



Искать глубже

Стимулирование разведки доюрского комплекса Западной Сибири

ЕВГЕНИЙ ТЫРТОВ
ДЕНИС ПИГАРЕВ
МАРИНА МОСОЯН
Старшие консультанты VYGON Consulting

За последнее десятилетие коэффициент восполнения запасов нефти в России снизился до 104%. В основном прирост запасов обеспечивается доразведкой и переоценкой запасов разрабатываемых месторождений, имеются значительные успехи на Таймыре и континентальном шельфе. Прослеживается интерес компаний к новым регионам, однако в традиционной Западной Сибири еще остался значительный нераскрытый потенциал – доюрский комплекс (ДЮК). Его разработка была начата еще в 70–80-е годы прошлого века, но тогда не получила серьезного развития из-за наличия менее глубоких и более простых и понятных в разработке залежей. Сегодня отрасль стоит перед новыми вызовами, и для развития доюрского комплекса необходимы новые технологии и дополнительные стимулы к их созданию.

ТЕКУЩИЕ СОСТОЯНИЕ ГРП В РОССИИ

За исключением 2016 года объем увеличения запасов нефти в России превышает добычу все последние пять лет (см. «Динамика добычи и прироста запасов нефти, 2014–2018 гг.»). Но в основном прирост обеспечивается доразведкой в действующих регионах добычи и на традиционных залежах, а также за счет переоценки запасов разрабатываемых месторождений. В то же время добыча в ключевом регионе – Западной Сибири – за последние 10 лет снизилась на 10%, до 288 млн тонн, а последние крупные месторождения, открытые в основном еще в 70–80-е годы XX века и обеспечивающие текущий прирост добычи в стране, будут полностью введены в эксплуатацию в период 2019–2024 годов. Без увеличения инвестиционной активности недропользователей добыча нефти в России уже в среднесрочной перспективе начнет снижаться. Поэтому необходимо обеспечить рост объемов ГРП, чтобы структура прироста запасов закладывала долговременные основы воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Ключевыми тенденциями в сегменте геологоразведки России сегодня являются:

- ◆ уход в новые регионы с малоразвитой инфраструктурой (Восточная Сибирь и Дальний Восток, Север НАО и ЯНАО, п-в Таймыр, шельф);
- ◆ ухудшение качества новых открытий, то есть открываются месторождения с небольшим объемом запасов (1 млн тонн и менее), на значительных глубинах и/или в сложных низкопроницаемых и расчлененных коллекторах.

Исходя из текущих тенденций, все более явной становится проблема снижения заинтересованности не-

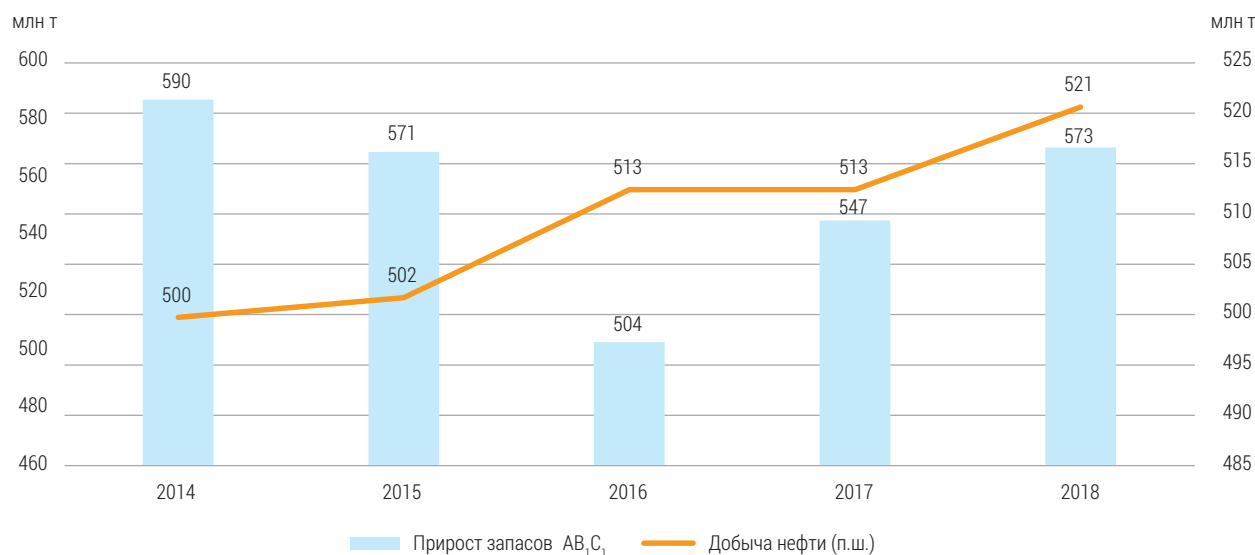
дропользователей в увеличении активности в сегменте поиска и разведки. При относительно неизменном объеме государственного финансирования ГРП на УВС вложения недропользователей в последние пять лет варьируются в пределах 200–400 млрд рублей (см. «Затраты на ГРП на УВС в России, 2014–2018 гг.»). Такие значения не сравнимы с показателями международных компаний. При сопоставимых с российскими ВИНК уровнях добычи их объемы инвестиций оказываются заметно выше. Так, вложения в ГРП только Petrochina в 2016 году в пересчете на российскую валюту составили около 300 млрд рублей, а Shell – 240 млрд рублей.

