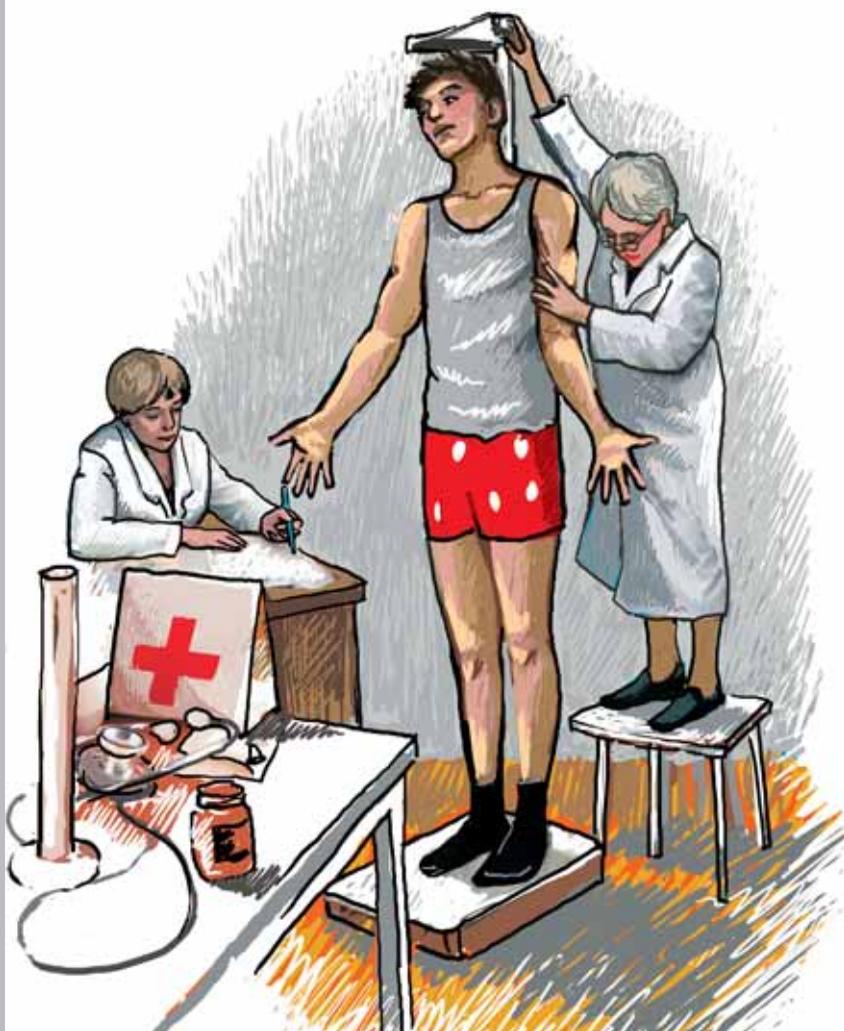


РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХМАО-ЮГРЫ СОСТОЯНИЕ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

ИГОРЬ ТОЛСТОЛЫПКИН
Академик РАН
НАИЛЯ МУХАРЛЯМОВА
ГП ХМАО-Югры «НАЦ РН им. В.И. Шпилыманова»



ХМАО-Югра обладает еще высоким добычным потенциалом, однако период растущей добычи нефти закончился. Для преодоления влияния неблагоприятных факторов необходимо разработать программу повышения эффективности использования запасов углеводородов, в которой следует предусмотреть увеличение КИН — оно должно быть обеспечено уплотнением сетки скважин, бурением боковых, радиальных стволов, горизонтальных, многоствольных и уплотняющих скважин, увеличением объемов МУН, внедрением газового, водогазового, термогазового воздействия на продуктивные пласты, применением в практике нефтедобычи ультразвуковых скважинных генераторов большой мощности и т.п. Крайне необходимо ввести льготы на нефть, добываемую из малодебитных, высокообводненных скважин и с использованием инновационных передовых технологий.

