

# Нефти много, но скоро ее не будет хватать

АЛЕКСАНДР СОКОЛОВ

Директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»

Возникший в начале 2020 года «ковидный шторм» со всей отчетливостью показал, что развитие отечественного нефтегазового сектора upstream перешло с «плохого» сценария на «очень плохой».

Падение мировых цен на нефть из-за снижения ее потребления, вызванного пандемией, и участие РФ в картельном сокращении добычи в рамках ОПЕК+ (с 1 мая 2020 года) обнажили нарастающие проблемы отечественного нефтегазового сектора, наступление которых всеми путями пытались оттянуть на как можно более далекие сроки. Например, доля «токсичных» или так называемых трудноизвлекаемых запасов, рентабельную разработку которых невозможно проводить без применения льгот по налогам, стала доминирующей в момент падения мировых цен до \$ 20/барр. Это, по сути, показало, что качество российской минерально-сырьевой базы (МСБ) сильно уязвимо к таким колебаниям цен.

## СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ

Откликаясь на «просьбу» Правительства РФ «потерпеть до мая 2022 года», компании вынуждено применили технологические решения по сокращению добычи, отключив малорентабельные, низкодебитные, обводненные, удаленные скважины, сократили объемы эксплуатационного бурения. Как следствие этого, в скором времени незамедлительно и болезненно возникает социальный вопрос – что делать с населением моногородов и поселков, где обслуживание нефтяных промыслов является их единственным источником дохода?

Из-за сокращения налоговых отчислений в бюджет государство вынуждено отменило ряд стимулирующих льгот по разработке высоковязких, высоко обводненных месторождений и в очередной раз изменило другие налоговые условия. Власти Татарстана и ХМАО-Югры остроотреагировали на это решение Минфина, потребовав вернуть льготы для добычи высоковязкой и высоко обводненной нефти. Это свидетельствует о том, что ситуация становится критической. Из-за прекращения финансирования многих проектов следует ожидать закрытия промыслов и обвального падения добычи.

Однако наивно было бы полагать, что все вышеописанные трудности возникли только в прошлом году и всею виной лишь «ковидный шторм». На самом деле негативные тенденции ухудшения качества МСБ страны нарастают из года в год, на что было многократно указано многочисленными экспертами и аналитиками отрасли. Однако сейчас, в условиях большой турбулентности цен на нефть, экстренно встал вопрос о понимании обеспеченности текущей добычи рентабельными запасами. Причем очевидно, что такое понимание должно оперативно обновляться, адекватно реагируя на движения рыночной конъюнктуры.

**Из-за сокращения налоговых отчислений в бюджет государство вынуждено отменило ряд стимулирующих льгот по разработке высоковязких, высоко обводненных месторождений и в очередной раз изменило другие налоговые условия**

## ПРОБЛЕМЫ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ

Инвентаризация запасов, проведенная в 2019–2020 годах, столкнулась как со своими внутренними «врожденными» дефектами, так и внешними факторами, что обусловило разницу в толковании ее итогов. Обнародование разных показателей рентабельности запасов ответственными лицами различных министерств – 67% или 36% – говорит о том, что в официальных ведомствах нет еди-

