

ПОВЫШЕНИЕ РОЛИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ВОСПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Системы заводнения и особенно организация их внедрения: повсеместно, массированно и с самого начала разработки обеспечили небывало высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений бывшего СССР. Благодаря этому СССР вышел на небывало высокий уровень добычи в мире – около 625 млн.т нефти в год.

Дальнейшим прогрессом явилось создание и широкое применение на месторождениях методов увеличения нефтеотдачи и разнообразных методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП).

Однако, несмотря на это, в стране продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования недр. Среднее значение проектной нефтеотдачи за последние 50 лет в РФ уже снизилось в 1,5 раза и стало в 1,2 раза ниже, чем в США, где нефтеотдача много лет растет, хотя структура запасов изначально не лучше нашей (Рис. 1). В недрах России остается около 65% запасов. В целом, вследствие этого негативного процесса снижение потенциальных извлекаемых запасов уже составило около 15 млрд. т, т.е. столько, сколько приблизительно добыто за всю историю нефтяной промышленности России (Рис. 2).

В Татарстане за все время, начиная от первого подсчета запасов нефти по Ромашкинскому месторождению в 1954 г., нефтеотдача снизилась почти в 1,5 раза.

В чем же дело?

Большинство работников отрасли объясняют этот факт существенным ухудшением условий разработки месторождений, связанным со следующими факторами:

- открытием многочисленных месторождений с большим разнообразием трудноизвлекаемых запасов, связанных с нетрадиционными коллекторами, аномальными нефтями, специфическими условиями залегания продуктивных пластов;
- истощением запасов нефти крупнейших месторождений страны, что обусловило резкое снижение дебитов и высокую обводненность продукции, снизило технико-эко-

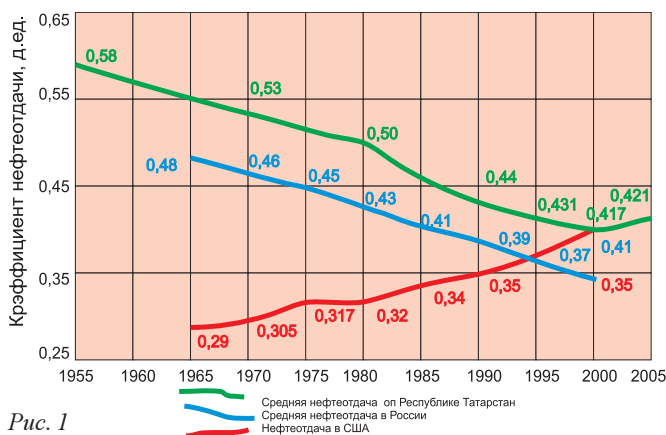


Рис. 1

номические показатели разработки, а в ряде случаев делает невыгодной разработку отдельных участков и залежей.

Конечно, все это имеет место. Но не является главной причиной такого снижения нефтеотдачи. Тогда почему же она в США непрерывно растет, а в РФ постоянно падает?

Основные причины снижения КИН в РФ заключаются в недостаточном учете при проектировании разработки особенностей геологического строения объектов, игнорировании при проектировании разработки техногенного изменения месторождений в процессе длительной эксплуатации и оставшегося с советских времен порядка утверждения запасов нефти в ГКЗ России.

Техногенное изменение является следствием недостатков заводнения, которые удалось установить лишь в процессе длительной разработки первенца в освоении технологий внутриконтурного заводнения – Ромашкинского нефтяного месторождения РТ. Они заключаются в следующем:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пластов;
- выработка оставшихся заводненных пластов осложняется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачиваемой водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки (АСПО);
- ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осерненной, малоподвижной и неподвижной, биодegradированной нефти;
- создаются проблемы в возможности извлечения оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) из невырабатываемых или слабообрабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми пластов по причине выпадения парафина вследствие снижения температуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение);
- в процессе длительной разработки снижается прони-



Рис. 2. Оценка потерь извлекаемых запасов по причине снижения КИН. Из-за снижения нефтеотдачи с 1960 по 2000 гг. потенциальные извлекаемые запасы снизились на 15 млрд. тонн, что примерно соответствует добыче нефти за всю историю нефтяной промышленности России и величине текущих извлекаемых запасов нефти.

цаемость коллекторов как по вышеизложенным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов по причине снижения давлений в процессе разработки (изменения степени раскрытости трещин, деформации пород и перемещения глинистого материала скелета породы) (Муслимов, 2005; Сахипгареев, Славин, 1991).

