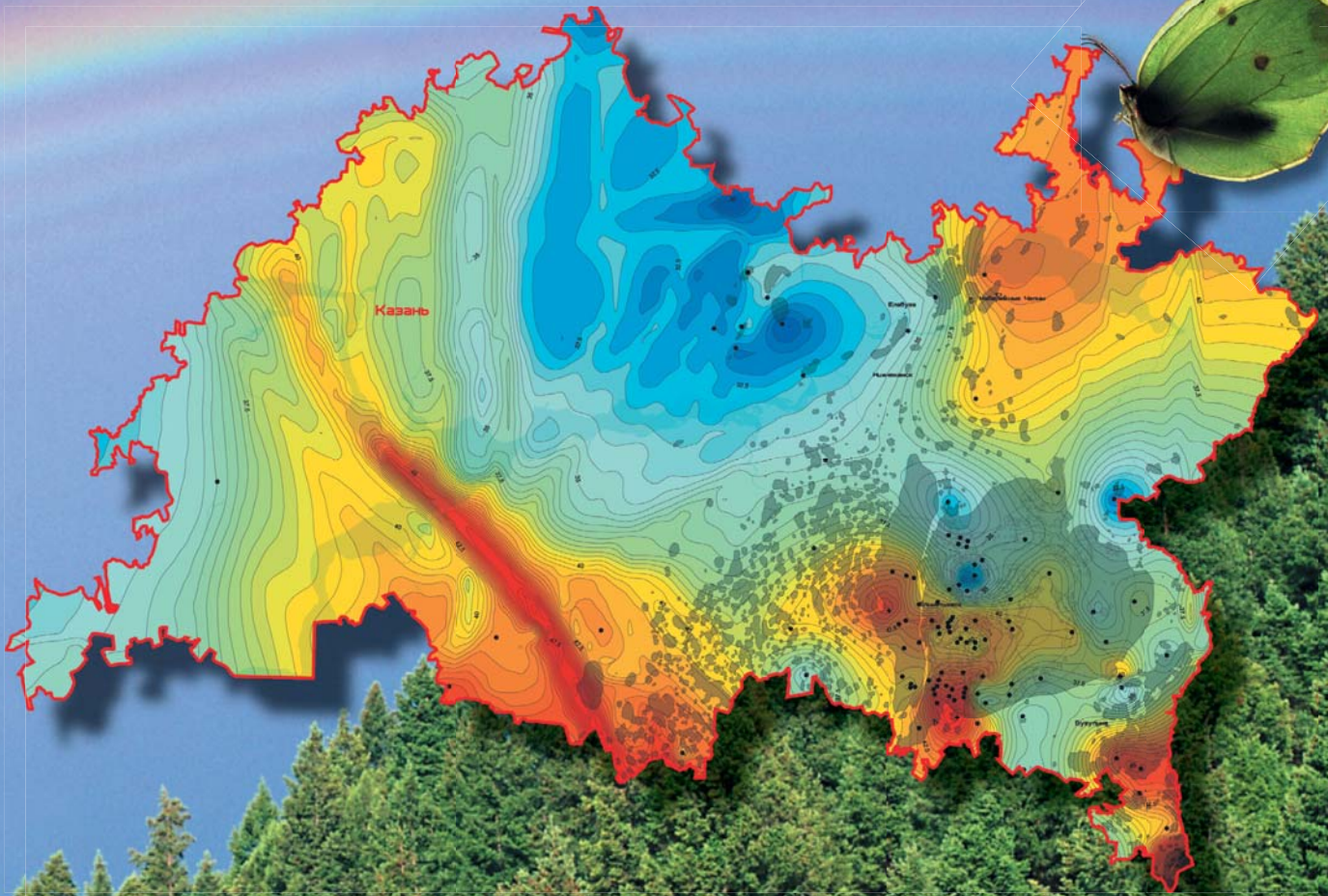


ISSN 1608-5043

научно-технический журнал
Георесурсы

3(22) 2007



3 000 000 000
ТОНН НЕФТИ ТАТАРСТАНА

INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENCE

- Казанский государственный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Татарское Геологоразведочное Управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Н.Н. Христофорова
e-mail: Natalya.Khristoforova@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, М.Х. Салахов, К. Сейферт (США), Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), А.В. Христофоров, М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчуринов, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запивалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, Б.В. Буров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, Д.К. Нурғалиев, И.Н. Плотникова, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Зам. главного редактора:
И.Н. Китиашвили, -mail: Irina.Kitiashvili@ksu.ru
А.В. Николаев, -mail: Alexandr.Nikolaev@ksu.ru
Технический редактор: В.Н. Малинина
Верстка, дизайн: Д.А. Христофорова, -mail: Daria.Khr@mail.ru
Дизайн обложек: А.В. Николаев

Адрес редакции:

Казанский государственный университет
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел/факс: +7 8432 924454
Великобритания: Voice/Fax: +44 7092 195840 (UK)
США: Voice/Fax: +1 435 304 9361 (USA)
-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Тел/факс +7 8432 924454
Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № 77-11725
выдано Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Отпечатано в ООО «Знак-Полиграф»,
420044, Россия, г. Казань, ул. Волгоградская, 49,
Тел/факс: +7 843 5217931, -mail: znakpoly@telebit.ru
Тираж 1000. Заказ №615

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна

Статьи

- Р.Х. Муслимов*
Повышение роли методов увеличения нефтеотдачи в обеспечении воспроизводства запасов нефти 2
- Р.С. Хисамов*
Опыт ОАО «Татнефть» в добыче высоковязких битуминозных нефтей 8
- Н.П. Запивалов*
Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века 11
- А.А. Баренбаум*
Нефтегазообразование и климатический процесс 13
- А.А. Кузнецова, Р.Г. Рамазанов, Г.Н. Воронцова*
К вопросу совместной разработки эксплуатационных объектов 16
- А.А. Боксерман*
Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи 18
- В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова*
Наноминеральные системы нефтяного пласта и их роль в процессе разработки 21
- Н.Н. Непримеров*
Надмолекулярные наноструктуры и их роль в разработке углеводородного сырья 23
- Л.М. Ситдикова*
Особенности флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода 26
- Е.Д. Войтович, Н.С. Гатиятуллин*
История открытия нефтяных месторождений Республики Татарстан 29
- А.Ф. Блинов, Т.И. Семенова, С.Х. Шафикова, И.Н. Файзуллин*
Некоторые аспекты анализа разработки объектов НГДУ Иркенефть 39
- С.В. Чичканов, А.И. Шамсуллин, В.А. Мягченков*
Влияние концентрации водорастворимых полимерных присадок и скорости турбулентных потоков прямых нефтяных эмульсий на величину эффекта Томса 41
- Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Н.А. Аббакумова, Г.В. Романов*
Закономерности формирования состава остаточных нефтей 43
- С.В. Крутин, Г.В. Булидорова, Л.В. Киринов*
Технология повышения нефтеотдачи пласта с помощью активированной дисперсной системы 46
- Г.Г. Куштанова*
Закономерности формирования термограмм продуктивной толщи 47

На обложках

Хроника добычи трех миллиардов тонн нефти Татарстана
Каталог конференций на 2007 – 2008 гг.
14-я Международная выставка: «Нефть, газ & нефтехимия»