В результате всех текущих проблем и тенденций, сегодня не обеспечивается достаточный объем прироста запасов для долгосрочного поддержания стабильного уровня добычи нефти в стране. С целью изменения ситуации необходимо сформировать стимулы для повышения инвестиционной активности в сегменте ГРП с увеличением объемов и ростом результативности на всех этапах проведения работ.

ДОЮРСКИЙ КОМПЛЕКС: ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ РОСТА?

На фоне значительных успехов ГРП на Таймыре и континентальном шельфе сегодня незаслуженно мало внимания уделяется гораздо более близким, хотя и нетрадиционным источникам углеводородов в действующих регионах добычи. В первую очередь, это касается доюрского комплекса Западной Сибири. Исходя из данных проведенных исследований и геологоразведочных работ, он обладает наибольшим потенциалом среди всех доступных возможностей для восполнения запасов.

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ И ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, 2014–2018 гг.



Источники: Минприроды России, VYGON Consulting

Согласно геохронологической шкале, под доюрским комплексом понимаются залежи триаса и палеозоя, возраст которых составляет более 200 млн лет (см. «Геохронологическая шкала и статус освоения запасов нефти в Западной Сибири»). Первая нефть здесь была открыта в 1950-х годах, а всего на текущий момент на балансе по Западной Сибири значатся чуть менее 180 залежей. Разработка данных отложений в Западной Сибири началась еще в 70–80-х годах прошлого века, но их доля в добыче региона всегда была мала и сегодня не превышает 2%.

Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) доюрского комплекса Западной Сибири составляют всего около 135 млн тонн. Для сравнения: извлекаемые запасы отложений нижнего мела, на долю которых приходится 73% добычи всей нефти Западной Сибири, составляют 16,9 млрд тонн. Более 90% запасов доюрского комплекса сегодня сосредоточено в основных регионах его разработки – ХМАО и Томской области, оставшаяся небольшая часть распределена по Тюменской, Омской и Новосибирской областям – всего около 11–12 млн тонн (см. «ТИЗ и ресурсный потенциал ДЮК по нефти»).

Из-за недостаточного объема ГРП в последние годы запасы доюрского комплекса практически не восполняются. Добыча же стабилизировалась на уровне чуть более 3 млн тонн в год и не изменяется последние несколько лет (см. «ТИЗ и добыча нефти по залежам доюрского комплекса, 2006–2019 гг.»).

Текущие объемы производства обеспечиваются в основном пятью месторождениями, причем за последние 10 лет не было введено в разработку ни одной новой залежи доюрского комплекса. Традиционными и крупнейшими по добыче являются месторождения ХМАО

