяникам некуда больше идти и они вынуждены привязывать свои геологические службы к разрабатываемым месторождениям. Но это не так.

Ресурсы: есть где развернуться

По данным ВНИГНИ, в нераспределенном фонде недр России осталось крайне мало разведанных запасов нефти — менее 1 млрд тонн. Но в то же время объемы прогнозных ресурсов нефти категорий D_1+D_2 весьма значительны — их более 35 млрд тонн. Это очень широкое поле деятельности. Не говоря уже о том, что и в распределенном фонде находится немало количество участков недр, ждущих своего часа.

В нераспределенном фонде основные объемы прогнозных ресурсов сконцентрированы в Западной Сибири (почти 39%) и в акваториях морей (34% — до недавней активной раздачи шельфовых участков «Роснефти» и «Газпрому», см. «Территориальная структура прогнозных ресурсов...»).

Значительные прогнозные ресурсы содержат участки нераспределенного фонда Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (около 15% в суммарных объемах НФН). Остались достаточно перспективные

участки и на территориях Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП (4,7% и 4,5% соответственно).

Как сообщил на коллегии Роснедр гендиректор ВНИГНИ Алексей Варламов, максимум неразведанной части ресурсов нефти приходится на Западно-Сибир-

В прошлом году в России было открыто 49 месторождений нефти и газа. В подавляющем большинстве случаев речь идет о малых месторождениях с незначительными запасами углеводородов

скую НГП (45%). Затем следуют континентальный шельф (25%), Лено-Тунгусская (16%), Волго-Уральская (8%) и Тимано-Печорская (5%) НГП.

По газу около половины (40%) неразведанных ресурсов категорий C_3+D приходится на континентальный шельф, далее — Западно-Сибирская НГП (30%) и Лено-Тунгусская НГП (16%). Остальные неразведанные ресурсы газа распределяются в основном между НГП Европейской части России.

Ресурсы: география возможностей

Что касается общего состояния ресурсной базы российской неф-

Территориальная структура прогнозных ресурсов нефти в нераспределенном фонде недр РФ



тедобычи, то Уральский федеральный округ уверенно сохраняет позиции базового региона отрасли и в обозримом будущем им и останется. В недрах округа сконцентрировано 59% общероссийских запасов нефти и 53% совокупного объема не локализованных ресурсов и ресурсов в ловушках. Правда, половина разведанных на территории УрФО запасов уже выработана, но это не самый высокий в стране показатель истощения запасов (см. «*Выработанность разведанных запасов...*»).

Сильнее всего истощены недра Юга России и Приволжского ФО, где разведанные запасы нефти уже выработаны на 85% и 69% соответственно. Да и доля

около 3% текущих разведанных запасов. Однако почти 14% общероссийского объема не локализованных ресурсов и ресурсов в ловушках — это свидетельство очень серьезного потенциала. Жаль, что доступ к этим богатствам жестко ограничен государством: на шельфе разрешено работать только «Роснефти» и «Газпрому», к которым недавно примкнула «Зарубежнефть».

начальных суммарных ресурсов нефти составляет около 15,5%. По газу — 16,7%. При этом за время добычи из недр отобрано 17,3% начальных суммарных ресурсов нефти и около 6% НСР газа (см. «*Структура начальных суммарных ресурсов...*»).

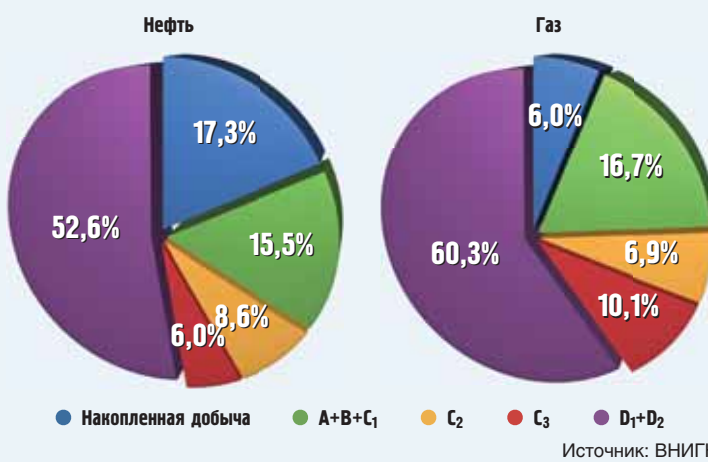
К настоящему времени в России разведано чуть больше половины начальных суммарных ресурсов нефти и менее 42% ресурсов газа. За полвека по нефти

Распределение запасов и ресурсов нефти по федеральным округам России (на 01.01.12)



Источник: Роснедра

Структура начальных суммарных ресурсов УВС России



Источник: ВНИГНИ

GPP: в середине пути

В целом по стране сейчас доля разведанных запасов в структуре

этого показателя улучшен в 6 раз, по газу — в 52 раза (эффект низкого старта).

В среднем разведанность НСР нефти увеличивалась на 0,84 п.п.

Выработанность разведанных запасов нефти по федеральным округам России



прогнозных ресурсов невелика: 2,6% и 5,1%. А на эти регионы приходится суммарно около 20% текущих запасов, разведанных на территории России, — второй результат после УрФО.

Достаточно привлекательно выглядят Сибирский, Дальневосточный и Северо-Западный округа, на их территориях находятся 9,3%, 8,6% и 7,7% прогнозных ресурсов нефти на территории России. При этом к настоящему времени на Дальнем Востоке разведаны запасы, доля которых составляет менее 2% общероссийских: можно сказать, регион еще не проявил себя в полной мере (см. «*Распределение запасов и ресурсов...*»).

Запасов на нашем континентальном шельфе к настоящему времени разведано немного:

за год. Однако динамика не была однородной. Активнее всего работы велись в 1970-е годы, когда разведанность территорий росла со средней скоростью 1,4 п.п. в год (см. «Динамика разведанности НСР нефти России»).

В «лихие 90-е» и в первой половине «нулевых» работы практически замерли. За 15 этих лет разведанность ресурсов нефти выросла всего лишь на 3 п.п.: с 43% до 46%, то есть, в среднем, на 0,2 п.п. за год. Активность существенно увеличилась после 2006 года (средне-

вплоть до распада СССР. Наиболее динамичным были первые 10 лет этого периода, когда разведанность ресурсов росла, в среднем, на 1,5 п.п. за год (см. «Динамика разведанности начальных суммарных ресурсов газа России»).

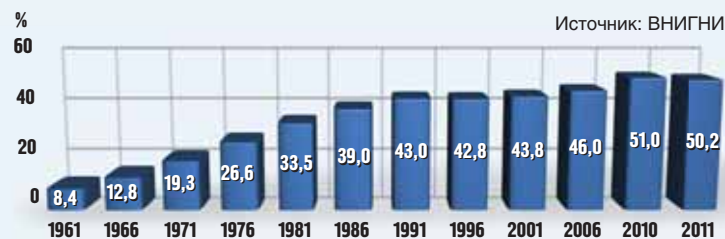
Интенсивность работ значительно ослабла после перевода отрасли на рыночные рельсы. До середины «нулевых» разведанность начальных запасов газа росла средними темпами 0,4 п.п. в год. А за последнее пятилетие ситуация еще больше ухудши-

сов хватит на несколько десятилетий добычи, такая перспектива не тревожит.

Плотность бурения на территории России за полвека улучшилась в 6,7 раза: с 3,2 до 21,5 м/км². Здесь опять четко просматривается разница между отношением к

В России разведано чуть больше половины начальных суммарных ресурсов нефти и менее 42% ресурсов газа. За полвека по нефти этот показатель улучшен в 6 раз, по газу — в 52 раза (эффект низкого старта)

Динамика разведанности начальных суммарных ресурсов нефти России



разведочному бурению до и после распада СССР. В последнем советском пятилетии средние темпы разбуривания территории выросли до пикового уровня 0,66 м/км², а потом резко упали, да так и не восстановились.

На протяжении последних 15 лет плотность бурения прирастает крайне низкими темпами: на 0,16 м/км² за год — в четыре раза медленнее, чем в последние советские годы (см. «Плотность бурения на территории России»).

В территориальном разрезе наиболее разведанными являются ресурсы Волго-Уральской нефтегазовой провинции (72% начальных суммарных ресурсов нефти и

годовой темп 0,84 п.п.). Но, похоже, сейчас энергия положительной динамики опять выдыхается.

Разведанность начальных суммарных ресурсов газа на протяжении полувека прирастала, в среднем, на 0,8 п.п. за год. Высокие темпы сохранялись с середины 1960-х

годов: средние темпы прироста разведанности НСР газа замедлились до 0,28 п.п. в год.

При нынешних темпах на полную разведку НСР газа потребуются более 200 лет. Но, похоже, «Газпром», которому и разведанных к настоящему времени запа-

Динамика разведанности начальных суммарных ресурсов газа России



Плотность бурения на территории России



Оставшийся объем неразведанных ресурсов углеводородов позволяет надеяться на открытие новых зон нефтегазоаккумуляции и месторождений нефти и газа

56% газа). Слабо разведана Лено-Тунгусская НГП (19% и 18%). А по плотности бурения разница между Волго-Уральской и Лено-Тунгусской провинциями 18-кратная. То есть неоднородность в изученности различных географических сегментов у нас колоссальная (см. «Разведка и бурение: территориальные различия»).

Между тем, по оценкам ВНИГНИ, оставшийся объем неразведанных ресурсов углеводородов в основных НГП России и на ее континентальном шельфе позволяет надеяться на открытие новых зон нефтегазона-

Разведка и бурение: территориальные различия

	Степень разведанности НСР на 01.01.12		Плотность бурения м/км ²
	Нефть	Газ	
Тимано-Печорская НГП	47%	37%	30,0
Волго-Уральская НГП	72%	56%	72,6
Западно-Сибирская НГП	53%	50%	28,0
Лено-Тунгусская НГП	19%	18%	4,0

Источник: ВНИГНИ

копления и месторождений нефти и газа. Причем, предпосылки подготовки подобных зон существуют как в пределах «старых», в значительной степени освоенных НГП, так и в новых слабо

оценки некоторых продуктивных комплексов ряда нефтегазоносных провинций (НГП в первую очередь континентального шельфа, Восточной и Западной Сибири).

Кроме того, специалисты ВНИГНИ провели масштабную ревизию фонда объектов, подготовленных к глубокому бурению на нефть и газ. Она необходима для определения современного состояния перспективных ресурсов углеводородов России и ее континентального шельфа.

Предложено вывести из фонда подготовленных к бурению 1305 объектов распределенного и нераспределенного фондов — практически каждый третий из проверенных. Это уменьшит ресурсы нефти категории С₃ в целом по стране на 1 млрд тонн.

Мера жесткая, но необходимая: современное состояние фонда подготовленных объектов не выдерживает критики. Выяснилось, что более 43% объектов РФН и около 60% объектов НФН числятся в составе подготовленных к бурению на протяжении от 10 до 40 лет.

Выявленная не востребованность значительной части фонда подготовленных объектов свидетельствует о невысокой степени их надежности. И из этого нужно делать практические выводы, расчищать завалы. Большая уда-

ча, что нынешние руководители Федерального агентства по недропользованию готовы брать на себя и эту, и другую неблагодарную работу.

Выполненный по инициативе Роснедр анализ современного состояния ресурсного потенциала нефти и газа регионов России позволил выявить ключевые элементы будущей программы геологического изучения нефтеперспективных зон на территории России, в пределах которых возможно создание новых центров нефтедобычи. В большой перечень были включены 29 территорий с перспективными ресурсами нефти категории С₃ 1,075 млрд тонн и локализованными ресурсами в объеме более 780 млн тонн.

В дальнейшем этот список был сокращен до пяти первоочередных нефтеперспективных зон (Озинско-Алтинская, Карабашская, Юганско-Колтогорская, Гыданско-Хатангская и Аргишско-Чунская). Они располагаются в пределах Прикаспийской, Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской НГП. Именно на этих зонах решено в ближайшие годы сконцентрировать финансовые ресурсы, выделяемые из федерального бюджета (см. «*Районы предпочтительной концентрации работ...*»).

