

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ – ОСНОВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В XXI СТОЛЕТИИ

В статье подробно рассмотрены проблемы нефтяной отрасли в России в настоящее время. Описываются недостатки принятой стратегии развития отрасли, и предлагаются пути их решения. В статье акцентируется внимание на инновационном проектировании, как главном направлении увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы, поздняя стадия разработки, инновационное проектирование.

Прогнозы добычи нефти в мире на ближайшие 20 лет разных авторов и организаций весьма различны (от 2,66 млрд.т до 6 млрд.т в год). Наиболее реальным представляется рост добычи нефти в 1,3 раза, т.е. до 5 млрд.т в год в 2030 г. Для сравнения, производство газа, угля, ядерной энергии возрастет в 2 раза. Более медленный рост добычи нефти объясняется меньшими ее ресурсами и ограниченными мощностями добычи из-за недоинвестирования в течение последних 25 лет (рост добычи составлял 1,6 % в год, в то время как рост инвестиций всего 0,8 % в год). Но какие бы прогнозы по добыче нефти не делались, ясно одно: каждая из 48 основных добывающих нефть стран, дающих около 99 % мировой добычи, не хочет снижать, а стремится увеличить добычу нефти, а остальные 48 стран, дающих около 1% мирового производства, также мечтают увеличить добычу нефти.

Эпоха дешевой нефти закончилась для стран, не входящих в ОПЕК, в конце прошлого столетия, а в ближайшие 30-35 лет закончится и для стран ОПЕК. Но научно-технический прогресс позволит осваивать залежи трудноизвлекаемой (по западной терминологии некондиционной) нефти (Муслимов, 2009).

Принятой Правительством Энергостратегией РФ (ЭС-2030) на период до 2030 г. предусматривается на максимуме добывать 530-535 млн.т нефти, т.е. даже несколько больше достигнутого в прошлом году 505 млн.т. Это четвертый подобный документ. Три предыдущих были провалены. Мы, как и другие специалисты отрасли, прогнозировали эти провалы. Аналогичная картина и с очередным документом. Здесь не сбалансированы объемы геологоразведочных работ и прироста запасов. Последнее не сбалансировано с объемами добычи. Не учтены особенности поздней стадии разработки основных месторождений, дающих около 80 % всей добываемой в стране нефти, занижены темпы ее падения по причине обводнения. В результате сильно занижены инвестиции. Принят крайне низкий КИН (коэффициент извлечения нефти), по существу на уровне достигнутого 0,37. Не предусмотрены масштабные инновации и модернизация отрасли. Нет механизмов побуждения к инновациям, к увеличению добычи, налогового стимулирования трудноизвлекаемых запасов (ТЗН), а остаточные запасы действующих месторождений даже не рассматриваются как объекты повышения КИН (Муслимов, 2011а).

Проблемы развития отрасли покажем на примере Татарстана. Основные недостатки развития нефтяной отрасли республики следующие.

1. Неуклонное истощение запасов основных эксплуатируемых месторождений, дающих более 75 % всей нефти РТ при одновременном ухудшении структуры запасов (доля трудноизвлекаемых запасов достигла в целом по РТ 80 %, а по НК – 95 %).

2. Отсутствие достаточно эффективных технологий разработки ТЗН (темпы их выработки в 5-10 раз ниже активных запасов (АЗН)).

3. Возможности прироста запасов за счет традиционных геологоразведочных работ (ГРП) устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. Татарстан в отношении нефтеносности является наиболее разведанным из всех субъектов РФ. В настоящее время доля прироста запасов за счет ГРП составляет около 15 %, а к 2030 г. она сократится до 10 %, а затем и до 5-7 % в год. Из них значительная доля будет за счет сверхвысоковязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) пермских отложений, как наименее изученных к настоящему времени. Следует подчеркнуть, что принятые на учет прогнозные ресурсы РТ можно признать максимально возможными или даже завышенными.

4. Поздняя стадия разработки наиболее продуктивных месторождений обуславливает снижение технико-экономических показателей разработки.

5. Применяемые в настоящее время методы увеличения нефтеотдачи (МУН) не способствуют какому-то существенному увеличению КИН (не более 3-5 %).

6. Действующая налоговая система не стимулирует развитие ГРП, разработку залежей с ТЗН в сложных горно-геологических условиях, широкому внедрению эффективных МУН, инноваций и модернизации отрасли.

