

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ДОБЫЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТИ ХМАО-ЮГРЫ

«Кризис энергоресурсов – это всегда не кризис недр, это – кризис геологических идей».

М.Т. Хэлбути – американский ученый геолог.

В статье оцениваются слагаемые добычного потенциала нефти ХМАО-Югры, который состоит из текущих остаточных запасов, прироста добычи нефти в результате современных технологий и МУН и прироста запасов нефти от геолого-разведочных работ. Приводятся сведения о перспективных технологиях, и оценивается КИН от их внедрения.

Ключевые слова: добычный потенциал, текущие запасы нефти, современные технологии, прирост запасов от ГРП.

Открытие в 1943 г. татарской нефти, славный 70-летний юбилей которого отмечается в нынешнем году, ознаменовало фактически рождение крупной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции России. Березовский фонтан в 1953 г. провозгласил рождение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, большое влияние на становление и развитие которой, оказала братская бескорыстная помощь татарских нефтяников. Добыча западно-сибирской нефти началась в 1964 г.

Рисунок 1 демонстрирует динамику добычи нефти по округу и России в целом. С начала разработки югорских месторождений по 1982 г. происходил неуклонный рост годовой добычи по региону. За это время были введены в разработку Трехозерное, Мегионское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Советское, Правдинское, Самотлорское, Мамонтовское, Аганское, Федоровское, Варьеганское, Холмогорское, Лянторское, Повховское, Красноленинское и другие месторождения. В 1982-1988 гг. – период стабильной добычи на уровне 350-360 млн. т в год. За это время в разработку были введены Ван-Еганское, Приразломное, Тевлинско-Русскинское, Приобское месторождения. С 1989 г. до 1996 г. в связи со сменой общественных формаций в России происходит резкое падение уровня годовой добычи округа на 196 млн. т до 165 млн. т.

В 1998 г. началась вторая волна роста годовой добычи нефти в округе. В 2007 г. годовая добыча достигла 278 млн. т. В феврале 2012 г. была добыта 10 миллиардная с начала разработки тонна нефти. За 10 лет прирост составил 110 млн т. Большую роль при этом сыграло сгущение эксплуатационной сетки скважин, а также применение современных технологий нефтедобычи, среди которых следует назвать гидравлический разрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин и боковых стволов. Без ГРП не были бы получены высокие уровни добычи нефти на Приобском и Малобалыкском место-

рождениях, а без бурения горизонтальных скважин на Федоровском месторождении.

Увеличению добычи нефти по округу во многом способствовал стабильный рост объемов эксплуатационного бурения, которые с 1999 г. по 2012 г. выросли на 10 млн. м до 13,7 млн. м.

Большое значение в увеличении окружной добычи нефти имел прирост промышленных запасов нефти в результате геолого-разведочных работ, который за период с 1996 г. составил свыше 1,7 млрд. т. В 2012 г. из запасов этих месторождений было добыто свыше 50 млн. т нефти. Средний ежегодный прирост промышленных запасов превышал 100 млн. т.

С 2008 г. началось естественное снижение добычи нефти по округу, что делает актуальным оценить добычный потенциал Югры на современном этапе и наметить пути его реализации.

Оценивая добычный потенциал нефти ХМАО-Югры, рассмотрим его слагаемые.

1. Текущие запасы нефти, стоящие на государственном балансе в количестве 54% начальных извлекаемых запасов округа. В состав этих запасов входят текущие запасы 248 разрабатываемых месторождений, и имеются еще 186 ме-