Ожидается, что такой подход позволит достичь максимального результата и организовать эффективный контроль. В частности, Роснедра прогнозируют выявление на этих пяти территориях около 1,8 млрд тонн запасов нефти категорий С₁+С₂ и 1,7 млрд тонн ресурсов категории С₃. Это позволит дополнительно добывать ежегодно порядка 60 млн тонн нефти.

Предложено вывести из фонда подготовленных к бурению 1305 объектов — практически каждый третий из проверенных. Это уменьшит ресурсы нефти категории С₃ в целом по стране на 1 млрд тонн. Мера жесткая, но необходимая

освоенных НГП Восточной Сибири и континентального шельфа, в пределах которых оценены крупные ресурсы нефти и газа.

Ресурсы: инвентаризация

В прошлом году в России была завершена объемная работа по количественной оценке углеводородных ресурсов страны и ее континентального шельфа. За 10 лет начальные суммарные ресурсы нефти выросли на 7,4 млрд тонн, свободного газа — на 38,8 трлн м³. Это увеличение произошло за счет включения в оценку новых комплексов, расширения границ перспективных территорий и пере-

Районы предпочтительной концентрации работ за счет средств федерального бюджета

Зоны для поисково-оценочных работ	НСР, млн т	Рекомендации по ГРП		Стоимость, млн руб.	Возможные приросты, млн т		
		Сейсморазведка 2D, пог. км	Параметрическое бурение		С ₃	С ₁ +С ₂	
			кол-во				пог. м
Озинско-Алтинская	65	780	2	14 000	4 020	64	44
Карабашская	1 005	18 247	6	20 700	7 945	107	210
Юганско-Колтогорская	2 139	12 847	8	24 934	6 772	126	569
Гыданско-Хатангская	2 490	45 188	7	30 940	23 062	1 134	746
Аргишско-Чунская	804	50 700	8	31 334	23 461	277	241
Итого	6 503	127 762	31	121 908	65 230	1 708	1 810

Источник: Роснедра

Классификация запасов

В середине июня 2013 года мы узнали, что ВР, выпускающая авторитетные ежегодные обзоры по мировым запасам углеводородов, более чем на треть уменьшила оценку российских запасов газа: с 44,5 до 32,9 трлн м³. Новость неприятная, но не сказать, что шокирующая.

Ссылка ВР на то, что объемы «усохли» в результате попытки устранить различия в национальных методиках оценки запасов, выглядит вполне правдоподобно. Российская система оценки запасов сильно отличается от международных методик, и это общеизвестный факт.

Например, доказанные запасы газа в недрах лицензионных участков «Газпрома» по российской классификации составляют 35,1 трлн м³, а по стандартам PRMS — 19,1 трлн м³. То есть разница может быть даже более значимой.

По данным Минэнерго РФ трехлетней давности, мировые аналитические агентства оценивают наши запасы нефти по международной классификации в 2 раза ниже, чем объем запасов по российской классификации категории ABC₁+C₂. И это обусловлено тем, что в расчет принимается только экономически целесообразные к разработке запасы в рамках действующего налогового режима.

Недавно Роснедра актуализировали оценку расхождений в оценке запасов по российской и основным международным классификациям. Получилось, что у западных аудиторов оценка, в среднем, на треть ниже официальной российской. Но у разных компаний эта разница может существенно различаться. Так, у «Газпром нефти» этот показатель составляет 23%, у ЛУКОЙЛа — 13 %, у «Роснефти» — 20%, у ТНК-ВР — 50% (см. «Балансовые запасы нефти...»).

Проблема не только в том, что наша официальная оценка запасов нечувствительна к экономике проектов добычи сырья. Она чрезмерно оптимистична даже в оценке сугубо технологических

Балансовые запасы нефти российских компаний категории ABC₁ и их соотношение с доказанными запасами, млн т

	Балансовые запасы (ABC ₁)	Доказанные запасы
Газпром нефть	1 053	814
Башнефть	370	287
Татнефть	562	869
ТНК-ВР	2 496	1 243
ЛУКОЙЛ	2 094	1 828
Роснефть	3 222	2 586

Источник: Роснедра

возможностей. Так, в России до сих пор коэффициент извлечения газа принимается равным единице, в то время как фактически для сеноманского газа на практике получается 0,9, а для других горизонтов — 0,7–0,8 (см. «Коэффициент извлечения газа»).

Вопрос о новой российской классификации запасов УВС стоит в повестке дня очень давно. В начале нынешнего года Роснед-

ржа возможности объективной оценки их стоимости, то есть возможности понять, какие запасы сегодня востребованы, а какие нет.

На деле это значит, что государство формирует свои перспективные программы, базируясь на балансовых запасах, а компании планируют свою деятельность, опираясь на запасы, подтвержденные международным аудитом. В то же время наличие со-

Коэффициент извлечения газа

	Официально в РФ	Фактически
Сеноман	1,0	0,9
Валанжин	1,0	0,8
Ачимовка, Юра	1,0	0,7–0,75

Источник: Энергетический центр СКОЛКОВО (оценка)

ра подготовили очередной проект соответствующего документа в расчете, что новая классификация запасов будет утверждена до конца года. О том, когда она будет введена в действие, в ведомстве предусмотрительно умалчивают: в прошлом сроки уже неоднократно переносились на более позднее время.

А пока применятся, по сути, советская классификация 30-летней давности — несколько измененная в период рыночных преобразований в стране. Удивительно, первая советская классификация запасов, утвержденная в 1928 году (еще один юбилей), была концептуально значительно ближе к международной практике, чем нынешняя, которую вроде бы пытались адаптировать к общепринятым правилам.

Действующая в настоящее время классификация отражает только количественную оценку запасов и ресурсов, но не отражает их качество. А это не обеспечивает самого главного — воз-

можности объективной оценки их стоимости, то есть возможности понять, какие запасы сегодня востребованы, а какие нет.

Почему нельзя просто взять на вооружение одну из международных методик, которыми давно и успешно пользуются крупнейшие российские компании нефтегазовой отрасли? Дело в том, что основным потребителем новой отечественной классификации должны стать органы государственной власти, которым она должна помочь в оценке реальной ситуации в отрасли и в принятии адекватных управленческих решений. Для этих целей популярные международные системы не очень-то подходят.

Всего один пример несовпадения углов зрения. Система PRMS не только допускает, но и поощряет выборочную отработку запасов: сетка скважин формиру-

Предполагаемая классификация запасов нефти и горючих газов

Е ₁ , рентабельные	Е ₂ , нерентабельные	Н, неоцененные
Имеется технологическая схема, проект разработки, рентабельно при действующей налоговой системе	Имеется технологическая схема, проект разработки, нерентабельно при действующей налоговой системе	Отсутствует технологическая схема, проект разработки, извлекаемые запасы приняты по аналогии
В С ₁ С ₂	В С ₁ С ₂	С ₁ С ₂

Источник: Роснедра

ется с прицелом на достижения максимального экономического эффекта. Но такой подход неприемлем для государства, которое на словах добивается наиболее полного извлечения запасов из недр, а на деле практически совсем не контролирует реальное состояние дел с сеткой скважин, значительно отличающейся от лицензионной.

У западных аудиторов оценка запасов, в среднем, на треть ниже официальной российской. Но у разных компаний эта разница может существенно различаться

Кроме того, популярные международные системы оценки запасов больше ориентированы на сканирование текущей ситуации, формируемые ими показатели

В России до сих пор коэффициент извлечения газа принимается равным единице, в то время как фактически для сеноманского газа на практике получается 0,9, а для других горизонтов — 0,7–0,8

сильно зависят от современной ситуации на энергетических рынках. Такая информация крайне важна для инвесторов, банкиров, недропользователей. А органам государственной власти нужна система координат, которая позволяла бы оценивать долгосрочные перспективы и реагировать на стратегические проблемы в развитии МСБ.

В новой классификации объектом подсчета и учета запасов будет залежь, а объектом экономической оценки запасов — месторождение нефти и газа. Предполагается, что разведанные запасы УВС будут разбиты на три категории в зависимости от эко-

номической целесообразности их разработки (см. «Предполагаемая классификация...»).

Важным результатом введения новой классификации может стать введение более жестких правил оценки запасов. В частности, по наблюдениям В. Орлова, декларируемые в последние годы открытия крупных и средних месторождений нефти и газа «наколоты» единичными скважинами. Невероятно, но на одну поисковую скважину «подвешивают» 1 трлн м³ газа или 100 млн тонн нефти.

В советское время такие вольности не допускались. Вероятно, и с появлением новой классификации будет положен конец порочной практике, когда к категории запасов С₂ относят до 90% виртуальных запасов — ресурсов, над переводом которых в запасы еще работать и работать.

ложить «дочка» НОВАТЭКА, у которого по соседству уже есть Северо-Русское месторождение. Лицензия обошлась победителю в 3,2 млрд рублей, почти втрое дороже стартовой цены.

К сожалению, в последнее время участки даже такого, не самого впечатляющего масштаба на аукционах появляются крайне редко. Поэтому и интерес к торгам невысок.

В 2012 году на аукционы было выставлено 238 участков недр, которыми государство пыталось заинтересовать представителей нефтегазовой отрасли. Передать в распределенный фонд удалось лишь 61 участок, только каждый четвертый из предложенных.

И подобная картина становится привычной. В 2011 году удалось пристроить 28% участков УВС, подготовленных к конкур-

Результаты аукционов и конкурсов по участкам недр (УВС)

	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Объявлено	338	259	238
Проведено	322	244	221
Состоялось	69	72	61

Источник: Роснедра

В. Орлов подчеркивает, что доля запасов категории С₁ в месторождениях, впервые включаемых в госбаланс, должна составлять 20–25%. Сейчас она нередко в разы меньше.

Лицензирование

Пожалуй, самым привлекательным лотом лицензионной кампании первой половины 2013 года стал Восточно-Тазовский участок в ЯНАО с запасами нефти 2,9 млн и 40,2 млн тонн нефти по категориям С₁ и С₂ соответственно и с запасами газа 37,9 млрд и 27,3 млрд м³. В числе основных претендентов за участок боролись ЛУКОЙЛ, ИТЕРА и НОВАТЭК. Больше других смогла пред-

сам и аукционам, в 2010 году и того меньше — каждый пятый участок (см. «Результаты аукционов и конкурсов...»).

Низкую активность недропользователей Роснедра объясняют слабой изученностью предлагаемых участков недр и высокими геологическими рисками компаний при проведении дальнейших геологоразведочных работ. Но это не вся правда.

Нужно признать, что в объективно изменившейся ситуации региональные власти продолжают как ни в чем не бывало «гнать вал» по аукционам, а Роснедра утверждают заведомо провальное предложение. И все это вместо того, чтобы сосредоточиться на более тщательной под-

готовке штучных, но привлекательных для недропользователей предложений.

Кстати, в этом году Роснедра все же взяли на себя роль фильтра. Похоже, количество предложений по участкам УВС уменьшится почти вдвое. Вряд ли от этого сразу вырастет количество результативных аукционов, но хотя бы их доля поднимется до пристойного уровня, да и пустой работы поубавится.

Любопытное продолжение получил несостоявшийся аукцион по Вартовским участкам 4 и 5 в ХМАО. В конце концов, лицензию на них получил единственный заявитель — нефтесервисный холдинг «РУ-Энерджи Групп». Но это уже не совмещенная, а поисковая лицензия, без права на добычу. Удастся найти месторождение — тогда и будут выставлены условия для продолжения работы.

Кстати, в прошлом году количество участков недр, перспективных на УВС, на которых Роснедра предложили недропользователям провести геологическое изучение за свой счет, резко уменьшилось: со 191 до 49. И при этом доля участков недр, на которые заявок не поступило, уменьшилась с 35% до 22% (см. «Сведения по участкам недр...»).

Похоже, Роснедра полностью овладели ситуацией с выдачей лицензий на добычу УВС компаниям-первооткрывателям месторождений. Если в 2008 году лицензии получили 40% заявителей, а в 2009 году — 60%, то за последние три года этот затвор удалось устранить. Правда, и количество заявок заметно со-

кратилось (см. «Рассмотрение заявок...»).