При планировании развития нефтяной отрасли РТ до 2030 г. нами было установлено следующее.

Детальный анализ состояния и структуры запасов и ресурсов РТ по нашей методологии, учитывающей не только количественную, но и качественную их составляющую, а также многовариантные расчеты добычи нефти на основе апробированных реальных методов и технологий разработки и добычи нефти, показали возможность и технико-экономическую эффективность практического сохранения высокой нефтедобычи в РТ на уровне 30 млн.т в год

при сохранении достигнутых объемов эксплуатационно-го бурения на уровне 700 тыс. метров в год (Рис. 1а).

При этом добыча нефти ведется при 95 % воспроизводстве запасов по РТ в целом при сравнительно небольших объемах разведочного бурения 50-95 тыс.м. Это в среднем по РТ. Положение гораздо хуже по малым нефтяным компаниям (МНК) (Рис. 1б).

По всем канонам в условиях Татарстана, когда непрерывно растет доля ТЗН, и происходит истощение запасов действующих месторождений, восполнение минерально-сырьевой базы (ВМСБ) нужно держать на уровне 120-125 % к добыче нефти. Но для этого, как показал наш анализ, при обычном подходе нет возможностей. Более того к концу планируемого периода мы остаемся с мизерным объемом неоткрытых запасов (даже с учетом ранее не показанного, скрытого резерва запасов нефти и реально возможных запасов СВН и ПБ) (Рис. 2).

Что же делать?

Есть ли возможность изменить ситуацию?

Состояние нефтяной промышленности интегрально определяется двумя факторами: степенью восполнения запасов и величинами достигаемых и проектируемых КИН. Реальное восполнение запасов в РФ существенно ниже официальной отчетности, а достигнутые и планируемые в Энергостратегии-2030 его значения низкие и находятся на уровне нынешних – 0,36-0,37. Однако ответственные работники продолжают публиковать победные релизы о рекордных уровнях добычи и рекордном воспроизводстве запасов. Наряду с манипуляциями по восполнению запасов, реальный рост добычи нефти имеет место. Но в большей мере – это результат мощного нефтедобычного потенциала, созданного в советское время: огромные разведанные запасы, большие мощности в разведочном и эксплуатационном бурении, большой фонд пробуренных скважин, прогрессивные технологии разработки с широким применением заводнения, мощный кадровый, производственный и научный потенциал. Единственное, в чем мы отставали от Запада на 30-40 лет, – это по уровню оборудования и техники нефтедобычи. Но этот недостаток в рыночных условиях реально превратился в позитив. Получив доступ к западной современной технике и оборудованию, Россия по существу преодолела это отставание за 6-7 лет. При умелом использовании таких возможностей на фундаменте, созданном в советское время, был обеспечен рост нефтедобычи после огромного его спада в начале рыночных реформ. Потенциал советского времени оказался значительно больше, чем мы предполагали. Он далеко не исчерпан и сейчас. Однако анализ показывает, что только на использовании этого потенциала (пусть и достаточно умелом) выполнить задачи, поставленные принятой Энергостратегией-2030, не удастся.

Увеличение добычи нефти в России после ее резкого падения в первые годы рыночных реформ было осуществлено за счет использования созданного в советский период мощного потенциала и получения в рыночных условиях доступа к надежной зарубежной технике. Техника и технология нефтедобычи по существу вышла на мировой уровень. Но этого нельзя сказать о геологии. Геология (в первую очередь промысловая) в РТ практически стагнировала. Это произошло благодаря приходу к руководству геологической службой другого поколения геологов, не имеющего опыта работы в более сложных усло-

виях советского периода и по существу не подготовленного для руководящей самостоятельной работе. Они больше занимались не своими прямыми обязанностями, а техникой добычи нефти. Геологические исследования были пущены на самотек. К сожалению, они этого не поняли до сих пор, а учиться уже не у кого (даже ЦКР потеряла былой авторитет и значение). Всё это в полной мере относится и к руководству геологической службы ОАО «Татнефти».