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-

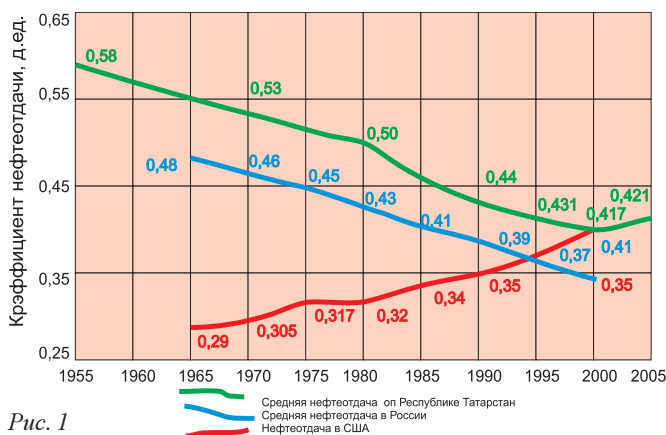


Рис. 1

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-

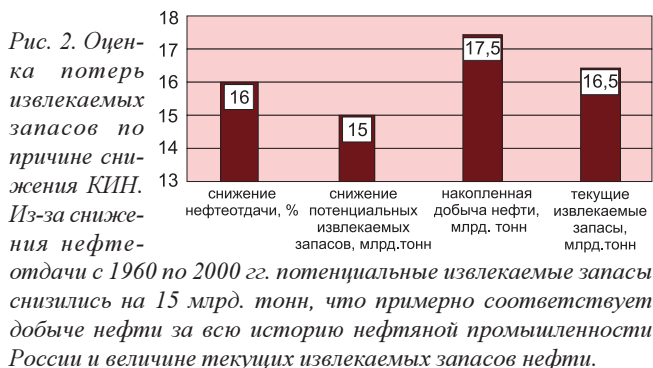


Рис. 2

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

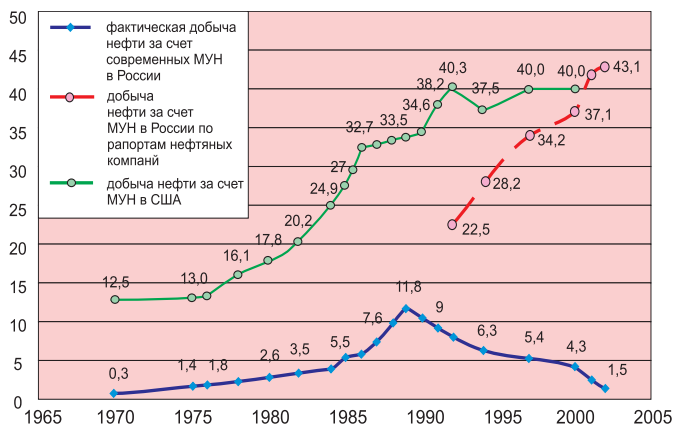


Рис. 3. Дополнительная добыча нефти за счет МУН по различным оценкам.

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

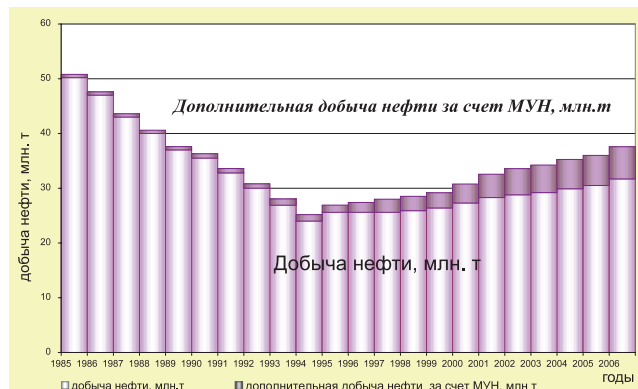


Рис. 4. Дополнительная добыча нефти за счет третичных методов увеличения нефти по Республике Татарстан.

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 методiku 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 раздельного 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

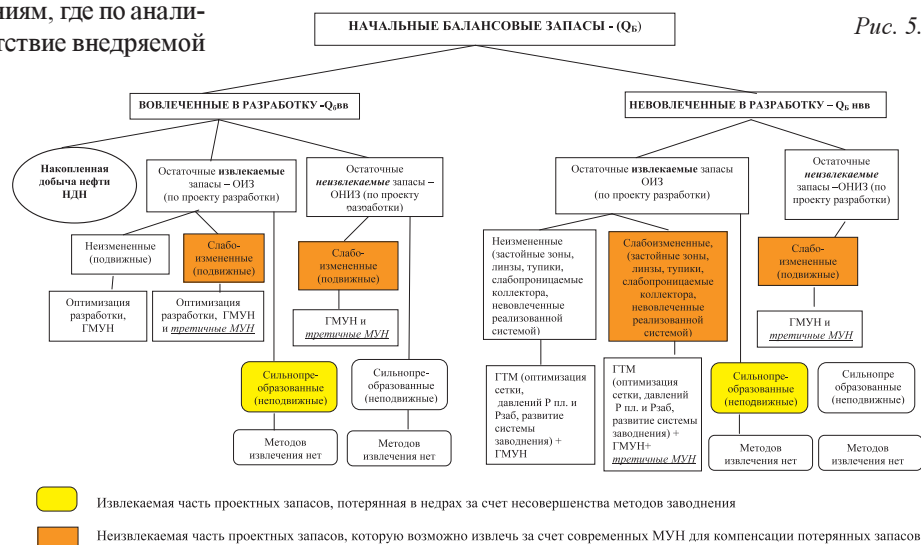


Рис. 5.

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 I.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).

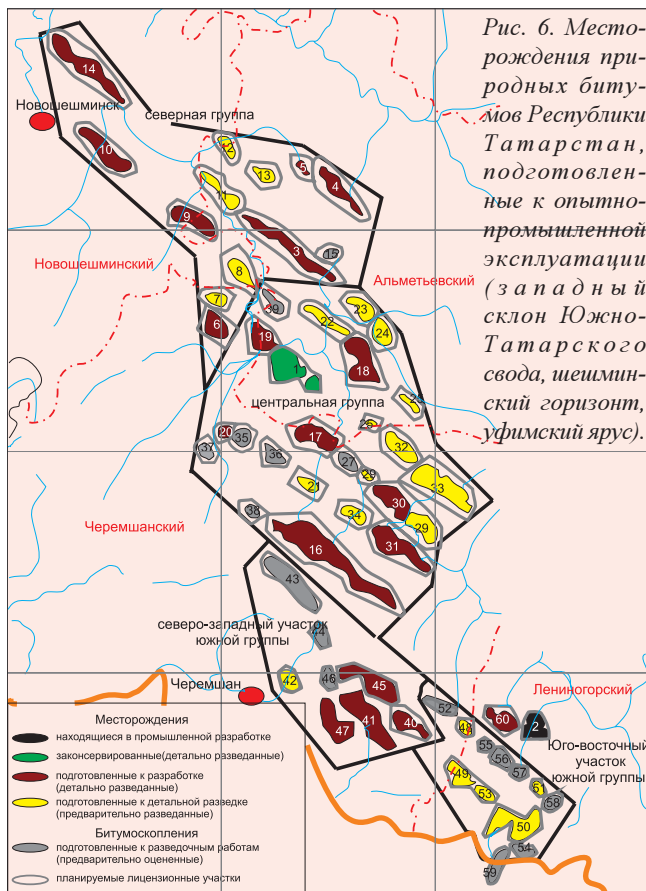


Рис. 6. Месторождения природных битумов Республики Татарстан, подготовленные к опытно-промышленной эксплуатации (западный склон Южно-Татарского свода, шешминский горизонт, уфимский ярус).

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-

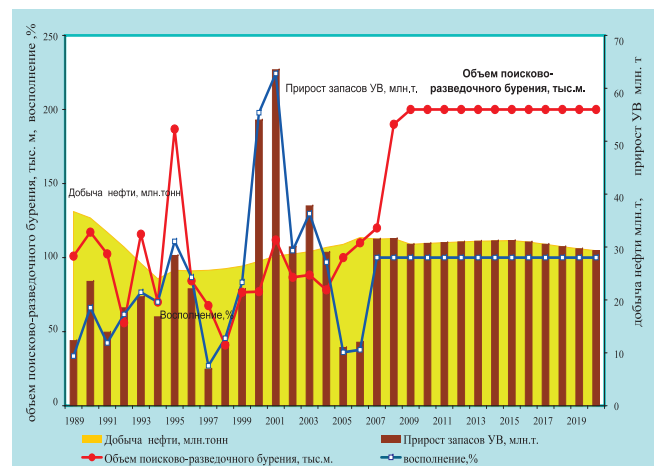


Рис. 7. Добыча нефти и прирост запасов УВ по Республике Татарстан.

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

ОПЫТ ОАО «ТАТНЕФТЬ» В ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ БИТУМИНОЗНЫХ НЕФТЕЙ

ОАО «Татнефть» уже 14 лет поддерживает уровень добычи нефти в объеме 25,0 – 26,0 млн. тонн в год при обводненности 83 – 83,5 % в течение более 20 лет (Рис. 1), по Республике Татарстан идет устойчивый рост добычи нефти за эти годы с 24 млн. тонн до 31,5 млн. тонн в 2007 году.

1. Ресурсная база для проведения ОПР

В соответствии с «Концепцией развития нефтедобычи по Республике Татарстан на период до 2020 года» утверждены расчетные уровни добычи нефти по компании до 2020 года, обеспечивающие стабилизацию объемов добычи на уровне 30 млн. тонн по республике на период 2005 – 2020 гг. Важную роль в общем объеме добычи нефти по ОАО «Татнефть» будет иметь добыча битумов.