Все это приводит к техногенному изменению геолого-физических свойств месторождения (проницаемости, напряженно-динамического состояния пород, состава нефтей, гидродинамического, гидрогеологического и температурного режимов). К сожалению, при дальнейшем проектировании разработки эти факторы не учитываются и намечается огромное количество геолого-технических мероприятий (ГТМ) (бурение большого числа дополнительных скважин и других ГТМ), необходимых для повышения охвата эксплуатационных объектов заводнением.

Однако проектировщики до сих пор продолжают проектирование совершенствования разработки месторождений без учета названных особенностей месторождений, объективно и реально снижающих ранее запроектированную нефтеотдачу. В ряде случаев в следующем проектом документе обосновывается снижение нефтеотдачи против ранее принятой (но не по причине техногенного изменения свойств месторождения), в других случаях остается ранее принятая нефтеотдача, но для ее достижения предлагается масса ранее не предусмотренных мер (уплотнение сетки скважин, повышение интенсивности заводнения, применение большого количества МУН и методов стимуляции скважин).

В этих условиях проектировщикам необходимо применять более совершенные технологии, учитывающие техногенные изменения залежей в процессе длительной эксплуатации, а создателям новых МУН – учитывать техногенные изменения залежей в поздней стадии разработки, причем, создавать новые технологии целенаправленно.

Но основные причины такого снижения КИН в России, на наш взгляд, являются административно-бюрократические, а именно несовершенная система принятия КИН по месторождениям, оставшаяся нам с советского времени. По существующему порядку после завершения геолого-разведочных работ (ГРР) подсчитываются запасы нефти и вносятся на рассмотрение в ГКЗ. При этом представляются два документа: сам подсчет запасов и ТЭО КИН. После утверждения запасов составляется технологическая схема разработки (ТСР). При этом авторы по существу не обращают внимания на ранее обоснованные в ТЭО КИН значения и принимают новые КИН (какие у них получаются при конкретном проектировании), либо формально (чтобы только ЦКР могла утвердить ТСР) берут утвержденные КИН, подразумевая возможность в будущем переутвердить запасы нефти и с ними вместе – обосновать реальный КИН. Коэффициенты нефтеотдачи, утвержденные по ТЭО КИН и обоснованные в ТСР могут совпасть только случайно. В большинстве же случаев они существенно разнятся. И это должно быть так, поскольку в ТЭО КИН обоснование КИН укрупненное и в известной мере формальное, и даже в некоторой степени идеологизированное. А при конкретном проектировании и геологических материалов больше, и обоснование проводится на конкретном материале, поэтому КИН достаточно объективен. Ярким примером идеологизации утверждения КИН

является история проектирования разработки Ромашкинского нефтяного месторождения, где первоначально был принят КИН – 0.6, а дальнейший анализ показал, что принятая система разработки обеспечивала нефтеотдачу – всего 0.302. Это явилось следствием недоучета особенностей геологического строения и упрощенного представления гидродинамиков о процессах нефтевытеснения из реальных зонально и послойно неоднородных пластов, в результате чего были приняты чрезмерно крупные эксплуатационные объекты и редкие сетки скважин. Понадобилось 50 лет, чтобы обосновать возможность достижения реального КИН – 0.528 в 3 и более раза большим объемом геолого-технических мероприятий (ГТМ) (Табл.).

Несоответствия реальных КИН утвержденным (правда, в меньших отклонениях) имели место по большому числу месторождений РТ.

По малоэффективным месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами вообще невозможно на начальном этапе как-то обосновать реально возможный КИН. Обычно он либо принимается по аналогии с другими месторождениями (хотя нет двух месторождений, похожих друг на друга), либо гидродинамическими расчетами (что также некорректно). Здесь для обоснования системы разработки необходимо проектировать и проводить опытно-промышленные работы (ОПР) по отработке приемлемых для данных условий технологий. Только после обобщения результатов ОПР можно спроектировать реально адекватную данным геологическим условиям систему разработки и определить КИН с допустимой степенью погрешности.

Это позволит определиться в технологиях и сроках ввода таких объектов в эксплуатацию. Если нет эффективных технологий для рентабельной разработки малоэффективных залежей, то целесообразно такие залежи в эксплуатацию не вводить (чтобы не портить залежи), а ограничиться ОПР по отработке достаточно эффективных методов освоения таких залежей, и только на основе их в дальнейшем проектировать системы разработки. Проекты ОПР могут составляться и самостоятельно, до составления ТСР.