Дело в том, что в настоящее время мы имеем качественно другую структуру остаточных запасов нефти, чем это было 20 лет назад. Она значительно ухудшилась. В старых нефтедобывающих районах это в значительной мере истощенные месторождения, находящиеся в поздней стадии разработки и еще продолжающие давать значительную долю добычи. А новые месторождения как в старых, так и в новых районах нефтедобычи, как правило, содержат в основном трудноизвлекаемые запасы нефти, или их доля основная. В целом по РФ доля ТЗН составляет около 60 %, а в старых нефтедобывающих районах (как Татарстан) она достигает 80 % и более.

Особенность ресурсной базы отрасли такова, что качество (структура) запасов непрерывно ухудшается как за счет опережающей выработки АЗН (темпы разработки последних в 5-10 раз выше, чем ТЗН), так и за счет выявления залежей с все более сложным геологическим строением. Покажем это на примере РТ. Впервые разделение запасов по интегральному их признаку-структуре на две большие группы – АЗН и ТЗН – обосновали геологи РТ. Это понадобилось для доказательства в Совете Министров и Госплане СССР необходимого объема капиталовложений для достижения поставленной задачи – выхода на 100-миллионный уровень добычи нефти с дальнейшим его поддержанием. Тогда это в достаточной мере помогло в отстаивании наших позиций. Но со временем понятие ТЗН расширилось за счет выявления новых категорий ТЗН, находящихся в еще более сложных геологических условиях. В начале появилось новое понятие – техногенно измененные в процессе длительной разработки залежи с ухудшенными свойствами коллекторов и насыщающей их нефти. Затем были выявлены залежи нефти в так называемых нетрадиционных коллекторах со специфической фильтрацией флюидов. Далее обозначены плотные коллектора, ранее относимые к некондиционным, запасы нефти, в которых обычно не подсчитывались. Но как было показано позднее, они могут быть коллекторами нефти. Наконец, в последнее время были выявлены так называемые проблемные залежи, которые обладали большим количеством признаков ТЗН и, кроме того, были очень мелкими, что ограничивало возможности их разработки с применением современных средств воздействия (Рис. 3).

Особняком находятся так называемые остаточные запасы нефти на выработанных в соответствии с проектными решениями участках залежей. Часть из них техногенно измененные, часть же – не подвергшиеся изменениям в процессе эксплуатации. Таким образом, настало время более дробного деления ТЗН. В результате анализа возможностей выработки ТЗН мы выделили следующие группы: ТЗН в благоприятных геологических условиях (I подгруппа ТЗН), ТЗН в не благоприятных геологических условиях (II подгруппа) и проблемные ТЗН (III подгруппа). К первым можно отнести залежи ВВН и СВН в высокопродуктивных коллекторах и залежи маловязких нефтей

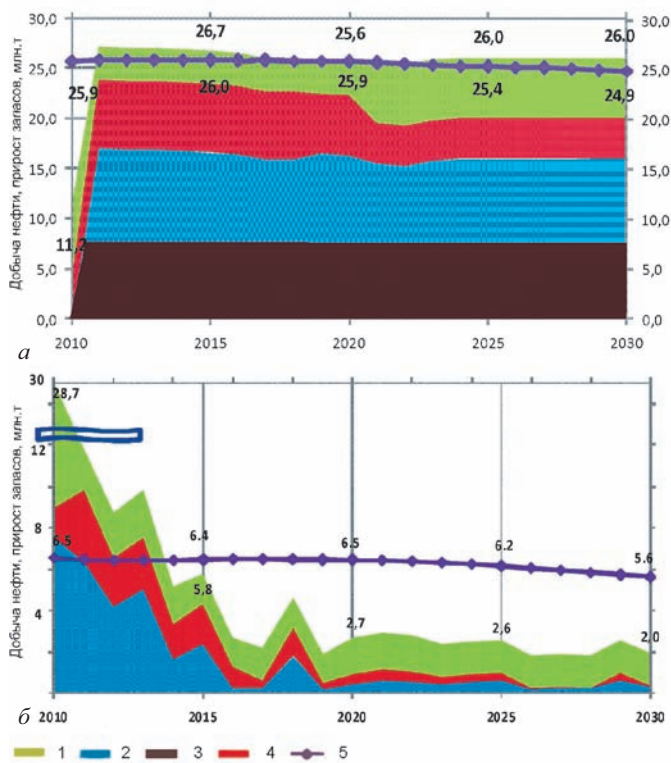


Рис. 1. Динамика добычи нефти и прироста запасов по ОАО «Татнефть» (а) и МНК РТ (б) на 2010-2030 гг. 1 – за счет ГРП, 2 – за счет увеличения КИН и перерасчета запасов, 3 – за счет разведки прошлых лет, 4 – за счет доразведки, 5 – планируемая добыча нефти.