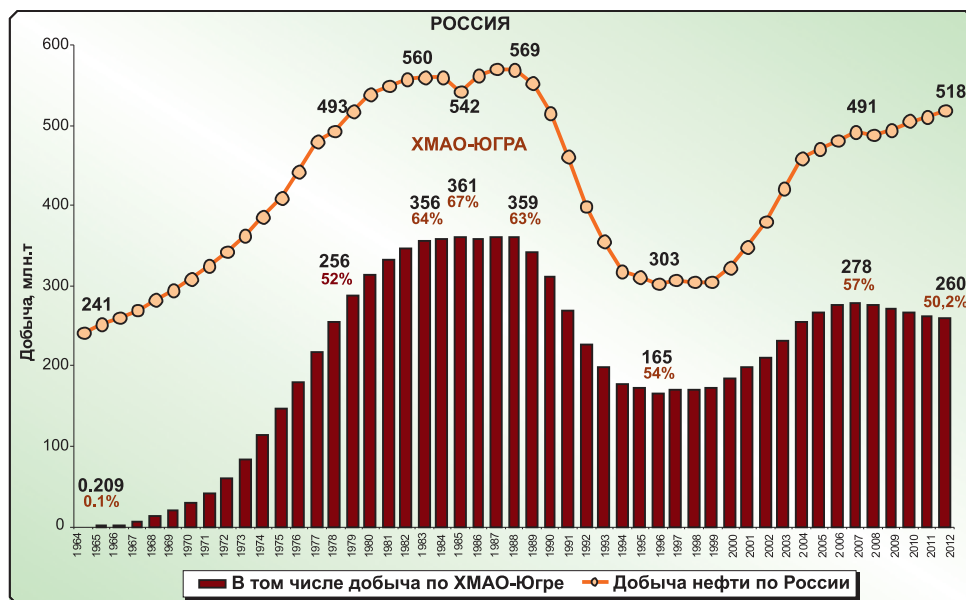


Рис. 1. Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО-Югре.

сторождений, не введенных в разработку с извлекаемыми запасами в 376 млн. т нефти. Из всех этих месторождений в 2020 г. планируется добыть 170 млн. т и в 2030 г. около 100 млн. т.

Кроме этих месторождений имеются разведанные извлекаемые запасы нераспределенного фонда недр, и предварительно оцененные запасы категории C_2 .

Рисунок 2 дает представление о структуре извлекаемых запасов нефти ХМАО-Югры, из которого видно, что с начала разработки отобрано 46% извлекаемых запасов, а 54% еще находится в недрах округа. Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,156 доли ед. Разбуренные разведанные запасы, из которых производится добыча нефти, составляют 18% и разведанные неразбуренные также 18%. За счет предварительно оцененных запасов C_2 неразбуренные запасы могут увеличиться еще на 7% и составить 25% от общих запасов округа. Даже с учетом того, что качество этих запасов ниже качества ранее разбуренных запасов, добычный потенциал нефти остаточных запасов округа, стоящих на государственном балансе, представляется довольно значимым.

Рисунок 3 характеризует распределение текущих извлекаемых запасов по продуктивным комплексам Югры. Наибольшее количество остаточных текущих запасов содержат отложения меловой системы (54% с КИН – 0,385 дол. ед.). 20% остаточных запасов с КИН – 0,240 дол. ед. приходится на отложения тюменской свиты (средняя юра), далее идет верхнеюрский комплекс (11% с КИН – 0,348 дол. ед.) и ачимовская толща (10% с КИН – 0,260 дол. ед.). Баженовско-абалакская толща и доюрский комплекс, хотя и составляют в настоящее время единицы процентов, но представляют обнадеживающую перспективу на будущее.

Рисунок 4 характеризует выработанность запасов и обводненность продукции скважин продуктивных комплексов Югры. Наибольшую выработанность и обводненность имеют высокопродуктивные отложения меловой системы и верхней юры, однако несмотря на это, они содержат еще большие объемы нефти и являются масштабными объектами для выработки остаточных запасов.

2. Прирост добычи нефти в результате применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи является вторым слагаемым добычного потенциала округа. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и проводимые геолого-технологические мероприятия (ГТМ) сыграли значительную роль в росте годовых уровней окружной добычи с 2001 г. На рис. 5 приведена динамика прироста добычи нефти по результатам ГРП, бурения боковых стволов и горизонтальных скважин. С 2007 г. активный прирост добычи прекращается и выполаживается по всем трем кривым.

