

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕДОБЫЧИ В ХМАО-ЮГРЕ

АЛЕКСАНДР ШПИЛЬМАН
Директор НАЦ РН им. В.И.Шпильмана
ИГОРЬ ТОЛСТОЛЫГИН
Заведующий отделением мониторинга разработки нефтяных месторождений



На протяжении 20 лет НАЦ РН им. В.И.Шпильмана проводит мониторинг разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры. Благодаря сотрудничеству администрации округа и аналитического центра с нефтедобывающими компаниями удалось выйти на достаточную стабильность информационного потока, позволяющую отслеживать процесс разработки, выполнение проектных решений, судить об использовании разведанных запасов и прогнозировать нефтедобычу по месторождениям, лицензионным участкам, недропользователям и в целом по округу на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

Несмотря на то, что последние пять лет нефтедобыча в регионе снижается, потенциал прироста годовой добычи Югры высок — мы оцениваем его в 150 млн тонн. Но использование этого потенциала округа вряд ли сегодня возможно без применения прорывных инновационных технологий добычи.

Разработка нефтяных месторождений Югры началась в 1964 году. На начало 2013 года из недр округа отобрано 52% извлекаемых запасов нефти (см. «Структура извлекаемых запасов нефти ХМАО-Югры»).

На начало 2013 года из недр округа отобрано 52% извлекаемых запасов нефти

Разведанные разбуренные запасы распределенного фонда, из которых сейчас производится добыча, составляют 19% запасов округа с КИН — 0,408 дол. ед. На долю разведанных неразбуренных запасов РФН приходится 18% с КИН — 0,280.

Разведанные неразбуренные запасы нераспределенного фонда составляют 3% запасов округа с КИН — 0,260. На ожидаемый

прирост из предварительно оцененных запасов категории C_2 приходится 8% с КИН — 0,244. Неразбуренные запасы по качеству более трудоемки, и на их добычу потребуется больше усилий, материальных затрат и финансовых средств.

Из всех открытых месторождений разрабатывается 246, еще 186 месторождений с промышленными извлекаемыми запасами 376 млн тонн нефти не введены в разработку (см. «Распределение по извлекаемым запасам нефти неразрабатываемых месторождений ХМАО-Югры»).

Месторождения разделены по запасам на четыре группы. 12 месторождений с объемом запасов более 5 млн тонн каждое содержат суммарно 224 млн тонн запасов, и ввод их в разработку может дать около 8 млн тонн нефти в год максимальной добычи.

13 месторождений с объемом 3–5 млн тонн каждое содержат суммарно 51 млн тонн запасов, и их потенциал максимальной добычи в год не превысит 1,5 млн тонн.

36 месторождений с объемом 1–3 млн тонн каждое (суммарно 60 млн тонн); их годовая добыча не более 1 млн тонн.

Остальные 125 месторождений с суммарными запасами 41 млн тонн даже при вводе их всех в разработку не смогут дать в год более 500 тыс. тонн нефти.

Учитывая высокую себестоимость добычи нефти на мелких месторождениях, их ввод в разработку без предоставления государственных льгот маловероятен. Т.е. при существующем налогообложении интерес могут представлять только месторождения с объемами запасов более 5 млн тонн.

Структура извлекаемых запасов нефти ХМАО-Югры



Динамика коэффициента извлечения нефти по ХМАО-Югре



Оценка нефтедобычи требует принятия энергичных мер

Для оценки перспектив ХМАО-Югры следует проанализировать возможные резервы стабилизации добычи нефти в регионе.

За 17 лет в период с 1996 года прирост промышленных запасов нефти в округе в результате проведения ГРП составил 1755 млн тонн, часть из которых уже введена в разработку. Только из вновь открытых месторождений в 2012 году было добыто свыше 60 млн тонн нефти.

Средний ежегодный прирост промышленных запасов превышал 100 млн тонн. Чтобы прирост запасов восполнял годовую добычу, необходимо увеличить годовые объемы поисково-разведочного бурения до 1 млн метров. При сохранении объемов бурения на существующем уровне можно рассчитывать на прирост промышленных запасов не более чем 1 млрд тонн нефти до 2020 года.

