

О ПРОБЛЕМАХ МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



Из всего комплекса проблем, связанных с модернизацией нефтедобычи региона, здесь в соответствии с профилем «Гипротюменнефтегаза» будут рассмотрены проблемы модернизации разработки и обустройства нефтяных месторождений применительно к новым условиям. Главным из новых условий в сфере разработки и обустройства месторождений является резкое снижение качества запасов, связанное с выходом основных месторождений региона на поздние стадии разработки и переводом их остаточных запасов в категорию трудноизвлекаемых, а также с тем, что большинство вновь вводимых месторождений являются сложнопостроенными и низкопродуктивными.

При этом технологии, оборудование и структура промысловых систем, сложившиеся в процессе освоения месторождений региона, не отвечают новым условиям.

Второй по значимости фактор — это появление в нефтедобыче недропользователей с негосударственными формами собственности и сложной сферой их взаимоотношений с государством, требующих специального научно-технического и нормативно-методического обеспечения, в первую очередь, в сфере учета добычи, контроля и управления разработкой, дифференцированного налогообложения, а также создания условий для малого предпринимательства в нефтедобыче.

Здесь же и ликвидация прежней отраслевой системы научно-технического и нормативно-методического обеспечения нефтедобычи, и нерешенность проблем по созданию такой системы в новых условиях.

Ключи от решения как рассмотренных здесь проблем модернизации разработки и обустройства месторождений, так и проблем модернизации нефтегазодобывающей отрасли в целом, находятся на федеральном уровне, т.е. в руках недровладельца – государства, и успех дела будет определяться глубиной и качеством государственного управления отраслью.

Первоочередные проблемы (направления) модернизации разработки и обустройства нефтяных месторождений с некоторой долей условности можно разделить на две груп-

пы: проблемы технические и проблемы организационные.

К первой группе относятся:

- организация достоверного подсважинного учета добычи (нефть, газ, вода) как основы

всей системы рационального недропользования в новых условиях;

- введение раннего сброса и утилизации пластовых вод в целях радикального сокраще-

ния объемов перекачек и фронта коррозии;

- сохранение и утилизацияпутного нефтяного газа непосредственно в промышленных условиях;
- энергосбережение и энергоэффективность в производственных процессах нефтедобычи.

Вторая группа проблем включает:

- организацию комплексного проектирования разработки и обустройства, сопровождения и корректировки проектов на всех стадиях разработки месторождений;
- восстановление в новых условиях системы отраслевой науки и отраслевого нормативно-методического обеспечения;
- упорядочение отраслевого рынка проектных услуг.

Рассмотрение сути модернизации начнем с технических проблем.

Технические проблемы

Достоверный учет добычи (нефть, газ, вода) — помимо оперативного контроля и управления производством — необходим для введения дифференцированного налогообложения скважин, отдельных участков добычи, лицензионных участков и месторождений для организации надзорного контроля за разработкой и эксплуатацией месторождений, получения наиболее полной информации о ходе разработки и о состоянии эксплуатационного объекта с целью формирования эффективных систем воздействий (отборы и закачки) на пласт.

Достоверный учет добычи ПНГ делает реальной всю проблему его сохранения и утилизации, т.к. существующие расчетные оценки объемов добычи ПНГ по газовому фактору могуткратно отличаться от реально добываемых объемов.

Необходимость организации раннего сброса и утилизации пластовых вод вызвана высокой обводненностью продукции скважин (до 90% и более) на старых месторождениях и ускоренным ее ростом на вновь вводимых. Традиционные для региона системы

сбора и транспорта нефти были рассчитаны на добычу практически безводной нефти, и сброс небольших количеств воды осуществлялся на центральных пунктах сбора.

В условиях высокой обводненности нефти такая схема приводит к большим объемам перекачек (трубопроводы, насосное оборудование, энергия), чрезмерной протяженности контура циркуляции пластовых вод и фронта агрессивной коррозии. Сброс пластовых вод на кустовых площадках — это наиболее эффективная мера по обеспечению надежности и экономичности промысловых трубопроводов.

Основным вариантом решения проблемы сохранения и утилизации ПНГ должен стать вариант с достоверным учетом его добычи, полным промышленным сбором газа всех ступеней сепарации и внешним, по возможности бескомпрессорным, транспортом до ближайшего ГПЗ, т.к. наибольший эффект от утилизации газа может быть получен при его глубокой переработке на предприятиях газохимии, для чего необходимы газосборные системы с ГПЗ.