Снижается как эффективность работ, так и охват фонда геолого-техническими мероприятиями и, как следствие, наблюдается снижение прироста добычи нефти от проводимых операций с 31 млн. т в 2006 г. до 22 млн. т в 2012 г. Традиционные технологии снижают свои возможности для роста добычи. Стратегия повышения нефтеотдачи состоит в создании новых технологий нефтедобычи, базирующихся на глубоких фундаментальных исследованиях.

Сложившееся в нефтедобыче Югры положение может быть улучшено только на путях инновационного развития отрасли. Инновации являются одним из средств, которые

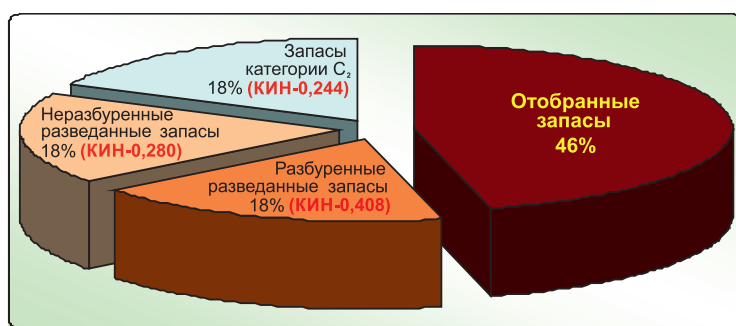


Рис. 2. Извлекаемые запасы ХМАО-Югры.

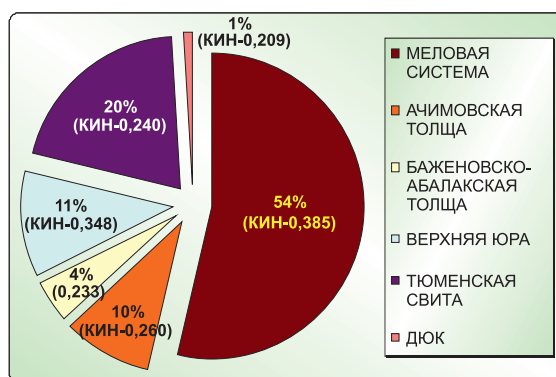


Рис. 3. Текущие извлекаемые запасы продуктивных пластов ХМАО-Югры.

можно противопоставить ухудшению сырьевой базы добычи, росту обводненности продукции, снижению дебитов скважин. Это подразумевает 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 технологии должны давать ощутимый эффект, выражающийся в значительном приросте извлекаемых запасов.

Большой интерес в условиях Югры представляет выработка остаточных запасов высокопроницаемых обводненных крупнейших разрабатываемых месторождений округа: Сомотлорского, Федоровского, Мамонтовского и др., которые, несмотря на длительный период эксплуатации, еще содержат значительные запасы нефти.

Была произведена оценка возможности применения для выработки этих запасов одной из комплексных технологий физико-химического воздействия на пласт – АСП, предусматривающую закачку в пласт щелочи, ПАВ, полимеров и позволяющую 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 этой технологии. Суммарные извлекаемые запасы этой выборки объектов согласно Государственному балансу составляют 10 млрд. т нефти. После воздействия технологии АСП на выбранные объекты извлекаемые запасы должны превысить запасы, стоящие на балансе, а КИН должен возрасти на 0,043 дол. ед.

Применение этой технологии даст не только возмож-

ность стабилизировать добычу нефти, но и позволит обеспечить действительно рациональное пользование недрами. Уже в первые 5-10 лет после массового внедрения этой технологии есть возможность увеличить добычу по округу на 15-20 млн. т в год. В настоящее время один из недропользователей, работающих в округе, «Салым Петролеум Девелопмент НВ» исследует возможности данного вида воздействия на Западно-Салымском месторождении. Начало опытно-промышленных работ намечено на 2014 год.

Большие возможности для повышения эффективности разработки имеют газовые и газоводяные методы. В мире более 150 месторождений разрабатывается с закачкой углеводородного, углекислого газа, азота. С помощью газовых методов в Норвегии удалось поднять КИН с 30% до 50%, и ставится задача довести его до 60%. В округе применение методов газового воздействия только начинается. Считаем, что их применение существенно повысит добычный потенциал округа.