Необходимость составления пилотного проекта ОПР обосновывается сложностью геологического строения ряда объектов. Несмотря на большой (более 60 лет) опыт разработки нефтяных месторождений РТ, залежи нефти в определенных, наиболее сложных геологических условиях эффективно разрабатывать мы пока не можем. Это относится прежде всего к залежам в сложнопостроенных, весьма неоднородных карбонатных пластах, зачастую насыщенных высоковязкими, тяжелыми нефтями. Раньше мы выделяли 5 основных типов этих пластов, а ВНИГНИ (Н.К. Фортунова) выделила более 50 видов. Кроме того, исследования последних лет выявили специфические условия нахождения углеводородов (УВ) в так называемых нетрадиционных коллекторах и залежах нефти (Изотов, Ситдикова, 2004).

В результате принятой схемы рассмотрения и утверждения КИН создается парадоксальная ситуация: техника и технология разработки непрерывно совершенствуются, а КИН – уменьшается. В США все по-другому: нефтеотдача первоначально принимается реально достижимая. И по мере дальнейшего совершенствования техники и технологии разработки она пересматривается в процессе конкретного проектирования. Это явилось главной причиной непрерывного роста проектного КИН в США и такого же

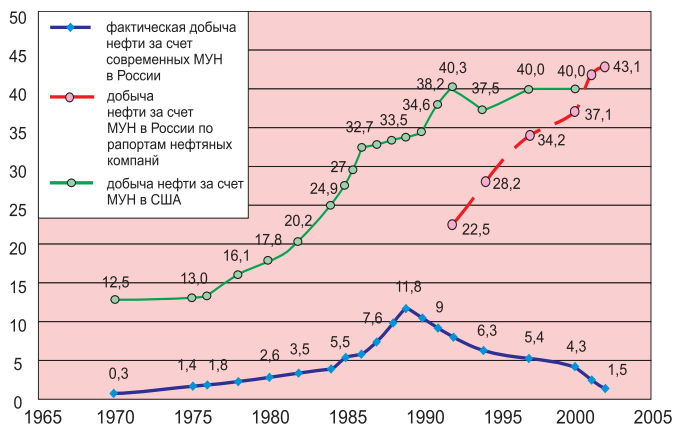


Рис. 3. Дополнительная добыча нефти за счет МУН по различным оценкам.

непрерывного его снижения в России.

Единственно правильный выход из создавшегося положения – изменить процедуру государственного утверждения запасов в ГКЗ. Нам это представляется в следующем виде. Балансовые запасы рассматриваются и утверждаются в ГКЗ в обычном порядке. Но при этом ТЭО КИН не составляется, а извлекаемые запасы при утверждении в ГКЗ России принимаются в соответствии с КИН, в принятом ЦКР проектом документе. Тогда мы придем к

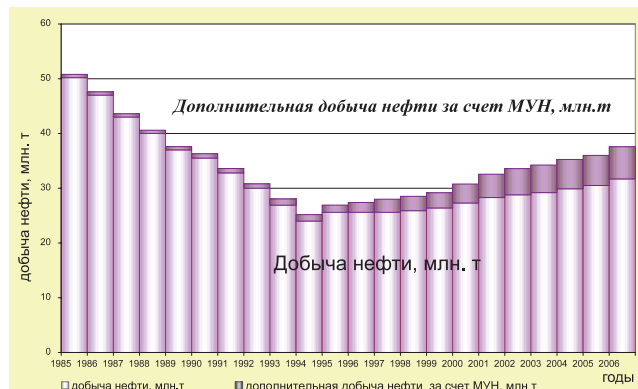


Рис. 4. Дополнительная добыча нефти за счет третичных методов увеличения нефти по Республике Татарстан.

определению реальных КИН, которые будут непрерывно возрастать по мере совершенствования техники и технологии разработки месторождений. Таким путем можно пересмотреть КИН по тем месторождениям, где по анализу разработки отмечается его несоответствие внедряемой технологии разработки, а затем по мере утверждения новых, более прогрессивных проектов обеспечить его рост, а следовательно, и прирост запасов по стране в целом. Тогда нефтеотдача по России также будет возрастать, как и в США, но очевидно, еще более быстрыми темпами.

Но для этого нужно принять ряд мер. По новым месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами более тщательно подходить к обоснованию КИН, широко практикуя проведение опытно-промышленных работ в сложных объектах. По действующим длительно разраба-

тываемым месторождениям нужен иной подход. Здесь применение новых технологий позволяет существенно повысить нефтеотдачу пластов (иногда сверх принятых в проектных документах) и существенно удлинить сроки разработки месторождений в IV стадии разработки.