В промышленных условиях все большее распространение получает использование в качестве топлива газа на автономных газотурбинных и газопоршневых электростанциях. Другие варианты утилизации нефтяного газа на местах (закачка в продуктивные пласты для интенсификации отборов, создание специальных газохранилищ, переработка газа) в условиях Западной Сибири пока не нашли широкого применения, в первую очередь, по экономическим причинам. Но следующим после электроэнергетики наиболее распространенным способом утилизации ПНГ, судя по всему, станет его закачка в пласты.

Актуальность проблемы энергосбережения и энергоэффективности в нефтедобыче определяется ее высокой энергоемкостью (до 100 и более кВт*ч на тонну добытой нефти). Традиционные меры по энергосбережению — это нормирование энергопотребления и регулярный профилактический контроль состояния оборудования. Главные на-

правления повышения энергоэффективности — совершенствование промышленных технологий и

Применительно к «Гипротюменнефтегазу» первоочередные проблемы модернизации разработки и обустройства нефтяных месторождений включают:

оборудования, в первую очередь, в системах добычи и ППД, на до-

(1) организацию достоверного поскважинного учета добычи как основы всей системы рационального недропользования в новых условиях

лю которых приходится до 90% всей потребляемой энергии.

(2) введение раннего сброса и утилизации пластовых вод в целях радикального сокращения объемов перекачек и фронта коррозии

В добыче — это переход на скважинные насосы с частотно-регулируемым приводом и обеспечение номинальных режимов

(3) сохранение и утилизацию ПНГ непосредственно в промысловых условиях

их работы, а также поддержание требуемого качества электро-

(4) энергосбережение и энергоэффективность в производственных процессах нефтедобычи

энергии в промышленных системах электроснабжения (устранение высокочастотных составляющих). В системах ППД — это переход на высокоуправляемые техноло-

(5) организацию комплексного проектирования разработки и обустройства, сопровождения и корректировки проектов на всех стадиях разработки месторождений

гии закачек и на локальные системы заводнения с дифференцированной очисткой вод.

В нынешних условиях к разряду энергосберегающих следует

относить и меры по сохранению ПНГ и предотвращению его сжигания в факелах — в первую оче-

(6) восстановление в новых условиях системы отраслевой науки и отраслевого нормативно-методического обеспечения

редь, это сбор и компримирование газа низкого давления, в

(7) упорядочение отраслевого рынка проектных услуг

частности, при помощи струйных компрессоров-эжекторов.

Организационные проблемы

Среди организационных проблем модернизации первоочередной, по нашему мнению, является проблема перехода на комплексное проектирование

Главные направления повышения энергоэффективности — совершенствование промысловых технологий и оборудования, в первую очередь, в системах добычи и ППД, на долю которых приходится до 90% всей потребляемой энергии

разработки и обустройства месторождений.

В любой отрасли проектирование является одним из главных факторов, определяющих технический уровень производства. Для нефтегазодобычи значимость проектов разработки и обустройства месторождений возрастает кратно из-за сложности

Комплексное проектирование открывает ряд новых возможностей, главными из которых являются достоверный учет роли обустройства в формировании технико-экономических показателей

объектов разработки, неполноты исходной информации, а также из-за радикальных изменений объектов в процессе разработки.

При этом появляется особая функция проектных организаций в нефтегазодобыче — сопровож-

дение проектов на протяжении всей истории эксплуатации месторождений с их регулярными корректировками в части как разработки, так и обустройства. Новые условия в нефтедобыче региона и отрасли усложняют задачи проектирования и предъявляют к ним дополнительные повышенные требования.

В соответствии со сложившейся практикой, решения по освоению новых месторождений принимаются на основе проектных документов по разработке, где обустройство представлено набором укрупненных технико-экономических показателей, а проекты обустройства разрабатываются потом, уже на основе утвержденных проектов разработки.

Но дело в том, что укрупненные показатели не могут удовлетворительно отображать особенности конкретных месторождений в сложных природно-климатических условиях. При относительно низком качестве запасов и сложных условиях районов добычи получить достоверные оценки экономических показателей освоения месторождений таким путем практически невозможно; необходим переход от раздельного и последовательно-го проектирования разработки и обустройства к комплексному совместному их проектированию на всех этапах освоения месторождений, начиная с пробной эксплуатации.