К тому же остаются проблемы с месторождениями федерального значения. За последние три года от первооткрывателей таких месторождений поступило четыре заявки на подтверждения права работать дальше, а удовлетворена была только одна. Да и та аж в 2010 году.

Странное дело, все стенают о нехватке месторождений достойного размера и качества. А когда случаются столь редкие весомые открытия, бюрократическая машина оказывается неспособной выполнить минимально необходимые формальности.

С таким отношением вряд ли стоит ожидать от недропользователей активности в поиске новых месторождений. Не говоря уже о том, что нынешнее законодательство фактически карает авторов крупных открытий, если это не госкомпания: у них практически нет шансов заняться разработкой «своего» месторождения федерального значения. Только право на компенсацию затрат.

ВМСБ: финансы

Пожалуй, самой сложной и до настоящего времени так до конца и не решенной отраслевой проблемой остается финансирование ВМСБ. Если в сегменте добычи недропользователи давно и полностью перешли на самофинансирование, то в геологоразведке государство и частные компании не устают делить между собой сферы ответственности вместе с отсутствующими им расходами.

В условиях полного развала геологической отрасли, которым был ознаменован переход к рыночным условиям хозяйствования, спасительную роль сыграла система отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Созданный в 1993 году государственный внебюджетный фонд ВМСБ дал Комитету РФ по геологии и использованию недр мощный финансовый инструмент для восстановления геологиче-

В 2012 году на аукционы было выставлено 238 участков недр. Передать в распределенный фонд удалось только каждый четвертый из предложенных

ской отрасли. В распоряжении ведомства оказались средства фонда, куда все добывающие компании отчисляли фиксированную часть выручки от реализации товарной продукции. Например, для углеводородного сырья эта доля составляла 10%.

Нововведение позволило вернуться к жизни геологоразведку, даже невзирая на то, что нефть тогда стоила в разы дешевле, недропользователи активно занимали в отчетности реальный размер выручки, а часть денег фонда использовалась не по целевому назначению (проще говоря, разворовывалась).

Но в 1997 году внебюджетный фонд ВМСБ был влит в состав федерального бюджета, остро нуждавшегося тогда в дополнительных источниках доходов

Сведения по участкам недр, предоставленным на геологическое изучение за счет средств недропользователей (УВС)

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Количество участков, включенных в перечни	158	204	191	49
Поступила одна заявка (направлено в комиссию)	89	86	78	27
Поступило две и более заявок	52	35	46	11
Заявок не поступило	17	83	67	11

Источник: Роснедра

Рассмотрение заявок по факту открытия месторождений (УВС)

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Поступили заявки на получение лицензии	59	63 (3)	42	15 (1)	25
Количество оформленных лицензий	24	38	76 (1)	21	36

В скобках: в том числе по участкам недр федерального значения

Источник: Роснедра

(впрочем, денег бюджету недостает всегда). Государство получило возможность перераспределять часть поступивших отчислений на ВМСБ на финансирование расходов, не имеющих никакого отношения к недропользованию.

В геологоразведке государство и частные компании не устают делить между собой сферы ответственности вместе с сопутствующими им расходами

Однако в результате этой реформы недропользователи смогли оставить часть отчислений на ВМСБ у себя — для реализации корпоративных программ ГРП.

Наибольшая часть прироста запасов приходится на доразведку и переоценку запасов разрабатываемых месторождений, а новые открытия — большая редкость

Конечно, не вся, но весьма значительная часть этих денег, дей-

Стратегия развития геологической отрасли РФ легализовала жесткое разделение ответственности между государством и бизнесом в отношении ВМСБ

ствительно, шла на финансирование геологоразведки. Государство строго, насколько это удавалось, следило за целевым расходованием средств, оставшихся у

расходы недропользователей привело к фактическому запрету финансировать ГРП за пределами территорий, приносящих выручку от реализации добытого сырья. Сформированная таким образом привычка уделять повышенное внимание доразведке эксплуатируемых месторождений жива и по сей день. Как уже отмечалось выше, наибольшая часть прироста запасов приходится на доразведку и переоценку запасов разрабатываемых месторождений, а новые открытия — большая редкость.

С 2002 года отчисления на ВМСБ были окончательно отменены. Их сумма была поделена пополам: одна часть была включена в состав налога на добычу, а вторая осталась в распоряжении недропользователей.

Как детально будет показано ниже, эта мера весьма негативно отразилась на состоянии работ по ВМСБ. Государственная часть денег (а это 5% выручки от реализации сырья) затерялась в лабиринтах федеральной казны, в последнее 10-летие лишь крохи от этих сборов идут на финансирование геологических мероприятий. Ориентируясь на этот пример, и недропользователи стали много скромнее финансировать геологоразведку.

В результате буквально на следующий год после введения обезличенного НДС произошло обвальное уменьшение объемов разведочного бурения. И за последнее 10-летие ситуация хотя и несколько улучшилась, но все равно она далека от делового климата времен отчислений на ВМСБ (не говоря уже о советском прошлом).

ВМСБ: сферы ответственности

Идеологическое оправдание современной практике, согласно которой частные компании тратят на ГРП в десятки раз больше денег, чем государство, было сформулировано в Стратегии развития геологической отрасли РФ, утвержденной правительством летом 2010 года. Документ легализовал жесткое разделение ответственности между государством и бизнесом в отношении ВМСБ.

Оговорено, что вклад государства должен ограничиваться региональной стадией изучения новых нефтегазоносных провинций. В то же время более детальные геофизические исследования, включая подготовку перспективных структур к бурению, а также само поисково-разведочное бурение, полностью переданы в сферу ответственности нефтегазодобывающих компаний, которым поручено финансировать соответствующие мероприятия за свой счет.

В последнее время не только от далеких от отраслевой проблематики чиновников, но и от представителей профессионального сообщества можно услышать высказывания относительно того, что, дескать, наше государство слишком щедро финансирует геологическую отрасль — в объемах, нетипичных для цивилизованного мира. Предлагается набраться решимости и отрезать пуповину, связывающую государственные бюджеты с поисковыми работами.

В принципе, такая постановка вопроса не лишена здравого смысла. Благо мировая практика знает великое множество примеров успешного и эффективного финансирования бизнеса поискового этапа изучения недр.

Конечно, заманчиво перейти на этот путь. Но не в современных российских реалиях.

Во-первых, не будем забывать, что существенная часть выручки нефтедобывающих компаний отбирается в федеральную казну именно под предлогом сбора средств на ВМСБ (соответствующий фонд давно ликвидирован, но предназначавшиеся для него деньги продолжают изыматься в бюджет). Соответственно, передавая недропользователям ответственность за проведение поисковых работ, государству следовало бы одновременно вернуть им ту часть НДС, которая исторически связана с расходами на ВМСБ.

Вроде бы справедливо. Но на это можно возразить, что и недропользователи тратят на ВМСБ значительно меньше тех 5% выручки от реализации сырья, которую, как изначально предполагалось, они должны бы тратить на ГРП. И после этого кто-то сомне-

Кратность запасов компаний

Компании	Запасы*, млн т	Добыча, млн т	Обеспеченность, годы	Темп отбора, %	Кол-во поисковых лицензий
Роснефть	3 242,4	120,1	27	3,7	34
ТНК-ВР	2 486,3	63,9	39	2,6	5
ЛУКОЙЛ	2 094,2	95	22	4,5	28
Газпром нефть	1 052,8	37,7	28	3,6	5
Сургутнефтегаз	1 033,5	60,4	17	5,8	45
Татнефть	561,6	26,1	22	4,6	1
Славнефть	482,9	18,1	27	3,7	1
Башнефть	370,6	15,1	25	4,1	11
РуссНефть	195,5	8,0	24	4,1	–

* Запасы (ABC₁) разрабатываемых горизонтов

Источник: Роснедра

вается, что экономия на снижении уровня НДПИ пойдет куда угодно, только не на поисково-разведочные работы?

Наверняка, есть немало количество потенциальных инвесторов — наших и зарубежных — готовых брать на себя расходы и риски поисковых работ, активно заниматься геологоразведкой. Но посторонние здесь не ходят: пробиться через плотные ряды ВИНК практически нереально, а пропуск на шельф вообще закрыт на большой замок для частных компаний.

Кроме того, поисковые работы имеют смысл, когда есть гарантии прав первооткрывателей на открытые ими месторождения. Проблема эта обсуждается много лет. Вроде бы, никто и не против. Но законов, твердо защищающих права первооткрывателей, как не было, так и нет.

По факту, локомотивную роль в развитии ВМСБ должны играть ВИНК. Но в отсутствие реальной конкуренции они, получившие в свое время в подарок от государства права разрабатывать самые богатые месторождения советской поры, не горят желанием вкладывать деньги в рискованные проекты поиска новых месторождений. Благо уже имеющихся запасов для беззаботной жизни вполне достаточно (см. «Кратность запасов компаний»).

Реалии таковы, что государство не хочет заморачиваться расширением круга квалифицированных недропользователей, оно не готово отказываться от практики ручного управления в пользу создания прозрачных и понятных правил игры и не считает

нужным ослабить фискальную нагрузку на добывающие сектора экономики.

сударство готово израсходовать на поддержание ресурсной базы нефтегазодобычи рекордную

Затраты федерального бюджета на геологическое изучение недр и ВМСБ

млрд руб. в ценах текущих лет



Источник: ВНИГНИ

Своего рода платой за это упрямство является обязанность государства проводить за бюджетные деньги работы по ВМСБ. Но и этим государство занимается с большой неохотой, выделяя на геологические программы довольно скромные по сравнению с масштабом стоящих задач объемы финансирования.

ВМСБ: бюджетные деньги

Последние два года вложения государства в изучение недр и ВМСБ активно растут. Причем, все более весомая часть финансирования идет в проекты, связанные с расширением ресурсной базы нефтегазодобычи (см. «Затраты федерального бюджета...»).

В прошлом году расходы федерального бюджета на ВМСБ по углеводородному сырью составили 12,9 млрд рублей, что почти в 1,5 раза превысило уровень 2011 года. В 2013 году го-

сударство — 15,3 млрд рублей. Она более чем втрое превышает аналогичный показатель 2005 года.

В пересчете на цены 2012 года щедрее всего геологические проекты, связанные с развитием ресурсной базы нефтегазодобычи, финансировались государством в докризисном 2007 году

О том, что именно нефть и газ являются для российского государства безусловным приоритетом, свидетельствуют неуклонно растущая доля расходов на нефтегазовый сектор в структуре затрат федерального бюджета на ВМСБ. За последние восемь лет она выросла с 22% до 45%.

Впрочем, если затраты федерального бюджета привести к общему знаменателю, получившаяся картина уже не дает поводов для восторга. В пересчете на це-

ны 2012 года щедрее всего геологические проекты, связанные с развитием ресурсной базы нефтегазодобычи, финансировались государством в докризисном 2007 году.

Следующие четыре года объемом реальных бюджетных расходов на ВМСБ снижались. И только в прошлом году уровень госфинансирования начал восстанавливаться — до отметки 0,8 к лучшему в истории современной России показателю, достигнутому в 2007 году (см. «Сопоставимые показатели затрат...»).

Базовые параметры госфинансирования ВМСБ были заложены в Долгосрочную государственную программу изучения недр, утвержденную приказом МПР России 15 мая 2006 года. Тот факт, что столь значимая программа, одобренная правительством, в итоге

меньше, чем было обещано. Тем более что для этого подвернулся удобный повод — мировой финансовый кризис.

Но и до кризиса практика финансирования оказалась хуже обещаний. Так, в 2006 году на нефтегазовых геологических объектах было освоено 6,8 млрд госбюджетных рублей вместо 7,3 млрд рублей по плану, в 2007 году — 9,3 млрд рублей вместо 10,4 млрд рублей...

Первоначально предполагалось, что во втором десятилетии XXI века на ВМСБ по УВ государство будет расходовать в среднем по 13,65 млрд рублей ежегодно. Причем, в ценах 2006 года, то есть с поправкой на инфляцию сумма должна была расти.

Программа, скорректированная в 2008 году, на первый взгляд, оказалась еще щедрее:

сто «забыли» сделать поправку на инфляцию). Фактически геологи получили и того меньше — 27,8 млрд рублей.