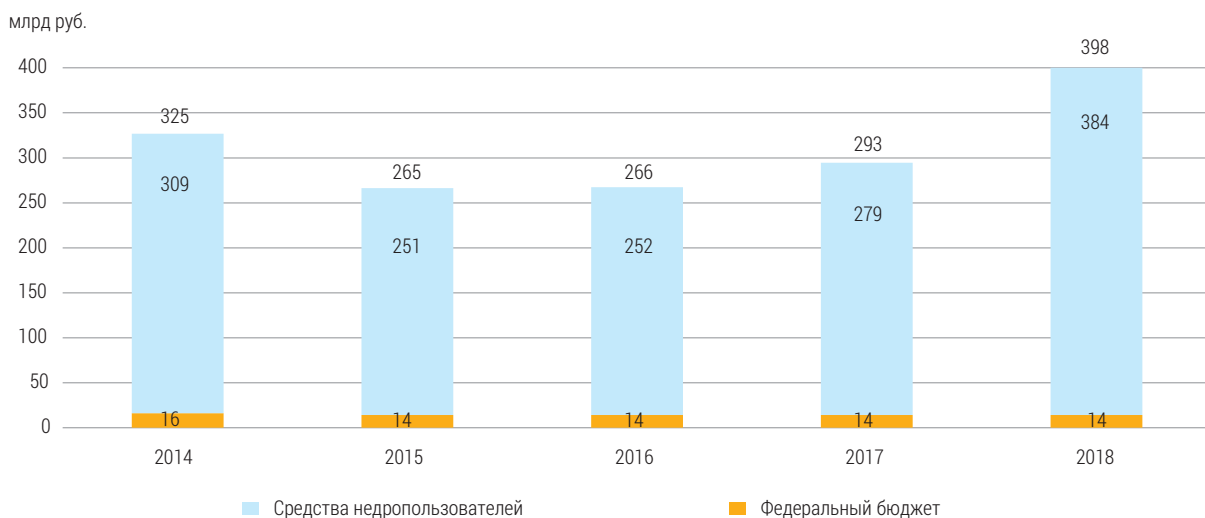
(Рогожниковское, Высотное) и Томской области (Арчинское, Южно-Табаганское и Урманское). На долю вышеуказанных регионов приходятся почти все текущие объемы производства. Менее 1% добывается сегодня также в Новосибирской области на разрабатываемом еще с 1970-х годов Малоичском месторождении.

За исключением 2016 года, объем увеличения запасов нефти в России превышает добычу все последние пять лет

Ключевыми особенностями доюрского комплекса являются его текущая невысокая изученность и значительный потенциал. Так, ресурсная база доюрского комплекса Западной Сибири, по разным оценкам, составляет от 14,5 до 25 млрд тонн, из которых на Томскую область приходится от 1,5 до 2,5 млрд тонн. Наибольший потенциал сосредоточен в ключевом нефтедобывающем регионе России – ХМАО – 6,8 млрд тонн. Значительные потенциальные ресурсы приходятся и на ЯНАО – 3,8 млрд тонн. Перспективы прочих регионов намного ниже, но также значительны. Например, в Тюменской области – около 0,6 млрд тонн, Новосибирской – 0,3 млрд тонн.

Как видим, потенциальные объемы доюрского комплекса Западной Сибири сопоставимы с текущими извлекаемыми запасами отложений, относящихся к меловому и юрскому периодам. Реализация такого потенциала позволила бы

ЗАТРАТЫ НА ГРП НА УВС В РОССИИ, 2014–2018 гг.



Источники: VYGON Consulting, Минприроды России

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ШКАЛА И СТАТУС ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ*