В последнее время в периодической печати и научно-технических журналах различные авторы дают заниженную оценку коэффициента извлечения нефти (КИН) месторождений ХМАО-Югры. Хотелось бы внести в это ясность, для чего приведем динамику проектного КИН по месторождениям округа за период 1964–2012 годов, составленную по данным государственного баланса запасов нефти (см. «Динамика коэффициента извлечения нефти по ХМАО-Югре»).

На рисунке представлены две кривые, одна из которых отражает средний по округу проектный КИН, а вторая — проектный КИН вводимых в разработку запасов, который несколько ниже средних по округу значений, т.к. уже с начала 1970-х годов в разработку начали вводиться месторождения с меньшими значениями КИН. С 2003 года проектный КИН несколько возрос, с 0,354 до 0,375 дол. ед.

Распределение по извлекаемым запасам нефти неразрабатываемых месторождений ХМАО-Югры



До 1982 года происходил неуклонный рост добычи по региону, затем наблюдался период ста-

При существующем налогообложении интерес могут представлять только месторождения с объемами запасов более 5 млн тонн

бильной добычи до 1988 года, а с 1989 года началось падение годовых уровней как по ХМАО, так и по России в целом, которое продолжалось до 1996 года (см. «Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО-Югре»).

С 1998 года наступила вторая волна роста годовой добычи нефти в округе, что во многом способство-

При сохранении объемов бурения на существующем уровне можно рассчитывать на прирост промышленных запасов не более 1 млрд тонн нефти до 2020 года

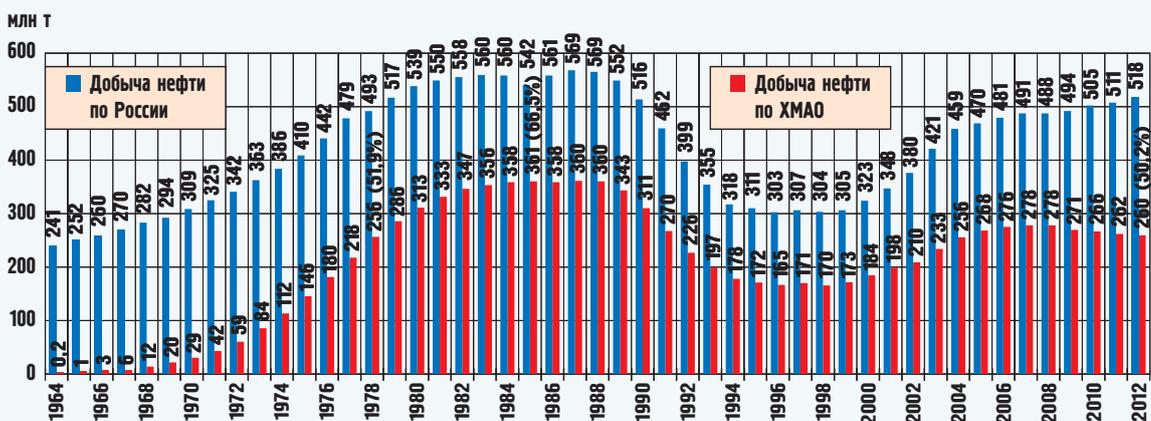
вало росту годовой добычи по России, так как с 1978 года на протяжении вот уже 35 лет нефтяники Югры обеспечивают более 50% добычи

С 1998 года наступила вторая волна роста годовой добычи нефти в округе, что во многом способствовало росту годовой добычи по России

нефти России. В 2007 году рост годовых уровней в округе достиг 278 млн тонн. Прирост за 10 лет составил 110 млн тонн, или 65%.

С 2008 года рост прекратился, и годовые уровни начали плавно

Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО-Югре



снижаться. К 2012 году темпы снижения добычи несколько уменьшились — с 2,2% в 2009 году до 1,2% в 2012-м.