Комплексное проектирование открывает ряд новых возможностей, главными из которых являются достоверный учет роли обустройства в формировании технико-экономических показателей как освоения новых месторождений в сложных условиях районов нефтедобычи, так и модернизации старых месторождений, а также общее повышение качества проектов, сокращение числа согласований и общих сроков проектирования.

При невысокой эффективности новых месторождений и сложных условиях районов добычи целесообразность их освоения не очевидна, и еще до комплексного проектирования нужна некая предпроектная проработка с определением принципиальных

технических решений и экономических показателей.

Получить эти данные прямым счетом при слабой изученности месторождения и сложных условиях его освоения практически невозможно. В соответствии с зарубежной практикой, проблему можно решить введением предпроектной стадии, выполняемой на базе проектов-аналогов.

Система отраслевой науки и нормативно-методического обеспечения до перестройки включала головные институты по ключевым направлениям отрасли (геология, разработка, бурение, обустройство и др.), региональные комплексные НИПИ по проектированию разработки и обустройства месторождений с сопровождением этих проектов на протяжении всех стадий их разработки.

Система работала на основе общеотраслевых и региональных планов, охватывающих весь цикл работ от постановки задач до внедрения готовой техники и технологий. Высокая эффективность этой системы в полной мере была продемонстрирована при освоении месторождений Западной Сибири, становлении и развитии ее НГК.

Восстановление системы отраслевой науки и нормативно-методического обеспечения в новых условиях может быть осуществлено на основе общеотраслевых и региональных фондов с программами НИОКР при их совместном финансировании за счет бюджетных средств и средств нефтяных и газовых компаний.

Участие последних будет гарантией использования результатов работ, а совместное финансирование и ведение дел представителями государства и бизнеса обеспечит баланс их интересов.

Именно здесь появляются возможности для решения общеотраслевых проблем с постановкой фундаментальных и прикладных исследований. Эти фонды и программы должны быть общими для нефтяной и газовой отраслей. Целесообразность такого объединения особенно очевидна в условиях Западной Сибири, где многие компании работают на общих территориях, в одних и тех же

условиях и одновременно добывают нефть и газ.

В новой системе должны найти свое место инновационное направление развития отрасли и повсеместно создаваемые технопарки, которые могут стать важным звеном системы, но не забывать ее.

Об отраслевом рынке проектных услуг. В новых условиях сфера проектного обеспечения разработки и обустройства месторождений радикально изменилась как по составу проектных организаций (ПО), так и по структуре самой сферы. Вместо ведомственной принадлежности ПО возникло их разделение на корпоративные и независимые с большим разбросом характеристик — от крупных комплексных институтов типа «Гипротюменнефтегаз» до мелких ПО, специализирующихся на отдельных объектах и видах работ.

Вместо ведомственной системы обслуживания формируется отраслевой рынок проектных услуг, что и стало основой для выделения проектирования разработки и обустройства месторождений в качестве сектора нефтегазового сервиса. Причем сектора ключевого как по степени влияния на научно-технический уровень производства, так и по способности создавать благоприятные условия для других секторов.

Это выбор отечественных технологий и оборудования, их типизация и унификация, структура и организация служб эксплуатации, создание условий для перевода на сервисное обслуживание систем контроля и учета добычи, промысловых трубопроводов, фонда малодобитных скважин. Это все и должно найти свое отображение в Федеральной программе развития нефтегазового сервиса на период до 2020 года.

Недостатки формирующегося отраслевого рынка проектных услуг — его неупорядоченность и отсутствие государственного регулирования, разъединенность проектирования разработки и обустройства, отсутствие сопровождения проектов разработки и обустройства по стадиям разработки месторождений.

Для упорядочения этого рынка следует в регионах ввести статус головных проектных организаций (ГПО), аккредитованных в администрациях субъектов Федерации. Этот статус могут получить только крупные комплексные институты (инженерные изыскания, проектирование, научное обеспечение), способные разрабатывать и сопровождать такие проекты.

Все другие проектные организации на этих месторождениях могут работать на субподряде у ГПО либо при условии их обязательной экспертизы. Именно комплексное проектирование разработки и обустройства с последующим сопровождением этих проектов в состоянии обеспечить должное качество разработки и обустройства месторождений.

Что могли бы получить?

Приведенные выше проблемы модернизации нефтедобычи имеют в отраслевых институтах, и в частности в «Гипротюменнефтегазе», заделы, достаточные для того, чтобы приступить к их решению. Это можно видеть на примере проблем раннего сброса пластовых вод и достоверного учета добычи в непосредственной близости от добывающих скважин.