В 2010 году добыча нефти в Югре производится на 239 месторождениях (263 участ-

ка) силами 56 недропользователей. На протяжении девяти лет (с 1999-го по 2007 год) округ отли-

чался непрерывным ростом годовой добычи нефти и обеспечивал 55–57% российской добычи.

Состояние

Однако с течением времени темпы прироста годовой добычи были снижены, а в 2008 году — впервые за последние годы — добыто на 0,8 млн тонн (0,3%) меньше, чем в предыдущем 2007 году (см. «Динамика темпов...»). Темп отбора от текущих извлекаемых запасов в 2009 году вырос до 3,53%.

В 2009 году добыто 270,6 млн тонн, что еще на 7 млн тонн (2,5%) меньше, чем в 2008-м. Снижение годовой добычи на 2,5% вряд ли следует считать обвальным, тем более что по ожидаемым результатам 2010 года снижение добычи уменьшается до 4,5 млн тонн (1,7%).

Однако снижение годовой добычи нефти в основном нефтедобывающем районе России вызывает большую озабоченность. Число вводимых в разработку месторождений в последние годы уменьшается. Так, если за период 2001–2006 годов было введено 56 месторождений (в среднем от 7 до 13 в год), то в 2007–2009 годах только 14 (в среднем 4–6), что говорит о необходимости льгот на ввод месторождений не только для Восточной Сибири.

Причинами снижения добычи нефти в Югре являются: (1) ухудшение сырьевой базы добычи нефти; (2) допущенные грубые нарушения проектных технологических решений; (3) далеко не в полной мере используется потенциал методов увеличения нефтеотдачи; (4) крайне малый объем исследований по изучению объектов и процессов разработки, выработки запасов; (5) отставание в деле совершенствования законодательной и нормативно-правовой базы в области разработки месторождений.

Преодоление падения и стабилизация добычи нефти — основ-

ная и самая главная проблема на современном этапе.

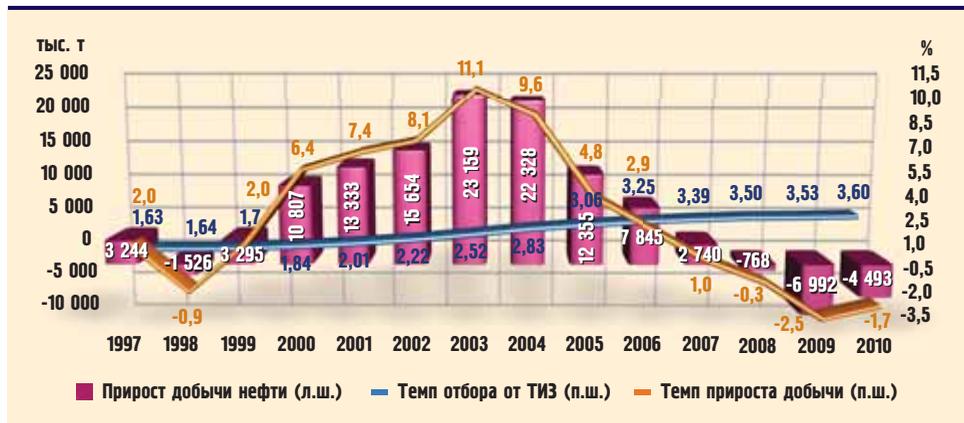
На 01.01.10 отобрано 56% начальных промышленных извлекаемых запасов. Текущий КИН равен 0,210. Разведанные разбуренные запасы, из которых сейчас производится добыча, составляют 22% запасов округа с КИН 0,408. На долю неразбуренных разведанных запасов также приходится 22% с КИН 0,280. Оставшиеся запасы по качеству более трудоемки, и на их добычу потребуются больше усилий и затрат материальных и финансовых средств.