По различным оценкам геологические ресурсы тяжелых нефтей и битумов РТ в пермских отложениях достигают от 2 до 7 млрд. тонн (36 % ресурсов РФ). 50 % территории РТ не разведано, но перспективно на ПБ. В РТ выявлено более 450 залежей ПБ. В зоне деятельности ОАО «Татнефть» выявлено 149 месторождений.

Для начала опытно-промышленных работ выбраны месторождения высоковязких и битумных нефтей Черемшано-Бастрыкской разведочной лицензионной зоны ОАО «Татнефть» (См. Рис. 6 из статьи Р.Х. Муслимова, стр. 6).

Эта зона включает 68 месторождений различной степени геологической изученности с геологическими запасами 152 млн. тонн, из которых на 01.01.2007 на балансе ГКЗ числятся 12 месторождений высоковязких нефтей уфимского яруса (шешминский горизонт) с извлекаемыми запасами – 26 млн. тонн. Геолого-физическая характеристика этих месторождений приведена в табл. 1. Глубина залегания пластов от 70 до 200 м, толщина до 30 м, в среднем около 8 м, пористость 25 – 30 %, вязкость нефти до 10 тыс. сП.

2. Состояние ОПР на Ашальчинском месторождении

Основным организатором и инвестором освоения

месторождений сверхвязких нефтей (СВН) пермских отложений в Республике Татарстан выступает ОАО «Татнефть», внесшее существенный вклад в геологическое изучение и проведение опытно-промышленной эксплуатации. В 2006 году с учетом вязкости нефти начата опытно-промышленная разработка Ашальчинского месторождения с использованием собственной уникальной технологии парогравитационного режима эксплуатации. На основании лабораторных исследований и опыта разработки канадских месторождений по технологии SAGD была выбрана собственная парогравитационная технология разработки.

На Ашальчинском месторождении в мае 2006 года впервые в России было завершено бурение первой пары горизонтальных скважин с выходом на поверхность. В середине мая началось их освоение с применением технологии парогравитационного дренажа, в июле 2006 г. добыта первая тонна битумной нефти.

Всего с начала эксплуатации опытного Ашальчинского месторождения по июнь 2007 года в нагнетательную скважину № 233 закачано более 22 тысяч тонн пара, из добывающей скважины № 232 извлечено около 3,0 тысяч тонн нефти (Табл. 2).

Уникальность пробуренных скважин с выходом на поверхность заключается в том, что позволяет осуществить регулирование режимов работы этих скважин в широких пределах при существующих технологических возможностях.

За период работы пары скважин было опробовано шесть режимов эксплуатации и определен оптимальный режим, обеспечивающий максимально эффективное использование тепла, подаваемого в пласт. Опыт эксплуатации первой пары скважин подтвердил правильность выбора технологических и технических решений.

Средний дебит СВН, добываемой на Ашальчинском месторождении, в середине июня 2007 г. составил 12,5 тонн в сутки, достигнув максимума 15 тонн в сутки. Улучшилось к этому времени текущее паро-нефтяное соотношение, составившее 4,7.

Параметры первой пары скважин следующие: общая

Параметр	Ашальчинское	Северо-Ашальчинское	Южно-Ашальчинское	Туйметкинское	Нижне-Кармальское	Минсалиховское	Утямышское	Дымное
Глубина залегания пласта, м	120	162	100	185	170	197	188	158
Толщина эффективная битумонасыщенная, м	8,23	6,8	6,98	11,0	8,78	6,3	4,3	7,1
Пористость пород, доли ед.	0,25	0,21	0,30	0,35	0,23	0,28	0,28	0,28
Коэффициент проницаемости пород, мкм ²	0,61	1,00	0,5 -1,5	0,5 -1,5	0,92	-	0,900	0,900
Начальное пластовое давление, МПа	0,44	0,44	0,44	0,44	0,50	0,44	0,44	0,44
Начальная пластовая температура, °С	8	7	8	8	8	8	8	8
Битумонасыщенность начальная, доли ед.	0,77	0,81	0,75	0,76	0,85	0,80	0,80	0,80

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика месторождений высоковязких нефтей и ПБ.

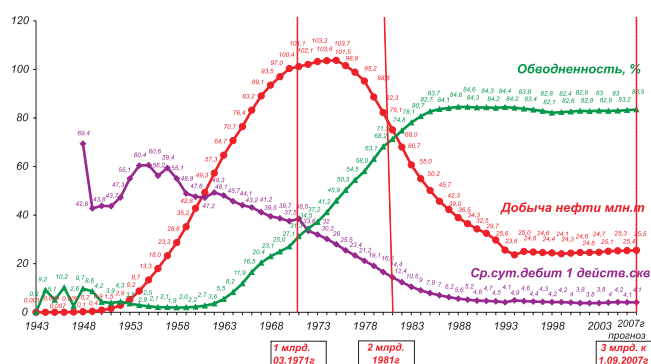


Рис. 1. Добыча нефти, ср. сут. дебит действующих скважин, обводненность по ОАО «Татнефть» 1943 – 2007гг.

длина ствола и длина горизонтальной части ствола паронагнетательной скважины № 233 – 491 и 200 м, добывающей № 232 – 543 и 200 м.

В начале июня 2007 года была пробурена вторая пара скважин. Длина ствола пробуренной паронагнетательной скважины № 231 составляет 712 м, длина горизонтальной части ствола около 400 м. Длина ствола пробуренной добывающей скважины № 230 – 753 м, горизонтальной части ствола 410 м.

Уникальность этих скважин заключается и в том, что длина горизонтального ствола к вертикальному относится как 1:7,5 (глубина скважины – 100 м). В настоящее время изучаются технические возможности бурения скважины с горизонтальными стволами до 700 м.

Сегодня заканчивается обустройство и начинается освоение второй пары скважин, включая:

- свабную откачку жидкости на скважинах до окончания выноса глинистого раствора и механических частиц;
- оборудование обеих скважин под нагнетание теплоносителя;
- продувку скважин паром до появления пленки нефти и пара на выходе из скважин;
- перевод обеих скважин под нагнетание пара;
- закачку пара в добывающую скважину до достижения температуры по стволу скважины до 90 °С, с последующим переводом скважины на насосную эксплуатацию;
- контроль за изменением температуры по длине ствола горизонтальных скважин с целью определения зон поглощения теплоносителя и профиля прогрева по стволу скважин.

Во втором полугодии 2007 года начинается строительство третьей пары скважин с длиной горизонтальной части 550 метров (Рис. 2). Всего по технологии парогравитационного режима планируется освоить 30 пар скважин на Ашальчинском месторождении.

Учитывая сложное геологическое строение наших месторождений необходимо провести ОПР для пластов или участков пластов с толщиной менее 10 м по технологиям:

- закачка горячей воды при температуре до 100 °С;
- закачка полимерных растворов;
- внутрислоевого горения с использованием горизонтальных скважин;
- закачка бинарных смесей.

В настоящее время по данным технологиям ведутся этапы НИОКР, лабораторных экспериментов, математического моделирования и патентования технологий.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 151-ФЗ от 27.07.06 организован прямой учет добываемой

сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении, однако НДС оплачивается в полной мере и планируется сделать перерасчет после утверждения Государственного баланса по нефти за 2006 год.

С учетом позиции Минфина России (письмо № 03-06-06-01/12 от 27.03.07) и протоколами Федерального агентства по недропользованию МПР России запасы углеводородов шешминского горизонта всех 12 месторождений на сегодня переведены в категорию высоковязких нефтей.

3. Привлечение партнеров к проекту

По привлечению малых нефтяных компаний Республики Татарстан к освоению природных битумов или сверхвязких нефтей можно отметить:

- ЗАО «Татойлгаз» готово принять участие в разработке Подлесного месторождения;
- ЗАО «Геотех» имеет намерение участвовать в проектах освоения Нижне-Кармалынского, Карамалинского, Шешминского, Вязовского, Петропавловского, Сугушлинского, Юлтимирского месторождений;
- ООО УК «Шешмайль» готово участвовать в проекте по Грядинскому месторождению;
- ЗАО «Охтин-ойл» имеет намерение участвовать в проектах по Северо-Карамалинскому, Беркет-Ключевскому, Дальне-Ивановскому, Каменскому, Мельничному месторождениям, а также в проекте по обеспечению попутным газом для парогенераторов при разработке всех месторождений;
- ОАО «СМП-Нефтегаз» заинтересовано в использовании битума в дорожном строительстве, в т.ч. получаемого по сольвентной технологии разделения нефти и битума, проектируемого по заказу Инвестиционно-венчурного фонда республики институтом «Союзхимпромпроект».