После изменения порядка утверждения КИН необходимо создать методику и инструкции по оперативному ежегодному учету прироста извлекаемых запасов в форме 6 ГР за счет внедрения новых МУН. Переход на рыночные условия работ НК усложнил эту задачу. Во-первых, он стимулировал научные коллективы к усилению работ по внедрению МУН. Если до этого они, разрабатывая новые технологии, часть из них оставляли в резерве для дальнейшего применения, то для «выживания» в трудных рыночных условиях они были вынуждены все «припрятанные на черный день» технологии выдать для применения на производстве. Это привело к росту внедрения новых технологий.

Внедрение МУН в ряде случаев проводилось по договорам между недропользователем и патентообладателем. Для внедрения новых технологий были созданы совместные предприятия с участием иностранных компаний («Татольпетро», «Татойлгаз», «Татех»), и возникли отечественные предприятия («Татнефтеотдача», «РИТЭК-Внедрение», «Иджат», НПП «Девон» и др.), осуществляющие свою деятельность по внедрению МУН на условиях раздела продукции.

В начальном периоде рыночных реформ власти республики создали благоприятные условия для разработки новых технологий МУН и широкого внедрения их в производство. Финансирование создания новых МУН и ОПР проводилось за счет средств воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ), оставляемых полностью в РТ, а дополнительная добыча велась при применении различных схем налогового стимулирования.

Во-вторых, НК окончательно запутали отчетность по МУН. Если в советское время учитывалась добыча нефти только за счет третичных МУН и за этим строго следило Министерство и контролирующие органы, то с началом рыночных реформ в эту категорию стали относить и методы ОПЗ. Причем, набор методов ОПЗ, включаемых в этот раздел, постоянно расширялся. Поэтому возникла необходимость отдельного учета третичных МУН и методов ОПЗ. Для этого ТКР ЦКР Минэнерго РФ в апреле 2004 г. приняло решение о раздельном учете дополнительной добычи за счет гидродинамических, третичных МУН

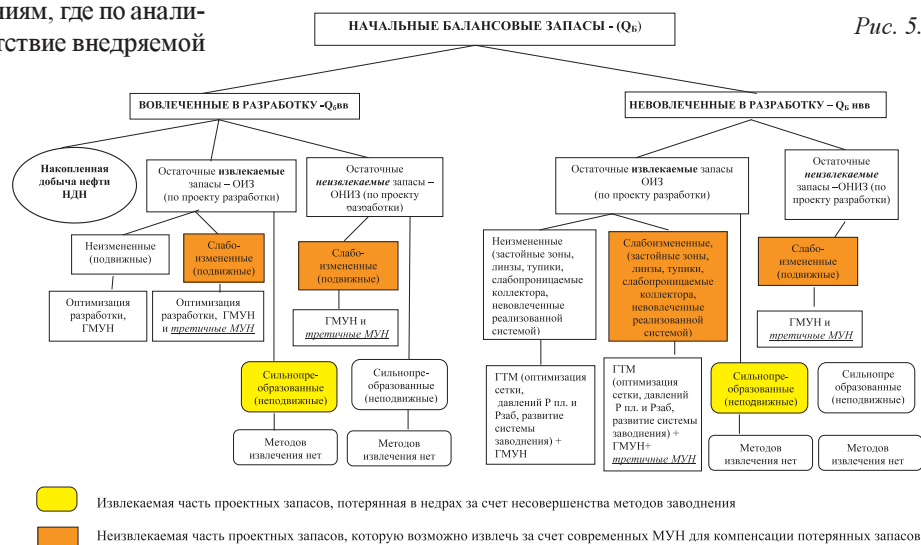


Рис. 5.

■ Извлекаемая часть проектных запасов, потерянная в недрах за счет несовершенства методов заводнения
 ■ Неизвлекаемая часть проектных запасов, которую возможно извлечь за счет современных МУН для компенсации потерянных запасов

и методов ОПЗ скважин, уточнив классификацию этих методов. Работа по пересчету показателей добычи за счет всех этих методов пока не завершена.

Такой же пересчет необходимо сделать по всем нефтяным месторождениям России, так как во всех НК с переходом на рыночные реформы и отсутствием контроля со стороны госорганов к добыче за счет МУН стали относить и добычу за счет ОПЗ. Причем, в разных НК это делалось по-разному: в одних – к МУН относили всю добычу за счет ОПЗ, в других – часть методов ОПЗ. В итоге вся отчетность запутана, и сегодня никто не может сказать, сколько в России ежегодно добывается за счет третичных МУН. В этом вопросе необходимо как можно скорее навести порядок. В противном случае невозможно проводить объективный анализ и повышать эффективность применения МУН.