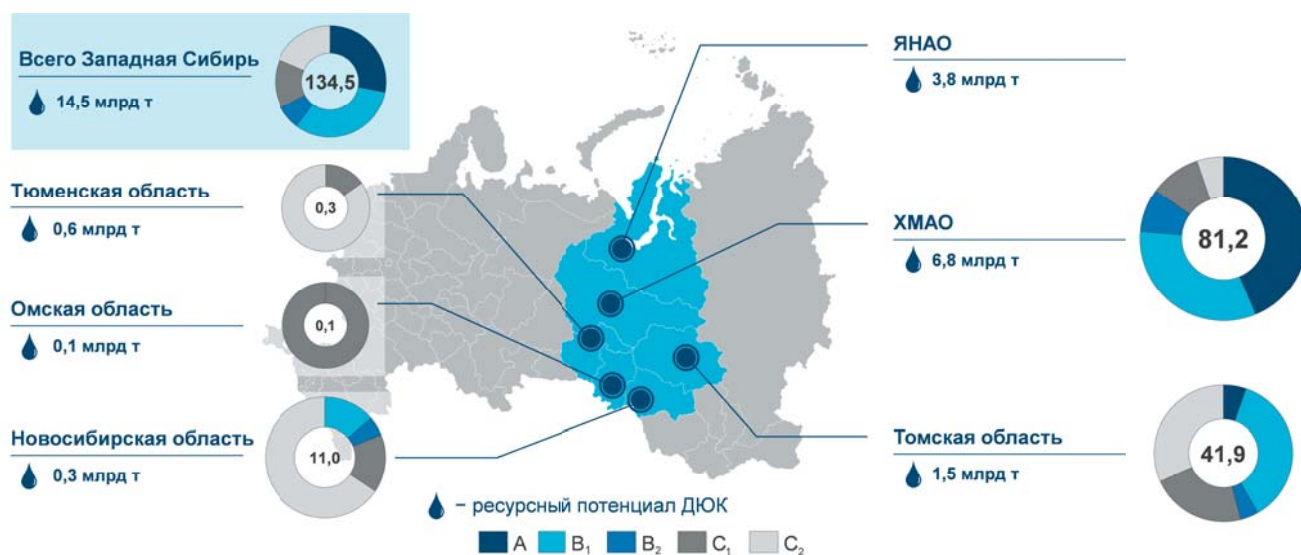
Период	Отдел	Возраст	ТИЗ ABC ₁ +C ₂ (01.01.2019)	Доля в добыче по Западной Сибири, 2018 г.
		млн лет назад	млрд т	
Меловой	Верхний, K ₂	65,5 – 99,6	1,1	1%
	Промежут., K _{1a} -K _{2s}	93,9 – 125,0	0,3	<1%
	Нижний, K ₁	99,6 – 145,5	16,9	73%
Юрский-меловой	Верхний-нижний, (J ₃ -K ₁) bg	99,6 – 161,2	1,3	<1%
Юрский	Верхний, J ₃	145,5 – 161,2	2,7	10%
	Средний, J ₂	161,2 – 175,6	6,4	15%
	Нижний, J ₁	175,6 – 199,6	0,5	1%
Триас	T	199,6 – 251,2	0,1	1%
Палеозой	Pz	>251,2	0,1	<1%

* Тюменская, Томская, Омская и Новосибирская области, ХМАО, ЯНАО

Источник: VYGON Consulting

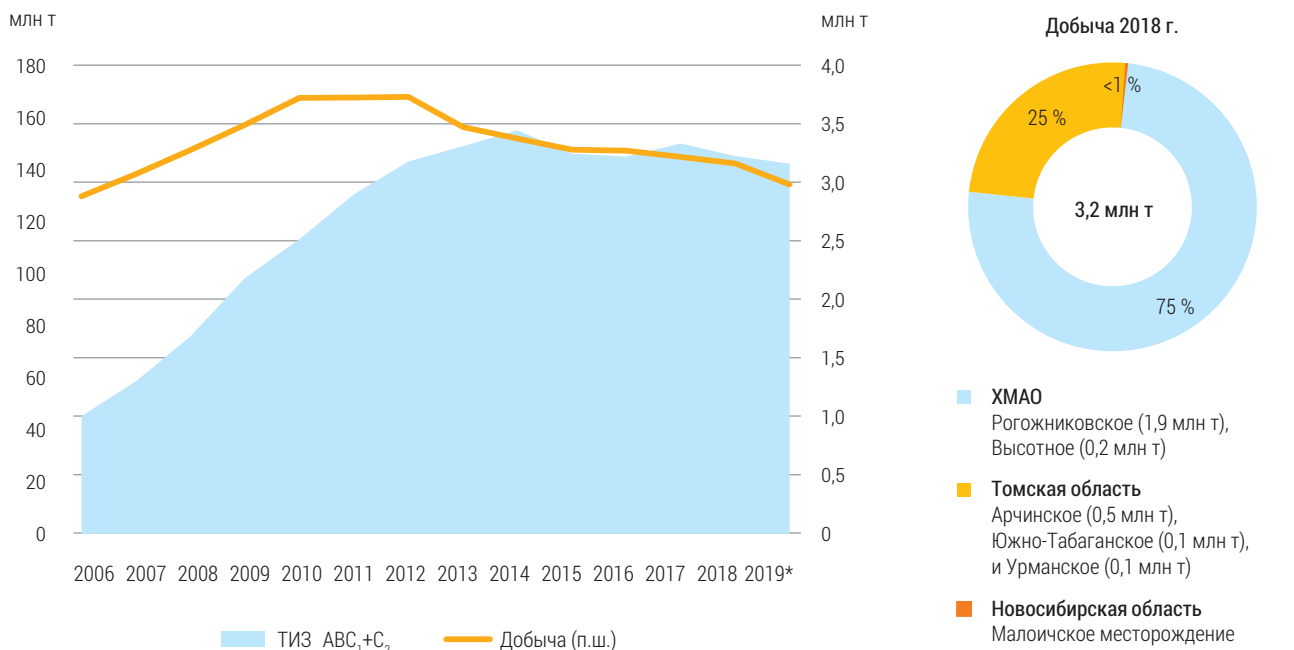
ТИЗ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДЮК ПО НЕФТИ