4. Перспективы освоения ресурсов сверхвязкой нефти пермских отложений

ОАО «Татнефть» планирует достижение объема добычи СВН до 1,5 млн. тонн в год к 2020 году. Этому в значительной мере способствует развитая инфраструктура региона (нефтепроводы, газопроводы, нефтепродуктопроводы, паропроводы, автодорожный транспорт и др.) и квалифицированный персонал специалистов. Предполагается создание в Татарстане на базе ресурсов СВН нового крупного нефтедобывающего комплекса, который в перспективе должен обеспечить стабилизацию добычи

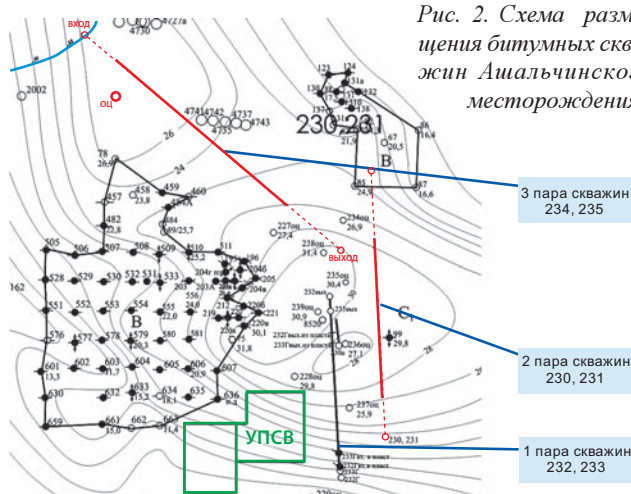


Рис. 2. Схема размещения битумных скважин Ашальчинского месторождения.

Показатели	Значение
Накопленная добыча битума, т	3000
Накопленная закачка пара, т	22185
Накопленная добыча жидкости, т	29910
Текущая обводненность по участку, %	86
Средний дебит по битуму, т/сут	7
Текущий дебит по битуму, т/сут	12,5
Средний дебит по жидкости, т/сут	90,2
Паробитумное отношение	7,4
Текущее паробитумное отношение	4,7
Начальные геологические запасы участка, т	77000
Начальные извлекаемые запасы участка, т	41500
Расчетный коэффициент нефтеизвлечения, %	54
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	7,2
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов за 2006 г., %	2,4
ожд. за 2007 г., %	12,0

Табл. 2. Характеристика параметров работы участка ОПР Ашальчинского месторождения по состоянию на 01.07.07.

нефти и обеспечить выпуск конкурентоспособной, экспортноориентированной и импортозамещающей продукции нефтепереработки и нефтехимии. Данный комплекс направлен на сохранение и развитие экономического потенциала старых нефтедобывающих регионов, к которым относится и Республика Татарстан.

Для привлечения иностранных компаний к данному проекту с целью стабилизации добычи проведены переговоры с компаниями Шелл, Коноко-Филлипс, Эксон-Мобил, Репсол, Шеврон, Уорли Парсонс и в соответствии с утвержденным «Планом мероприятий по формированию Концепции разработки инвестиционных проектов по освоению месторождений сверхвязких, битумных нефтей и их переработке» выбор партнера должен быть завершён к сентябрю 2007 года.

До 01.11.07 ОАО «Татнефть» совместно со стратегическим партнером будут рассмотрены вопросы технологической переработки и целесообразность строительства завода по переработке нефти и представлена в Кабинет Министров Республики Татарстан «Программа по освоению ресурсов высоковязких нефтей», включая вопросы государственной поддержки.

Наша цель – привлечение стратегического партнера и обеспечение создания нового направления нефтедобычи и переработки в Татарстане.

Таким образом, можно сделать следующие выводы и предложения:

1. В ОАО «Татнефть» освоена технология бурения параллельных горизонтальных эксплуатационных скважин с длиной ГС до 400 м на расстоянии 5 метров друг от друга с выходом на поверхность при глубинах до 100 м от поверхности земли.

2. В ОАО «Татнефть» создана и отработана собственная технология парогравитационного режима для тяжелых нефтей, обеспечивающая дебит нефти до 13 – 15 т/сут при паронефтяном отношении 4 – 5 т/т.

3. Проведенные переговоры подтвердили заинтересованность крупнейших мировых нефтяных компаний в изучении опыта работы с тяжелыми нефтями в ОАО «Татнефть», в разработке месторождений сверхвязких битумных нефтей и их переработки в Республике Татарстан.

4. Заинтересованность малых нефтяных компаний принять участие в разведке и разработке месторождений тяжелых нефтей, а также в использовании продуктов переработки.

Казань: Изд-во «Фэн», 2007. - 295 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан



Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин,
И.Е. Шаргородский,
Е.Д. Войтович, С.Е. Войтович

В работе исследованы состояние изученности природных битумов пермских отложений Республики Татарстан, история геологического развития и структурно-тектонические условия территории их размещения. Показаны особенности пространственного размещения скоплений битумов, рассмотрены условия и время их формирования. Дана геохимическая характеристика битумов, сведения о гидрогеологических условиях размещения залежей. Выполнены качественная оценка перспектив битумоносности и анализ оценки ресурсов и запасов. Дан прогноз освоения ресурсов природных битумов республики, рассмотрены методы разработки, рекомендованы направления широкого вовлечения битумов в разработку.

Работа может быть полезной научным и производственным работникам, занимающимся геологией, поисками, разведкой и освоением залежей природных битумов, а также преподавателям и студентам ВУЗов.

ISBN 5-9690-0056-6

Казань: Изд-во «Фэн», 2006. - 328 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана



Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович,
В.Б. Либерман, Н.С. Гатиятуллин,
С.Е. Войтович

В монографии освещаются тектоника, основные этапы геологического развития и особенности пространственного размещения залежей нефти на территории Татарстана. Изложены принципы тектонического и нефтегеологического районирования, основанные на структурных признаках, охарактеризованы типы месторождений и залежей нефти. Предложенная схема раскрывает пространственные взаимоотношения различных типов зон восточных и западных районов республики. В заключении рассмотрены условия формирования нефтяных месторождений и приведены перспективы нефтеносности. В результате углубленного тектонического и нефтегеологического районирования авторами намечены основные направления поисков нефти в Татарстане.

Работа представляет интерес для геологов-нефтяников, производственных и научно-исследовательских организаций, а также студентов нефтяных вузов.

ISBN 5-9690-0053-1

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ: ПАРАДИГМЫ XXI ВЕКА

Когда все остальное потеряно,
всё же остается ещё будущее.

(Кристиан Боуви)

Введение

В настоящее время в нефтегазовой индустрии происходят серьезные качественные изменения. В разных странах и регионах они имеют специфический характер, но всё больше довлеет процесс глобализации. Есть предположения, что нефтяной век на планете кончается. Такие утверждения исходят из ошибочного понимания того, что нефть и газ являются невозобновляемыми ресурсами. Однако, углеводородных скоплений в недрах земли феноменально много, и этот ресурсный источник будет не иссякаем. Если изучить историко-статистические показатели и основные этапы развития нефтяной и газовой промышленности, то мы увидим:

1. Предполагаемые ресурсы и разведанные запасы нефти и газа в мире всё время увеличиваются. Сейчас они оцениваются в 142 млрд. т нефти и 150 трлн. м³ газа. В сумме это составляет почти 300 млрд. т условного топлива. В Западной Сибири по оценкам зарубежных экспертов запасы нефти увеличились с 7 млрд. тонн до 10 млрд. тонн. Вероятно, и это тоже не предел, потому что уже добыто 8 млрд. тонн.