Кроме неразбуренных запасов, Югра располагает следующими добычными резервами:

- в нераспределенном фонде округа имеется более миллиарда тонн извлекаемых запасов нефти;
- хотя приросты запасов из разведки и не восполняют полностью годовую добычу, но на 1 млрд тонн прироста запасов нефти из разведки за каждые 10 лет при объемах разведочного бурения не менее 400 тыс. метров в год можно рассчитывать;
- практически неразрабатываемые запасы нефти повышенной вязкости, геологических запасов которой в округе более 2 млрд тонн; технология разработки таких нефтей уже создана и успешно применяется в Удмуртии, Татарии и Коми;
- и, наконец, потенциал баженовско-абалакского нефтегазодобывающего комплекса с миллиардными геологическими объемами углеводородов; в 2009 году из этого комплекса в Югре было добыто свыше 500 тыс. тонн нефти.

Создание технологии разработки баженовских отложений коренным образом может решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в Западной Сибири. Работы в этом направлении ведут РИТЭК и «Сургутнефтегаз». 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.

Динамика темпов отбора, прироста и снижения добычи нефти в округе



Для этого необходима Государственная программа промышленных испытаний и освоения инновационного комплекса разработки месторождений баженовской свиты, результатом реализации которой явятся не 500 тыс. тонн, а миллионы тонн добычи баженовской нефти, и не на шельфе полярных морей, а в относительно обустроенной Западной Сибири.

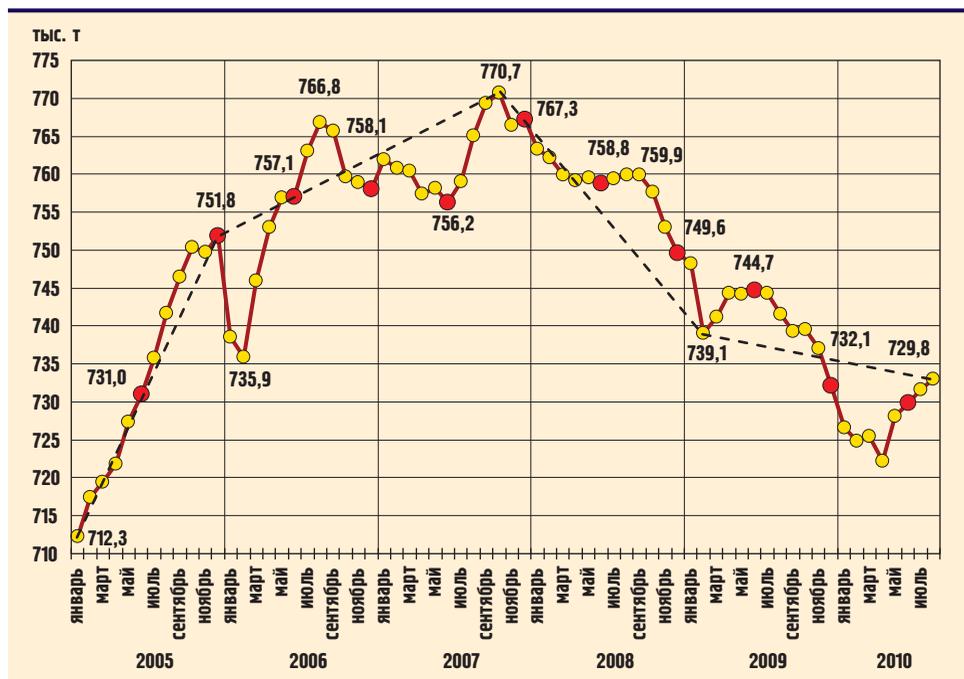
Учитывая вышеизложенное, следует высоко оценивать сырьевой потенциал Югры, который способен послужить хорошей базой для добычи нефти на дальнейшие годы.

Снижение годовой добычи нефти в основном нефтедобывающем районе России вызывает большую озабоченность. Число вводимых в разработку месторождений в последние годы уменьшается

Упрямая статистика

Динамика среднесуточной добычи нефти по округу показывает, что с января до декабря 2005 года среднесуточная добыча интенсивно росла, с января до октября 2007 года темп роста снизился, а с ноября 2007 года началось резкое

Динамика среднесуточной добычи нефти по ХМАО-Югре



Динамика добычи нефти в сопоставлении с проектными показателями и бизнес-планами недропользователей



падение добычи, с февраля 2009 года темпы падения которой замедлились (см. «Динамика среднесуточной добычи»).