(МВН) в низкопроницаемых коллекторах. Ко вторым – залежи ВВН и СВН в низкопроницаемых пластах, залежи в плотных коллекторах и техногенно измененные в процессе разработки залежи нефти. К третьим – залежи проблемные и в нетрадиционных коллекторах.

Первая подгруппа ТЗН в настоящее время участвует в разработке, но разрабатывается менее эффективно, чем залежи с АЗН. Поиск и отработка новых технологий поможет постепенно повысить эффективность их разработки и со временем перевести в категорию АЗН. Что уже произошло с залежами МВН и нефтей повышенной вязкости (ПВН) в высокопродуктивных коллекторах.

Вторая подгруппа требует достаточного объема лабораторных и полевых исследований по детализации геологического строения, поискам и отработке новых технологий их извлечения.

Третья подгруппа еще более сложная и в дополнении к исследованиям, необходимым для второй подгруппы, нуждается в проведении фундаментальных исследований в области геоло-

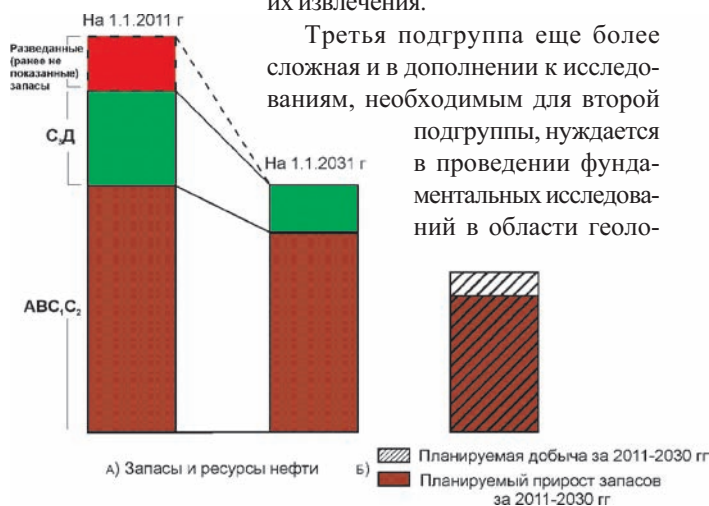


Рис. 2. Изменение запасов и ресурсов по РТ за 2010-2030 гг.

гии и технологий извлечения, в том числе на наноуровне. Примерно такие же подходы нужны для извлечения части остаточных запасов нефти (ОЗН). Но эти запасы огромны и требуют более приоритетного подхода к их освоению, чем третья подгруппа ТЗН.

Дифференциация ТЗН – объективная необходимость современного развития нефтяной отрасли стран, не входящих в ОПЕК. Это позволит целенаправленно вести работы по их освоению. Что-то похожее по дифференциации запасов по степени сложности освоения сделано или делается в США. Но у нас пока этим занимаются отдельные энтузиасты. Оно не стало практикой нефтяных компаний и регионов. Но рано или поздно это придется делать, так как бурный рост доли ТЗН требует минимизации затрат на их освоение, что невозможно без внедрения новых технологий нефтеизвлечения.

Что объединяет старые и новые районы нефтедобычи, старые и новые месторождения в современных условиях? Необходимость в обоих случаях широкого применения МУН. Роль МУН в разработке нефтяных месторождений зависит от их продуктивности и стадии разработки.

Высокопродуктивные объекты следует осваивать с применением гидродинамических методов. Третичные МУН следует широко применять в конце второй – начале третьей стадии разработки, когда на участке воздействия уже сформировалась внутрипластовая динамика потоков нагнетаемой воды, когда определялись направления обводнения залежи. Поскольку имеющийся арсенал МУН в основном работает на увеличение коэффициента охвата, то эти методы эффективно применять многократно при обводнении скважин за счет прорыва воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам. А в начальной стадии разработки эффективно применять менее затратные методы стимуляции скважин, восстанавливающие или увеличивающие добычу нефти, но не обязательно дающие повышение нефтеизвлечения.