МЛН Т



Источник: VYGON Consulting

ТИЗ И ДОБЫЧА НЕФТИ ПО ЗАЛЕЖАМ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, 2006–2019 гг.



Источник: VYGON Consulting

поддержать падающий профиль добычи не только Томской области, но и всей Западной Сибири. Однако на сегодняшний день существует ряд препятствий для крупномасштабной разработки доюрского комплекса провинции.

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

Сегодня доюрский комплекс является одним из наименее изученных среди всех продуктивных отложений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). Причиной этого является сложность геологического строения складчатого доюрского основания Западно-Сибирской плиты. Все пласты комплекса характеризуются высокой степенью изогнутости и складчатости, что определяет сложность прогнозирования продуктивных зон. Поэтому исторически многие из разрабатываемых сегодня залежей были открыты при разбуривании традиционных продуктивных пластов юрского периода. Систематических данных о свойствах и поисковых признаках залежей доюрского комплекса до сих пор не накоплено.

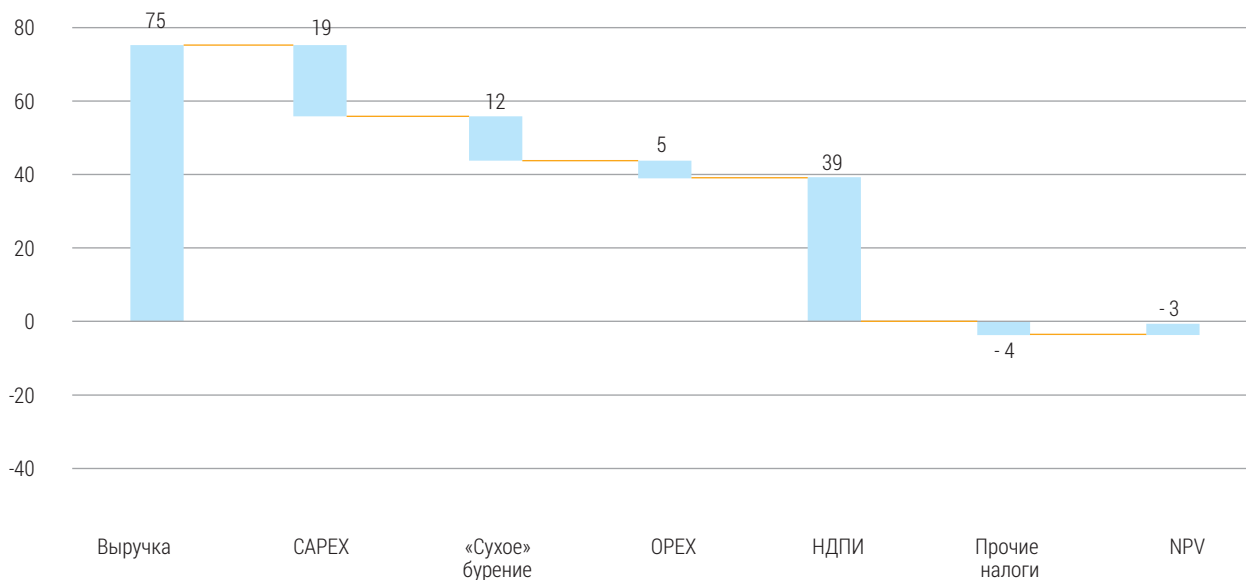
Укрупненно все залежи комплекса можно разделить на два типа: те, которые получились в результате миграции из вышерасположенных традиционных пластов (вторичная нефтегазоносность), и самостоятельные залежи, расположенные в глубине горизонта (первичная нефтегазоносность). Поисковые работы несколько упрощает тот факт, что в случае вторичной нефтегазоносности часто проявляются те же поисковые признаки, что и для традиционных залежей.