Любопытной представляется динамика годовой добычи нефти в сопоставлении с проектными показателями и бизнес-планами недропользователей (см. «Динамика

годовых проектных показателей по добыче составляло 9–11 млн тонн. Отклонение фактической добычи от планов недропользователей за период 2007–2010 годов не превышало 1–3 млн тонн.

Следует обратить внимание на то, что бизнес-планы недропользователей предусматривали добычу нефти меньше проектного показателя, т.е. заранее «планировалось» и невыполнение проектного показателя по добыче нефти.

Основными причинами невыполнения проектного показателя по добыче нефти является снижение дебитов скважин по нефти, невыполнение показателей по действующему добывающему фонду и коэффициенту использования скважин.

С 2005-го по 2009 год действующий добывающий фонд вырос с 54,4 тыс. до 62,9 тыс. скважин, но при этом ни за один год

не были выполнены проектные показатели.

Дебит скважин по нефти за тот же период снизился с 14,3 тонн до 12,4 тонн в сутки и начиная с 2006 года был ниже проектных показателей (см. «Динамика дебитов скважин...»), а коэффициент использования фонда хотя и вырос с 78% до 84,6%, все же не достиг нормативного уровня.

Следует отметить, что недропользователи Югры проводят большую работу с эксплуатационным фондом скважин, результатом чего является рост действующего и снижение неработающего фонда.

Интересно отметить тот факт, что динамика объемов эксплуата-

На 01.01.10 отобрано 56% начальных промышленных извлекаемых запасов. Текущий КИН равен 0,210. Преодоление падения и стабилизация добычи нефти является основной и самой главной проблемой на современном этапе

ционного бурения по округу растет; это способствовало добыче нефти и предотвратило обвальное ее падение в 2008–2009 годах. В 2007–2009 годах недропользователи выполняли свои бизнес-планы, но при этом ни за один год объемы бурения по ним не достигали проектных показателей, то есть опять заранее планировалось их невыполнение.

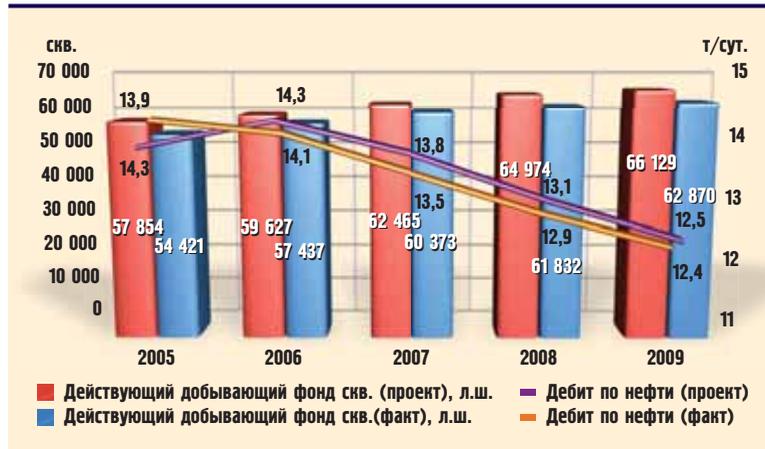
Таким образом, при планировании годовой добычи нефти и объемов эксплуатационного бурения недропользователи отдают предпочтение выполнению своих бизнес-планов перед выполнением проектных показателей, которые становятся для них вторичными, с чем никак нельзя согласиться.