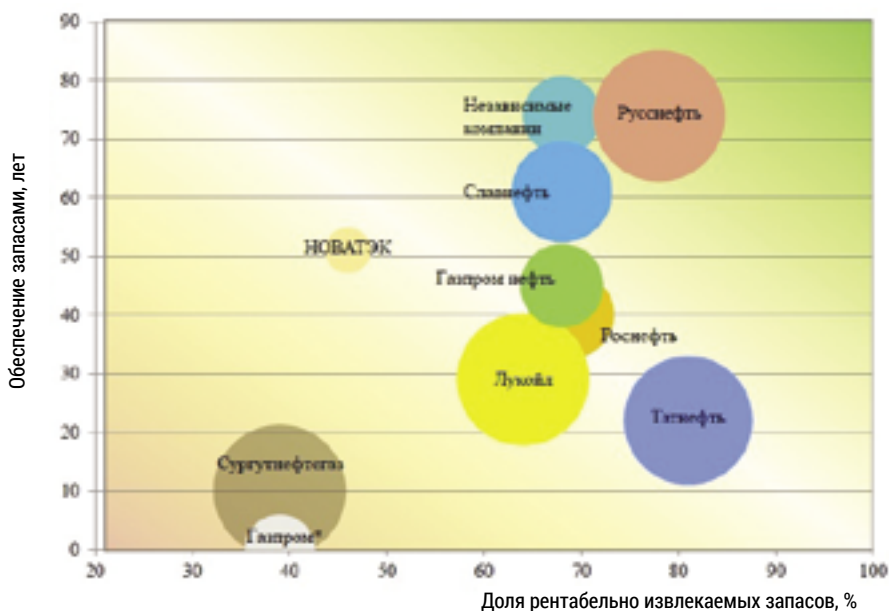
нодушия в понимании результатов инвентаризации. Это объясняется, во-первых, тем, что макроэкономические параметры в моделях инвентаризации не успевали за изменением мировой экономической ситуации. Во-вторых, внезапно менялись налоговые правила. В-третьих, было два сценария расчетов с разными макроэкономическими входными данными. В-четвертых, отсутствуют реальные отраслевые бенчмарки. В-пятых, не было единых нормативов затрат, позволяющих привести все компании к одному знаменателю. Существовали и другие причины, известные в кругу специалистов. И самое главное – в действующей регламентной базе отсутствует понимание очевидной истины: на самом деле запасы – это то, что добывается сейчас и будет добыто в течение ближайших пяти лет. Здесь и кроется ответ, к которому никто не готов. В системе PRMS четко сказано, что добыча должна быть осуществлена в течение пяти лет, так как это актуальный план разработки (активные запасы, на которые рассчитан конкретный поток денежной наличности). Следует напомнить, что в наших проектных документах извлекаемые запасы считаются на весь период разработки. Был случай, когда проектную добычу рассчитали до... 2165 года. И что, такие запасы тоже вошли в периметр инвентаризации?

**При проведении реального аудита часть нерентабельных запасов обязана перейти в условные или перспективные ресурсы, а не «висеть» цифрами запасов на госбалансе**

И тут возникает вопрос: почему бы не выполнить реальный аудит запасов, учитывающий аспекты финансирования ГРП и эксплуатационного фонда, зависящие от изменяющейся цены на нефть и действующей налоговой базы? Но делать это надо не с одной ставкой дисконта, взятой волевым решением (15%), а принять прогрессивную шкалу: 8, 12, 16%. Это даст диапазон для принятия управленческих решений – как для компаний, так и для государства, старающегося осуществлять тотальный контроль за их деятельностью. Тем самым у государства, как у основного бенефициара недр и налоговых поступлений, появится бенчмаркинг и понимание, как от изменения финансовых параметров будет меняться денежный поток.

Тем не менее, по мнению автора этой статьи, проведенная инвентаризация сделала свое дело. Она показала фантастическую обеспеченность отечественных нефтяных компаний запасами – от 15 до 75 лет (см. «Сопоставление доли рентабельно извлекаемых запасов и обеспеченности запасами нефти по компаниям»). Именно по ее итогам Минэкономразвития приняло единственно верное, как ему казалось, управленческое решение – об отмене стимулирующих налоговых льгот. Министерство де-факто попросило компании «не беспокоить» его по этому вопросу до 2024 года. Правильность своего решения

## СОПОСТАВЛЕНИЕ ДОЛИ РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ ПО КОМПАНИЯМ, ЛЕТ



Источник: ГКЗ

Минэкономразвития объясняло еще и тем, что у мэйджоров мировой нефтедобычи показатель обеспеченности запасами колеблется от 8 до 16 лет (см. «Индекс срока жизни доказанных запасов по компаниям»).