Обе эти задачи могут быть решены при помощи установок предварительного сброса пластовых вод (УПСВ), размещаемых непосредственно на укрупненных кустах в 15–20 и более скважин. При этом разделение продукции скважин на нефть, газ и воду, необходимое для сброса пластовых вод, делает возможным организовать достоверный кустовой учет добычи на основе имеющих стандартных измерений.

Переход к поскважинному учету добычи легко осуществляется путем разнесения кустовой добычи по скважинам пропорционально замерам их дебитов. Современные информационные технологии позволяют на основе этих данных организовать оперативный и налоговый учет добычи, надзорный контроль разработки и дифференцированное налогообложение скважин.

Сброс пластовых вод на кустах создает благоприятные возможности и для организации гибких локальных систем ППД с дифференцированной очисткой вод, что весьма актуально при разработке

Переход к поскважинному учету добычи легко осуществляется путем разнесения кустовой добычи по скважинам пропорционально замерам их дебитов

месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к числу которых относится уже большинство месторождений региона. В свою очередь, кустовой учет добычи ПНГ сделает решающий вклад в

Ключевым условием успешного решения этих двух взаимосвязанных задач становится совершенствование технологий и аппаратов УПСВ, их типизация, унификация и организация массового заводского изготовления

решение проблемы его сохранения и утилизации.

Ключевым условием успешного решения этих двух взаимосвя-

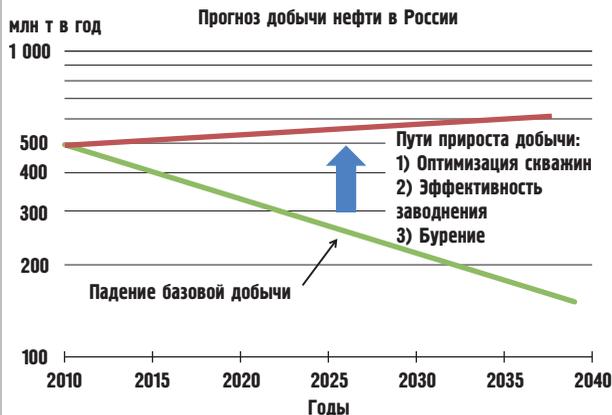
Только крупные проектные центры, такие как «Гипротюменнефтегаз», имеют заделы, достаточные для того, чтобы приступить к решению перечисленных проблем

занных задач становится совершенствование технологий и аппаратов УПСВ, их типизация, унификация и организация массово-

Но ключи от модернизации находятся на федеральном уровне, и успех дела будет определяться глубиной и качеством государственного управления отраслью

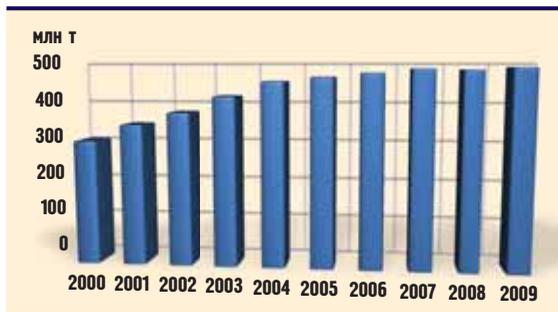
го заводского изготовления. Это вполне осуществимо силами отраслевой науки и машиностроения, а еще лучше — с привлечением научно-производственного потенциала ВПК в рамках программы сотрудничества с ТЭК, неоднократно провозглашаемого на самом высоком уровне... 

МЕНЬШЕ ВОДЫ, БОЛЬШЕ НЕФТИ

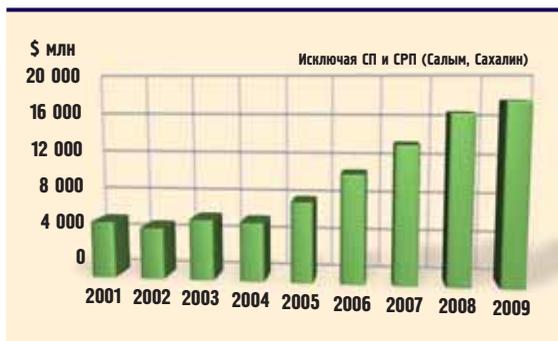


В прошлом году средняя обводненность продукции при добыче нефти в целом по России достигла 84,8%. За последние пять лет она росла в среднем на 0,75% в год. Вопросы обводненности обсудили участники прошедшей в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина научно-практической конференции, которая была организована Национальным центром развития инновационных технологий (НЦ РИТ) и Национальной ассоциацией недропользователей. Интерес «Вертикали» привлек доклад американского специалиста Дональда Уолкотта, бывшего вице-президента по разработке месторождений ЮКОС ЭП и автора монографии «Прикладные вопросы заводнения», которая в ближайшее время выйдет в Библиотеке нефтяного инжиниринга НК «Роснефть», который считает, что рост обводненности нефтедобычи снижает конкурентоспособность российской нефтяной отрасли. Его основная рекомендация: незамедлительное повышение эффективности заводнения. И компании, и государство останутся только в выигрыше...