Выработка запасов промышленных категорий по округу на 01.01.13 составила 58,7%. Текущий КИН равен 0,22 дол. ед. Наи-

С 2008 года рост добычи прекратился, и годовые уровни начали снижаться. К 2012 году темпы снижения добычи уменьшились с 2,2% в 2009-м до 1,2% в 2012 году

большой рост добычи приходился на 2000–2006 годы. Большую роль в увеличении добычи нефти в этот период сыграло уплотнение эксплуатационной сетки скважин — как путем разбуривания разведанных запасов, так и путем бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и проведения ГРП.

Рост уровней годовой добычи во многом обеспечил стабильный рост объемов эксплуатационного бурения в округе с 3,7 млн метров в 1999 году до 13,7 млн метров в

При сохранении сложившихся условий разработки стоящие на балансе извлекаемые запасы округа не будут полностью добыты

2012-м (см. «Динамика объемов эксплуатационного бурения и дебитов скважин по нефти»).

Разбуренность проектного фонда составила 59%. Однако с 2005 года одновременно с ростом объе-



мов бурения происходит снижение средних дебитов скважин по нефти, что свидетельствует об ухудшении качества разрабатываемых запасов. Сказывается естественный процесс старения длительно разрабатываемых месторождений.

Дебиты скважин по нефти за период 2005–2012 годов снизились с 14,3 тонн в сутки до 11,1 тонн в сутки, в том числе по новым скважинам уменьшились с 47 тонн в сутки до 31,1 тонн в сутки.

С дебитами меньше 5 тонн в сутки работали 30 тыс. скважин (42%). Отключение из работы этих скважин не позволило бы добыть по округу в 2012 году 24 млн тонн нефти (9% окружной добычи).

Обводненность продукции скважин за 14 лет выросла на 5,1% и составила 88,4%.

Действующий эксплуатационный фонд скважин округа непрерывно растет. С 2005 по 2012 год он вырос на 24 тыс. скважин. Коэффициент его использования за этот период увеличился с 78% до 86,3%. Однако рост фонда и коэффициента его использования происходил на фоне снижения годовой добычи нефти.

Неработающий фонд с 2005 года несколько снизился и стабилизировался на уровне 30–31 тыс. скважин, что говорит о необходимости усиления работ по выводу его из бездействия. По разным причинам восстановить весь бездействующий фонд не представляется возможным, но вполне закономерно вернуть в строй действующих 10–15 тыс. скважин с добычным потенциалом 12–18 млн тонн в год.

Динамика объемов эксплуатационного бурения и дебитов скважин по нефти



Таким образом, в результате ухудшения качества ресурсной базы, снижения дебитов скважин по нефти, роста обводненности продукции годовые уровни добычи нефти по округу перестали расти, и началось их плавное снижение.

Проведенный анализ выработки запасов показывает, что при сохранении сложившихся условий разработки стоящие на балансе извлекаемые запасы округа не будут полностью добыты. Дефицит добычи оценивается в размере около 1 млрд тонн нефти.

Возможности и резервы

Для стабилизации добычи нефти в округе необходимы энергичные меры. Остановимся на

имеющихся возможностях и резервах. Одним из решающих факторов является прирост запасов в результате ГРП, зависящий от объемов поисково-разведочного бурения.

Как указывалось выше, прирост запасов от ГРП в период до 2030 года может быть оценен в объеме от 1 до 3 млрд тонн. Объектом изучения наряду с другими должен стать баженовско-абалакский комплекс, разведанность которого крайне недостаточна. В качестве более отдаленной перспективы выступает палеозойская нефть, в пользу которой говорят промышленные приитоки нефти, полученные из этих отложений на месторождениях Томской области в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Существенным фактором эффективности разработки нефтяных месторождений является реализуемая система разработки, включающая плотность эксплуатационной сетки, соотношение и взаимное расположение добывающих

Дефицит добычи оценивается в размере около 1 млрд тонн нефти

и нагнетательных скважин, их режимы работы и т.п. На большинстве длительно эксплуатируемых объектов округа системы разработки расформированы.