На высокопродуктивных месторождениях, если в первой и второй стадиях разработки МУН не играет решающей роли в системе разработки высокопродуктивных объектов, то в поздней стадии внедрение МУН является основным элементом разработки, позволяющим обеспечить оптимальную динамику добычи нефти, рентабельную разработку месторождения при высокой обводненности продукции и повышение нефтеизвлечения.

Поэтому подход к применению МУН в поздней стадии имеет особенности, заключающиеся в следующем:

- массированность и адресность их применения, охватывающие все нагнетательные и добывающие скважины объектов, подходящих по геолого-физическим условиям к применению тех или иных МУН;
- внедрение МУН по системной технологии с обязательной регулярностью (не реже одного раза в 1,5-2,5 года в зависимости от мощности применяемого МУН);
- обязательная закачка в пласт необходимого расчетного объема реагентов при цикличности закачки растворов в нагнетательные скважины с постепенным увеличением объемов оторочек, комплексированием и периодической сменой закачиваемых составов, т.е. созданием нестационарных условий воздействия;
- объемы закачанных реагентов в скважины должны быть достаточны для воздействия на весь объем залежи (блока, участка);

- нефтяные залежи способностью закачиваемых растворов во времени должна повышаться;
- непрерывное совершенствование геолого-физических критериев эффективного применения МУН с целью повышения качества подбора технологий для конкретных условий участков залежей;
- совершенствование применяемых и создании новых технологий с учетом техногенного изменения геолого-физических характеристик объектов при разработке;
- внедрение МУН в соответствии со специальными проектами, составленными на основе геолого-гидродинамического моделирования процессов воздействия.

Если во второй стадии разработки выполнение изложенных условий не обязательно (так как здесь МУН еще не стали обязательным и решающим элементом системы разработки), то в поздней стадии необходимо жестко требовать выполнения вышеизложенных условий. При этом увеличение мощности применяемых МУН должно обеспечиваться за счет широкого комплексирования различных технологий (физических с физико-химическими, волновых с тепловыми и газовыми, физических с микробиологическими и т.д.) (Муслимов, 2011б). Совершенствование разработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений должно производиться с неперенным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации.

При проектировании систем разработки этих месторождений на поздней стадии дальнейшая эксплуатация их может оказаться нерентабельной, а утвержденные запасы при этом не будут извлечены. В этом случае необходимо рассчитать дополнительные варианты с применением различных льгот (снижение или полная отмена НДС (налог на добычу полезных ископаемых) и (или) экспортных пошлин). При этом продление добычи нефти будет выгодно для государства (увеличатся извлекаемые запасы, и будут налоговые поступления), и для НК. Но этим не исчерпываются возможности старых, длительно эксплуатируемых месторождений. Резервы нефтедобычи в них больше, чем

во вновь открываемых месторождениях. Так как это, как правило, крупнейшие месторождения.

В чем заключаются эти резервы? В сравнительно низких проектных КИН – 0,4-0,5, по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в четвертой стадии разработки можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым, волновым или комплексным воздействием. Это у нас в РФ практически еще не применялось. А на Западе уже применяется широко.

Дорого? Да! Но они же применяют. Чтобы в РФ появилось заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0,4-0,5 до 0,6-0,7 и выше, государству на этот период разработки месторождения надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую жизнь. Существенное отставание РФ во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а НК – активно всё поддержат.