Значительный прогресс был достигнут в результате применения многозонного гидроразрыва в горизонтальных скважинах по сравнению с обычной технологией. Большие и успешные объемы работ в этом направлении были проведены Роснефтью, ТНК-ВР и НК «Лукойл». Так средний дебит по 9 горизонтальным скважинам НК Роснефти на Восточно-Правдинском, Ефремовском, Приобском и Омбинском месторождениях составил 177 т/сут при среднем по округу 11 т/сут. Хорошие результаты в регионе показывает опробование «азотно-пенного гидроразрыва пласта» с ростом дебитов по нефти на 10-15%.

Незаслуженно забыты дилатансионные методы, в свое время успешно опробованные на Мамонтовском месторождении. При опробовании технологии дебит по нефти скв. №587 увеличился с 20 до 40 т/сут (в 2 раза), скв. №612 с 15 до 53 т/сут (в 3,5 раза), скв. № 688 с 7,2 до 40 т/сут (в 5,5 раз). Продолжительность эффекта 1,5-2 года при длительности эффекта от ГРП 4-6 месяцев. Положительное влияние технологии частично прослеживалось и по соседним скважинам.

Начала применяться в округе технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), на многопластовых месторождениях. В условиях Югры внедрение тысячи установок ОРЭ позволяет обеспечить прирост годовой добычи в 2,5 млн. т нефти.

Несколько слов об акустическом пороховом генераторе давлений, разработанном «Пермским пороховым заводом». Опробование его на низкодебитных скважинах Ша-

имского 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 г. на месторождениях Югры с дебитом менее 5 т/сут работало 32 тыс. скважин с годовой добычей 26 млн. т, можно ожидать от применения этой технологии существенный прирост годовой добычи нефти округа.

Следует упомянуть об успешном опробовании на месторождениях округа плазменно-импульсного воздействия на пласт, разработанного кафедрой геофизики Санкт-Петербургского технического университета им. Г.В.Плеханова совместно с научно-производственным центром «Гео-МИР». С 2007 г. промышленным внедрением метода занималась компания «Новас». Работы были проведены в более чем 150 скважинах. Эффект был получен в 82% случаев и длился от 6 до 24 месяцев. Среднее увеличение дебита более 50%, приемистости 20-50%. Работы проводились на Южно-Приобском, Вахском, Зап.-Полуденном и других месторождениях. Положительные результаты были получены даже в коллекторах с пористостью 2-3% и проницаемостью 1,5-3 мД.

Успешно опробовали на Самотлорском и Ватинском месторождении имплозивную обработку призабойной зоны пласта установкой УСИ-3А, разработанной ООО «АРС» г. Омск. Дебит по нефти увеличился в 2 раза.

Технология реализации методов, химические реагенты, оборудование – дорогостоящие, поэтому в зависимости от объема применения, произведенных затрат и получаемого эффекта потребуются стимулирование этих работ со стороны государства. Необходимо внести изменения о предоставлении налоговых льгот, хотя бы частично покрывающих дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению современных инновационных технологий.

Большое внимание в недрах Югры привлекают баженовско-абалакские отложения с их многомиллиардными ресурсами углеводородов. До 2007 г. годовой уровень добычи из этих отложений не превышал 120 тыс. т, а с 2007 г. недропользователи округа начали проявлять к ним интерес, что выразилось в росте годовой добычи, которая в период 2009-2012 г. превысила 500 тыс. т.

ОАО «РИТЭК» создание технологии разработки 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) начинает происходить пиро-

лиз углеводородов. Метод был предложен сотрудниками ВНИИ-нефть в 1971 г. Имеется опыт его применения в ряде стран мира (США, Канада, Украина, Норвегия). Только в США с применением термогазового воздействия разрабатывается 11 месторождений, 5 из которых характеризуется высокой рентабельностью, и еще по 4 хорошие эко-