Прирост запасов от ГРП в период до 2030 года может быть оценен в объеме от 1 до 3 млрд тонн

Считается, что выработка запасов производится по очагово-избирательной системе, которая, по существу, подразумевает отсутствие какой-либо системы. В настоящее время средняя плотность сетки на нефтяных месторождениях Югры составляет 35 га/скв., при этом средняя плотность у ОАО «Сургутнефтегаз» менее 20 га/скв., что обеспечивает возможность дополнительной добычи при более бедной ресурсной базе.

Задача состоит в том, чтобы принять меры по формированию оптимальных систем разработки на объектах, где она отсутствует. Большую роль при формировании систем раз-

В условиях Югры внедрение тысячи установок ОРЭ позволит обеспечить прирост годовой добычи в 2,5 млн тонн, а если оснастить этими установками 10% добывающего фонда округа, то прирост увеличится до 12 млн тонн

работки на многопластовых месторождениях призвано сыграть применение оборудования для одно-временно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), позволяющего обходиться без бурения лишних скважин, используя одну скважину вместо двух.

В условиях Югры внедрение тысячи установок ОРЭ даст возможность обеспечить прирост годовой добычи в 2,5 млн тонн, а если оснастить этими установками 10% добывающего фонда округа, то прирост добычи увеличится до 12 млн

тонн. Доведя плотность эксплуатационной сетки до плотности ОАО «Сургутнефтегаз», можно получить дополнительную добычу нефти в объеме 10 млн тонн.

На наш взгляд, и в условиях ухудшения качества запасов ста-

В 2012 году максимальные приросты добычи нефти на месторождениях Югры были получены от применения гидроразрывов пласта и бурения боковых стволов

билизация добычи нефти возможна путем внедрения новых современных технологий. Большую роль в решении этой задачи призваны сыграть методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В 2012 году максимальные приросты добычи нефти на месторождениях Югры были получены от применения гидроразрывов пласта

Традиционные технологии снижают свои возможности для роста добычи, поэтому нужны новые, основанные на глубоких фундаментальных исследованиях

и бурения боковых стволов (см. «Прирост добычи нефти от ГТМ и МУН по видам операций, в 2012 г.»).

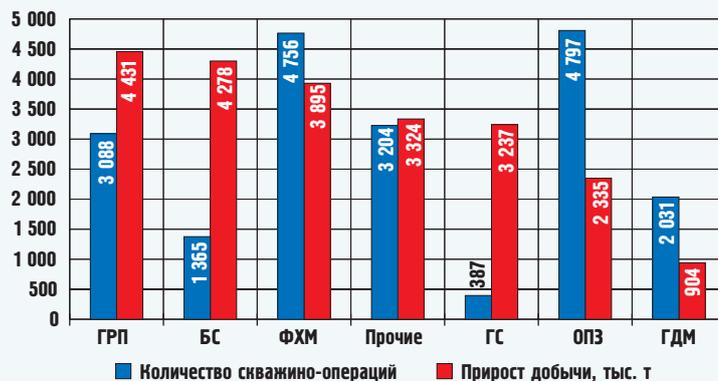
Наибольший интерес представляют технологии, использующие энергию самого пласта

Однако динамика применения МУН показывает, что снижается эффективность работ, охват фонда геолого-техническими мероприятиями и, как следствие, на-

Большой интерес в условиях Югры представляет выработка остаточных высокопроницаемых сильнообводненных запасов крупнейших и уникальных разрабатываемых месторождений округа

блюдается снижение прироста добычи нефти от проводимых мероприятий — с 31 млн тонн (11,2% от добычи округа) в 2006 году до 22 млн тонн (8,6% от добычи округа) в 2012-м (см. «Динамика

Прирост добычи нефти от ГТМ и МУН по видам операций, 2012 г.



Динамика прироста добычи нефти и охвата фонда скважин ГТМ и МУН



прироста добычи нефти и охвата фонда скважин ГТМ и МУН»).

Очевидно, что традиционные технологии снижают свои возможности для роста добычи. Поэтому нужны новые технологии нефтедобычи, которые должны базироваться на глубоких фундаментальных исследованиях.