Одновременно с ростом эксплуатационного бурения происходит снижение дебита по нефти новых скважин с 47,0 тонн в 2005 году до 33,4 тонн в сутки в 2010-м (ожидаемый), что говорит о снижении эффективности бурения и

Причины снижения добычи: ухудшение сырьевой базы, грубые нарушения проектных документов, ограниченность МУН, крайне малый объем научных исследований, несовершенство законодательной и нормативно-правовой базы

добычи нефти в сопоставлении с проектными показателями...»). До 2005 года фактическая годовая добыча нефти превышала проектную. С 2005 года невыпол-

Динамика дебитов скважин по нефти и действующего добывающего фонда скважин в сопоставлении с проектом



является отрицательным фактором.

Отрадно, что несмотря на кризисные явления в мировой и российской экономике, нефтепользователи в 2009 году не только не снизили объемы эксплуатационного бурения, но и нарастили с 10,2 до 10,9 млн метров. Это свидетельствует о росте инвестиций в нефтедобывающую отрасль Югры.

С другой стороны, именно факт снижения добычи нефти при растущем объеме эксплуатационного бурения отражает ухудшение состояния ресурсной базы на разрабатываемых месторождениях округа.

Среди грубых нарушений проектных решений, имеющих большие негативные последствия, следует упомянуть допущенное в предыдущие годы безмерное заводнение продуктивных пластов в результате интенсивной закачки воды, вызвавшей высокую обвод-

Бизнес-планы нефтепользователей предусматривали добычу нефти меньше проектного показателя, т.е. заранее «планировалось» и невыполнение проектного показателя по добыче нефти

ненность продукции скважин (см. «Сопоставление отборов жидкости с закачкой воды»).

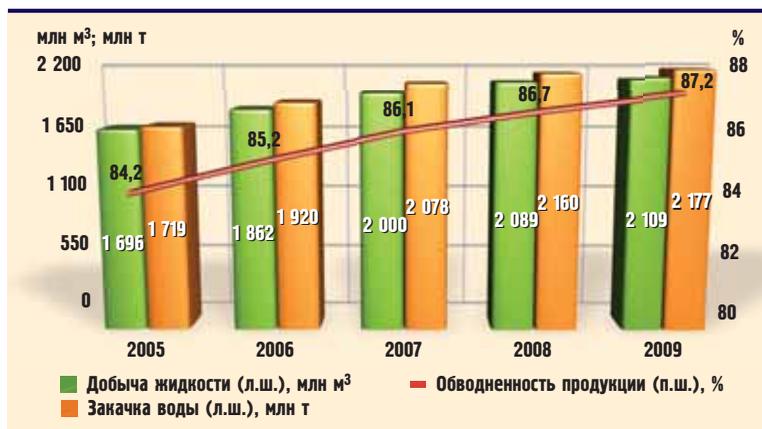
Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды в 2005–2009 годах составляла 107% и более. С 1993 года в результате снижения закачки удалось стабилизировать обводненность продукции скважин на уровне 80–83%. Однако с 2004 года обводненность снова начала расти до 87,2% в 2009 году в связи с вновь возросшим увеличением закачки воды.

Нередко система ППД, помимо своего прямого назначения, использовалась для утилизации подтоварных вод. Перекомпенсация отборов жидкости закачкой воды вредна и снижает эффективность разработки нефтяных месторождений в условиях Югры. При про-

Динамика объемов эксплуатационного бурения в сопоставлении с дебитами новых скважин



Сопоставление отборов жидкости с закачкой воды



ектировании процессов разработки следует более взвешенно подходить к балансу «отбор–закачка». В 2007-м, 2008-м и 2009 году для добычи тонны нефти в недра

закачивалось воды 7,46, 7,78 и 8,05 м³ соответственно.

Большую роль в нефтедобыче Югры играют методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи.

Динамика объемов МУН и охвата фонда скважин мероприятиями в сопоставлении с приростом добычи от их применения



С 2005-го по 2009 год действующий добывающий фонд вырос с 54,4 тыс. до 62,9 тыс. скважин, но при этом ни за один год не были выполнены проектные показатели. То же самое относится и к эксплуатационному бурению

Практически каждая пятая тонна нефти добывается с применением этих методов. Посмотрим на объемы их применения, фактиче-

мы применения МУН остались неизменными на протяжении 2006–2009 годов, что не позволило получить существенный прирост от их применения, который в 2007–2009 годах находился на уровне 25–27 млн тонн в год (9–10%).