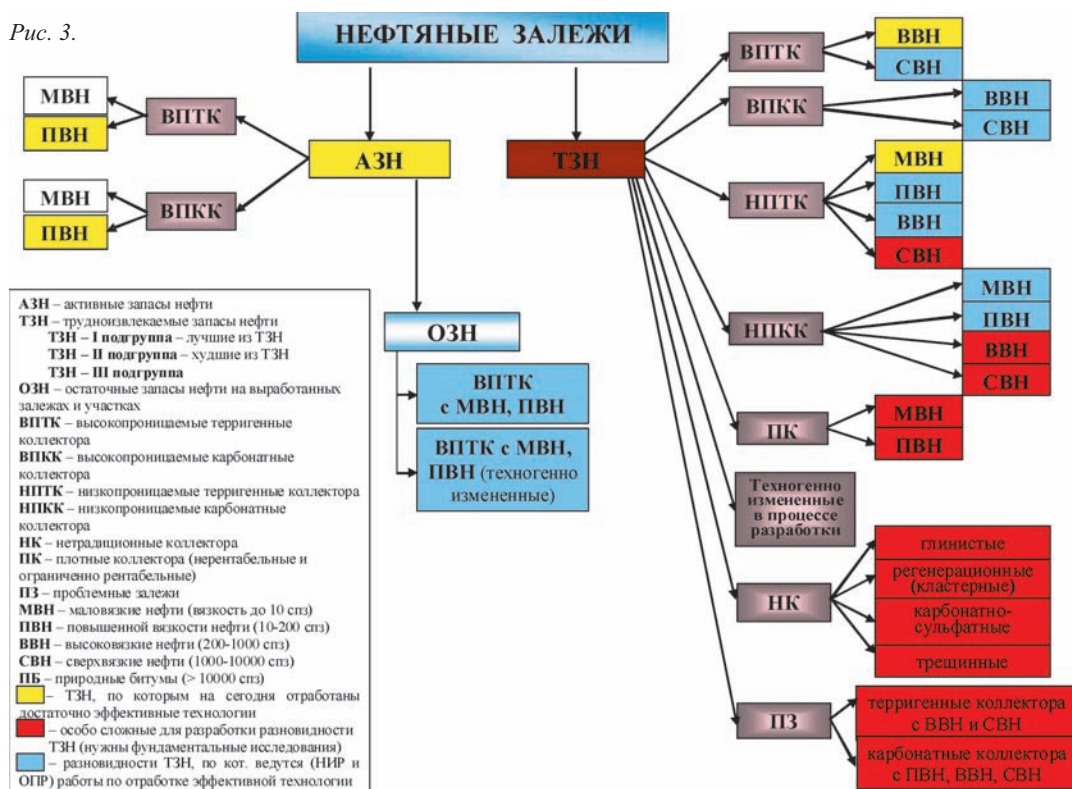
При проектировании разработки малоэффективных месторождений необходимо с самого начала применять новые технологии, обеспечивающие рентабельную разработку. Если и в этом случае не удастся достичь приемлемых экономических показателей, то следует рассчитать варианты льготного налогообложения.

Основными путями стимулирования внедрения третичных МУН можно считать обнуление НДС на дополнительную нефть, добываемую за счет применения МУН и части налога на прибыль, направляемые в дальнейшем на внедрение МУН. Но для особо сложных случаев (третья подгруппа ТЗН) и этого может оказаться недостаточно. В этом случае для запуска проектов освоения таких месторождений потребуется участие государства в софинансировании таких проектов.

Наше исследование показало, что для освоения залежей СВН и ПБ пермского комплекса РТ нужно прямое участие государства в софинансировании проектов на начальном этапе, до выхода их на окупаемость при одновременном обнулении всех налогов.

В этом опять же мы имеем хороший пример США по освоению нефтеносных сланцев. Конечно, мы хорошо знаем американцев. Они умеют достигать поставленных целей и разрабатывают много совершенных технологий. Но они при этом умеют хорошо пиарить любые свои разработки (даже

Рис. 3.



не самые эффективные). Примерно также обстоит, очевидно, дело с нефтеносными сланцами. Конечно, там много пиара и никогда газ сланцевых месторождений не сможет заменить газ, добываемый из обычных газовых месторождений. Но то что они сделали, создав высокоэффективные технологии его извлечения, это достойно всяческой похвалы и уважения. Суть технологии – превратить содержащий углеводороды (УВ) неколлектор в породу-коллектор, которая может отдавать УВ.

В применении аналогичных методов воздействия заложен значительный резерв добычи нефти из неучитываемых сегодня запасов в нетрадиционных, плотных, а также техногенно измененных терригенных коллекторах и карбонатных пластах с ВВН. Превратить сегодняшний неколлектор в коллектор – перспективная задача. В РФ есть первые попытки работ в этом направлении. Так, ООО Научно-производственная фирма «КБ-Авангард» занимается использованием пороховых газогенераторов для локального разрыва продуктивных пластов. Естественно, это намного дешевле, чем гидроразрыв пласта (ГРП) в нефтеносных сланцах США. Опять же это говорит об огромных резервах РФ. Но государству это пока не нужно. А зря.