### Львиная доля как накопленной добычи, так и текущих извлекаемых запасов категории А, обеспечивающих добычу в Западной Сибири, приходится на неокомский комплекс

Следует добавить, что при проведении реального аудита часть нерентабельных запасов обязана перейти в условные или перспективные ресурсы, а не «висеть» цифрами запасов на госбалансе. Именно экономическая система управления запасами способна адекватно отражать экономическую составляющую ресурсной базы РФ. Однако следует признать, что действующая классификация запасов и ресурсов РФ, к сожалению, лишена такой возможности.

### ЦИФРЫ НА БУМАГЕ

Между тем, распределение добычи нефти по стратиграфическим комплексам Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (ЗСНП), основного нефтедобывающего региона страны, показывает, что львиная доля как нако-

пленной добычи, так и текущих извлекаемых запасов категории А, обеспечивающих эту добычу, приходится на неокомский комплекс. Однако именно этот комплекс имеет сегодня заведомо высокие показатели обводненности продукции и низкие дебиты нефти.

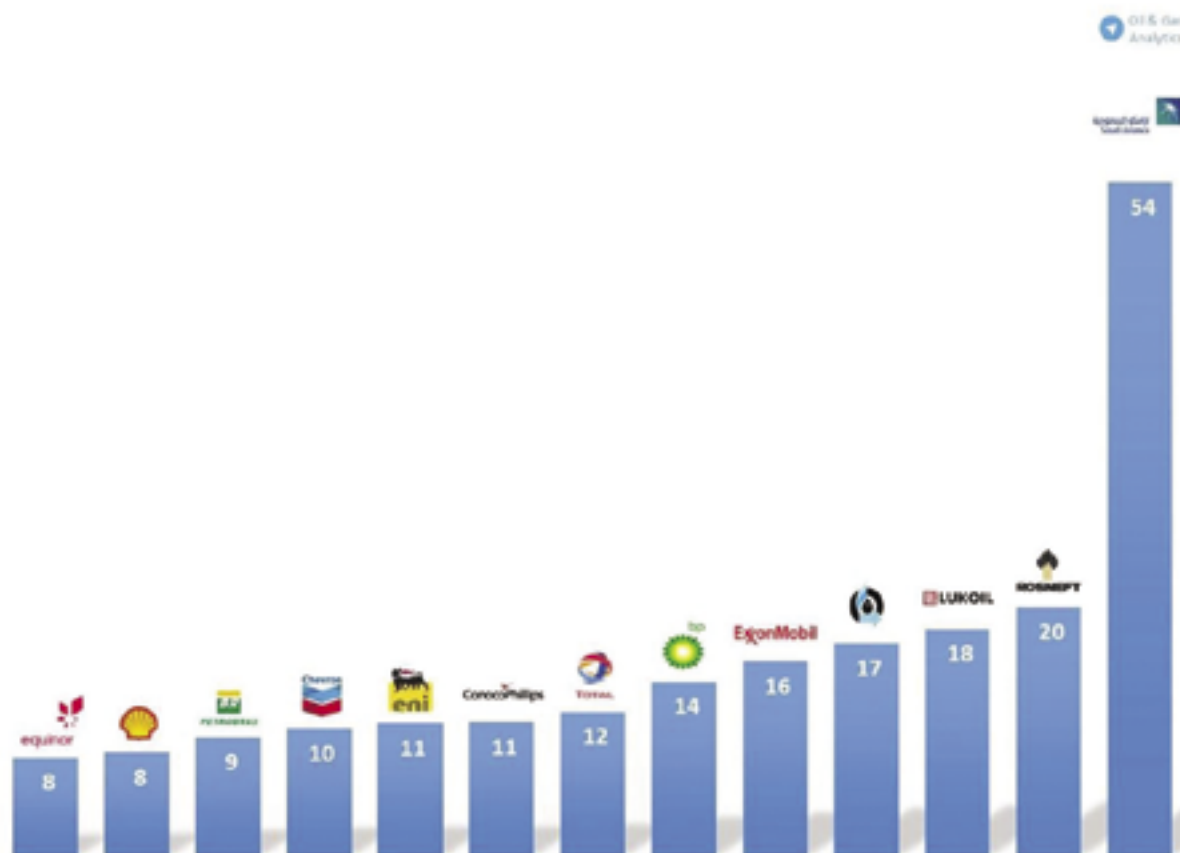
Известно, что на государственном балансе числится около 18,7 млрд тонн извлекаемых запасов  $A+B_1+C_1$ . Но реальную добычу из них обеспечивают только категория А. Например, по ХМАО-Югре этих запасов только 4,0 млрд тонн с текущей обводненностью 90%.