Инновации в добычу

Сложившееся в нефтедобыче Югры положение может быть улучшено только на путях инновационного развития отрасли. Инновации являются одним из средств, которые можно противопоставить ухудшению сырьевой базы добычи, росту обводненности продукции, снижению дебитов скважин. Это подразумевает серьезное научное сопровожде-

ние разработки, глубокое изучение керна и пластовых флюидов.

В настоящее время невозможно создание инновационных технологий без изучения тонкой поровой структуры горной породы, без определения энергетической структуры начальных и текущих запасов нефти, без изучения взаимодействия пластовых флюидов с горной породой, без использования воздействия на продуктивные пласты различных физических полей.

Инновационные прорывные технологии должны обладать высокой наукоемкостью и давать ощутимый эффект, выражающийся в значительном приросте извлекаемых запасов. Наибольший интерес представляют технологии, использующие энергию самого пласта.



Оценка извлекаемых запасов и КИН от проведения комплексной технологии АСП



Мы солидарны с мнениями экспертов о необходимости кардинальной, глубокой переоценки запасов действующих месторождений, массированного применения МУН третьего и четвертого поколений для использования остаточных запасов, применения инновационного проектирования разработки.

Большой интерес представляет предложение об организации опытных полигонов для отработки применимости МУН в конкретных горно-геологических условиях и о необходимости государственного финансирования фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи.

В мировой нефтепромысловой практике, помимо традиционных, в настоящее время разрабатывается и внедряется широкий набор технологий, позволяющих с большой эффективностью вырабатывать трудноизвлекаемые запасы нефти.

Но внедрение этих технологий в жизнь сдерживается из-за сложившейся к настоящему времени законодательной и нормативной практики. Мы используем нормативные документы прошлого века, а нам необходимо внедрение новых технологий проектирования разработки месторождений.

Большой интерес в условиях Югры представляет выработка остаточных высокопроницаемых сильнообводненных запасов эксплуатационных объектов крупнейших и уникальных разрабатываемых месторождений округа: Самотлорского, Федоровского, Мамонтовского и других, которые, несмотря на длительный пе-

риод эксплуатации, еще содержат значительные запасы нефти.

Была произведена оценка возможности применения для их выработки одной из комплексных технологий физико-химического воздействия на пласт — АСП, предусматривающей закачку в пласт щелочи, ПАВ, полимеров и позволяющей добыть дополнительную нефть, не стоящую на балансе.

Для этого на 73 месторождениях округа после консультаций со специалистами Французского института нефти (IFP) были подобраны 157 объектов, подходящих по геолого-технологическим условиям для применения данной технологии. Суммарные извлекаемые запасы этой выборки объектов — согласно Государственному балансу — составляли 10 млрд тонн нефти с КИН — 0,428 (см. «Оценка извлекаемых запасов и КИН от проведения комплексной технологии АСП»).

Оценка, выполненная по характеристикам вытеснения, показала, что при сохранении существующих условий разработки извлекаемые запасы не превысят 9 млрд тонн с КИН — 0,398 дол. ед. После воздействия технологии АСП на выбранные объекты извлекаемые запасы оцениваются в 12,9 млрд тонн, что превышает запасы, стоящие на балансе, на 2,9 млрд тонн, а КИН увеличивается до 0,552 дол. ед.

Применение этой технологии не только дает возможность стабилизировать добычу нефти, но и позволяет обеспечить действительно рациональное пользование недрами, важнейшую на на-

стоящее время государственную задачу.

Уже в первые пять-десять лет после массового внедрения технологии АСП можно увеличить добычу по округу на 15–20 млн тонн в год. В настоящее время компания «Салым Петролеум Де-

Уже в первые пять-десять лет после массового внедрения технологии АСП есть возможность увеличить добычу по округу на 15–20 млн тонн в год

велопмент НВ», работающая в округе, исследует возможности данного вида воздействия на Западно-Салымском месторождении. Начало опытно-промышленных работ намечено на 2014 год.