2. Добыча нефти и газа неуклонно растет. Если в начале XX столетия добывалось всего 22 млн. т нефти, то в 2000г. добыча нефти достигла 3,33 млрд. т, а газа 2,35 трлн. м³. Многие месторождения разрабатываются более 50 лет, и объём добычи из них превышает первоначально подсчитанные запасы. Для доказательства можно привести много примеров. Когда в Татарстане была открыта нефть, её запасы оценивались в 709 млн. тонн. Вроде бы ошибки не было. Однако на сегодняшний день в Татарстане уже добыто 3,0 млрд. тонн нефти, то есть в четыре с лишним раза больше, чем было предсказано. А татарстанские геологи и нефтяники уже продолжительное время стабильно поддерживают высокий уровень добычи. Впечатляющее превышение добычи нефти над расчетными запасами отмечено на ряде месторождений Западной Сибири (Усть-Балыкское, Октябрьское и другие).

Очень часто мы наблюдаем «второе» дыхание месторождений. Нефть в Терско-Сунженском районе (Чеченская республика) начали разрабатывать ещё в конце XIX. За полвека эксплуатации выкачали 100 млн. тонн «черного золота». Затем продуктивность пластов упала в десятки раз. В нефтяных пластах появлялось всё больше воды, и добыча стала нерентабельной. Некоторые месторождения не работали 15 лет. Но в 1950-х годах были выявлены новые продуктивные пласты, а высокообводненные скважины вновь начали давать безводную нефть. В результате крупный нефтяной район вернулся на довоенный уровень.

«Вторую жизнь» получило и Ромашкинское месторождение в Татарстане, которое разрабатывают уже более 60 лет. В начале добычи любое месторождение отдает легкие нефтяные фракции, а затем наступает черед трудноизвлекаемой «тяжелой» нефти. Но на Ромашкинском

месторождении наблюдается ещё одна странность – из скважин вновь начали поступать легкие фракции.

Вместе с тем, с учетом существующего коэффициента извлечения нефти в пластах, ещё остаётся более 60% запасов. Это огромный резерв, который ещё предстоит осваивать, и не только в XXI веке. Геологи уверенно предполагают и профессионалы рассчитывают, что в Западной Сибири в течение XXI столетия мы получим 10-кратное (если не больше) увеличение промышленных запасов. Инновационные прорывы потребуют новой парадигмы.

1. О теориях и концепциях

Факты, полученные во второй половине XX столетия, в значительной степени противоречат классическим концепциям нефтегазовой геологии.

Как известно, стержнем осадочно-миграционной теории является органическая геохимия, в развитии которой приоритет советских и российских исследователей очевиден. Высокого уровня достигли эти исследования во Франции, США, Китае, Норвегии и других странах. В последние годы широко развито изучение биомаркеров в нефтях и битумоидах. Но геологические выводы на их основе носят противоречивый характер. Примером может служить палеозой Западной Сибири.

Расширение сферы нефтепоисковых работ, выход в новые районы и освоение больших глубин привели к открытию нестандартных бассейнов и нетрадиционных залежей нефти и газа. Оказалось, что многие открытия не вписываются в классические схемы осадочно-миграционной теории нефтегазоносности.

Органическая теория происхождения нефти и в том числе обязательное наличие нефтематеринских толщ имеет сильных оппонентов. Между прочим, ещё А. Леворсен подчеркивал, что нефтематеринские породы теряют своё значение как обязательная предпосылка для практики поисково-разведочных работ. Антиклинальная поисковая методика утратила свою ценность. Свойства коллекторов и покрывок также во многом определяются неоднозначно. Коэффициент успешности в разведке по-прежнему остается низким, а фактор риска высоким, поскольку прогноз и предварительные расчеты ресурсов и запасов часто не находят подтверждения в практической работе. Установлено, что нефть может быть доступна в различных породах и разнообразных условиях. Достаточно успешно развиваются геофлюидодинамические концепции и обновлённая теория фильтрации.

Предлагается новое определение «залежи» нефти. Исходя из фрактально-энтропийных представлений, можно считать, что залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной энергией, ограниченная порогом протекания и массо-энергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда).

2. О разведке

В американском журнале “Explorer” была размещена небольшая анкета с вопросом для читателей: «Что помогает находить нефть?». Ответы были разные, но многие профессиональные геологи отвечают: - «Идея». Позиция геолога, основанная на идее и новой перспективной концепции – это и есть научная убежденность, как главная составляющая успешного поиска. Конечно же, большую роль играет интуиция, вера в успех, неутолимое желание открыть и получить фонтан нефти. Разумеется, профессионализм играет решающую роль, особенно в тщательном анализе накопленных и вновь получаемых геолого-геофизических материалов. («Сам бог не сумел бы создать ничего, не будь у него материалаца». Г. Гейне). Всё это объединяется одним словом – работа, работа и работа.

Рассматривая многие новые направления разведки углеводородного сырья (глубокое бурение, шельф, газогидраты и др.) хотелось бы сосредоточить внимание на ФУНДАМЕНТЕ. Перспективы фундамента становятся все более реальными. До недавнего времени «классические» фундамента на древних и молодых платформах рассматривались как стерильные образования. Но факты говорят об обратном. Уже более 500 месторождений обнаружено в фундаментах Америки, Европы, Азии и Австралии в различных породах, включая метаморфические и магматические. Состав, структура и объем фундамента со временем изменяются. В этой связи специальный нефтегеологический термин «фундамент» теряет свой смысл. По-видимому, подлежат пересмотру понятия об осадочных нефтегазоносных бассейнах.

Более 100 нефтяных и газовых залежей уже известны в древних породах «классического фундамента» Западной Сибири (докембрий, палеозой). Здесь толщина палеозойских формаций значительно превышает полную толщину мезозойских пород и несомненно содержит в себе огромные ресурсы нефти и газа. Таким образом, нефтегазоносность фундамента может быть расценена как достижение, сделанное в 20-ом столетии и которое может быть реализовано в широких масштабах в XXI веке.

Следует заметить, что разведка месторождений – это всегда большой геологический и коммерческий риск. Разведочный этап в любой форме должен сопровождаться исследованиями пластовых систем и созданием оперативных флюидодинамических моделей. При этом поиски и разведка могут осуществляться по схеме “Step by step”, чтобы избежать риска и лишних затрат.

Разведочные технологии должны базироваться на новой нефтегеологической парадигме.

3. О разработке

По нашим представлениям, все разрабатываемые нефтяные пласты являются трещинными коллекторами.

Намечаются новые подходы к изучению нефтенасыщенных объектов как динамических систем с быстро меняющимся состоянием: то резко «возбужденным», то близким к стабильному, что особенно характерно в период наложенных техногенных процессов (разведка и разработка).

В России, особенно в Западной Сибири, преобладает использование глубоких гидравлических разрывов пласта и бурение горизонтальных скважин. Эти методы пока оказались оптимальными в условиях ускоренной разработки

нефтяных месторождений. Но указанные технологии не обеспечивают полного извлечения нефти из залежи, и месторождения быстро истощаются. Мы должны помнить, что залежь нефти - «живая» система, и нельзя ее «убивать». Разработка должна вестись экономичными и в тоже время щадящими методами. Необходимо применять реабилитационные циклы. Период активной реабилитации обеспечивает не только релаксацию фильтрационно-емкостных свойств, но и восстановление энергетического потенциала флюидонасыщенных систем. Это необходимо предусматривать в процессе лицензирования. Под активной реабилитацией подразумевается не просто «покой», а допустимое индивидуальное воздействие (лечение) на систему.

4. О новых взглядах в нефтегазовой науке и практике

Необходима новая научная нефтегеологическая парадигма и, как следствие, разработка новых методик и технологий, основанных на принципах детерминистского хаоса в современной геодинамике («Природа даже в состоянии хаоса может действовать только правильно и слаженно»). И. Кант с учетом геофлюидодинамического мониторинга и фрактального моделирования. В этом суть инновационных подходов. К стати, сейсморазведка должна решать флюидодинамические задачи, а не только структурные.

Познать динамику состояния природно-техногенных объектов можно только на основе мониторинга. В этом смысле весьма поучительным является создание и реализация комплексного американского проекта по изучению бассейнов Земли – GBRN (Global Basin Research Network) для систематического изучения флюидодинамических процессов в разных районах Земли. В районе Мексиканского залива месторождение Юджин-Айленд было выбрано в качестве полигона, как одно из немногих мест на Земле, где созревание и миграция нефти и газа происходит в настоящее время. GBRN был создан в 1990 г. и включал семь университетов США и четыре компьютерно-информационных центра. Работа получила поддержку крупнейших нефтяных компаний, а также департамента энергетики США, который выделил 30 млн. долл. на три года.