Добыча нефти и конденсата



Инвестиции в добычу



Проблема роста обводненности сегодня актуальна для большинства российских нефтяных компаний: каждый год они добывают больше воды и меньше нефти. Но Д.Уолкотт уверен, что доходы и капитализацию российской нефтяной отрасли можно увеличить, если повысить эффективность заводнения.

Рост обводненности приводит к падению базовой добычи нефти, и чтобы удержать это падение, необходимо работать по трем основным направлениям, считает эксперт. Первое — это оптимизация работы скважин, второе — повышение эффективности заводнения, и только третье — бурение новых скважин. «Я не противник бурения на новых площадях, но сначала давайте наведем порядок там, где уже ведется добыча, — на обустроенных старых месторождениях, на которых уже прошел фронт заводнения», — рекомендует эксперт.

Повысить эффективность заводнения

490 млн тонн нефти, добытой в прошлом году, — это лишь 15% от всей жидкости. Т.е. при текущем уровне обводненности извлекается свыше 3 млрд тонн жидкости ежегодно — ровно вдвое больше, чем в 1999 году. Пик нефтедобычи на Ромашкинском месторождении пришелся на 1970-е годы, на Самотлорском — на 1980-е, и никогда еще в своей истории Россия не вела добычу при таком высоком уровне обводненности (см. «Добыча нефти и конденсата», «Инвестиции в добычу», «Цена прироста 1 барреля добычи», «Обводненность нефтедобычи»).

«Если не извлекать уроков, не понимать новых вызовов и продолжать разработку нефтяных запасов, ничего не меняя, тогда на уже разрабатываемых месторождениях из 16 млрд тонн запа-

сов нефти за 30 лет удастся добыть ровно половину, а для извлечения оставшихся 8 млрд тонн потребуются колоссальные финансовые затраты, что вряд ли будет экономически оправданным», — считает Д.Уолкотт.

В 2003 году показатель обводненности нефтедобычи в России был наименьшим за последние 10 лет (80,75%) во многом благодаря работе ЮКОС ЭП по эффективному заводнению. «В этот период мы, конечно, вводили новые месторождения, но при этом много и целенаправленно занимались оптимизацией заводнения на старых промыслах, таких как гигантское Мамонтовское месторождение. В ЮКОС ЭП была создана такая система управления, когда имеющиеся средства и специалисты фокусировались на том, где может быть достигнута максимальная отдача. На каждом месторождении были выделены проблемные гидродинамические ячейки, оставшиеся непромытыми карманы, так называемые «целики», куда так и не дошла вода. Мы оптимизировали заводнение так, чтобы все «трубки тока» пошли внутрь и промыли нетронутые участки. Это и есть управление: улучшаешь коэффициент охвата — получаешь меньше воды и больше нефти. В результате всех усилий нам удалось резко снизить обводненность по всей компании: если в 2000 году она была 76,7%, то в 2003-м — уже 70,9%».

В США в настоящее время половину добываемой в стране нефти получают за счет заводнения месторождений. Здесь очень старые месторождения, разрабатываемые с начала 1900-х годов. Тем не менее, на них продолжают добывать нефть. В Техасе, например, средний дебит скважины составляет 1–1,5 тонны в сутки, но этот дебит держится примерно с 1940-х годов.

То, что в России месторождения зрелые, даже хорошо, потому что они уже обустроены, их геология известна, прогноз их добычи весьма достоверен. У действующих месторождений уже есть большая ценность, и эту ценность можно поднять. Высокая обводненность не означает, что их надо

списывать, просто ими необходимо специально заниматься.