Обратимся теперь к эффективности методов геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Эффективность (прирост годовой добычи на скважино-операцию) с 2005-го до 2010 года снизилось. Горизонтальные скважины — с 13,6 тыс. тонн до 9 тыс. тонн. Ввод новых скважин — с 7,7 тыс. тонн до 6 тыс. тонн. Зарезка боковых стволов — с 5,7 тыс. тонн до 3,5 тыс. тонн. Гидроразрыв пласта — с 2,8 тыс. тонн до 1,9 тыс. тонн. В целом же по всем ГТМ — с 1,7 тыс. тонн до 1,2 тыс. тонн. В проектные документы закладываются слишком малые объемы применения МУН, в результате вместо промышленного использования технологий с высоким охватом фонда скважин нам демонстрируют их возможности на ограниченных участках месторождений.

Пути совершенствования

Для улучшения создавшегося положения необходимо принятие действенных инновационных мер в области технологий, нормативно-законодательной базы и технологического проектирования.

Надо отдать должное, что в последние годы нефтяные компании увеличили объемы НИР по тематике технологий разработки, однако фундаментальные исследе-

дования в этой области крайне недостаточны.

В настоящее время невозможно создание инновационных технологий без изучения тонкой поровой структуры горной породы от нанометров до микрометров, без определения гидродинамической и энергетической структуры начальных и текущих запасов нефти, без изучения взаимодействия горных пород с пластовыми фондами, без моделирования процессов фильтрации с использованием законов молекулярно-кинетической теории; для целей повышения нефтеотдачи используются возможности далеко не всех физических полей.

Передовые инновационные технологии повышения нефтеотдачи: газовое, водогазовое, термогазовое воздействие на продуктивные пласты, тепловые, биологические, дилатансионные, акустические, волновые методы, закачка полимеров и т.п. с трудом пробивают себе права гражданства на промыслах.

В последнее время значительно расширились технические возможности по изучению процессов, объектов разработки и исследований скважин геофизическими и гидродинамическими методами, однако объемы этих работ оставляют желать лучшего, что не позволяет полностью использовать эти возможности.

В качестве примера можно привести один из способов оценки коэффициента вытеснения с помощью геофизических исследований зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Способ оценки не требует проведения дополнительных измерений и сводится лишь к обработке ранее проведенных исследований.

Несмотря на отмеченные выше недостатки, внедрение инноваций в области технологий является одним из основных средств, которые можно противопоставить ухудшению сырьевой базы добычи, росту обводненности продукции, снижению дебитов скважин по нефти и тем самым повысить эффективность разведанных запасов.

Большие надежды в нашем регионе мы возлагаем на широкое внедрение поли-

Одновременно с относительным ростом эксплуатационного бурения происходит снижение дебита по нефти новых скважин с 47,0 тонн в 2005 году до 33,4 тонн в сутки в 2010 году (ожидаемый), что говорит о снижении эффективности бурения

ский прирост добычи нефти и охват фонда скважин мероприятиями (см. «Динамика объемов МУН...»).

Среди грубых нарушений проектных решений с большими негативными последствиями — допущенное в предыдущие годы безмерное заводнение продуктивных пластов в результате интенсивной закачки воды

Фактический прирост добычи наблюдался до 2006 года, а с 2007 года из-за уменьшения охвата фонда методами МУН прирост добычи снизился. Практически объе-

Эффективность методов ГТМ



мерных композиций, волновые методы воздействия, газовые и водогазовые методы, термические и термогазовые методы, использующие экзотермические окислительные процессы, закачку воздуха, пара, горячей воды, а также акустические методы, «интеллектуальные» скважины, многократное бурение и одновременно-раздельную эксплуатацию многопластовых месторождений.