В советское время наука создавала новые МУН и ОПЗ, но не всё передавала производству, оставляя в своем резерве. Но с переходом на рыночные условия для выживания научные организации выложили все свои разработки. Причем для их внедрения создавались различные частные фирмы. Появилось множество МУН и ОПЗ. Их насчитывали уже не десятками, а сотнями. К тому же с учетом рынка техника и технология добычи вышли на мировой уровень. Поэтому образовались ножницы: огромное количество технологий при недостаточном геологическом обосновании их внедрения. Результат – низкая эффективность применения МУН (не более 3-5 % увеличения КИН). При этом оказалась нерешенной ключевая проблема – подбор технологий для конкретных геолого-физических условий. При их адекватности нас ждет успех, а в противном случае – неудача. Несмотря на появление разных методов подбора МУН для конкретных залежей, проблема эта не решена, что снижает эффективность их применения. Поэтому нужно тщательно изучать геологическое строение залежей на каждом конкретном месторождении, вплоть до наноуровня – наногеология. Затем вручную подбирать необходимый МУН. Это, к сожалению, либо не делается совсем, либо делается плохо. Сегодня это главная задача повышения эффективности МУН, и нужно работать в создании программного системного подхода к применению МУН для конкретных геолого-физических условий.

При этом надо учесть, что применению любых МУН будет более эффективным, если будет оптимизирована система разработки. Если это заводнение, то гидродинамическая система воздействия.

Положение с применением МУН в отрасли осложняется с завышенностью КИН в проектных документах, принятых после 2004 г., когда под давлением сверху принимались заведомо недостижимые при внедрении проектных решений значения КИН. Так, на Аканском месторождении первоначально был утвержден КИН около 0,11. Затем его рассчитали 0,12-0,18, а на баланс приняли 0,25. На месторождении вот уже около 5 лет ведутся исследования по детальному изучению геологического строения и подбору систем воздействия. Но пока не видно методов, позво-

ляющих запроектировать КИН выше 0,11. Если это и удастся сделать, то будут нужны другие сетки скважин и способы воздействия, что потребует увеличения в разы капитальных затрат. В принятии КИН на месторождениях в настоящее время мы имеем откат назад – в советские годы. Тогда завышенный КИН принимался как цель, для достижения которой надо много работать. Это считалось стимулирующим воздействием. Сейчас завышенный КИН принимается для создания мнимого благополучия достижения высокого КИН и ВМСБ. Это вредная практика, которая не стимулирует внедрение новых технологий, новых МУН. Более того, она тормозит этот процесс. Зачем делать новый более дорогой проект, который хотя реально и повышает КИН, но формально он не превышает (а, как правило, ниже) утвержденных проектных значений. Получается, мы сами себя загнали в тупик.

В настоящее время предстоит большая аналитическая работа по углубленному изучению особенностей геологического строения месторождений, уточнению геологических моделей с учетом современных подходов и с обоснованием новых кондиционных значений пород-коллекторов и их классификаций, анализа и обоснования реальных КИН при применяемых технологиях, перепроектирования систем разработки с современных позиций и с учетом внедрения новейших МУН. В ряде работ геологами РТ было показано, что такая аналитическая работа только на Ромашкинском месторождении может дать увеличение запасов до 15 %. Будут получены изумительные результаты при ничтожной затрате средств.

На такой геологии и таких моделях можно подбирать наиболее эффективные МУН. Сегодня нам видятся следующие направления применения МУН.

1. Детальное изучение геологического строения месторождений современными методами мирового уровня, с применением нанометодов и новых принципов вплоть до теории эффективного порового пространства.
2. Составление геологических моделей с новых научно-практических позиций.
3. Оптимизация гидродинамических систем и режимов разработки нефтяных месторождений.
4. Подбор наиболее предпочтительных для данных геологических условий МУН и ОПЗ.
5. Оценка предпочтительных МУН в лабораторных (вытеснение на моделях пород данного месторождения) и промысловых условиях.
6. Изучение эффективности комплексирования различных МУН.
7. Испытание и внедрение наукоемких методов (волновые, микробиологические).
8. Проведение работ в принципиально новых направлениях: превращение породы-неколлектора в коллектор, плохого коллектора в средний, среднего в высокопродуктивный, низко- и среднепродуктивных залежей в высокопродуктивные.

На месторождениях МНК РТ отработана система внедрения МУН. Для этого в Казани с участием нескольких ВУЗов и организаций создана межотраслевая лаборатория (МОЛ) с целью выполнения широкого комплекса аналитических работ современными методами исследований, научно-внедренческое предприятие «Волна» (для проведения ОПР), сформирован коллектив исследователей и проектировщиков с участием институтов Казани и АН РТ.