Анализ информации, дифференцированной по разным административным субъектам, площадь которых попадает в ЗСНП, показывает, что ХМАО-Югра доминирует по величине накопленной добычи, текущих запасов и годовой добычи. Несложно догадаться, что основное сокращение добычи будет нарастать именно в неокомских продуктивных горизонтах ХМАО-Югры. А с отменой стимулирующих льгот этот процесс вообще приобретет обвалный характер.

В связи с вероятным развитием такого сценария возникает ряд вопросов. Какая доля от текущих запасов категории А остается рентабельной в текущих условиях? Почему слабо «подключаются» в добычу запасы категории  $B_1$ , чтобы удержать ее падение? Что «останется» от запасов категории  $C_1$ , если из 800 месторождений нефти в Западной Сибири только 438 разрабатываются, а из 270 газовых месторождений – 126 (данные ЗапСибНИИГГ, 2020)?

Не менее остро встала проблема понимания экономической эффективности запасов нефти категорий  $B_2+C_2$  и целесообразности их освоения. На государственном

## ИНДЕКС СРОКА ЖИЗНИ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ ПО КОМПАНИЯМ, ЛЕТ



Источник: Oil@Gas Analytics

балансе их около 12,1 млрд тонн (без Пайяхского и Западно-Иркинского месторождений). Смогут ли они стать поставщиками свежих запасов в ближайшей перспективе? К сожалению, сегодня отсутствуют официально признанные распорядителем недр (государством) методические решения по экономической оценке открываемых и разведанных запасов. В итоге это делает невозможным понимание перспектив дальнейшего, экономически оправданного освоения таких запасов. Это особенно важно понимать тогда, когда для освоения данных запасов просят льготы из госбюджета или финансирования из средств Фонда национального благосостояния. Практика показывает, что и в лучшие времена запасы  $V_2+C_2$  с трудом вовлекались в разработку. Сейчас же они (запасы) выглядят не более как «цифра на бумаге».

Например, анализ распределения извлекаемых запасов  $V_2+C_2$  для той же ХМАО-Югры показывает, что из 4 млрд тонн примерно 0,65 млрд тонн приходится на Красное-

нинское месторождение, 0,35 млрд тонн – на Приобское. Однако на этих месторождениях уже долгое время наблюдается падение добычи (как и на всех остальных).

Особо следует прокомментировать появление на государственном балансе 1,5 млрд тонн извлекаемых запасов категории  $C_2$  Пайяхского и Западно-Иркинского месторождений в 2019 и 2020 годах. Оставляя за скобками техническое обоснование подсчетных параметров, следует сказать, что недропользователь оценивал эти запасы в рамках действующей классификации, которая предлагает применение только двух категорий на разведочном этапе:  $C_1$  разведанные и  $C_2$  предварительно оцененные. Очевидно, что для таких случаев, для контуров нефтеносности, длящихся на сотни километров, следует ввести в оборот действующей классификации новую категорию запасов –  $C_3$  (возможно оцененные). Тогда дебаты о достоверности, надежности и степени доверия к таким запасам, возможно, исчезнут.