Продуктивные комплексы	КИН на Государственном балансе, доли ед.	Прирост промышленных извлекаемых запасов АВС1, млрд т	Оцениваемый КИН, доли ед.	Прирост КИН, доли ед.
1. МЕЛОВАЯ СИСТЕМА	0,385	1,40	0,425	0,04
2. АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА	0,260	0,20	0,330	0,07
3. БАЖЕНОВСКО-АБАЛАКСКАЯ ТОЛЩА	0,233	0,10	0,273	0,04
4. ВЕРХНЯЯ ЮРА	0,348	0,10	0,378	0,03
5. СРЕДНЯЯ ЮРА (ТЮМЕНСКАЯ СВИТА)	0,240	0,20	0,270	0,03
6. ДОЮРСКИЙ КОМПЛЕКС	0,209	0,10	0,249	0,04
ИТОГО ПО ХМАО-ЮГРЕ	0,371	2,1	0,411	0,04

Таблица. Оценка ожидаемого прироста извлекаемых запасов и КИН в результате внедрения инновационных технологий.

номические показатели ожидаются в перспективе. КИН по этим месторождениям оценивается в пределах от 0,28 до 0,64 дол. ед. Опытно-промышленные работы начаты ОАО «РИТЭКом» на Средне-Назымском месторождении в 2009 г. Большой объем работ на баженовско-абалакских отложениях проводит НК «Сургутнефтегаз», у которого наибольшая в округе добыча нефти из этих отложений.

Создание технологии разработки баженовских отложений коренным образом может 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 промысловых 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.

Оценка ожидаемого прироста извлекаемых запасов и КИН в период до 2030 г. в результате внедрения выше упомянутых инновационных технологий по продуктивным комплексам Югры приведена в таблице. Наибольший при-

рост промышленных извлекаемых запасов ABC_1 ожидается на месторождениях меловой системы, сосредоточившая в себе 54% остаточных текущих извлекаемых запасов ХМАО-Югры, максимальный прирост КИН ожидается в отложениях ачимовской толщи.

В целом, ожидаемый прирост извлекаемых запасов составляет 2,1 млрд. т с приростом КИН на 0,04 доли ед. с 0,371 до 0,411. В 2020 г. за счет инновационных технологий предполагается получить прирост годовой добычи в 35 млн. т, а в 2030 г. 60 млн. т. Для достижения результатов оценки рекомендуется применение выше упомянутых технологий, большинство из которых прошли апробацию в условиях Югры.

3. Третьим слагаемым добычного потенциала Югры является прирост запасов нефти по результатам ГРП за период до 2030 г. в объеме 2,5-3 млрд. т в зависимости от объемов поисково-разведочного бурения, в том числе за счет перевода предварительно оцененных запасов категории C_2 в запасы промышленных категорий предполагается прирастить более 1 млрд. т нефти. Большие надежды мы возлагаем на результаты опоскования в пределах округа мезозойских отложений Карабахской и Юганско-Колтогорской поисковых зон. Объектом изучения наряду с другими должен стать баженовско-абалакский комплекс, разведанность которого крайне недостаточна. И наконец, настала пора начать работы по поиску и разведке месторождений домезозойской-палеозойской нефти, промышленные притоки которой были получены как на территории Югры, так и на месторождениях Томской области в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Высока вероятность открытия под мезозойским этажом палеозойской нефти, для разведки которой потребуются методика проведения работ, отличающаяся от методики, применяемой на мезозой, и включающая гравимагнитные высокоточные методы, магнитно-теллурические зондирования, изучение теплового поля и глубинных тепловых потоков, а также другие методы. Направление ГРП на поиск месторождений домезозойской нефти и газа представляется нам весьма перспективным.

Из запасов, выведенных из разведки в 2020 г., предполагается добыть 45 млн. т нефти и в 2030 г. около 90 млн. т.

В целом, несмотря на некоторое снижение годовой добычи нефти на месторождениях округа добычный потенциал ХМАО-Югры еще довольно высок и способен стабилизировать уровень годовой добычи нефти в регионе.