ПРОБЛЕМЫ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕШЕНИЯ

В статье подробно описываются технологии добычи нефти, применяемые в ОАО «Татнефть». Рассматриваются проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и предлагаются инновационные технологии их решения, так как на текущей поздней стадии высокой выработанности запасов доля трудноизвлекаемых запасов на месторождениях компании возросла до 80 %.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, поздняя стадия разработки месторождений, разработка карбонатных коллекторов, инновационные технологии.

С 1999 года ОАО «Татнефть» ежегодно наращивает объемы добычи нефти, достигнута стабильность основных показателей разработки месторождений: добыча нефти более 25,9 млн. т/в год, обводненность 83,4 %.

Отборы запасов в объемах ежегодной добычи нефти обеспечены стабильным приростом запасов. За последние

5 лет (2007-2011 гг.) в Республике Татарстан открыты 24 нефтяных месторождения, за пределами республики – 13. Прирост извлекаемых запасов по категории $A+B+C_1$ по холдингу ОАО «Татнефть» составил 121,8 млн.т, C_2 – 88,7 млн.т, а за 2011 год – 28 млн.т по категориям $A+B+C_1+C_2$.

Если в начальной стадии разработки на долю трудноиз-

Окончание статьи Р.Х. Муслимова «Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – основное направление развития...»

Создана научно-аналитическая группа (НАГ) из ведущих ученых и производственников разных специальностей по регулярному рассмотрению предлагаемых технологий. Вопросы их применения после достаточной проработки решаются на заседаниях Координационного Совета ЗАО «Нефтеконсорциум».

Главным направлением увеличения КИН является проектирование разработки. Кардинальное решение этой проблемы мы связываем с инновационным проектированием разработки нефтяных месторождений (в настоящее время отрабатывается на месторождениях МНК). В этом вопросе научный Татарстан первый и пока единственный в отрасли (Муслимов, 2011в; Муслимов, 2010). Инновационный проект – это научно-исследовательская работа по конкретному месторождению, выполняемая в процессе проектирования разработки. На данном этапе изучаются детали геологического строения объекта и на этой основе подбираются технологии разработки, которые должны в полной мере учитывать особенности геологического строения. Для выполнения проекта нужно в 3-5 раз больше времени (2,5-3 года) и в 8-10 раз больше средств.

Современное состояние нефтяной промышленности на кажущуюся стабильность не позволяют оптимистично смотреть в будущее. В этом полностью вина государства, которое отстранилось от участия в обеспечении рационального недропользования. Оно в основном занимается лишь вопросами перманентного увеличения налоговой нагрузки на отрасль, а не создания нормальных условий для дальнейшего развития отрасли. Отсутствуют многие основополагающие документы: правила разработки нефтяных, газовых, нефтегазоконденсатных месторождений, стандарты требований к рациональной разработке месторождений, государственные стандарты рациональной эксплуатации недр, определения понятий МУН и стимуляции скважин, современной классификации запасов и законов, позволя-

ющих обеспечить рациональное недропользование в интересах нынешних и будущих поколений.

Литература

Муслимов Р.Х. Как прирастить нефтяное могущество России и Татарстана. ЭКО. 2012. №1(451). 17-29.

Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы нефтяной отрасли в Татарстане. Георесурсы. 2011. №3(39). 4-7.

Муслимов Р.Х. Еще раз об энергетической стратегии России на период до 2030 г. Нефтяное хозяйство. 2011. №1. 4-8.

Муслимов Р.Х. КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. Бурение и нефть. 2011. №2. 27-31.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования нефтяных месторождений на современном этапе. Нефть. Газ. Новации. 2010. №1. 6-11.

Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727.

R.Kh. Muslimov. Efficiency enhancement of production of reserves difficult to recover is the main direction in the oil industry development in the XXI century.

The article shows in details issues of oil industry nowadays in Russia. Disadvantages of industry development strategy are described. Solutions for these issues are suggested. In the article we emphasize on innovative engineering as the major direction of oil recovery factor increase.

Key words: oil industry, innovative engineering, oil recovery factor, reserves difficult to recover.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д.геол.-мин.н., профессор Казанского федерального университета, академик РАЕН, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 233-73-84.