Безусловно, внедрению инноваций должен предшествовать большой объем исследований по изучению объектов разработки, пластовых флюидов, рабочих агентов, их взаимодействия между собой, условий адаптации методов к существующим горно-геологическим и технологическим особенностям разработки месторождений.

Одним из факторов по обеспечению рациональной выработки запасов должно послужить совершенствование законодательно-нормативной базы в области разработки месторождений. За-

держивается принятие закона «О нефти», выпуск Правил разработки нефтяных и газовых месторождений», стандарта по ведению мониторинга разработки.

Назрела необходимость стимулирования недропользователей за рациональное использование запасов, а также применения экономических санкций за грубые нарушения проектных решений. Пока государство неэффективно использует свои права собственника недр.

На федеральном уровне следует разработать четкую стратегию развития отрасли, определить, сколько нефти и газа необходимо добывать, чтобы покрыть внутренние потребности страны и обязательства по внешним договорам, обеспечить принятие федеральных законов, нормативных документов, национальных стандартов, регламентов, руководств, регулирующих деятельность ТЭК, т.к. законодательно-нормативная база запущена, устарела и нуждается в обновлении.

Контроль над деятельностью недропользователей рациональ-

нее осуществлять на уровне субъектов Федерации с ведением мониторинга разработки. Представляется необходимой ежегодная отчетность недропользователей по реализации проектных технологических документов в разрезе каждого лицензионного участка за прошедший год с представлением геолого-технологических мероприятий для выполнения проектных показателей разработки в следующем году.

Для улучшения создавшегося положения необходимо принятие действенных инновационных мер в области технологий, нормативно-законодательной базы и технологического проектирования

Инновации в нормативно-законодательной области должны, в первую очередь, быть направлены на введение дифференцированного НДСПИ, т.к. очевидно, что для объектов, работающих со стабильными дебитами по нефти

УВАЖАЕМАЯ НАТАЛЬЯ ВЛАДИМИРОВНА!

УВАЖАЕМЫЕ ЖИТЕЛИ ХАНТЫ-МАНСЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРА!



От имени коллектива ООО «Газпром трансгаз Сургут» поздравляю вас с 80-летним юбилеем!

Это праздник всех, кто сегодня здесь живет и работает. Благодаря труду многих поколений жителей достижения округа известны далеко за его пределами. Невозможно представить экономику России без ресурсного потенциала ХМАО-Югры.

Особое место в истории нашего края занимает время становления нефтегазового комплекса Западной Сибири. Здесь был проложен магистральный газопровод Уренгой-Челябинск, построены дороги и железнодорожные станции, линии электропередачи и другие промышленные объекты. И все это сделали талантливые, энергичные и беззаветно любящие свой край люди.

У нас с вами одна цель — процветание округа и укрепление мощи государства. И здесь мы находим абсолютное взаимопонимание и поддержку в решении важнейших производственных и социальных вопросов.

Пусть и впредь наше трудолюбие, любовь к родному краю и бережное отношение к богатейшему наследию будут служить надежной основой его процветания.

Желаю вам спокойной, уверенной и достойной жизни!

С праздником всех вас, герои трудовых будней прошлого и настоящего, всех жителей Ханты-Мансийского автономного округа — Югры! Семейного благополучия, крепкого здоровья, долгих лет жизни!

**Генеральный директор
ООО «Газпром трансгаз Сургут»
И.А. Иванов**

Вывод скважин из работы



в сутки и с единицами тонн, уровень налогообложения должен быть разным.

Необходимо введение льгот на нефть, добываемую с применением новых инновационных технологий, требующих значительные финансовые и материальные затраты.

Предлагается ввести льготы в виде отчисления НДС на нефть, добываемую из скважин, работающих с дебитом по нефти менее 5 тонн в сутки или обводненностью более 95%. Тенденция к их выводу из работы снизит годовую добычу на 45 млн тонн

По мере выработки запасов дебит скважин по нефти снижается, а обводненность продукции возрастает. По достижении предела рентабельности добычи по продуктивности или обводненности продукции скважины выводятся из работы. Помимо прямой потери добычи нефти происходит нарушение запроектированной системы разработки: разрежается сетка скважин,

Виды запасов нефти в продуктивных пластах Югры



перераспределяются потоки в пласте.