Новая программа, утвержденная правительством в 2013 году, опять предлагает затянуть потуже пояса: среднегодовой уровень госфинансирования ВМСБ по УВ опускается до 18,1 млрд рублей (см. «Планируемые расходы...»).

Еще более интересная картина получается после пересчета финансовых ориентиров предыдущей программы на нынешний уровень цен. Выходит, что по программе 2008 года федеральный бюджет должен был бы тратить много больше последних обещаний: по 30,4 млрд рублей в среднем за год...

ВМСБ: сапожник без сапог

А в состоянии ли государство брать на себя более высокую нагрузку по финансированию проектов ВМСБ? Чтобы получить ответ на этот вопрос, нужно вспомнить, что, например, в прошлом году в федеральный бюджет было собрано через НДС на нефть, газ и конденсат около 2,4 трлн рублей. В то же время на финансирование ВМСБ по УВ из казны вернулось в отрасль 0,5% этой суммы.

Обратите внимание: 0,5% не от всей суммы выручки, а от той лишь ее части, которая была изъята в бюджет через налог на добычу. А десять лет назад почти треть ставки НДС приходилась на средства, предназначавшиеся на ВМСБ.

Более того, в прошлом году государство одних только разовых

Сопоставимые показатели затрат государства на ВМСБ

млрд руб. в ценах 2012 года



Источник: расчеты НГВ

была спущена на ведомственный уровень, серьезно девальвировал значимость зафиксированных в документе параметров. Особенно в части госфинансирования, фактический размер которого определяется куда более весомым документом — законом о федеральном бюджете.

она обещала среднегодовые траты государства на ВМСБ по УВ уже на уровне 20,06 млрд рублей. Правда, в сопоставимых ценах объем госфинансирования в этом сегменте для 2008–2010 годов был снижен с 36,9 до 31,9 млрд рублей (видимо, про-

Новая программа, утвержденная правительством в 2013 году, опять предлагает затянуть потуже пояса: среднегодовой уровень госфинансирования ВМСБ по УВ опускается до 18,1 млрд рублей

Не удивительно, что на практике денег на ВМСБ из федеральной казны выделено значительно

Планируемые расходы федерального бюджета на ВМСБ по УВС

млрд руб.



Источник: Госпрограмма РФ «Производство и использование природных ресурсов»

Распределение затрат ФБ на проведение ГРП на нефть и газ по регионам РФ, млн руб.

	2013 г.		2012 г.		2011 г.	
Сибирский ФО	6 461,8	42%	6 036	48%	3 720,3	43%
Экстерриториальные затраты	1 918,6	13%	1 418,3	11%	1 405,4	16%
Континентальные шельфы	1 495,6	10%	1 571,7	12%	1 209,7	14%
Дальневосточный ФО	2 009,2	13%	1 564,5	12%	827,5	10%
Уральский ФО	1 627,1	11%	809,8	6%	834,5	10%
Приволжский ФО	796,4	5%	629,4	5%	3 720,3	4%
Южный и Северо-Кавказский ФО	612,4	4%	510,7	4%	98,3	1%
Северо-Западный ФО	341,3	2%	280,8	2%	199,7	2%
Всего	15 262,4	100%	1 2821,2	100%	8 676,8	100%

Источник: Роснедра

платежей за право пользования недрами получило 46,9 млрд рублей, а потратило на геологическое изучение недр и ВМСБ 73% этой суммы. То есть геологам не только ничего не перепадает от НДПИ, но и средства, вырученные от продажи прав недропользования, доходят не в полном объеме.

Пожалуй, дело не столько в нехватке денег в казне, сколько в том, что для государства траты на геологическое изучение недр не входят в число приоритетов. Например, расходы по бюджетной статье «спорт высших достижений» запланированы в 2013 году в размере 38,58 млрд рублей — это больше, чем государство согласилось потратить на ВМСБ по УВ суммарно за 2011–2013 годы. А по оценкам Счетной палаты РФ, на одних только нарушениях при подготовке саммита АТЭС во Владивостоке казна потеряла 15 млрд рублей — это максимальная сумма годового финансирования ВМСБ по УВ...

Сокрушаться по поводу недооценки государством важности полноценного финансирования затрат на геологические работы можно долго. Но поводов для надежд на то, что ситуация кардинально изменится, не видно. И единственное, что остается Роснедрам, это пытаться как можно точнее расставить приоритеты финансирования ГРП.

ВМСБ: новые приоритеты

В соответствии с укоренившейся за последние годы традицией, более 40% средств, выделяемых на ВМСБ по УВ, осваи-

вается на территории Сибирского ФО: здесь государство не теряет надежд сформировать ресурсную базу нефтегазодобычи, ориентированной на трубопроводный экспорт нефти и газа в восточном направлении. Причем, в прошлом году доля этого региона при распределении бюджетных средств на ГРП достигла 48%. Насколько оправдан столь серьезный крен — тема отдельного обсуждения.

Значительно меньшие, но выделяющиеся на общем фоне бюджетные деньги идут на ГРП по нефти и газу на Дальнем Востоке и континентальных шельфах России. В 2013 году финансирование дальневосточных проектов будет расти опережающими темпами и превысит, как запланировано, 2 млрд рублей против 1,56 млрд рублей в прошлом году. В то же время финансирование шельфовых проектов несколько уменьшится относительно 2012 года (см. «Распределение затрат...»).

Важной (и, как представляется, весьма позитивной) новостью является решение удвоить объем госфинансирования ГРП на нефть и газ в границах Уральского ФО. В предшествующие годы

В соответствии с укоренившейся за последние годы традицией, более 40% средств, выделяемых на ВМСБ по УВ, осваивается на территории Сибирского ФО

этому региону, занимающему в России доминирующее место по запасам нефти и газа, совершенно не справедливо уделялось крайне мало внимания.

Кураторы отрасли не только заявили, что дальнейшее геологическое изучение нефтегазового потенциала Западной Сибири входит в число приоритетов, но и поддержали эту позицию финансовыми вливаниями. В 2013 году на территории Уральского ФО бу-

НЕ ПРИПОМНИМ ТАКОГО



С интересом изучили полученные от Вас материалы, думаем, что специалистами отрасли исследование будет воспринято с большим интересом: не припомним за последние годы такого информационно насыщенного материала.

Некоторые выводы автора не вполне разделяем (высокая обеспеченность компаний запасами, «бумажные» приросты, выборочная отработка (частично), низкий КИН на новых месторождениях), но это — позиция автора.

Хотелось бы, чтобы этот материал увидели законодатели и руководители профильных министерств и ведомств, которые принимают решения и о стимулировании геологоразведки и разработки, и об ужесточении требований к недропользователям.

С наилучшими пожеланиями,
Ю.Подтуркин
Председатель ГКЗ Роснедра

дет освоено 1,6 млрд бюджетных рублей, предназначенных на ВМСБ по УВС, против 0,8 млрд рублей в 2012 году. Геологи Западной Сибири получают на свои проекты денег больше, чем их коллеги, изучающие нефтегазовый потенциал нашего континентального шельфа.

Раскрывая мотивы такого смещения акцентов, в Роснедрах напоминают, что почти 60% запасов российской нефти разведано в Уральском ФО, здесь же локализовано более половины ресурсов.

Важной (и, как представляется, весьма позитивной) новостью является решение удвоить объем госфинансирования ГРП на нефть и газ в границах Уральского ФО

Поэтому, несмотря на довольно высокую выработанность запасов, этот округ в обозримой перспективе останется главным нефтедобывающим регионом в России. И именно здесь, в Западной Сибири, необходимо сосредоточить основной объем геологоразведочных работ.

Кстати говоря, Минэнерго РФ еще несколько лет назад ставило вопрос об изменении отношения к ресурсному потенциалу Западной Сибири. Только на первый взгляд УрФО кажется достаточно изученным регионом, где пробу-

В 2011 году нефтегазовые компании потратили на геологоразведку в 20 раз больше денег, чем федеральная казна

рено огромное количество скважин и выполнен значительный объем сейсморазведки.

При ближайшем рассмотрении оказывается, что здесь еще остались районы, где не проводились даже регионально-поисковые работы. К примеру, в Татарстане изученность территории бурением вдвое выше, чем в ХМАО, и в шесть раз, чем в ЯНАО. Да и по охвату сейсмическими работами и Югра, и ЯНАО находятся далеко не в первой десятке российских регионов. Соответственно, веро-

ятность обнаружения здесь значительных не выявленных ресурсов достаточно велика.

При относительной скромности денежных средств, выделяемых из федерального бюджета на поиск нефти и газа на Юге России, обращает на себя внимание значительный рост финансирования геологических программ в этом регионе. В прошлом году на ВМСБ по УВС в Южном и Северо-Кавказском ФО было выделено из федерального бюджета 510,7 млн рублей — в пять раз больше, чем в 2011 году. План 2013 года убеждает в том, что новый уровень финансирования геологических программ в регионе получает постоянную прописку.

ВМСБ: траты нефтяников

По данным Роснедр, компании нефтегазового сектора в прошлом году израсходовали на геологоразведку 180 млрд рублей. Это самые активные недропользователи, на их долю приходится 80% внебюджетного финансирования ГРП по всем видам минерального сырья в России.

Следует отметить, что затраты недропользователей на ВМСБ по нефти и газу неуклонно растут. Исключением стал лишь

кризисный 2009 год, когда компании с целью оптимизации расходов решили экономить на геологоразведке. Но в дальнейшем положительная динамика восстановилась (см. «Затраты недропользователей на ВМСБ по нефти и газу»).

Заметно, что в преддверии мирового кризиса компании российского нефтегазового сектора стали с большим энтузиазмом финансировать собственную геологоразведку, увеличивая соответствующие статьи корпоративных годовых бюджетов в 1,5 раза в 2006 году и почти на треть в следующие два года. После острой фазы мирового кризиса компании нефтегазового сектора стали увеличивать финансирование ГРП менее активно: на 15–16% в 2010–2011 годах и на 6% в прошлом году.

Однако в целом за последние семь лет суммы, ежегодно выделяемые недропользователями на ВМСБ по нефти и газу, выросли в 2,8 раза. Впечатляющая динамика, которая, впрочем, совпадает с ростом соответствующих затрат, финансируемых из федерального бюджета (с той разницей, что в прошлом году расходы компаний нефтегазового сектора на ГРП сильно замедлились в росте, а госрасходы выросли в 1,5 раза).

Затраты недропользователей на ВМСБ по нефти и газу



Кратность затрат недропользователей и госбюджета на ВМСБ по нефти и газу



В среднем за рассматриваемый период, недропользователи добавляли к каждому бюджетному рублю, израсходованному на ГРП на нефть и газ, 15,4 рубля. При этом в 2011 году нефтегазовые компании потратили на геологоразведку в 20 раз больше денег, чем федеральная казна (см. «Кратность затрат...»).

ВМСБ: в зеркале инфляции

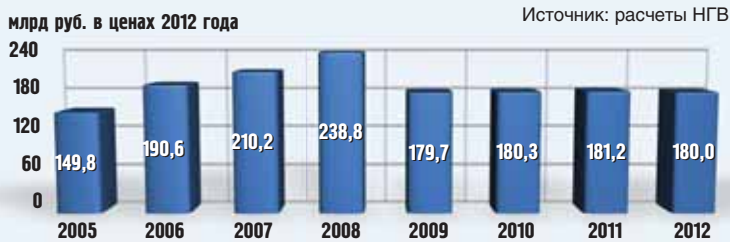
В свое время правительство называло в качестве целевого ориентира десятикратное соотношение затрат на ВМСБ между государством и недропользователями. Действительность оказалась даже более оптимистичной. Правда, не факт, что за счет гиперактивности недропользователей: государство, как было показано выше, раз за разом корректирует в сторону понижения собственные обязательства по финансированию геологического изучения недр.

В то же время причины бурного роста финансирования ГРП в 2006–2008 годах не очевидны. С одной стороны, с 2005 года начали особенно активно расти цены на нефть — в отрасли появилось больше денег. С другой стороны, 2006-й стал первым годом, когда многолетнее невнимание к ГРП обернулось реальным снижением объемов добычи у половины российских ВИНК — столь тревожный звонок был услышан и в какой-то степени простимулировал рост внимания к ВМСБ.