Была поставлена сверхамбициозная задача: разрабатывать новые методы и технологии разведки и разработки нефтегазовых месторождений на основе видения современных динамических процессов.

На полигоне у побережья Луизианы, где расположено гигантское месторождение Мексиканского залива Юджин-Айленд, в блоке 330 получены весьма интересные данные. В результате сейсморазведки, выполненной дважды (1985 и 1988), установлена очаговая изменчивость параметров нефтенасыщенности и движение флюидов. Изменение амплитуд за этот отрезок времени соответствует степени дренирования коллектора и позволяет наметить зоны возможных целиков нефти для последующей программы буровых работ на месторождении.

Сейсмический 4D дифференциальный анализ сейсморазведки 1992 г. позволил осуществить детальный (выраженный в объемных параметрах) прогноз инфраструктуры дренажной системы с выделением интервала, не охваченного вытеснением. Как говорят американцы, исследование «живых» геологических явлений направлено на достижение нового их понимания. Принципиально важным

А.А. Баренбаум

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва
azary@mail.ru

НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ И КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

Изложена «климатическая» концепция формирования крупных скоплений нефти и газа. Новая концепция, обобщая биогенную и абиогенную теории нефтегазообразования, позволяет объяснить механизм восполнения запасов разрабатываемых нефтегазовых месторождений, сильную изменчивость состава нефтей и газов и другие наблюдаемые факты.

Введение

Согласно биогенной и абиогенной теориям, нефтегазообразование – это длительный геологический процесс в сотни тысяч – миллионы лет. Однако имеются многочисленные примеры восполнения запасов эксплуатируемых месторождений, сильные вариации состава нефтей (Муслимов и др., 2004) и углеводородных газов (Войтов, 1991), а также присутствие в нефтях радиоактивного изотопа C^{14} естественного (Peter et al., 1991) и искусственного (Kalmytkov et al., 1999) происхождения. Эти факты вынуждают автора рассматривать формирование скоплений нефти и газа не только как геологический, а, в первую очередь, как климатический процесс (Баренбаум, 2002, 2004, 2007а).

Ограниченность биогенной и абиогенной гипотез

Традиционные подходы к решению проблем происхождения нефти и газа страдают отсутствием необходимой системности постановки задачи.

Оценки показывают (Ронов и др., 1982), что в фанерозое в породах земной коры погребено углерода в 2120 раз больше, чем находится сегодня на поверхности. Поэтому углерод должен не только захораниваться в недрах, но и пополняться на поверхности Земли. Сторонники же биогенной теории интересуют, в основном, механизмы образования нефти и газа из органики осадочных пород. Так что принципиальный для проблемы вопрос: откуда берется в биосфере, т.е. на земной поверхности, в необходимых

количествах тот углерод, который после отмирания организмов и фоссилизации их остатков превращается в нефть и газ, остается без ответа.

Казалось бы, проблему решает неорганическая гипотеза. Ее приверженцы полагают, что этот углерод в составе плюмов квазипериодически (Добрецов, 1997) поступает к поверхности из глубоких земных недр, где он сохранился (Летников и др., 1977) с момента образования нашей планеты. При этом земная кора перехватывает и сохраняет в виде нефти и газа очень малую часть потока УВ. Так что практически весь дегазирующий из недр углерод в количестве $10^{15} 10^{16}$ г/год (Войтов, 1986) поступает в атмосферу Земли.

Но возникает другой вопрос – куда затем девается весь этот углерод? Ведь при современных темпах дегазации атмосфера планеты оказалась бы насыщенной глубинным углеродом (метаном) всего за ~1000 лет. Уйти в космическое пространство он не может из-за тяготения Земли. Не может этот углерод всецело поглотиться живыми организмами и водами Мирового океана, поскольку масса биоты и состав океанических вод на протяжении фанерозоя оставались в целом достаточно стабильными (Вернадский и др., 1960).

Сущность новой концепции

Ранее приведены убедительные доказательства (Баренбаум, 2002) того, что в эпохи на границах стратонов фанерозойской шкалы наша планета и в целом Солнечная система подвергаются интенсивным бомбардировкам галак-

достижением этого проекта является доказательство современного активного генезиса новых масс углеводородов в разрабатываемых пластах.

В определенных случаях можно добиться воспроизводства запасов за счет эффективного управления природно-техногенными процессами. Это принципиально новая постановка вопроса в отношении медленно воспроизводимых ресурсов планеты в геологической шкале времени.

В этой связи можно сделать принципиально важный вывод, имеющий большое практическое значение. В период активной разработки многопластовых месторождений в Западной Сибири за счет перетоков в различных направлениях происходит увеличение запасов в отдельных зонах или формирование новых скоплений нефти и газа. Значительную подпитку дают новообразованные массы углеводородов за счет их современного генезиса в

активных очагах литосферы. Подобные процессы отмечаются во многих нефтегазоносных районах мира. Эти вновь образованные, вторичные или «техногенные» залежи могут содержать значительные запасы. Необходимо ориентировать разведочные работы на такие объекты, которые могут быть «размазаны» по большому стратиграфическому диапазону. Надо разрабатывать целевые методики для таких работ, которые могут существенно увеличить нефтегазовые запасы Западной Сибири.

В Западной Сибири активный процесс формирования и переформирования залежей продолжается и в настоящее время. Молодой возраст скоплений нефти и газа в фанерозое Западной Сибири отмечается всеми геологами.

Главный вывод. Нефть и газ являются возобновляемыми ресурсами за счет спонтанно активизированных природных и природно-техногенных процессов в земной коре.

А.А. Баренбаум

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва
azary@mail.ru

НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ И КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

Изложена «климатическая» концепция формирования крупных скоплений нефти и газа. Новая концепция, обобщая биогенную и абиогенную теории нефтегазообразования, позволяет объяснить механизм восполнения запасов разрабатываемых нефтегазовых месторождений, сильную изменчивость состава нефтей и газов и другие наблюдаемые факты.

Введение

Согласно биогенной и абиогенной теориям, нефтегазообразование – это длительный геологический процесс в сотни тысяч – миллионы лет. Однако имеются многочисленные примеры восполнения запасов эксплуатируемых месторождений, сильные вариации состава нефтей (Муслимов и др., 2004) и углеводородных газов (Войтов, 1991), а также присутствие в нефтях радиоактивного изотопа C^{14} естественного (Peter et al., 1991) и искусственного (Kalmytkov et al., 1999) происхождения. Эти факты вынуждают автора рассматривать формирование скоплений нефти и газа не только как геологический, а, в первую очередь, как климатический процесс (Баренбаум, 2002, 2004, 2007а).

Ограниченность биогенной и абиогенной гипотез

Традиционные подходы к решению проблем происхождения нефти и газа страдают отсутствием необходимой системности постановки задачи.

Оценки показывают (Ронов и др., 1982), что в фанерозое в породах земной коры погребено углерода в 2120 раз больше, чем находится сегодня на поверхности. Поэтому углерод должен не только захораниваться в недрах, но и пополняться на поверхности Земли. Сторонники же биогенной теории интересуют, в основном, механизмы образования нефти и газа из органики осадочных пород. Так что принципиальный для проблемы вопрос: откуда берется в биосфере, т.е. на земной поверхности, в необходимых

количествах тот углерод, который после отмирания организмов и фоссилизации их остатков превращается в нефть и газ, остается без ответа.

Казалось бы, проблему решает неорганическая гипотеза. Ее приверженцы полагают, что этот углерод в составе плюмов квазипериодически (Добрецов, 1997) поступает к поверхности из глубоких земных недр, где он сохранился (Летников и др., 1977) с момента образования нашей планеты. При этом земная кора перехватывает и сохраняет в виде нефти и газа очень малую часть потока УВ. Так что практически весь дегазирующий из недр углерод в количестве $10^{15} 10^{16}$ г/год (Войтов, 1986) поступает в атмосферу Земли.

Но возникает другой вопрос – куда затем девается весь этот углерод? Ведь при современных темпах дегазации атмосфера планеты оказалась бы насыщенной глубинным углеродом (метаном) всего за ~1000 лет. Уйти в космическое пространство он не может из-за тяготения Земли. Не может этот углерод всецело поглотиться живыми организмами и водами Мирового океана, поскольку масса биоты и состав океанических вод на протяжении фанерозоя оставались в целом достаточно стабильными (Вернадский и др., 1960).