Внедрение рекомендуемых технологий сдерживается из-за сложившейся к настоящему времени законодательной и нормативной практики. Мы используем нормативные документы прошлого века, которые нуждаются в пересмотре. Неудовлетворительное состояние технологического проектирования, разработки полезных ископаемых и использования передовых соответствующих технологий вызвало необходимость указания Президента РФ Путина В.В. на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК 13.02.2013 г. обратить особое внимание на соблюдение всеми недропользователями существующего по-

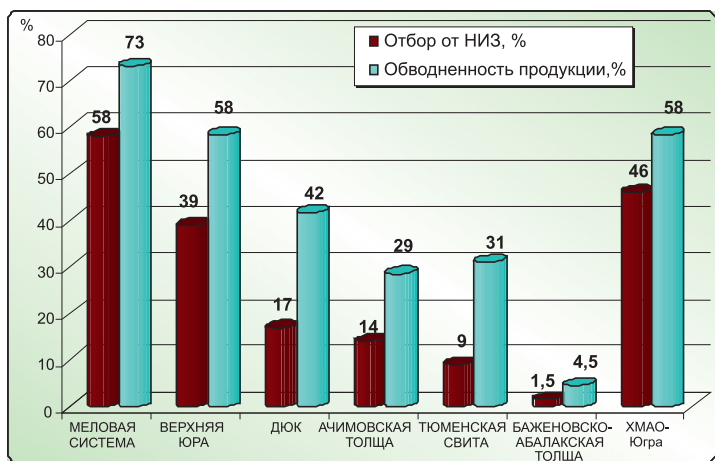


Рис. 4. Характеристика выработанности запасов и обводненности продукции скважин продуктивных комплексов ХМАО-Югры.

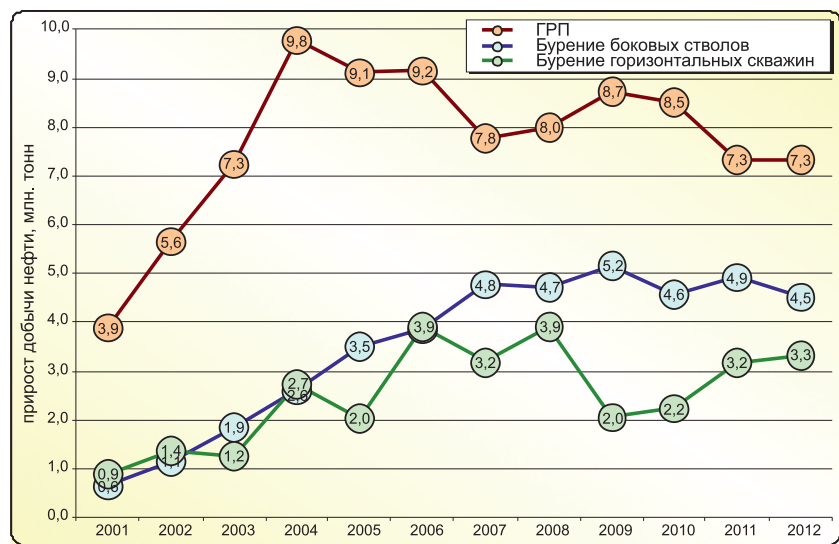


Рис. 5. Динамика прироста добычи нефти по результатам ГТМ на скважинах ХМАО-Югры.

рядка разработки месторождений, исключаящего выборочный отбор запасов, введение обязательных регламентов на проектирование и разработку месторождений, проведение своевременной самой серьезной комплексной экспертизы проектов освоения месторождений и контроль за исполнением принятых решений. В комиссию по согласованию технических проектов, по мнению Президента РФ, должны входить помимо сотрудников министерств и ведомств, экологи, ученые, эксперты, а также представители компаний, которые ранее были выведены из состава комиссии, что явилось грубой ошибкой, так как исключилось участие в работе комиссии весьма квалифицированных специалистов, непосредственно занимающихся разработкой месторождений.