Однако в случае второго типа таких признаков нет совсем. Поэтому ключевой проблемой разработки доюрского комплекса на сегодняшний день является отсутствие эффективных инструментов поиска продуктивных зон и механизмов прогнозирования их свойств. Иными словами, ни один из существующих инструментов, применяемых на традиционных отложениях мелового или юрского периода, не дает значимых результатов при поисковых работах на доюрском комплексе. В результате текущий коэффициент успеха поискового бурения на залежах палеозоя и триаса Западно-Сибирской НГП составляет всего 17%. Для сравнения: в среднем по портфелю активов ВИНК этот показатель составляет 70–90%.

Сопутствующей проблемой является значительная глубина залегания продуктивного горизонта (2,5–5 км). Из-за этого стоимость поискового бурения превышает 600 млн рублей на скважину. Для сравнения: в Арктике этот показатель равен 800 млн рублей на скважину. В результате стоимость подготовки запасов доюрского комплекса оказывается в три раза выше в сравнении со средними показателями по Западной Сибири. Это приводит к тому, что весь проект разработки становится экономически неэффективным (см. «Факторы формирования NPV проекта ГРП...»). Почти 15% дисконтированных затрат по проекту поиска и разработки отложений палеозоя сегодня приходится на неуспешное бурение. При этом действующая программа поиска реализуется в регионе с развитой инфраструктурой (особенно в сравнении, например, с Восточной Сибирью или тем более Арктической зоной), что означает минимум капитальных вложений – по крайней

ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ NPV ПРОЕКТА ГРП И РАЗРАБОТКИ НА ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

млрд руб.



Источник: VYGON Consulting

мере, при разработке залежей. Несмотря на это, в текущих макроэкономических условиях проект остается нерентабельным.

Улучшение экономики возможно только при условии роста коэффициента успеха поискового бурения. Для этого необходимо развитие технологий поиска продуктивных зон. Сейчас работы по данному направлению ведутся только в рамках Томского технологического полигона. Томская область сегодня является одним из передовиков в сфере новейших технологий поиска, разведки и разработки нетрадиционных залежей, прежде всего, палеозойских отложений. Однако для разработки технологий, согласно теории кривой обучения, требуется увеличение объемов дорогостоящего поискового бурения на доюрском комплексе. С учетом текущих экономических реалий и ограниченности бюджета нефтяных компаний разработка технологий поиска потребует десятилетия, но добыча в Западной Сибири снижается уже сейчас и в ближайшие годы темпы падения только увеличатся.

Для ускорения процесса создания технологий освоения доюрского комплекса и дальнейшего их тиражирования на все регионы Западной Сибири необходима дополнительная государственная поддержка. Однако на сегодняшний день целевые механизмы стимулирования поиска и разведки для него отсутствуют.

МЕХАНИЗМЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ

В зарубежных странах достаточно широко распространены различные механизмы стимулирования геолого-

разведочных работ. Например, в Норвегии с 2005 года компаниям, ведущим деятельность на континентальном шельфе, ежегодно возмещается налоговая составляющая (78%) затрат на ГРП. Причем компенсация происходит даже в случае получения убытка по налогу на прибыль. В Канаде существует возможность одновременно списать 100% затрат на ГРП вне зависимости от их результата. Аналогичный механизм действует в Великобритании, при этом в случае дефицита прибыли невозмещенные затраты переносятся на следующий год с увеличением на 10%.

В России на федеральном уровне также присутствуют целевые механизмы, но только для континентального шельфа. Действующим законодательством предусмотрено списание затрат на нерезультативные поиск и оценку новых морских месторождений из базы налога на прибыль с повышающим коэффициентом 1,5. Однако налогообложение большей части российской нефтяной отрасли базируется на валовых показателях и ставка налога на прибыль сравнительно не высока – 20% по сравнению, например, с 78% применительно к освоению ресурсов УВС в Норвегии. Таким образом получается, что при текущем значении повышающего коэффициента компаниям компенсируется только 10% расходов, в которые, кроме того, не включаются затраты на разведку. Эффект от такого вычета может быть недостаточен, а в случае отсутствия налогооблагаемой прибыли и вовсе отсутствовать.