Сущность новой концепции

Ранее приведены убедительные доказательства (Баренбаум, 2002) того, что в эпохи на границах стратонов фанерозойской шкалы наша планета и в целом Солнечная система подвергаются интенсивным бомбардировкам галак-

достижением этого проекта является доказательство современного активного генезиса новых масс углеводородов в разрабатываемых пластах.

В определенных случаях можно добиться воспроизводства запасов за счет эффективного управления природно-техногенными процессами. Это принципиально новая постановка вопроса в отношении медленно воспроизводимых ресурсов планеты в геологической шкале времени.

В этой связи можно сделать принципиально важный вывод, имеющий большое практическое значение. В период активной разработки многопластовых месторождений в Западной Сибири за счет перетоков в различных направлениях происходит увеличение запасов в отдельных зонах или формирование новых скоплений нефти и газа. Значительную подпитку дают новообразованные массы углеводородов за счет их современного генезиса в

активных очагах литосферы. Подобные процессы отмечаются во многих нефтегазоносных районах мира. Эти вновь образованные, вторичные или «техногенные» залежи могут содержать значительные запасы. Необходимо ориентировать разведочные работы на такие объекты, которые могут быть «размазаны» по большому стратиграфическому диапазону. Надо разрабатывать целевые методики для таких работ, которые могут существенно увеличить нефтегазовые запасы Западной Сибири.

В Западной Сибири активный процесс формирования и переформирования залежей продолжается и в настоящее время. Молодой возраст скоплений нефти и газа в фанерозое Западной Сибири отмечается всеми геологами.

Главный вывод. Нефть и газ являются возобновляемыми ресурсами за счет спонтанно активизированных природных и природно-техногенных процессов в земной коре.

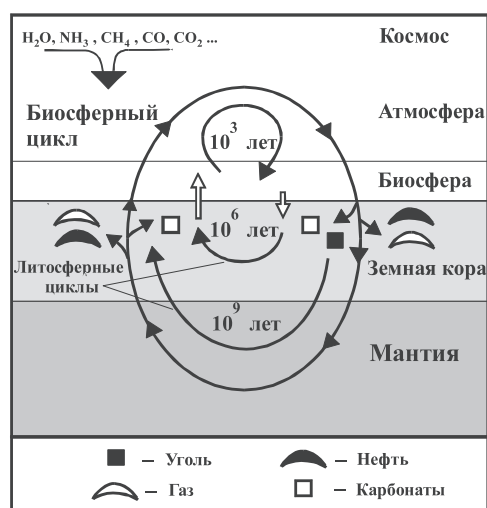


Рис. 1. Схема глобального круговорота углерода на Земле.

тическими кометами. Вместе с кометами на Землю поступают большие количества космического углерода и воды, которые включаются в происходящий на Земле геохимический круговорот вещества (Вернадский, 1960). В результате углерод перераспределяется по разным подсистемам нашей планеты, как над, так и под ее поверхностью.

Согласно развиваемым представлениям нефть и газ – это продукты циркуляции подвижного углерода через земную поверхность с участием его трех главных циклов круговорота на нашей планете (Рис.). Первый длительностью $\sim 10^3 - 10^6$ лет связан с погружением углеродсодержащих пород в мантию Земли при субдукции литосферных плит. Второй – с характерным временем $\sim 10^6 - 10^7$ лет вызван преобразованием захораниваемого органического вещества при накоплении осадков. И третий – биосферный цикл длительностью ~ 40 лет обусловлен переносом углерода в земную кору метеогенными водами в процессе их климатического круговорота.

Все три цикла тесно связаны между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей роль геохимического барьера, углерод циркулирует в окисленном виде (CO_2 и живое вещество CH_2O), а под поверхностью – в восстановленном. После восстановления до УВ углерод формирует в верхней зоне земной коры собственные скопления в виде залежей нефти и газа, что помечено на рисунке соответствующими значками.

Значительную роль в современном формировании залежей нефти и газа играет биосферный цикл углерода, который охватывает биосферу в целом, включая ее подземную часть. Вследствие больших масштабов переноса углерода метеогенными водами и его преимущественно регионального характера, пополнение ловушек УВ происходит за десятки – сотни, а не миллионы лет. При этом сами ловушки, во-первых, приурочены к крупным осадочным бассейнам, дренирующим огромные по площади территории, и, во-вторых, тяготеют к разломам земной коры. Наличие разломов, с одной стороны, облегчает поступление метеогенных вод в породы осадочного чехла, а с другой, способствует разгрузке этих вод от транспортируемого углерода.

Своим образованием нефтегазовые скопления обязаны двум основным физико-химическим процессам: 1) экстракции подземными водами преобразованной в катагенезе и диагенезе органики осадочных пород, 2) поликонденсационным реакциям синтеза УВ из поставляемо-

го с поверхности метеогенными водами гидрокарбоната (HCO_3). Первый процесс отвечает за наличие в нефти сложных УВ (биомаркеров), сходных органическому веществу вмещающих пород, из которого они произошли, а второй – нормальных и изопреноидных алканов и др. сравнительно просто структурированных УВ, присутствующих в больших количествах в нефтях категории А¹.

Состав УВ нефти формирует также подземная микрофлора. Под ее влиянием он может меняться как при подземной миграции флюидов к ловушкам, так и в самих залежах. Однако эти изменения свойственны неглубоко залегающим нефтям В¹ и В² (Забродина и др., 1978). Нефти А¹, погруженные на глубину от 2 до 5 км, обычно биодегрاديруются слабо.

На состав нефти влияют и другие факторы. Из-за неодинаковой подвижности низко- и высокомолекулярных УВ и разной эффективности их накопления в ловушках многие нефти лишены легких фракций, причем в ряде случаев эти потери достигают 90% и более. В термобарических условиях осадочного чехла имеют место также фазовые переходы УВ нефти из жидкости в газ и, наоборот. Типичная смесь УВ на таких глубинах распадается на две фазы: газ и нефть (Баренбаум, 2002). Ниже этого «нефтяного окна» УВ представлены газом либо газоконденсатом. На еще больших глубинах флюид ведет себя как единая водородная смесь и на фазы не распадается.

Механизм геохимического круговорота

«Земная кора – писал В.И. Вернадский – есть область нашей планеты, чрезвычайно сложная по своему строению. Ее происхождение нам неясно. По-видимому, она в своей основе сильно переработана постоянно в нее проникающими космическими излучениями. Она представляет не случайную группу явлений, но совершенно закономерное явление в истории планеты, своеобразный планетный механизм».

В условиях периодического поступления на планету больших масс космического вещества, устойчивое функционирование системы требует обязательного вывода из активного обмена излишков углерода (и воды) и их фиксации на какое-то время в неких «резервуарах». Такими резервуарами – накопителями подвижного углерода, в первую очередь, служат Мировой океан, биота, атмосфера, почвы, а также породы земной коры и мантии.

При геохимическом равновесии системы выполняется требование:

$$\frac{n_i}{\tau_i} = C = const,$$

где n_i и τ_i – соответственно масса углерода и среднее время его пребывания в i -том резервуаре, C – константа равновесия, характеризующая скорость геохимического круговорота в системе.

Фактические данные свидетельствуют о пребывании биосферного цикла в состоянии равновесия, когда уход углерода из одного резервуара системы восполняется его поступлением из других. Скорость этого обмена $C = (2.7 \pm 0.1) \times 10^{17}$ г/год совпадает со скоростями круговорота кислорода атмосферы и вод подземной гидросферы. Тем самым, как полагал В.И. Вернадский, на нашей планете существует единая геохимическая система круговорота вещества. Ее объединяющим началом являются живые

организмы, которые, входя составным элементом в циклы воды, углекислоты и кислорода, приводят их скорости в соответствие с общим круговоротом вод гидросферы.

Балансовые проблемы круговорота углерода

Анализ круговорота углерода через поверхность Земли выявляет в эмпирических данных серьезное балансовое противоречие. Оно отражено на рисунке вертикальными стрелками разной длины. Из измерений следует, что если в осадках континентов и океанов ежегодно погребается $(2\div 6)\times 10^{14}$ г углерода, то из недр на поверхность его поступает $(1\div 5)\times 10^{15}$ г в год. Причем на нисходящей ветви круговорота захоранивается углерод окисленный, состоящий на $\sim 2/3$ из карбонатов и на $\sim 1/3$ из отмершей органики, в то время как на восходящей ветви в атмосферу поступает преимущественно углерод восстановленный, представленный метаном (CH_4) и его гомологами (Войтов, 1986).