Поражает воображение величина перспективных нефтяных ресурсов  $D_{\text{пр}}$ , равная 13 млрд тонн и прогнозных ресурсов  $D_1 + D_2$  – 45 млрд тонн, числящихся на государственном балансе. При этом размеры открытых месторождений уже долгие годы, как правило, не превышают первую сотню тысяч тонн, несмотря на декларируемое расширение применения искусственного интеллекта и современных технологий разведки.

Опять же, если обратиться к основному региону нефтедобычи, ХМАО-Югре, то там фонд локальных ловушек составляет 1727 единиц. Однако 94% из них имеют величину ресурсов менее 3 млн тонн, что с учетом подтвержденности, в конце концов, превратится в очередные мельчайшие месторождения. Причем половина из них будут открыты в отложениях ниже-средней юры, априорно имеющих низкие коллекторские свойства и очень сложное геологическое строение.

Возможно поэтому с упорством, достойного лучшего применения, по-прежнему озвучиваются призывы готовить ресурсы в труднодоступных и экологически опасных районах арктического побережья и шельфа Ледовитого океана. При этом игнорируются риски того, что найденная там нефть никогда не будет вовлечена в промышленную добычу из-за надвигающегося энергоперехода.

## ИСТОЩЕНИЕ ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На фоне неоднозначного толкования результатов инвентаризации и осознания того, насколько трагически малой может оказаться текущая величина рентабельных запасов нефти в условиях низких мировых цен, стратегически важной задачей становится поиск рентабельных нефтяных месторождения. Это вопрос обеспечения энергобезопасности страны. Однако государство «ушло» из ГРП еще в 2003 году, отменив ставку ВМСБ. Компании продолжают «искать» внутри своих лицензионных участков, где поисковый потенциал практически исчерпан. Независимый инвестор, который мог бы проводить не-

фтепоисковые работы, давно покинул этот сегмент рынка, поскольку условия привлечений инвестиций в стране полностью отсутствуют в силу ряда политических и экономических причин, а распорядитель недр так и не счел нужным создать стимулы для нефтепоисковых работ на основе предпринимательского риска.

В отечественной нефтянке нарастает процесс «истощения истощенных месторождений», который происходит на фоне усиливающейся девальвации ресурсной базы. Именно этот факт является определяющим для понимания причин низкой рентабельности российских недр.

К сожалению, следует отметить, что официальная точка зрения на состояние МСБ страны, похоже, другая. Власти не осознают остроты развивающейся ситуации. По-прежнему декларируются ежегодные приросты запасов, якобы покрывающие добычу. Так, в интервью «Интерфаксу» от 16 февраля 2021 года министр природных ресурсов А. А. Козлов заявил: «...в 2020 году прирост по промышленным категориям (АВ,С,С<sub>2</sub>) извлекаемых запасов по результатам геологоразведочных работ по нефти составил 1002 млн тонн (при уровне добычи чуть выше 500 млн тонн) ...». То ли в эту цифру прироста добавили запасы С<sub>2</sub>, то ли это банальная ошибка протокольной службы... Но опровержения или признания печатки на момент подготовки данной статьи так и не последовало, что сильно настораживает и заставляет задуматься о компетентности лиц, принимающих решения. Даже в лучшие времена советской геологии никогда не было годового прироста извлекаемых запасов нефти в объеме 1 млрд тонн.

Нарастающая волатильность финансовых рынков, неравномерность темпов экономического и технологического развития, социальные пертурбации, порождаемые переходом к новому экономическому укладу, накладываются на проблемы с достоверностью текущих оценок объема, качества, стоимости и рентабельности запасов. Все это снижает ценность прогностических моделей и управленческих решений в будущем. Очевидно, отечественному недропользованию необходимы радикальная трансформация и обновление. **✎**



Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний

**25**  
ЛЕТ  
**NGV.ru**