Впрочем, забегая вперед, можно сказать, что адекватного росту номинальных затрат увеличения объемов ГРП в частном секторе не случилось. Просто те же самые работы в условиях дорожающей нефти и продолжающейся инфляции стали дороже. Кстати, в пользу этой версии свидетельствует и динамика затрат недропользователей нефтегазового сектора, пересчитанных с учетом инфляции (см. «Как менялись затраты...»).

Видно, что в сопоставимых ценах вложения в ГРП компаний, работающих в нефтегазовом секторе, очень активно росли в годы, предшествующие мировому экономическому кризису (в 1,6 раза за три года). А после снижения

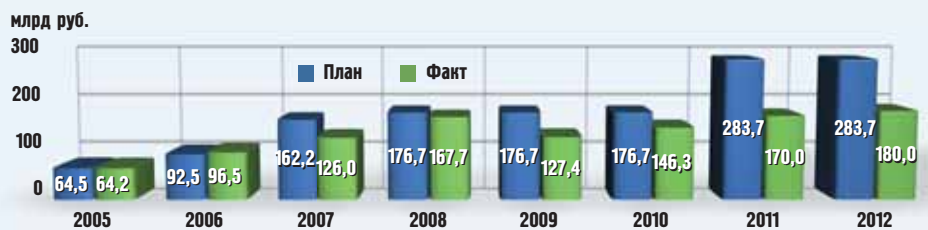
Как менялись затраты нефтегазовых компаний на ГРП



затрат на ГРП в 2009 году они так и остались на прежнем уровне. Но если позитив, связанный с реальным улучшением финансирования ГРП, закончился еще в

но это никого не волнует. Такой формализм дает основания заподозрить, что федеральное правительство не собирается всерьез заниматься развитием частной

Расходы недропользователей на ВМСБ по УВС: планы и реалии



Источник: Долгосрочная госпрограмма изучения недр и ВМСБ России, Роснедра, НГВ (обобщение).

2008 году, нет никаких оснований ожидать кардинального улучшения ситуации в этом сегменте.

Не добавляет в этом смысле оптимизма и новая правительственная программа ВМСБ, которая исходит из того, что в перспективе до 2020 года недропользователи должны ежегодно расходовать на нефтегазовую геологоразведку по 283,7 млрд рублей, то есть в 1,6 раза больше, чем в рекордном прошлом году. Этот показатель попросту переписан из предыдущей программы, утвержденной пять лет назад.

И при этом никто не обратил внимания на то, что к настоящему времени накопилось значительное отставание фактического уровня финансирования от контрольных цифр: за восемь лет нефтегазовая геологоразведка недополучила почти 340 млрд рублей частных вложений — 24% от ожидаемого (см. «Расходы недропользователей на ВМСБ по УВС: планы и реалии»).

Получается, что финансирование отстает от плана на два года,

инициативы в нефтегазовой геологоразведке.

ГРП: бурение и сейсмика

Объемы параметрического, поискового и разведочного бурения на нефть и газ, выполненного на

Правительственная программа ВМСБ исходит из того, что до 2020 года компании должны ежегодно расходовать на нефтегазовую геологоразведку по 283,7 млрд рублей — в 1,6 раза больше, чем в рекордном прошлом году

территории России и ее континентального шельфа, достаточно уверенно росли в пятилетии, предшествующем мировому экономическому кризису. В 2008 году проходка достигла уровня 1,58 млн метров, что на 43% больше результата 2003 года.

В 2009 году объемы глубокого бурения уменьшились чуть ли не

Объемы глубокого бурения за счет недропользователей



на половину — до 0,87 млн метров. Уже на следующий год было восстановлено около 40% потерь, но последующий рост был очень скромным. Как следствие, объемы проходки 2012 года ока-

бот по строительству параметрических, поисковых и разведочных скважин. Причем, в последние годы эта доля выросла до 99,6%.

В прошлом году за счет недропользователей было пробурено

бокого бурения за счет недропользователей»).

Учитывая, что в годы, предшествующие распаду СССР, объемы бурения в целях поисков и разведки запасов нефти и газа были большими в разы, нынешние показатели явно недостаточны. А темпы роста проходки отнюдь не свидетельствуют о настрое преодолевать отставание.

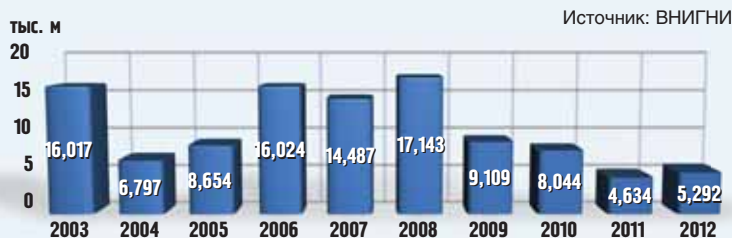
Роль государства в бурении глубоких скважин для обеспечения ВМСБ по нефти и газу крайне незначительна. Более того, она продолжает снижаться в связи с реализацией государственной политики разграничения

В 2012 году на деньги федерального бюджета было пробурено 5,29 тыс. метров скважин. Это менее трети объема проходки силами государства в 2003 году

зались на четверть ниже пикового докризисного уровня и всего лишь на 8% превысили результат 2003 года.

Практически все объемы глубокого бурения на нефть и газ выполняются на деньги недропользователей — в среднем, 99% ра-

Объемы глубокого бурения за счет федерального бюджета



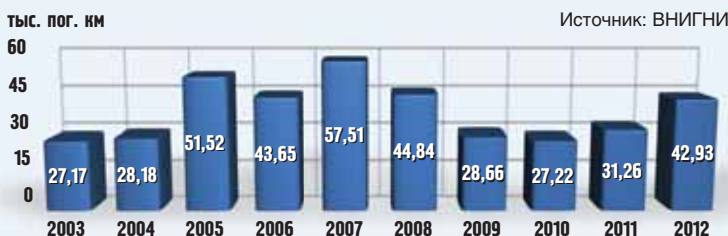
1,19 млн метров разведочных скважин. За год объем проходки увеличился на 1,0%, а за девять лет — на 9,2% (см. «Объемы глу-

функций по ВМСБ между государством и недропользователями (см. «Объемы глубокого бурения за счет бюджета»).

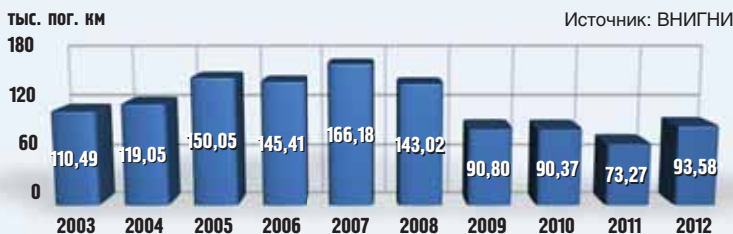
В 2012 году на деньги федерального бюджета было пробурено 5,29 тыс. метров скважин. Это менее трети объема проходки силами государства в 2003 году. «Ясно, что даже для решения параметрических задач необходимо увеличить объемы бурения как минимум в два-три раза», — говорит гендиректор ВНИГНИ А.Варламов.

Более заметную роль государство играет в проведении сейсморазведки. В среднем за последнее десятилетие на деньги федерального бюджета выполнено почти четверть объема сейсмических исследований 2D. Причем, за это время доля государства выросла с 20% до 31%. Хороший вклад, если иметь в виду, что недропользователи тратят на ГРП на нефть и газ в 15 раз больше денег, чем государство (см. «Объемы сейсморазведки за счет бюджета»).

Объемы сейсморазведки 2D за счет федерального бюджета



Объемы сейсморазведки 2D за счет недропользователей



В современной истории России максимальный объем сейсморазведки 2D был выполнен в 2007 году — 223,7 тыс. пог. км. Снижение объемов продолжалось четыре следующих года. И лишь в прошлом году активность в сейсморазведке выросла более чем на 30%: с 104,5 до 136,5 тыс. пог. км. Но этого рывка оказалось недостаточно даже для того, чтобы вернуть объемы сейсморазведки к уровню 2003 года (137,7 тыс. пог. км).

В сейсморазведке просматриваются две встречные тенденции: недропользователи работы понемногу сворачивают, а государство развивает активность. Относительно 2003 года объемы сейсморазведки 2D недропользователи уменьшили на 15,3%, а государство за это же время увеличило объемы в 1,6 раза (см. «Объемы сейсморазведки за счет недропользователей»).

Между тем, ситуация с приростом ресурсов УВС, как минимум, нестабильная. Роснедра отрапортовали о прошлогоднем приросте ресурсов УВС на 6,0 млрд тонн у.т., но два предыдущих года объемы снижались — и весьма серьезно. К тому же прирост ресурсов идет преимущественно за счет шельфа, а на суше в 2011 году значительно уменьшились даже физические объемы прироста. Между тем, разработка морских месторождений для России все еще остается большой экзотикой (см. «Прирост ресурсов УВС...»).

ГРП: бурение как повинность

Разведочное бурение отнюдь не является любимым занятием российских нефтяников. Это стало понятно сразу после распада СССР. И хотя со временем ситуация с ГРП существенно выправились после глубокого кризиса 1990-х, нынешние объемы разведочного бурения не сопоставимы с советскими.

Более того, в XXI веке, который пока радует высокими ценами на нефть, российские нефтяники уменьшают объемы разведочного бурения. По данным ЦДУ ТЭК, за 12 лет, прошедшие с начала века, проходка в разведоч-

Прирост ресурсов УВС D₁ в России



ном бурении уменьшилась по группе ВИНК почти на 31% (см. «Изменение объемов проходки в разведочном бурении»).

Наиболее активным в плане ГРП был 2001 год, когда объемы бурения по группе ВИНК достигли рекордного уровня 1,15 млн метров. Но уже в следующем году проходка упала до 721 тыс. метров (см. «Проходка ВИНК в разведочном бурении»).

Что же так подкосило отечественную геологоразведку, казалось бы, уверенно поднявшуюся с колен? Все просто: с 1 января 2002 года ввели НДС и отменили отчисления на ВМСБ. Эта новация резко ухудшила финансирование ГРП, что и дало немедленный отрицательный результат.

Хотя государство и оставило нефтяникам половину прежней ставки отчислений на ВМСБ (5% от стоимости реализованного сырья), в большинстве своем они нашли этим средствам более подходящее применение. Одно уже упразднение механизма принуждения сыграло роковую роль. Но кроме этого и государство подало недропользователям плохой пример: присоединенная к НДС вторая половина былых отчислений на ВМСБ также была потрачена на другие,

более важные для федерального бюджета, цели.

Объемы разведочного бурения снижались на протяжении трех лет. В 2006 году возобновился рост проходки, но уже в 2009 го-

Разведочное бурение отнюдь не является любимым занятием российских нефтяников. Это стало понятно сразу после распада СССР

ду, на волне мирового кризиса, ВИНК еще раз резко уменьшили объемы ГРП — до 402 тыс. метров (это чуть больше трети результата 2001 года).

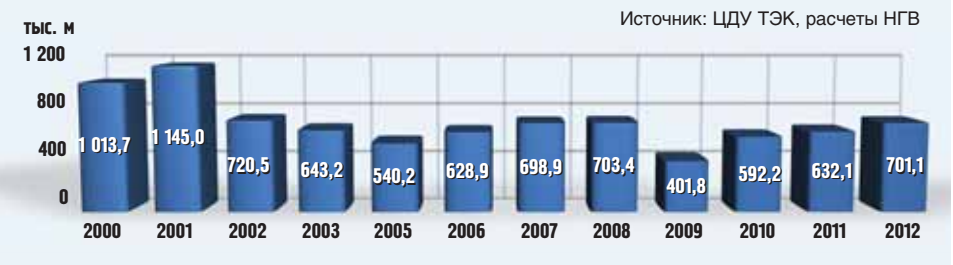
Изменение объемов проходки в разведочном бурении, 2012/2000

ЛУКОЙЛ	-34,6%
Роснефть	-0,8%
ТНК-ВР Холдинг	+62,1%
Газпром нефть	в 8,2 раза
Сургутнефтегаз	-0,9%
Татнефть	-42,3%
Башнефть	-72,7%
Славнефть	-62,8%
РуссНефть*	-83,4%
ВИНК	-30,8%

*к 2005 году

Источник: расчеты НГВ по данным ЦДУ ТЭК

Проходка ВИНК в разведочном бурении



Несколько обнадеживает, что на протяжении трех последних лет проходка крупнейших нефтяных компаний в разведочном бурении неуклонно росла: почти в 1,5 раза в 2010 году, на 6,7% и 10,9% в следующие два года. Но и при этом едва достигнут докризисный уровень: результат 2012 года на 0,3% хуже итогового показателя 2008 года.