«Поэтому я считаю, что национальный интерес России в том, чтобы более эффективно извлекать нефть из разрабатываемых обустроенных месторождений, где иногда десятилетиями не доходят руки, чтобы навести порядок в хаотичной системе заводнения. Прежде всего, в этом должно быть заинтересовано руководство компаний. Капитальные инвестиции в новую добычу растут, но если сдвинуть фокус и посмотреть к старым brownfields, тогда можно рассчитывать на дополнительную выручку. Если же ничего не менять в системе разработки, то России придется добывать оставшиеся запасы нефти еще 90 лет со все ухудшающейся рентабельностью».

По мнению Д.Уолкотта, ситуация в «Сургутнефтегазе» весьма показательна. «Добыча компании стабильно росла с 1995 года и уже в 2004 году превзошла показатели добычи советского периода. Однако одновременно росла и обводненность — с 81% в 1995 году до 89,3% в 2009-м. Пиковая добыча компании пришлась на 2006 год, и вот уже три года подряд она падает из-за роста обводненности».

Несмотря на то, что «Сургутнефтегаз» увеличил бурение на 20% (было введено 1100 новых скважин — четверть всех новых скважин России), а также капитальные вложения (в рублях они выросли на 60%), добыча компании снизилась на 10%. Направляется вывод, что экстенсивный подход, ставка только на бурение не спасают от падения вблизи 90% воды. Поскольку обводненность скважин растет, компания, так сказать, не успевает «бороться с волной».

Экономика повышения эффективности заводнения

Выигрыш двойной: и для компаний, и для государства (см. «Прогноз добычи нефти в России»).

Без новых инновационных проектов текущая добыча нефтяных

компаний с падением базовой означает, что рыночная капит-

Удержать падение добычи можно тремя основными направлениями. Первое — оптимизация работы скважин, второе — повышение эффективности заводнения и только третье — бурение новых скважин

ализация нефтяной отрасли примерно \$240 млрд. Повышение

490 млн тонн нефти 2009 года — это лишь 15% от всей жидкости. Т.е. при текущем уровне обводненности извлекается свыше 3 млрд тонн жидкости ежегодно — ровно вдвое больше, чем в 1999 году

эффективности заводнения позволит на 30 лет раньше добыть

Если ничего не менять, тогда на уже разрабатываемых месторождениях из 16 млрд тонн запасов нефти за 30 лет удастся добыть ровно половину, а для извлечения оставшихся 8 млрд тонн потребуются колоссальные финансовые затраты

остающиеся запасы и может добавить \$100 млрд к текущей стои-



**Дистилляция
Абсорбция
Экстракция
Кристаллизация
Мембраны
Статические смесители
Сепарация в системах «газ-жидкость»
Технологии производства полимеров**

массообменное оборудование

www.sulzerchemtech.com
www.sulzer.com

SULZER

ООО "Зульцер Хемтех"
142204 г. Серпухов
Тел. +7 496 776 0600

Lorenzo.ghelfi@sulzer.com

Sulzer Chemtech, Москва
Тел.+7 495 363 2460

Leonid.shenderov@sulzer.com

Реклама

Цена прироста 1 барреля добычи



мости компаний.

Если ситуацию с заводнением не менять, то российская нефтяная отрасль за те же 30 лет генерирует

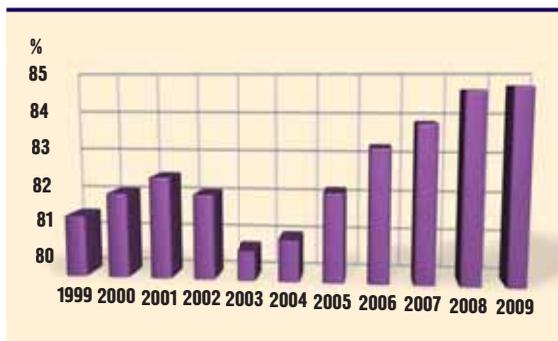
Национальный интерес России в том, чтобы более эффективно извлекать нефть с обустроенных месторождений, где иногда десятилетиями не доходят руки, чтобы навести порядок в хаотичной системе заводнения

\$2000 млрд доходов экономики, из них более половины — доходы бюджета. Если поменять, то можно получить дополнительные \$800 млрд. Оптимизация скважин и повышение эффективности заводне-

Если ситуацию с заводнением не менять, то российская нефтяная отрасль за 30 лет генерирует \$2000 млрд доходов экономики, из них более половины — доходы бюджета. Если поменять, то можно получить дополнительные \$800 млрд

ния повысят стоимость нефтяных компаний и принесут государству больше налогов. В результате выиграют все.

Обводненность нефтедобычи



ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



www.ngv.ru