В настоящее время производится подготовка новых регламентов проектирования и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, призванных устранить недочеты нормативных актов в этой области. Однако, к первой редакции этих «Правил» имеется целый ряд принципиальных замечаний, основные из которых сводятся к тому, что в них не уделено внимание растворенному газу, методам интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи. Недостаточно освещены вопросы контроля за процессом разработки, рациональной выработкой запасов и выполнением проектных решений. Не предусмотрена необходимость проведения мониторинга разработки нефтяных месторождений. Считаем, что в «Правилах» необходимо прописать статус, роль и функции комиссий по разработке месторождений. В представленном виде «Правила разработки» нуждаются в доработке.

Разработка нефтяных месторождений должна исходить из следующих принципов.

Недра и содержащиеся в них полезные ископаемые принадлежат государству, которое временно предоставляет их недропользователям для поиска, разведки и добычи полезных ископаемых. Одной из основных задач разработки нефтяных месторождений является обеспечение потребностей общества и народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах и нефтепродуктах на длительный период. Разработка нефтяных месторождений должна обеспечить рациональное бережное использование запасов углеводородов с максимально возможным коэффициентом их извлечения. Разработка нефтяных месторождений должна обеспечивать поступление дохода государству в бюджеты всех уровней. При разработке нефтяных месторождений должен быть обеспечен прозрачный учет добываемых углеводородов. Разработка нефтяных месторождений должна вестись в полном соответствии с технологическими проектными документами, прошедшими Государственную экспертизу и с использованием только запасов, поставленных на Государственный баланс. Проектные документы должны служить своеобразным компромиссом между интересами государства и недропользователя. При разработке нефтяных месторождений должна быть обеспечена охрана недр, окружающей среды и безопасные методы проведения всех видов работ. При экономической оценке вариантов разработки нефтяных месторождений расчеты следует проводить по единым для каждого региона нормативам, свободным от конъюнктурных соображений, что даст возможность сравнения различных месторождений. По итогам прошедшего года недропользователь представляет

в комиссию по разработке результаты выполнения проектных показателей разработки нефтяных месторождений за истекший год. С самого начала и до конца эксплуатации разработка нефтяных месторождений должна сопровождаться проведением исследований по контролю за процессом разработки и выработкой запасов углеводородов, мониторингом разработки месторождений.

Большие нарекания вызывает сама система технологического проектирования разработки нефтяных месторождений, излишне формализованная. Технологическое проектирование должно быть инновационным, базироваться на качественной исходной информации, которой зачастую не хватает из-за экономии на исследованиях. Проектный документ должен предусматривать внедрение новых технологий. В геолого-технологических моделях месторождений, используемых для прогнозирования технологических параметров, при недостатке информации недопустимы произвольные допущения, необоснованные аналогии, домыслы, догадки. Модели должны быть адекватны реальным горно-геологическим условиям месторождения. Слабым местом проектных технологически документов является экономическое обоснование вариантов разработки из-за неопределенности нормативов затрат, различающихся у недропользователей даже одного региона. В Казахстане во избежание этого предусмотрена экономическая экспертиза проектных документов. Одним из существенных недостатков существующей системы технологического проектирования является необязательность выполнения утвержденных решений, т.к. не предусмотрен должный контроль за их выполнением. В законодательном порядке необходимо предусмотреть мониторинг разработки и выполнения проектных решений. Необходимо добиваться не только достижения проектных уровней добычи и бурения, но и проведения всего комплекса исследований, предусмотренных проектным документом.

Для реализации добычного потенциала округа необходимо следующее.

На Федеральном уровне разработать четкую стратегию развития отрасли, обеспечить принятие нормальных федеральных законов, нормативных документов, стандартов, регламентов, методических руководств, регулирующих деятельность ТЭК, взять государству на себя ведение НИОКР по важнейшим направлениям, обеспечивающим научно-технический прогресс в отрасли и подготовку элитных кадров.

Контроль за деятельностью недропользователей должен производиться на уровне субъектов федерации, которые должны проводить мониторинг разработки и обустройства месторождений, включая выполнение проектных решений, внедрение МУН с последующим принятием управленческих решений по нормализации выявленных отклонений.

Предусмотреть наряду с применением экономических санкций за нарушение принятых на себя недропользователем обязательств в области разработки и обустройства месторождений, стимулирование бережного рационального использования запасов и повышения КИН, применения новых более совершенных технологий нефтеотдачи.