К тому же первые месяцы 2013 года отнюдь не сигнализируют о продолжении роста. По оперативным данным ЦДУ ТЭК, за первый квартал нынешнего года нефтяники пробурили 157,6 тыс. метров —

увеличивается (с 13,3% в 2009 году, см. «Вклады компаний в объемы разведочного бурения»).

Значительное расширение масштабов нефтедобычи, превратившее за последние годы «Роснефть» во флагмана отрасли, практически не отразилось на активности компании в разведочном бурении. В 2000 году на долю «Роснефти» приходилось 6,8% общероссийской проходки в разведочном бурении, а в 2012 году — 9,4%. И это притом, что с начала века годовая добыча жидких углеводородов по предприятиям «Роснефти» выросла с 13,47 до 117,47 млн тонн, то есть в 8,7 раза (до присоединения ТНК-ВР).

«Роснефть», записавшая в свой актив 22,7% нефти, добытой в России в 2012 году, в разведочном бурении имеет четвертый результат, уступая помимо названных выше лидеров еще и ТНК-ВР (с долями 14% в нефтедобыче и 10% в разведочном бурении). При сохранении нынешнего уровня активности в разведочном бурении «Роснефть» не поднимется выше третьего места, даже записав на себя вклад ТНК-ВР.

В период, предшествующий мировому кризису, уверенно рос вклад «Газпром нефти», чья доля выросла с 0,6% в 2000 году до 8% в 2008 году. Но в последние годы активность снижается: в прошлом году доля компании в разведочном бурении уменьшилась до 6,3%.

Серьезно сдают позиции «Татнефть», «Башнефть», «Слав-

нефть» и «РуссНефть». В 2009 году каждый десятый метр проходки в разведочном бурении принадлежал «Татнефти», а в прошлом году доля компании сжалась до 4%. «Славнефть», чья доля в разведочном бурении в 2006 году достигла 8%, к концу прошлого года уронила этот показатель до 3,2%.

«Башнефть» в 2003 году вышла на уровень 10,4% общероссийских объемов разведочного бурения, а за последующие семь лет уменьшила свой вклад на порядок — до 1% по итогам 2010 года. Приобретение прав на месторождения им. Титова и Требса обеспечило компании хороший фронт работ, и ее активность в разведочном бурении заметно оживилась: по итогам 2012 года доля «Башнефти» выросла до 3,4%, а по итогам первого квартала нынешнего года — до 4,7%.

«РуссНефть» в отсутствие новых интересных участков недр свела разведочное бурение к минимуму: до 0,7% общероссийских объемов за 2012 год. А в 2005 году, в начале своей биографии, самая молодая ВИНК страны была много активнее — ее доля составила 5,4% российской проходки.

Региональные предпочтения в значительной мере определяются корпоративными приоритетами и, конечно, набором полученных в пользование участков недр. Причем, географические акценты ГРП не являются выбором «на всю оставшуюся жизнь»: с годами они смещаются, иногда весьма решительно.

Для ЛУКОЙЛа главным регионом геологоразведки была и остается Западная Сибирь. Правда, с начала столетия доля этой территории в корпоративном объеме разведочного бурения уменьшилась с 60% до 40%. В зоне производственной деятельности «Нижневолжскнефти» за последнее десятилетие объемы разведочного бурения упали с 15,7% до 3,0% суммарной проходки предприятий ЛУКОЙЛа. Очень активен РИТЭК, обеспечивающий около четверти объемов разведочного бурения по ЛУКОЙЛу.

В системе «Роснефти» в первой половине десятилетия до 68% объемов разведочного бурения

Наибольший вклад в объемы отечественного разведочного бурения вносят «Сургутнефтегаз» и ЛУКОЙЛ

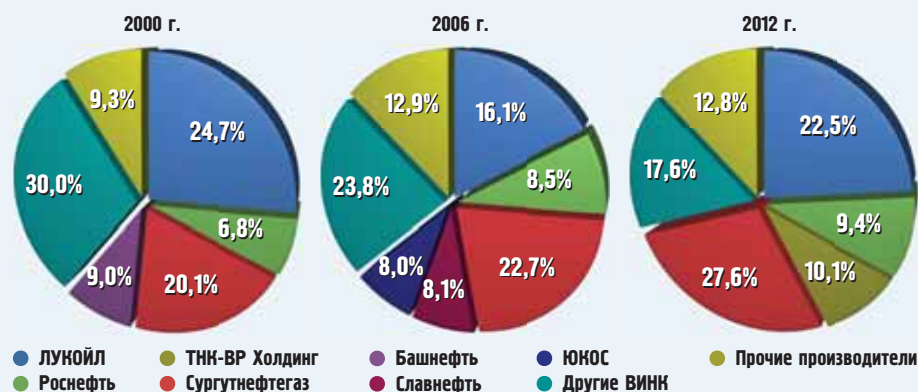
почти на 19% меньше, чем за январь-март 2012 года.

Собственно, трехмесячный отрезок слишком мал, чтобы делать обобщающие выводы. Но, как минимум, говорить об уверенном росте уже не приходится.

ГРП: корпоративные различия

Наибольший вклад в объемы отечественного разведочного бурения вносят «Сургутнефтегаз» и ЛУКОЙЛ (в прошлом году 27,6% и 22,5% соответственно). Причем, доля «Сургутнефтегаза» постепенно уменьшается (с 39,4% в 2009 году), а вклад ЛУКОЙЛа

Вклады компаний в объемы разведочного бурения



Источник: расчеты НГВ по данным ЦДУ ТЭК

Активность ВИНК в разведочном бурении, м/тыс. т добытой нефти

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
ЛУКОЙЛ	4,45	4,28	1,84	1,59	1,17	1,27	1,37	1,32	0,67	1,12	1,40	2,14
Роснефть	5,66	4,63	3,45	1,94	0,55	0,71	0,72	0,49	0,24	0,55	0,61	0,64
ТНК-ВР	1,62	2,53	0,30	0,51	0,50	0,60	1,47	1,67	0,54	1,16	1,34	1,12
Газпром нефть	0,36	1,22	0,56	1,61	0,69	0,96	1,64	2,21	0,57	1,98	1,69	1,60
Сургутнефтегаз	5,52	6,13	5,80	4,52	2,55	2,50	2,61	2,74	3,07	3,72	3,56	3,62
Татнефть	2,26	2,58	1,83	1,95	1,91	1,99	2,09	2,38	1,81	1,03	0,81	1,21
Башнефть	8,48	9,31	6,42	5,89	3,55	1,84	3,02	2,90	0,86	0,48	1,77	1,79
Славнефть	5,55	6,23	2,71	0,00	1,61	2,51	2,35	2,91	0,61	1,74	0,88	1,44
РуссНефть											1,09	0,41
ЮКОС	1,32	2,03	0,75	0,53	0,32	2,67						
В среднем	3,60	3,79	2,11	1,68	1,24	1,43	1,59	1,61	0,92	1,36	1,45	1,59

Источник: расчеты НГВ по данным ЦДУ ТЭК

приходилось на «Краснодарнефтегаз», где сейчас работы практически не ведутся. В последние годы около 40% объемов разведочного бурения «Роснефти» приходится на «Юганскнефтегаз».

В 2008–2009 годах до 30% объемов разведочного бурения «Роснефти» приходилось на Ванкор. В прошлом году эта доля уменьшилась до 10%.

На протяжении четырех последних лет около половины объемов разведочного бурения по ТНК-ВР приходится на Оренбуржье. Вторым корпоративным центром ГРП сейчас для компании является Уватский район Тюменской области (более 40% по итогам 2011–2012 годов).

ГРП: почерк лидеров

С начала века всего две ВИНК увеличили объемы проходки в разведочном бурении. Лучшая динамика принадлежит «Газпром нефти», которая за 12 лет умножила объемы разведочного бурения более чем в восемь раз. Это в значительной мере эффект низкой базы: в 2000 году компания пробурила всего лишь 6,2 тыс. метров — в разы меньше, чем любая другая ВИНК. Но и без учета этого провала компания в хорошем плюсе — следует отдать должное.

Вторая компания с положительной динамикой — ТНК-ВР. Ей за 12 лет удалось увеличить объемы разведочного бурения в 1,6 раза — до 81 тыс. метров в 2012 году. Впрочем, были в истории компании и более результатив-

ные годы. В 2001, 2007 и 2008 годах она бурила более 100 тыс. метров разведочных скважин.

На общем фоне неплохо смотрится динамика «Сургутнефтегаза» — компания в 2012 году пробурила 222 тыс. метров разведочных скважин, всего-то на 0,9% меньше, чем в 2000 году. Это свидетельствует о неизменном внимании к ГРП компании с лучшими в стране объемными показателями разведочного бурения.

Те же минус 0,9% «Роснефти» невозможно поставить в заслугу флагманской компании. С начала века масштабы ее деятельности в сегменте нефтедобычи выросли в разы, а на объемах разведочного бурения это совершенно не отразилось.

Для наглядности мы пересчитали объемы разведочного бурения в расчете на единицу добычи. Хотя этот показатель и не дает представления об эффективности ГРП, он все же несет важную информацию об уровне активности компании в разведочном бурении. И, пожалуй, самое главное: это возможность сравнить работу компаний с различными масштабами бизнеса (см. «Активность ВИНК в разведочном бурении»).

В целом по стране удельный показатель уменьшился с начала века более чем наполовину. В 2001 году компании бурили в расчете на тонну добытой нефти 3,62 метра разведочных скважин, а в 2012 году — только 1,55 метра. Причем, в кризисном 2009 году объемы ГРП были сброшены столь радикально, что на каждую 1000 тонн добытой нефти приходилось всего лишь 0,94 метра. Нетрудно за-

метить, что после закрытия фонда ВМСБ разведочное бурение пришлось в упадок.

При сохранении нынешнего уровня активности в разведочном бурении «Роснефть» не поднимется выше третьего места, даже записав на себя вклад ТНК-ВР

Абсолютный рекорд принадлежит «Башнефти», которая в 2001 году бурила по 9,3 метра разведочных скважин на 1000 тонн добытой нефти. По этому показателю рекордсменом 2012 года стал «Сургутнефтегаз» с результатом 3,6 метра. Причем, «Сургутнефтегаз» бурит более 3 метров на 1000 тонн добычи с 2009 года.

На втором месте ЛУКОЙЛ, буривший по 2,14 метра разведочных скважин в расчете на 1000 тонн добычи. В прошлом году компания улучшила относительный показатель проходки в 1,5 раза, что и позволило ей обойти «Газпром нефть».

Крупнейшая нефтедобывающая «дочка» «Газпрома» в 2010 году бурила почти по 2 метра на 1000 тонн добычи, но в последующие два года относительный показатель проходки уменьшалась — до 1,69 метра в 2011 году и 1,6 метра в 2012 году.

«Роснефть» на протяжении последних восьми лет бурит менее метра разведочных скважин на 1000 метров добычи. Это худший показатель среди ВИНК. Сосредоточившись на масштабных приобретениях готовых производ-

Количество законченных разведочных скважин, шт.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
ЛУКОЙЛ	37	28	28	32	38
Роснефть	6	2	2	7	16
Газпром нефть	19	10	13	12	5
Сургутнефтегаз	57	74	68	84	78
ТНК-ВР Холдинг	35	15	27	28	27
Татнефть	34	34	17	9	15
Башнефть	12	15	2	7	10
РуссНефть	3	2		2	2
ВИНК	203	180	157	181	191
Прочие	71	31	35	36	41
Всего	274	211	192	217	232

Источник: ЦДУ ТЭК

ственных активов, флагманская компания потеряла интерес к бурению разведочных скважин.