В качестве примера можно привести работу ОАО «Зарубежнефть» (2006 г.), в которой приведена добыча за счет МУН (Рис. 3). По их оценке она явно занижена, а приводимая нефтяными компаниями – существенно завышена.

Так в РТ за счет МУН в 2006 г. добыто 5877 тыс. т. нефти, из которых, видимо, около 1200 тыс. т. приходится на стимуляцию скважин. Объемы добычи нефти за счет МУН до 2020 г. приведены на рис. 4.

Одновременно необходимо разработать пригодную для общего употребления методику определения прироста извлекаемых запасов за счет МУН, в том числе для оперативного учета ежегодного прироста запасов нефти. Это очень важно, так как второй составляющей ежегодного прироста запасов после прироста за счет традиционных методов геологоразведочных работ (ГРР) является увеличение извлекаемых запасов за счет МУН. С годами роль МУН в ВМСБ возрастает.

Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки в значительной мере зависит от решения проблемы извлечения остаточной нефти.

С появлением метода ЯМР спектроскопии появилась возможность лабораторного определения и количественного распределения остаточной нефти, находящейся в поровом пространстве образцов пород с разделением на подвижную и неподвижную. Общее содержание нефти в поровом пространстве контролируется традиционными методами лабораторных исследований. По ЯМР спектроскопии с применением моделей по вытеснению нефти из пород можно определить подвижную (вытесняемую обычной водой), малоподвижную (вытесняемую облагороженной водой) и неподвижную (невыветснимаемую водой) оставшуюся нефть. Причем, величина малоподвижной нефти зависит от применяемых третичных МУН.

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в настоящее время можно определить значение подвижной нефти. Оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований представляется возможность выделить из неподвижной часть нефти, получаемую дополнительно за счет тех или иных третичных МУН и неизвлекаемую часть даже при их применении. Появляется возможность при таком подходе определить запасы по следующей классификации: *подвижные* (извлекаемые за счет гидродинамических методов), *малоподвижные* (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и *неподвижные* запасы (методов извлечения на сегодня не существует).

В поздней стадии мы имеем не первоначальное, а другое, техногенно измененное месторождение. В результате, часть проектных извлекаемых запасов теряется в недрах за счет несовершенства методов заводнения и неудовлетворительной реализации проектных решений. Одновременно за счет применения МУН часть слабоизмененных (проектных и часть неизвлекаемых) запасов добывается, компенсируя и даже превышая потерянную в недрах часть извлекаемых запасов (Рис. 5).

Кроме нефти, нужно предметно заняться вопросами освоения природных битумов (ПБ). Их можно отнести к нетрадиционным источникам углеводородного сырья.

Битумы пермских отложений Татарстана представляют собой в разной степени окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 440 тыс. МПа·с), с высоким содержанием серы (3,7 – 7%), с содержанием масел от 5,8 до 88%, смол – от 8,7 до 57%, асфальтенов – от 3,3 до 61%.

Однако проблемы с освоением ПБ гораздо более сложны, чем залежей с ТЗН. Причин тому много:

- слабая их изученность (в результате мы имеем широкий разброс в оценке ресурсов ПБ от 1,5 до 7 – 8 млрд. т);
- незнание закономерностей формирования и размещения залежей ПБ;
- более сложное строение и большое разнообразие, а также существенные отличия геологических условий залегания ПБ от нефтяных;
- отсутствие теоретических основ разработки ПБ;
- нет глубокого понимания процессов битумовытеснения из коллекторов по причине отсутствия опыта их эксплуатации;
- невозможность простого копирования применяемых для нефтяных месторождений методов проектирования, контроля и управления процессами разработки для битумоносных объектов.