Незаслуженно забыты дилатансионные методы, успешно опробованные на Мамонтовском месторождении в 1988 году

Это только один из методов повышения эффективности разработки, но их перечень можно расширить. Большие возможности для повышения эффективности

Необходимы налоговые льготы, хотя бы частично покрывающие дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению инновационных технологий

разработки имеют газовые и газодоянные методы. В мире более 150 месторождений разрабатывается с закачкой углеводородно-

го газа, углекислого газа, азота. С помощью газовых методов в

Создание технологии разработки баженовских отложений может коренным образом решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в ХМАО-Югре

Норвегии удалось поднять КИН с 30% до 50%, и они ставят задачу довести его до 60%.

Значительный прогресс был достигнут в результате применения многозонного гидроразрыва в горизонтальных скважинах. Прирост дебитов по нефти достигал 50% по сравнению с обычной технологией. Большие и успешные объемы работ в этом направлении были проведены ТНК-ВР и ЛУКОЙЛом.

Задача освоения баженовских отложений весьма сложная, трудоемкая и не может быть решена отдельными, даже крупными компаниями

Хорошие результаты в регионе показывает опробование пенного гидроразрыва пласта с ростом дебитов по нефти на 10–15%.

Незаслуженно забыты дилатансионные методы, успешно опробованные на Мамонтовском месторождении в 1988 году, а сейчас применяемые в Казахстане и на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ — Калининградморнефть». При опробовании технологии на Мамонтовском месторождении дебит по нефти скважины №587 увеличился с 20 до 40 тонн в сутки (т.е в 2 раза), скважины №612 — с 15

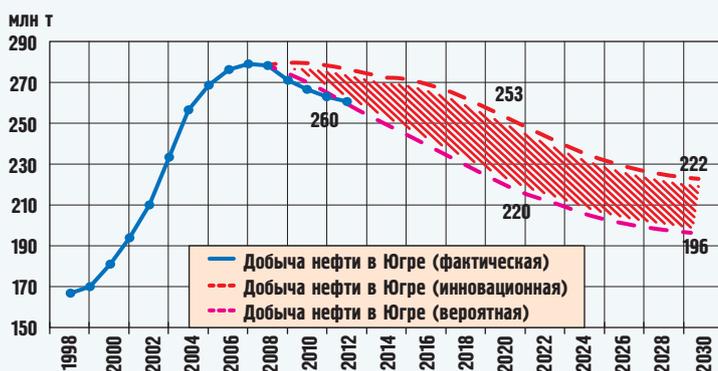
При применении инновационных технологий за 10–15 лет можно было бы стабилизировать добычу нефти в Югре на уровне 250 млн тонн в год

до 53 тонн в сутки (в 3,5 раза), скважины №688 — с 7,2 до 40 тонн в сутки (в 5,5 раза). Продолжительность эффекта полтора-два года при длительности эффекта от ГРП четыре-шесть месяцев. Положительное влияние технологии частично прослеживалось и по соседним скважинам.

Динамика добычи нефти из баженовско-абалакского комплекса



Сопоставление фактической добычи нефти с показателями энергетической стратегии, разработанной в НАЦ РН им. В.И.Шпилымана



Не получила должного развития технология одновременно-раздельной эксплуатации, позволяющая на многопластовых месторождениях обходиться без бурения лишних скважин, используя одну скважину вместо двух.

Несколько слов об акустическом пороховом генераторе давлений, разработанном Пермским пороховым заводом. Опробование его на низкодебитных скважинах Шаимского района показало, что прирост дебита скважин по нефти в среднем составил 2,5 раза. Технология как бы создана для интенсификации низкодебитных скважин. Учитывая, что в 2012 году на месторождениях Югры с дебитом менее 5 тонн в сутки работала 31 тыс. скважин, можно ожидать от применения этой технологии существенного прироста годовой добычи нефти округа.

Технология реализации методов, химические реагенты, обо-

рудование дорогостоящие, поэтому в зависимости от объема применения, произведенных затрат и получаемого эффекта требуется стимулирование этих работ со стороны государства. Необходимо внести изменения в налоговое законодательство, нужны налоговые льготы, хотя бы частично покрывающие дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению современных инновационных технологий.