С начала века по группе ВИНК, как и в целом по отрасли, уровень проходки в расчете на единицу добычи уменьшился более чем наполовину. Даже «Сургутнефтегаз», славящийся образцовым вниманием к ГРП, этот показатель снизил на треть. Почти в девять раз уменьшила проходку на единицу добычи «Роснефть», в пять раз — «Башнефть», в четыре раза — «Славнефть» (и при этом входит в тройку ВИНК с лучшими результатами 2012 года).

В плюсе из крупных компаний только «Газпром нефть», хотя 1,6 метра проходки на 1000 тонн добычи в 2012 году — это всего лишь четвертый по величине результат, соответствующий среднему по ВИНК уровню.

ГРП: скважины

В прошлом году были закончены 232 разведочные скважины.

Большая их часть (191) принадлежит ВИНК. По сравнению с предыдущим годом количество построенных скважин выросло на 7% в целом по России и на 5,5% по группе ВИНК (см. «Количество законченных разведочных скважин»).

Минувший год поддержал положительную динамику количества завершенных разведочных скважин, проявившуюся годом ранее. Тогда ВИНК увеличили число построенных скважин более чем на 15%, а общероссийский прирост составил 13%.

Можно заметить, что в прошлом году положительная динамика несколько ослабла. И пока не удалось выйти на докризисный уровень: количество законченных в прошлом году разведочных скважин отстает от результата 2008 года на 6% по группе ВИНК и более чем на 15% в целом по отрасли.

Безусловным лидером по количеству завершаемых ежегодно разведочных скважин является

«Сургутнефтегаз». Каждая третья такая скважина, построенная в прошлом году на территории России, принадлежит этой компании. А годом раньше — почти 39%.

На втором месте ЛУКОЙЛ, в активе которого 14,5% разведочных скважин, построенных за последние пять лет, на третьем — ТНК-ВР (11,6%). Самые низкие показатели у «РуссНефти», которая за пятилетие построила девять разведочных скважин, и «Роснефти» (33 скважины за пять лет, из которых 16 — в прошлом году). Для сравнения: «Сургутнефтегаз» заканчивает в среднем за год по 72 скважины.

Средняя глубина построенных за пятилетие в России разведочных скважин составляет 2,56 км, по группе ВИНК — 2,65 км. Утверждать, что скважины становятся мельче или глубже, не приходится: из года в год этот показатель понемногу отклоняется в ту или иную сторону, но говорить о тенденции повода нет. Так, средняя глубина разведочных скважин, пробуренных в прошлом году представителями ВИНК, отличается от соответствующего показателя 2008 года всего лишь на 0,8%.

Самые глубокие разведочные скважины создают «Газпром нефть» (3,17 км в среднем за пять лет) и ТНК-ВР (3,02 км). Меньше других углубляются «Татнефть» (средняя глубина 1,84 км) и «Башнефть» (2,01 км). Собственно, глубина определяется геологическими особенностями изучаемых участков недр (см. «Средний метраж разведочных скважин»).

ГРП: капвложения ВИНК

В достаточно комфортной для нефтяников ценовой ситуации общий уровень капитальных вложений в отраслевые проекты практически постоянно растет. Согласно отчетности, обобщаемой ЦДУ ТЭК, капвложения ВИНК увеличились с 116,18 млрд рублей в 2000 году до 812,83 млрд рублей в 2012 году. То есть за 12 лет они выросли в семь раз.

Однако в составе капитальных затрат нефтяников расходы на ГРП занимают очень скром-

Средний метраж разведочных скважин

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	За 5 лет
ЛУКОЙЛ	2 551	2 739	2 581	2 674	2 658	2 640,6
Роснефть	2 727	2 474	2 294	2 434	2 709	2 527,6
Газпром нефть	3 244	3 289	3 148	2 954	3 234	3 173,8
Сургутнефтегаз	2 924	2 747	2 965	2 710	2 610	2 791,2
ТНК-ВР Холдинг	2 796	3 082	3 051	2 860	3 310	3 019,8
Татнефть	1 827	1 809	1 790	1 956	1 810	1 838,4
Башнефть	2 095	1 983	1 969	2 022	1 973	2 008,4
РуссНефть	2 308	3 192		2 185	1 644	2 332,3
ВИНК	2 616	2 564	2 778	2 662	2 637	2 651,4
Прочие	2 160	1 905	1 994	2 163	2 500	2 144,4
В целом по РФ	2 498	2 467	2 635	2 580	2 613	2 558,6

Источник: Расчеты НГВ по данным ЦДУ ТЭК

ное место. И если в начале века недофинансирование геолого-разведки было связано, прежде всего, с общим дефицитом капиталовложений, то сейчас решающую роль играют приоритеты инвестиционной политики, в число которых, судя по результатам, разведочное бурение не входит.

В 2001 году ВИНК расходовали на бурение разведочных скважин 10% капитальных затрат, в 2006 году — 5,6%, а в 2012 году — только 3,3%. Более чем красноречивая динамика: доля финансирования ГРП в составе капзатрат неуклонно снижалась на протяжении десяти лет. И лишь в прошлом году она осталась на предельно низком уровне, достигнутом в 2011 году (см. «Доля затрат на ГРП в капиталовложениях ВИНК»).

И в прошлом, и в позапрошлом году самые щедрые доли капзатрат выделяла «Башнефть» (12,6% и 8,5% соответственно). Сейчас это уникальный пример, а в 2000 году подобная практика была обыденной. Ей следовали ЛУКОЙЛ (13,6%), «Сургутнефтегаз» (12,9%), «Башнефть» (12,9%), «Роснефть» (10,6%). Другое дело, инвестиционные возможности наших нефтяников в то время были не столь впечатляющими, как сейчас.

В абсолютном выражении капзатраты ВИНК на разведочное бурение выросли с 10,36 млрд рублей в 2000 году до 27,05 млрд рублей в 2012 году. С начала века номинальный уровень капзатрат на разведочные скважины вырос в 2,6 раза, то есть в данном случае темпы роста были много скромнее динамики общеотраслевых капитальных затрат (см. «Затраты ВИНК на разведочное бурение»).

Похоже, что программы ГРП финансируются если и не по остаточному принципу, то в последнюю очередь, что проявилось и в период острой фазы мирового экономического кризиса: общие капвложения ВИНК продолжали расти и в эти годы, а вот затраты на ГРП в 2008–2009 годах нефтяники решительно сокращали.

Пока речь шла о номинальном росте капвложений нефтяников. В

Доля затрат на ГРП в капиталовложениях ВИНК



реальных суммах ситуация еще менее радужна. Если номинальные затраты перевести в цены 2000 года, то окажется, что самое щедрое финансирование разведочного бурения отрасль выделяла в 2001 году — 13,76 млрд рублей. Второй по значимости результат был зафиксирован в предкризисном 2007 году — 9,66 млрд рублей.

В течение следующих трех лет реальные затраты на ГРП сокращались — до 6,93 млрд рублей в 2010 году. Затем два года финансирование улучшалось — до 7,72 млрд рублей в 2012 году в ценах 2000 года. Но докризисный уровень так и не был достигнут.

ВМСБ: планов громадье

Минувшей весной правительство в очередной раз обновило план действий для геологов, одобрив госпрограмму «Вос-

производство и использование природных ресурсов». Мероприятия по геологическому изучению недр и ВМСБ углеводородного сырья, финансируемые из федерального бюджета, призваны

В составе капитальных затрат нефтяников расходы на ГРП занимают очень скромное место

обеспечить целенаправленную подготовку новых участков недр к лицензированию. Кроме того, значительные объемы финансирования решено направить на опережающие и поисковые работы в новых стратегически важных регионах.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в северных районах Западной Сибири за время, оставшееся до 2020 года, планируется создать новые центры нефтегазодобычи. В традиционных регионах добычи угле-

Затраты ВИНК на разведочное бурение



Источник: расчеты НГВ

водородного сырья (Европейский Север, Западная Сибирь, Урало-Поволжье, Северный Кавказ), ассигнования на ГРП прогнозируются на уровнях, необходимых для поддержания существующей добычи нефти и газа.

Концентрация значительных объемов геофизических работ и глубокого бурения планируется в нефтегазоносных провинциях Восточной Сибири и Дальнего Востока. Геологоразведочными работами в Восточной Сибири,

Минувшей весной правительство в очередной раз обновило план действий для геологов, одобрев госпрограмму «Воспроизводство и использование природных ресурсов»

включая Республику Саха (Якутия), будет обеспечена локализация значительных прогнозных ресурсов нефти с конденсатом (22% от суммы по России) и газа (19%). Прирост разведанных запасов углеводородного сырья в этом высокоперспективном регионе составит, как ожидается, 24% от суммарного по стране (в частности, 20% прироста запасов нефти с конденсатом и 27% прироста запасов газа).

Сохраняется приоритетная роль Западной Сибири в обеспечении добывающего комплекса локализованными прогнозными ресурсами нефти и, особенно, газа. Здесь планируется получить до 45% общероссийского прироста разведанных запасов и локализованных прогнозных ресурсов УВС.

К числу приоритетных районов концентрации работ в этом важнейшем нефтегазодобывающем регионе России отнесены малоизученная часть полуострова Ямал, Гыданский полуостров, крайние восточные районы Западно-Сибирской НГП и ее западная часть, примыкающая к Уралу. Актуальным остается вопрос о проведении регионально-зональных работ в ряде внутриплатформенных впадин, а также изучение геологического строения и нефтегазоносности глубоководной части разреза.

Исключительно важная роль в перспективном развитии ресурсной базы отечественной нефтегазодобычи отводится арктическому и дальневосточному шельфу, а также шельфам южных морей. Здесь планируется проведение широкомасштабных регионально-зональных и поисковых работ, как за счет федерального бюджета, так и за счет средств недропользователей. В результате ожидается локализация прогнозных ресурсов в объеме 13,0 млрд тонн у.т., прирост запасов нефти с конденсатом и природного газа составит 400 млн тонн и 3,2 трлн м³ соответственно.

В Европейской части страны планируется продолжение в ограниченных объемах регионально-зональных и опережающих поисковых работ. В Урало-Поволжье приоритетными остаются направления, связанные с изучением Предуральского прогиба и перспективных районов складчатого Урала, в Прикаспийской впадине будет продолжено изучение ее северо-западной и западной бортовых частей.

На Европейском Севере геофизические работы и параметрическое бурение планируется сосредоточить в восточных районах Республики Коми и Ненецкого АО, прилегающих к Уралу. В Предкавказье основной акцент будет сделан на изучении и оценке масштабов промышленной нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов, в первую очередь подсолевой юры и триаса.

Всего по нефтегазоперспективным землям европейской части России ожидается прирост локализованных прогнозных ресурсов углеводородов в объеме 4,8 млрд тонн у.т., прирост запасов нефти с конденсатом и природного газа составит 1,49 млрд тонн и 1,55 трлн м³ соответственно.

В целях расширения МСБ по УВ и поддержания уровня добычи углеводородов в будущем за счет нетрадиционных источников предусматривается проведение работ по оценке ресурсов и запасов сланцевого газа, газовых гидратов и метана угольных пластов, прежде всего, в регионах с недостаточной обеспеченностью нефтью и газом.

Во внебюджетном сегменте ключевая роль предсказуемо отводится отраслевым гигантам. Так, по результатам геологоразведочных работ, проводимых «Газпромом», ожидается прирост запасов УВС за 2012–2020 годы в объеме 6,94 млрд тонн у.т., в том числе нефти и конденсата — 894,2 млн тонн.

А «Роснефть», как предполагается, обеспечит за этот период прирост запасов УВС в объеме 1,16 млрд тонн у.т., в том числе 717,1 млн тонн нефти и конденсата. Любопытно будет понаблюдать за тем, как «Газпром», сильно уступающий «Роснефти» по организации ГРП на арктическом шельфе, к концу десятилетия покажет в разы большую результативность.

В области изучения и освоения нетрадиционных источников УВС от «Газпрома», «Роснефти» и СУЭКа ждут к 2020 года прироста ресурсов (D_{1лок.}) и запасов (С₁) сланцевого газа в объемах 5 и 1,5 трлн м³ соответственно, метана угольных пластов — 2,0 и 1,1 трлн м³, газовых гидратов — 2,0 трлн м³ по категории D_{1лок.}. То есть именно эти компании должны полностью взять на себя работу по поиску и разведке нетрадиционных источников УВС.