| Проектные документы | Фонд скважин | | | УПС га/скв | Кэфф. извлечен. нефти | |
|--|-----------------|------------|-----------|------------|-----------------------|-----------------------------|
| | Общий | Основной | Резервный | | проект | возможен при выпол. проекта |
| I Генсхема Необходимо для достижения проект. КИН (при применении принципов разработки I Генсхемы) | 9 364 53 123 | 8 364 - | 1000 - | 45 8 | 0,6 - | 0,38*/0,302 - |
| II Генсхема | 12 020 | 9 880 | 2 140 | 36 | 0,528 | 0,42*/0,374 |
| III Генсхема кроме того: 1 865 дублеров | 19 198 | 16 300 | | 22,1 | 0,528 | 0,49*/0,475 |
| Утвержденный фонд с дублерами (942 скв) | 25830 | 15748 | 10 082 | 20,3 | | 0,466 |
| Фактически пробурено – на 1.1.2004 г. | 20 948 | | - | 21,2 | | |
| Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (кроме того, 4720 скв-дублеров) | 24177* | | - | 17,6 | 0,53 | 0,53 |
| Необходимо для дост-я утвержденного коэффициента нефтеизвлечения, равного 0,60 с применением МУН (кроме того, 4720 скв-дублеров) | 280076* | | - | 15,2 | - | 0,60 |
| IV Генсхема Необходимо для дост-я проект. КИН (при применении принципов разработки) | 28 948 | 9 924 | 19024 | 14,7 | 0,528 | 0,528 |
| С дублерами (2198 скв) | 31 146 | | | | | |

Табл. Оценка коэффициента нефтеизвлечения при внедрении проектных решений Генеральных схем (Муслимов, 1995).

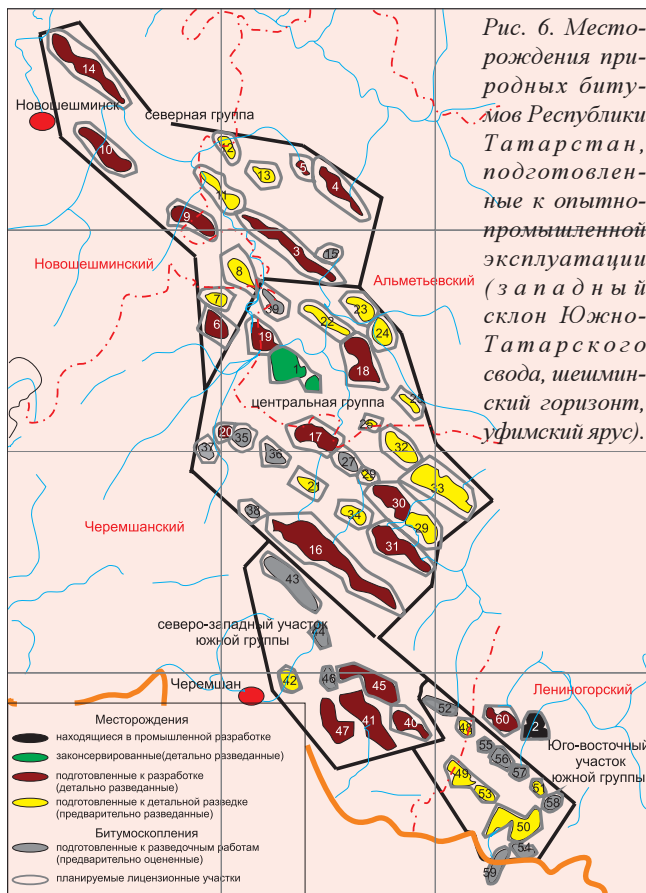


Рис. 6. Месторождения природных битумов Республики Татарстан, подготовленные к опытно-промышленной эксплуатации (западный склон Южно-Татарского свода, шешминский горизонт, уфимский ярус).

1 – Ашальчинское, 2 – Мордово-Кармальское, 3 – Студено-Ключевское, 4 – Олимпиадовское, 5 – Краснополянское, 6 – Екатериновское, 7 – Лебединое, 8 – Поймаемое, 9 – Аверьянское, 10 – Грядинское, 11 – Западно-Шегурчинское, 12 – Новотроицкое, 13 – Южно-Шегурчинское, 14 – Архангельское, 15 – Никольское, 16 – Нижнее-Кармальское, 17 – Южно-Ашальчинское, 18 – Каменское, 19 – Северо-Ашальчинское, 20 – Больше-Каменское, 21 – Туйметкинское, 22 – Дальнеивановское, 23 – Сиреневское, 24 – Весеннее, 25 – Полянское, 26 – Беркет-Ключевское, 27 – Окраинное, 28 – Правобережное, 29 – Ольховско-Южно-Чумачкинское, 30 – Северо-Кармалинское, 31 – Кармалинское, 32 – Мельничное, 33 – Восточно-Чумачкинское, 34 – Левобережное, 35 – Туйское, 36 – Тереховое, 37 – Западно-Каменское, 38 – Руцкое, 39 – Красногорское, 40 – Утямышское, 41 – Минсалихское, 42 – Нижнее, 43 – Верхнее-Кармальское, 44 – Историческое, 45 – Новочегодайское, 46 – Туманное, 47 – Верхнее, 48 – Родниковское, 49 – Дымное (юго-восточная залежь), 50 – Морозное, 51 – Клубничное, 52 – Жаркое, 53 – Дымное (северо-западная залежь), 54 – Лагунное, 55 – Вьюжное-1, 56 – Вьюжное-2, 57 – Южно-Кармалинское, 58 – Смородиновое, 59 – Самарское, 60 – Подлесное.