Схожая льгота действует на региональном уровне в Ханты-Мансийском автономном округе. Местное законодательство предусматривает уменьшение ставки

налога на прибыль, зачисляемого в бюджет региона, на 4%, если объем инвестиций в основной капитал и расходы на ГРП на территории округа в отчетном налоговом периоде превысили половину объема аналогичных работ за два предшествующих ему налоговых периода. Однако возможность снижения ставки налога на прибыль действует только до конца 2022 года, далее – запрещено федеральным законодательством.

В результате всех текущих проблем и тенденций сегодня не обеспечивается достаточный объем прироста запасов для долгосрочного поддержания стабильного уровня добычи нефти в стране

Стоит отметить, что в 2019 году Минприроды России по поручению Правительства РФ подготовило экономическое обоснование и законопроект о распространении на сушу механизма вычета затрат (повышающий коэффициент 1,5) на поиск и оценку УВС для континентального шельфа. Однако до сих пор предложения профильного министерства не были рассмотрены. К тому же из-за низкого коэффициента успеха, высокой стоимости подготовки запасов и отсутствия инструментов поиска продуктивных зон и механизмов прогнозирования вопрос стимулирования ГРП доюрского комплекса необходимо обсуждать отдельно.

Учитывая, что доля валовых налогов в выручке при действующей налоговой системе может достигать 65%, для достижения максимального эффекта на доюрском комплексе необходимо рассмотреть возможность применения вычета нерезультативных затрат на ГРП из налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Подобный этому механизм применялся до 2002 года, когда существовали отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ). Пользователи недр, которые за свой счет проводили поиски и разведку разрабатываемых ими месторождений или полностью возместили такие расходы государству, освобождались от отчислений.

В настоящее время схожий инструмент применяется в отношении вычета расходов на промышленную безопасность из НДПИ при добыче угля. Можно также провести аналогию с действующим вычетом инвестиций на утилизацию ПНГ из платежей за выбросы, где одновременно стимулируется приток капиталовложений и снижается негативное воздействие на окружающую среду.

ЭФФЕКТЫ РАЗРАБОТКИ ДЮК

Увеличение инвестиций в геологоразведку доюрского комплекса за счет применения механизмов государственного стимулирования обеспечит прирост запасов

и добычи только на горизонте после 2025 года, что особенно актуально в связи с действием соглашения по сокращению добычи ОПЕК+. С другой стороны, уже сейчас требуется минимизировать социально-экономические риски в регионах, возникшие на фоне падения цены на нефть и следующего за ним сокращения инвестиционных программ нефтегазовых компаний. Введение стимулов для ГРП окажет необходимую сегодня поддержку нефтесервисным компаниям, являющимся основными субъектами коммерческой деятельности на территории городов, сформированных возле центров нефтедобычи. Подобные меры также направлены на достижение целевого показателя по реальному росту инвестиций в основной капитал до 70%, установленного Указом Президента России о национальных целях до 2030 года.

По нашим оценкам, применение единовременного вычета затрат на нерезультативный поиск УВС в ДЮК Западной Сибири из НДПИ позволит до 2035 года достичь следующих результатов:

- ◆ прирост извлекаемых запасов нефти во всей Западно-Сибирской НГП до 850 млн тонн;
- ◆ дополнительная добыча нефти по Западной Сибири в объеме 38 млн тонн в год;
- ◆ дополнительные доходы бюджета РФ за счет поступлений по НДПИ, налогу на имущество, налогу на прибыль и прочих платежей в размере 2,2 трлн рублей;
- ◆ прирост валового регионального продукта на 7,7 трлн рублей за период до 2035 года.

Положительная экономика проектов полного цикла освоения доюрского комплекса (поиск+разведка+добыча) и достаточно высокие эффекты обеспечиваются, в том числе, за счет применения инновационных решений и постоянного развития технологий добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, широко распространенных в ДЮК.

Сегодня незаслуженно мало внимания уделяется нетрадиционным источникам углеводородов в действующих регионах добычи. В первую очередь, это касается доюрского комплекса Западной Сибири

Однако, помимо введения налоговых стимулов, для успешного развития технологий освоения доюрского комплекса также необходима проработка широкого круга вопросов. В частности, снятие административных барьеров при предоставлении участков под испытательные полигоны, создание условий для совместного недропользования, выработка правил обмена геологической информацией, предоставление адресной поддержки инновационным технологическим компаниям. 