ВМСБ: мечтать не вредно?

Между тем, есть ощущение, что очередная госпрограмма изрядно отдаёт маниловщиной. Судите сами.

Правительство рассчитывает на весьма впечатляющие темпы прироста ресурсов УВС: в прошлом году он составил 6,0 млрд тонн, а через восемь лет это уже 10,1 млрд тонн (см. «*Ожидаемый прирост углеводородных ресурсов...*»). За это же время почти втрое должен увеличиться годовой прирост запасов газа (см. «*Ожидаемый прирост запасов газа...*»).

Замечательные планы... Но при этом объемы финансирования практически не меняются. Точнее, запланирован 3%-ный рост за весь период до конца десятилетия. То есть в 2013 году госбюджет и недропользователи суммарно потратят на ВМСБ по

УВС 297 млрд рублей (цифра из госпрограммы), а в 2020 году — 306 млрд рублей (хорошо еще, если с поправкой на инфляцию), и разница в 13 млрд рублей даст столь замечательный эффект.

Правда, каким-то чудесным образом недропользователи должны в этом году в 1,5 раза увеличить вложения в ГРП на УВС. Ведь за предыдущие годы у них накопилось отставание от контрольных цифр, ранее одобренных правительством.

В какой-то мере отставание сформировалось под влиянием мирового экономического кризиса. Но ведь очевидно, что это не единственная причина. Инвестиционный климат в недропользовании оставляет желать лучшего. Законодательство о недрах изменяется крайне медленно, да и то преимущественно в направлении дальнейшего закручивания гаек, установления все новых ограничений и ужесточения спроса с бизнеса.

С таким багажом трудно рассчитывать на приток денег в геологоразведку. Потенциальным инвесторам в этот сегмент нужны дополнительные гарантии и более щадящий фискальный режим. Нужно, как минимум, перестать захлопывать перед ними двери, через которые можно получить доступ к российским недрам.

Что же предлагает в этом контексте новая госпрограмма?

Ставший уже традиционным набор обещаний... Упростить процедуры получения лицензий на геологическое изучение недр (вплоть до введения заявительного принципа) и обеспечить возможность свободного рыночного оборота поисковых лицензий. Гарантии первооткрывателям месторождений федерального значения прав на их промышленное освоение. Свободный доступ к геологической информации. Дифференциация НДС и иные меры экономического стимулирования активности недропользователей.

Перечень не то чтобы плох, просто все эти обещания уже навязли в зубах. Богатый опыт несбывшихся надежд мешает поверить в то, что на этот раз все без обмана. С чего вдруг?

А если что-то из обещанного (или даже все намеченное) вдруг

Ожидаемый прирост углеводородных ресурсов в России



Источник: Госпрограмма «Воспроизводство и использование природных ресурсов»

Ожидаемый прирост запасов газа в России



Источник: Госпрограмма «Воспроизводство и использование природных ресурсов»

будет исполнено, этого все равно недостаточно для кардинальной смены настроений в сфере недропользования.

Собственно, не внушает особого доверия и точность целеполагания. В то время как ВМСБ по газу намечено развивать стремительными темпами, по жидким углеводородам ставится задача не столько увеличить, сколько сохранить характерные для последних лет темпы ВМСБ (см. «*Ожидаемый прирост запасов нефти и конденсата...*»).

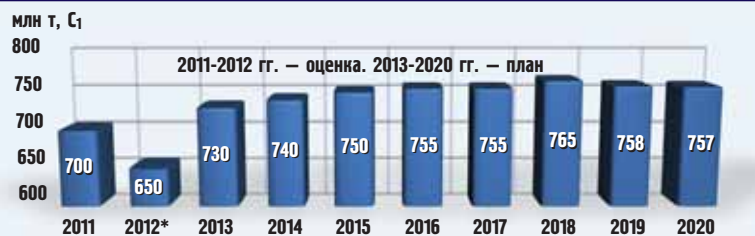
Но уже имеющихся запасов газа России и сейчас достаточно на многие десятилетия — в отличие от запасов нефти, горизонт истощения которых много ближе. Более того, специалисты отрас-

ли, в том числе и руководители профильных федеральных ведомств, признают, что нынешние темпы ВМСБ нефтедобычи недопустимо малы. А госпрограмма

Правительство рассчитывает на весьма впечатляющие темпы прироста ресурсов УВС: в прошлом году он составил 6,0 млрд тонн, а через восемь лет это уже 10,1 млрд тонн. Замечательно... Но объемы финансирования практически не меняются

фактически консервирует сложившиеся порядки. И зачем опережающими темпами развивать

Ожидаемый прирост запасов нефти и конденсата в России



* Уточнение НГВ, в оригинале — 520 млн т

Источник: Госпрограмма «Воспроизводство и использование природных ресурсов»

и без того избыточную ресурсную базу газодобычи, вместо того чтобы перераспределить средства и силы с целью большей концентрации внимания геологов

Перечень предлагаемых мер не то чтобы плох, просто все эти обещания уже навязли в зубах. Богатый опыт несбывшихся надежд мешает поверить в то, что на этот раз все без обмана. С чего вдруг?

на улучшении ресурсной базы нефтедобычи?

Похоже, что здесь авторы госпрограммы плывут по течению, не пытаясь активно управлять

В последнее время крепнет мнение, что оживить геологоразведку можно посредством переписывания лицензионных соглашений. Собственно, такая постановка вопроса отнюдь не беспочвенна.

По данным Роснедр, сегодня лишь пятая часть лицензий содержит обязательства недропользователей по проведению геологоразведки. Причем, в этом смысле ситуация ухудшается: за последние десять лет число лицензий с конкретными требованиями по ГРП сократилось на треть. Практически полностью прекращены работы на малоизученных территориях, вдали от развитой инфраструктуры. В результате, за последние двадцать

профильных ведомств. Однако больше шансов, что в первую очередь будут задействованы меры принуждения. Так быстрее и проще.

Кроме того, возможно, уже в этом году в законе о недрах будут усилены нормы, относящиеся к проектировке и разработке месторождений. Обязательная государственная экспертиза проектной документации и усиление контроля над выполнением недропользователями проектных показателей рассматриваются в качестве эффективного рычага более полного раскрытия потенциала распределенного фонда недр.

Когда Роснедра провели ревизию выполнения нефтяниками проектных показателей разработки месторождений, оказалось, что отставание от графика добычи обрело хронический характер. Причем, только за последние три года в целом по отрасли доля недополученной нефти выросла с 4,8% до 11,5% проектных объемов. А в количественном выражении — с 25 млн в 2009 году до 68 млн тонн нефти и конденсата 2012 году (см. «Соотношение проектной и фактической добычи...»).

Темпы разработки месторождений оставляют желать лучшего. За год отбирается, в среднем, 4% запасов, содержащихся в разрабатываемых залежах. При этом разработка более 40% запасов ведется со скоростью менее 1% в год.

Факт печальный, но, как минимум, неоднозначный. В значительной мере на снижение уровня добычи против плана могли повлиять экономика соответствующих проектов, неподъемная дороговизна методов повышения нефтеотдачи, проблемы с транспортировкой и реализацией добытого сырья и иные объективные причины. Однако и здесь раздувать ситуацию предлагается через совершение механизмов принуждения: не хочешь — заставим.

ВМСБ: синица в руках

Важным и крайне слабо используемым резервом отечественной нефтедобычи остается повышение проектного КИН. По

Соотношение проектной и фактической добычи жидких УВ в России



Источник: Роснедра

процессом. Если так, то в чем смысл программы, кроме обоснования бюджетных вливаний?

ВМСБ: жесткость от бессилия?

По мере истощения надежд на развитие конкурентной среды, значимое улучшение правового поля и оптимизацию финансовых условий деятельности российских

лет в России не был подготовлен ни один новый район нефтедобычи.

Действительно, безобразие, что зачастую выдача лицензий на недропользование не обуславливалась выполнением определенных объемов ГРП. Наверное, это упущение можно исправить. И, похоже, такая работа будет проведена.

Но, как подсчитали в Роснедрах, для обеспечения расширенного прироста запасов нефти необходимо увеличить объемы бурения в 2,5 раза. Сомнительно, что одним лишь переписыванием лицензионных соглашений — без кардинального улучшения инвестиционного климата — можно побудить нефтяников бурить в разы больше разведочных скважин.

То, что установление в лицензионных условиях требований по ГРП должно дополняться экономическими и правовыми улучшениями, наверняка, понимают и в

В последнее время крепнет мнение, что оживить геологоразведку можно посредством переписывания лицензионных соглашений

недропользователей возрастает вероятность ужесточения требований к бизнесу со стороны государства. Проблемы есть, решать их нужно — почему бы не с позиций силы, если ничего другого нет под рукой?

оценкам Минэнерго РФ, улучшение этого показателя с нынешних 37% до 42% равносильно приросту извлекаемых запасов нефти на 4 млрд тонн.

Но, поразительный факт, КИН практически не растет уже 65 лет. Зачастую по новым залежам КИН утверждается на уровне 32% — как в далеком 1948 году.

Полное ощущение, что технический прогресс остановился. А если не ерничать, то это повод основательно разобраться с причинами, по которым наши нефтяники не стремятся к более полному извлечению ценного невозобновляемого сырья из недр. Ведь цена вопроса крайне высока.

Еще одну возможность значительного увеличения объема нефтедобычи (примерно на 90 млн тонн в год) Роснедра видят в вовлечении в эксплуатацию неразрабатываемых месторождений и залежей. Сейчас 18% известных месторождений с совокупными запасами более 3 млрд тонн нефти не вовлечены в разработку, а могли бы давать ежегодно по 50 млн тонн нефти. Еще 40 млн тонн нефти можно добавить к годовой добыче, если включить в производственный процесс запасы неразрабатываемых залежей эксплуатируемых месторождений.

Не секрет, что значительная часть месторождений и залежей, не вовлеченных в разработку, является головной болью самих не-

дропользователей. Разрабатывать их накладно, а отдавать жалко.

Постановка вопроса о полезном использовании таких запасов, безусловно, актуальна. Огорчает лишь то, что стрелки опять переводятся на недропользователей, вместо того, чтобы добиться введения фискальных режимов, позволяющих более полно использовать потенциал российских недр. Это было бы с многих точек зрения эффективнее и безопаснее, чем покорять просторы Арктики.

Почему же Роснедра и Минприроды РФ педалируют тему ответственности недропользователей, вместо того чтобы активизировать законотворческие усилия? Возможно, от безысходности.

Показательный пример. На коллегии Роснедр, посвященной итогам года, глава ведомства (теперь уже бывший) назвал в числе наиболее существенных пробелов в правовой базе недропользования отсутствие порядка оценки, апробации и учета прогнозных ресурсов, несоответствие норм закона о размещении заказов специфике ГРП, нерациональность действующих критериев отнесения участков недр к участкам федерального значения.


Надо признать, не самые заковыристые проблемы. Но вот что интересно: об этих же нормативно-правовых «незавершенках» говорил год назад предыдущий глава Роснедр. За год ничего не изменилось...

В руководстве Роснедр и Минприроды РФ сейчас, действитель-

Поразительный факт: КИН практически не растет уже 65 лет. Зачастую по новым залежам КИН утверждается на уровне 32% — как в далеком 1948 году

но, сильные профессионалы, которые стремятся улучшить ситуацию с ВМСБ. Но многие важные для отрасли проблемы должны решаться на правительственном уровне. А там, к сожалению, вопросы эффективного недропользования не входят в перечень приоритетов.

Стрелки опять переводятся на недропользователей, вместо того, чтобы добиться введения фискальных режимов, позволяющих более полно использовать потенциал российских недр

Соответственно, кардинального улучшения ситуации с ВМСБ по нефти и газу ожидать не приходится. Но растущая озабоченность состоянием ресурсной базы со стороны самих недропользователей и начатая Роснедрами оптимизация работ в рамках бюджетного финансирования все же дают повод ожидать перемен к лучшему. 

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