Целенаправленное изучение природных битумов в республике начато в 1970 г. Сегодня на ее территории выявлено более 450 залежей природных битумов, приуроченных к нижнепермскому, уфимскому, нижне-и верхне-казанским битумоносным осадочным комплексам пермской системы. Они расположены в пределах Мелекесской впадины и на западном склоне Южно-Татарского свода (Рис. 6). Наиболее крупные по размерам и запасам залежи сосредоточены в отложениях уфимского яруса Ашальчинской битумоносной зоны. Залежи по условиям залегания пластовые. Мощности продуктивных пластов колеблются от единиц метров до 25 – 30 м. Глубина залегания – от дневной поверхности до 250 – 400 м.

В районе, где в настоящее время ведутся геологораз-

вездные и опытно-промышленные работы, находятся 58 месторождений природных битумов с геологическими запасами, равными около 200 млн. т. Выбор месторождений обосновывается: наилучшей изученностью уфимского битумоносного комплекса по сравнению с другими битумоносными комплексами РТ; наиболее рентабельными технико-экономическими показателями их разработки; проведением, начиная с 1978 г., опытно-промышленных работ (ОПР) по добыче ПБ на Мордово-Кармальском, Ашальчинском месторождениях; созданием значительного количества технологий и технических средств для поиска, разведки месторождений ПБ, добычи и переработки продукции.

Эти месторождения сосредоточены в терригенных коллекторах шешминского горизонта уфимского яруса в пределах западного склона Южно-Татарского свода.

В результате опробованные в опытном порядке в течение более 30 лет для эксплуатации ПБ РТ многочисленные методы извлечения (практически все имеющиеся в практике разработки нефтяных месторождений, кроме рудничных) пока не позволили однозначно рекомендовать их для промышленного внедрения. Они дали возможность лишь определить приоритетные методы извлечения и показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парагаз в сочетании с волновыми методами, парогравитационное вытеснение и др.). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35%.

Общепринятых критериев отнесения залежей углеводородов к ВВН или ПБ в мире пока нет. Большинство исследователей в качестве критериев принимают плотность или вязкость, другие – состав и потребительские свойства углеводородов. Может быть, такой подход удовлетворит нефтепереработчиков и потребителей. Но нам, как разработчикам, важнее подразделять по степени возможного их извлечения. Здесь наиболее значимую роль играет вязкость в пластовых условиях. По этому критерию на II Международном симпозиуме по вязким нефтям и битумам в Венесуэле за границу раздела была принята вязкость 10 тыс. мПа·с, выше которой углеводородные залежи относятся к ПБ.

Но немаловажное значение при этом имеют особенности геологического строения ПБ. В РТ в большинстве случаев мы имеем дело с разной степенью битумонасы-

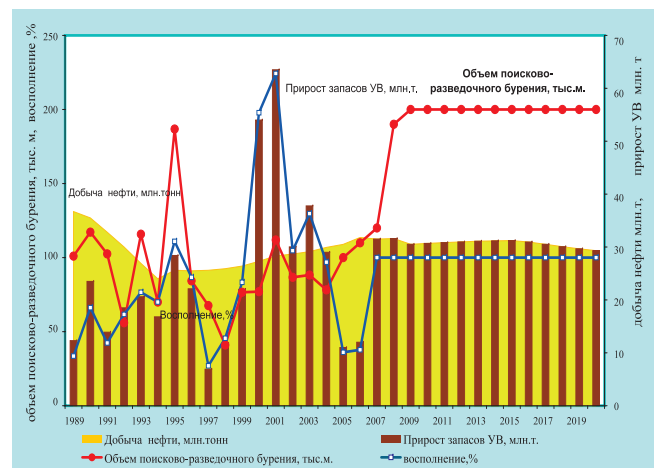


Рис. 7. Добыча нефти и прирост запасов УВ по Республике Татарстан.

щения пор пласта, либо даже пласты и пропластки, находящиеся в теле залежи и полностью промытые водой. Это может иметь решающее значение при разработке ПБ. Поэтому подход ВВН и ПБ к их извлечению должен также быть различным. Очевидно, что освоение ПБ потребует существенно отличных от ВВН технологий.