Считать целесообразным комиссиям по запасам проводить экспертизу и утверждать с постановкой на Госбаланс запасов подвижной нефти наряду с геологическими и извлекаемыми запасами.

ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье рассмотрены состояние темпов воспроизводства УВ за последние 20 лет, вопросы улучшения динамики, добычи в обеспечение плановых показателей, предусмотренных в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». Изложены приоритетные направления развития научно-методического обеспечения ГРР и добычи УВ.

Ключевые слова: воспроизводство МСБ, разработка месторождений, КИН, добыча, МУН, финансирование.

Введение

Нефтегазовый комплекс нашей страны является базовой отраслью экономики и играет определяющую роль в обеспечении энергоресурсами Российского государства и поддержании мировой энергетической стабильности. Вместе с тем, снижение темпов воспроизводства ресурсной базы углеводородов, произошедшее за последние 20 лет, уже стало сказываться на динамике добычи и обеспечении плановых показателей, предусмотренных в актуализированном варианте «Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

Всего доказанные запасы нефти в РФ составляют 10,8 млрд.т. За последние 15 лет дефицит прироста запасов нефти в России по отношению к добыче достиг 1,2 млрд.т, а объем текущих извлекаемых запасов на

одно месторождение сократился с 10,8 млн.т в 1992 г. до 4,9 млн.т в 2012 г. Почти 93% текущих запасов нефти находятся в распределенном фонде. Оставшиеся 7% разведанных запасов нефти представлены мелкими, находящимися на грани рентабельности, месторождениями.

Также следует отметить целый ряд негативных тенденций:

– средние извлекаемые запасы вновь открываемых нефтяных месторождений в главной нефтяной провинции – Западной Сибири, снизились с 76,6 млн. т в 1975 г. до 2,2 млн. т в 2012 г., по остальным нефтяным провинциям России с 26,5 млн. тонн до 0,9 млн. тонн в соответствующие годы;

– свыше 30% запасов нефтяных компаний находятся за гранью рентабельности;

Окончание статьи А.В. Шпильмана, И.П. Толстолыткина «Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-Югры»

Считать необходимым провести в 2014-2015 гг. аудит запасов нефти на месторождениях ХМАО-Югры с их экономической оценкой. Оценка запасов должна характеризовать количество запасов нефти разных категорий; их экономическую характеристику с учетом плотности запасов, удаленности от мест переработки или транспортировки, глубины залегания залежей, наличия инфраструктуры дорог, энергоснабжения, трубопроводов, населенных пунктов и т.п.; степень выработанности залежей нефти; величину остаточных запасов на разрабатываемых месторождениях, уделив особое внимание оценке C_2 ; состояние с использованием попутного нефтяного газа.

На основании проведенного аудита недропользователи должны составить программу их освоения с указанием сроков и конкретных технологий интенсификации и МУН.

Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи и реализации добычного потенциала нефти на месторождениях ХМАО-Югры состоит в том, что пришло время осознать и принять науку с ее инновациями в качестве прямой производственной структуры в системе добычи нефти, которая имеет все возможности стабилизировать добычу нефти в регионе на длительную перспективу. Югра еще многие годы будет передовым районом в России по добыче нефти.

A.V. Shpilman, I.P. Tolstolytkin. **Ways of implementation of oil production potential of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra.**

The paper evaluates the terms of the oil production potential of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra, which consists of the current residual reserves, oil production growth as a result of application of advanced technologies and enhanced oil recovery, as well as oil reserves increment from exploration activities. Information is provided about prospecting technologies, oil recovery factor is estimated on their implementation.

Keywords: production potential, current oil reserves, modern technologies, reserves increment from exploration activities, oil recovery factor.

Александр Владимирович Шпильман

Директор АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И. Шпильмана»
+7(3452)229710, 400191

Игорь Петрович Толстолыткин

Зав.отделением мониторинга разработки нефтяных месторождений АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»
+7(3452)229444

625026 г. Тюмень ул. Малыгина 75, а/я 286