Бажен и абалак

Большое внимание в недрах Югры привлекают баженовско-абалакские отложения с их многомиллиардными ресурсами углеводородов. До 2007 года годовой уровень добычи из них не превышал 120 тыс. тонн. С 2007 года недропользователи округа начали проявлять к этим отложениям интерес, что выразилось в росте



годовой добычи — в период 2009–2012 годов он превысил 500 тыс. тонн (см. «Динамика добычи нефти из баженовско-абалакского комплекса»).

ОАО «РИТЭК» освоение баженовско-абалакских отложений связывает с термогазовым методом воздействия на пласт, который основан на закачке воздуха и нагревании породы в результате окислительных процессов до температуры 360–420°C, когда в органическом материале (керогене) происходит пиролиз углеводородов. Метод был предложен сотрудником ВНИИНефти в 1971 году.

Имеется опыт его применения в ряде стран мира (США, Канада, Украина, Норвегия) для разработки на объектах с близкими к баженовско-абалакским отложениям свойствами. Только в США с применением термогазового воздействия разрабатывается 11 месторождений, пять из которых характеризуется высокой рентабельностью и еще по четырем хорошие экономические показатели ожидаются в перспективе. КИН по этим месторождениям составляет от 0,28 до 0,64 дол. ед.

Опытно-промышленные работы начаты РИТЭКом на Средне-Назымском месторождении в 2009 году на обращенном пятиточечном элементе из одной нагнетательной и четырех добывающих скважин.

Большой объем работ на баженовско-абалакских отложениях

проводит «Сургутнефтегаз», у которого наибольшая в округе добыча нефти из этих отложений.

Создание технологии разработки баженовских отложений может коренным образом решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в ХМАО-Югре. Однако проблема эта весьма сложная, трудоемкая и не может быть решена отдельными, даже крупными компаниями без участия государства и объединения усилий всех заинтересованных в ее успешном решении.

Для этого необходима Государственная программа промышленных испытаний и обоснования инновационного комплекса разработки месторождений баженовско-абалакских отложений, результатом реализации которой явятся не 500 тыс., а миллионы тонн нефти, и не на шельфе полярных морей, а в относительно обустроенной Западной Сибири.

Прогнозы добычи

В прогнозе добычи нефти до 2030 года, разработанном Центром рационального недропользования Югры им. В.И.Шпильмана, предусмотрены два варианта: вероятный и инновационный, которые различаются объемами внедрения инновационных технологий (см. «Сопоставление фактической добычи нефти с показателями энергетической стратегии...»).

Мы сейчас идем по нижнему варианту, а при применении инновационных технологий за 10–15 лет можно бы было стабилизировать добычу нефти в Югре на уровне 250 млн тонн в год.

Несмотря на некоторое снижение годовой добычи нефти на месторождениях округа, добычный потенциал ХМАО-Югры еще довольно высок. Его составными частями являются:

- текущие запасы нефти, стоящие на Государственном балансе в количестве половины начальных запасов;
- прирост запасов по результатам ГРП в диапазоне 1–3 млрд тонн в зависимости от объемов поисково-разведочного бурения;
- прирост запасов в результате применения современных технологий и МУН в количестве 4,1 млрд тонн.

Реализация этого потенциала должна производиться разбуриванием текущих запасов, вводом в разработку новых месторождений и бездействующих скважин, бурением боковых стволов и горизонтальных скважин с многозонным ГРП, внедре-

Суммарный потенциал прироста годовой добычи в Югре оценивается в объеме более 150 млн тонн

нием в большом объеме физико-химических МУН, в том числе и технологии АСП, повышением дебитов скважин с помощью акустического порохового генератора, внедрением дилатансионных методов, газовых, термогазовых, водогазовых методов, установок одновременно-раздельной эксплуатации скважин многопластовых месторождений, пенного гидроразрыва пласта и других технологий интенсификации притока.

Суммарный потенциал прироста годовой добычи оценивается в объеме более 150 млн тонн. Реальный прирост годовой добычи будет определяться степенью реализации добычного потенциала округа. Но даже частичная его реализация способна уменьшить темпы снижения годовой добычи нефти в ХМАО-Югре. 