Освоение современных систем разработки с применением заводнения явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений с повышением нефтеизвлечения в 3 – 5 раз, против ранее принятых естественных природных режимов эксплуатации. Для этого потребовалось несколько десятков лет. Вот такой же путь, но гораздо быстрее, нам предстоит проделать по освоению ресурсов ПБ РТ.

В настоящее время необходимо, обобщив все результаты проведенных работ, дать детальную типизацию залежей ПБ и заложить теоретические основы разработки залежей ПБ внутрипластовыми (скважинными методами) применительно к разнообразным геолого-физическим условиям их залегания и дать научное обоснование практического освоения залежей ПБ РТ. Показатели освоения залежи ПБ в РТ приведены на рис. 7.

Одновременно, учитывая большие успехи разработки Ярегского месторождения тяжелой нефти в Республике Коми рудничными методами, научно обосновать проведение широких ОПР по шахтной разработке определенной части ресурсов ПБ.

Для того чтобы нефтеотдача не снижалась, необходимо также применение современных, более эффективных МУН. Раньше в РТ выделялись средства на разработку МУН из внебюджетного фонда ВМСБ. Кроме того, в 1995 – 2000 гг. РТ в рамках своих полномочий применяла широкое налоговое стимулирование внедрения третичных МУН, в результате чего за счет них нефтеотдача увеличилась в 7 раз. Но с 2001 г. Федеральным законом этих полномочий регионы были лишены и в настоящее время применение МУН не стимулируется. Сегодня внедрение МУН требует привлечения частных инвестиций со стороны нефтяных компаний. Они могут быть предоставлены недропользователями при условии, что государство гарантирует им получение оптимальной прибыли на вложенный капитал. Пока действующее законодательство таких гарантий не устанавливает. Необходимое стимулирование можно дать в виде поправок к действующему закону «О недрах», или Налоговому кодексу РФ, или же все ОПР по МУН необходимо финансировать государству.

При изменении подхода к вопросам нефтеотдачи и стимулировании работ по повышению КИН в России можно добиться обеспечения реального прироста запасов за счет увеличения КИН как на новых, так и на действующих месторождениях.

Литература

Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Нетрадиционные коллектора Волго-Уральской Нефтегазоносной провинции. *Сб. ТЭК России – основа процветания страны*. С.Петербург: Недра. 2004. 395-398.

Муслимов Р.Х. *Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности*. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2005.

Муслимов Р.Х. и др. *Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения*. М. ВНИИОЭНГ. 1995.

Сахипгареев Р.С., Славин В.И. Необратимые деформации горных пород при испытании скважин. *Геология нефти и газа*. №5. 1991. 37-40.

Казань: Изд-во «Фэн», 2006. - 156 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Коллоидная химия в процессах извлечения нефти из пласта



Р.Х. Муслимов,
Д.А. Шапошников

В книге дано введение в курс коллоидной химии и изложены современные научные представления о строении и свойствах нефтяного пласта и пластовых флюидов с позиций коллоидной химии. Рассмотрены основные стадии нефтевытеснения при заводнении пласта. Представлены основные методы увеличения нефтевытеснения; с позиций коллоидной химии рассмотрены механизмы повышения нефтевытеснения при полимерном заводнении и применении поверхностно-активных веществ. Отражены некоторые наиболее эффективные физико-химические технологии повышения нефтеотдачи: полимерные, с применением ПАВ и комплексные. Книга предназначена для студентов нефтяных специальностей, геологов, химиков, технологов нефтегазодобывающих управлений, специалистов в области повышения извлечения нефти из пластов специализированных организаций.

ISBN 5-9690-0050-7

Казань: Изд-во «Фэн», 2007. - 247 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан

Р.С. Хисамов, М.Я. Боровский,
Н.С. Гатиятуллин



В монографии отражены современное состояние и перспективы развития геофизических исследований на природные битумы. При рекомендуемых авторами последовательности проведения работ, видах и методах исследования решаются принципиальные задачи прогнозирования, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Выявлены аномальные геофизические эффекты, обусловленные особенностями строения природных резервуаров. Рассмотрены геологические факторы, влияющие на разработку залежей пермских битумов. Предложена технология геофизических исследований, обеспечивающая возможность снижения объемов капиталоемких видов работ на различных этапах и стадиях геологоразведочного процесса на нетрадиционные источники углеводородного сырья.

Издание предназначено для широкого круга ученых и специалистов, связанных с проблемами освоения месторождений горючих ископаемых.

ISBN 5-9690-0088-4