Для сохранения уровней добычи форсируются отборы нефти в действующих скважинах (т.е. производятся сверхпроектные отборы нефти), что приводит к снижению нефтеотдачи и потере запасов в недрах. Снижение НДС на нефть, добываемую из малодебитных и высокообводненных скважин, позволит обеспечить рентабельную работу и сохранить их в действующем фонде.

Предлагается ввести льготы в виде отчисления НДС на нефть, добываемую из скважин, работающих с дебитом по нефти менее 5 тонн в сутки или обводненностью более 95%.

В 2009 году на нефтяных месторождениях Югры с дебитами по нефти менее 5 тонн в сутки или с обводненностью продукции более 95% работало 35 тыс. скважин (51% работающего фонда). Из этих скважин было добыто 45 млн тонн нефти, или 17% годовой добычи округа, что по ценам мирового рынка составляет \$25 млрд. Сумма НДС, начисляемая на эту нефть, равна 136 млрд рублей, или \$4,4 млрд.

Вывод из работы этого количества скважин может снизить годовую добычу округа на 45 млн тонн.

Тенденция к выводу из работы низкодебитных и высокообводненных скважин по округу четко прослеживается (см. «Вывод скважин из работы»).

В 2009 году число выведенных из работы скважин с дебитами по нефти на момент остановки менее 5 тонн в сутки и с обводненностью более 95% составило 92% и 65% соответственно. В целом потери добычи нефти в 2009 году от вывода из работы малодебитного и высокообводненного фонда оцениваются в 6,8 млн тонн.

Необходимы инновации в технологическом проектировании разработки, которое далеко от совершенства. На большинстве месторождений первым документом служит проект пробной эксплуатации (ППЭ), имеющий срок действия три года, которого явно не хватает для того, чтобы решить все задачи пробной эксплуатации.

Считаем, что срок его действия должны быть продлен и определяться временем решения задач пробной эксплуатации. При открытии новых продуктивных пластов задачи пробной эксплуатации должны решаться в рамках Дополнения к действующему проектному документу.

Двойственный смысл приобретает в последнее время технологическая схема опытно-промышленных работ, для которой методическими указаниями определена задача по опробованию определенной технологии разработки, но никак не ставится цель быть проектным документом для всего месторождения.

Существуют реальные предпосылки повышения КИН с 0,37 в среднем по округу до более высоких значений. Оценим начальные и текущие запасы нефти в продуктивных пластах Югры (см. «Виды запасов нефти в продуктивных пластах Югры»).

Запасы неподвижной нефти, добыча которых невозможна без применения третичных методов увеличения нефтедобычи, оцениваются величиной 40% от геологических запасов. Начальные извлекаемые запасы составляли 37%. А 23% составляют запасы подвижной нефти, не учтенные в извлекаемых, стоящих на государственном балансе.

В настоящее время из 37% извлекаемых запасов отобрано 21% (абсолютных) и осталось 16%, что значительно меньше 23% запасов подвижной нефти, которые являются реальным объектом работ для увеличения извлекаемых запасов нефти.

Безусловно, добыча всех 23% запасов подвижной нефти при современном уровне развития техники маловероятна. Однако повысить КИН в среднем по Югре до значений 0,45–0,47 за счет запасов подвижной нефти путем широкого применения инновационных передовых технологий представляется вполне реальным.

Для оценки перспектив нефтедобычи считаем целесообразным наряду с геологическими и извлекаемыми запасами выделять запасы подвижной нефти с утверждением их в ГКЗ и постановкой на государственный баланс.



24-27
мая

ХІХ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2011

г.УФА

БВК БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

 **БАШКОРТОСТАН**
ВЫСТАВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС

ОРГКОМИТЕТ:

Тел./факс: (347) 253 11 01, 253 38 00

gasoil@bvkexpo.ru,

www.bvkexpo.ru