Не менее важна эта проблема для климатологии. В мире ежегодно добывается около 3,3 млрд. т нефти, 2,3 трлн. м³ природного газа и 3,3 млрд. т каменного угля. В нефтяном эквиваленте эта масса топлив составляет 7,6 млрд. т н.э. в год (или 7.6×10^{15} г углерода). При их сжигании образуется втрое большее количество CO_2 , которое, по мнению климатологов, может вызывать наблюдаемое потепление климата Земли. Данная эмиссия CO_2 для надземной системы круговорота углерода, как показывают расчеты, избыточна. При самых оптимистичных предположениях $\sim 30\%$ CO_2 невозможно удалить из атмосферы за счет известных механизмов его растворения в водах Мирового океана и поглощения биотой (Кондратьев, Крапивин, 2003).

Учет переноса CO_2 в форме гидрокарбоната метеогенными водами под земную поверхность количественно решает данный вопрос, как и проблему нефтегазообразования в целом (Баренбаум, 2004). Это решение опирается на два эмпирически доказуемых положения: 1) поверхностные воды достаточно легко и быстро проникают до глубин ~ 5 км (Ферронский, Поляков, 1983) и 2) абиогенный синтез нефтяных УВ активно протекает в осадочном чехле земной коры при температуре $\sim 150 - 200^\circ\text{C}$ (Баренбаум, 2007б).

Основные выводы

В новой концепции формирование залежей нефти и газа определяется не только условиями генезиса и накопления УВ в недрах, но и факторами круговорота углерода над земной поверхностью. Среди них важную роль играет хозяйственная деятельность людей. Так как масса извлекаемого из недр ископаемого углерода превышает его поступление за счет естественной циркуляции, человек способен оказывать активное воздействие на региональные процессы генерации нефти и газа в недрах (Баренбаум и др., 2006).

Умеренное по темпам извлечение нефти и газа из залежей (без нарушения подземной циркуляции вод) не должно сильно влиять на потенциальную нефтегазоносность региона, повышая темп восстановления его месторождений. Но произойдет это лишь в условиях, когда извлекаемые УВ потребляются в пределах того же гидрогеологического бассейна, что и их добыча.

Практика транспортировки нефти и газа на тысячи километров от мест добычи способствует перераспределению мировых ресурсов УВ. Интенсивно потребляющие нефть и газ промышленно развитые страны аккумулируют их на сво-

ей территории, тогда как страны, специализирующиеся на добыче и экспорте УВ сырья, свои ресурсы истощают.

Другим прогнозируемым следствием является тенденция смещения крупных скоплений УВ в акватории Мирового океана. Из-за отсутствия на краях континентов условий накопления УВ, избыточный углерод при региональном круговороте выносится водами подземного стока на глубоководном шельфе и континентальном склоне материков (Баренбаум, 2007а). Поэтому именно здесь сосредоточены основные запасы УВ нашей планеты, представленные не только нефтью и газом, но и аквемаринными газогидратами.

И, наконец, третий важный вывод состоит в принципиальной возможности эксплуатации месторождений нефти и газа как восполняемых источников углеводородного сырья. При бережном недропользовании, когда темп извлечения УВ из залежей не превышает темпа их естественного пополнения, существуют предпосылки восполнения ресурсов нефтегазовых месторождений.

Эффективность использования нефтегазового потенциала недр может быть повышена и за счет интенсификации подтоков УВ в залежи на конкретных месторождениях путем специального бурения скважин и оптимизации режимов их работы (Баренбаум и др., 2005).

Литература

- Баренбаум А.А. *Галактика, Солнечная система, Земля. Соподчиненные процессы и эволюция*. М.: ГЕОС. 2002.
- Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. *Доклады АН*. №6 2004. Т. 399. 802-805.
- Баренбаум А.А. О возможной связи газогидратов с субмаринными подземными водами. *Водные ресурсы*. Т.34. №4. 2007а.
- Баренбаум А.А. Изучение условий образования нефти с использованием теоретической модели Андерсона-Шульца-Флори. *Вестник ОНЗ РАН*. <http://www.segis.ru>. 2007б.
- Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. и др. Интенсификация притока глубинных углеводородов. *Доклады АН*. Т.406. №2. 2005. 221-224.
- Баренбаум А.А., Шиловская Т.И., Шиловский А.П. *Современное нефтегазообразование. Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ*. Казань: Изд-во КГУ. 2006. 34-38.
- Вернадский В.И. *Избранные сочинения*. М.: Изд-во АН СССР. 1960.
- Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли. *Журн. всеобщей хим. о-ва им. Д.И. Менделеева*. 1986. Т.31. №5. 533-539.
- Войтов Г.И. О химической и изотопно-углеродной нестабильности свободных газов (газовых струй) в Хибинах. *Геохимия*. 1991. №6. 769-780.
- Добрецов Н.Л. Мантийные суперплоты как причина главной геологической периодичности и глобальных перестроек. *Доклады АН*. 1997. Т.457. №6. 797-800.
- Забродина М.Н., Арефьев О.А., Макушина В.М., Петров А.А. Химические типы нефтей и превращение нефтей в природе. *Нефтехимия*. 1978. Т.18. №2. 280-290.
- Кондратьев К.Я., Крапивин В.Ф. *Моделирование глобального круговорота углерода*. М.: Физматлит. 2004.
- Летников Ф.А., Карпов И.К., Киселев А.И., Шкандрий Б.О. *Флюидный режим земной коры и верхней мантии*. М.: Наука. 1977.
- Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа*. 2004. 43-49.
- Ферронский В.И., Поляков В.А. *Изотопия гидросферы*. М.: Наука. 1983.
- Kalmytkov St.N., Sapozhnikov Yu.A., Golubov B.N. Artificial radionuclides in oils from the underground nuclear test site (Perm's region, Russia). *Czech. J. of Phys.* 1999. V.49. Suppl.1. P.91-95.
- Peter J.M., Peltonen P., Scott S.D. et al. ¹⁴C ages of hydrothermal petroleum and carbonate in Guaymas Basin, Gulf of California: Implications for oil generation, expulsion, and migration. *Geology*. 1991. V.19. P.253-256.

К ВОПРОСУ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

В статье рассматриваются проблемы совместной разработки нескольких эксплуатационных объектов с различными геолого-физическими характеристиками на примере одного из крупных месторождений Урало-Поволжья. Приведены зависимости удельных дебитов нефти совместных скважин от количества пластов, уменьшения дебитов в зависимости от количества перфорированных пластов. Рассчитаны дебиты нефти и жидкости совместных скважин, скважин, работающих на один пласт и суммарные дебиты по пластам. Сделаны выводы о необходимости применения на месторождении технологии одновременно-раздельной эксплуатации и о переходе к разукрупнению объекта.

Проблемы совместной разработки эксплуатационных объектов с различными геолого-физическими характеристиками рассматриваются в данной статье на примере одного из крупных нефтяных месторождений Урало-Поволжья.

В пределах данной структуры выделяются пять основных поднятий, осложненных куполами. Рассматриваемое месторождение не только многокупольное, но и многопластовое. Основными промышленно-нефтеносными горизонтами являются отложения нижнего карбона (пласты T_2 , T_1 турнейского яруса, пласты B_2 и B_2' бобриковского горизонта и пласты O_6 , O_5^B , O_5^G , O_5^A , O_5 , O_4 , O_3 , O_2 окского надгоризонта). Продуктивные пласты различаются по типу коллектора: пласты B_2 и B_2' сложены терригенными коллекторами, а окские и турнейские объекты – карбонатными.

Основные геолого-физические характеристики объектов сильно различаются (Табл. 1). Так, значения пористости изменяются от 9 – 10 % по пластам O_5 - O_6 до 17 % по пластам B_2 и O_4 ; проницаемость – от 0,006 мкм² по пласту O_6 до 0,600 мкм² по пласту B_2 . Вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 1,2 мПа·с (турнейские отложения) до 11,2 мПа·с (пласт O_4 окского надгоризонта).

Особенностью разработки данного месторождения является совместная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной. В 50 добывающих и в трех нагнетательных скважинах перфорировано от двух до шести пластов (Табл. 2), причем в 22 скважинах (42 % от общего совместного фонда) одновременно разрабатываются и терригенные, и карбонатные коллекторы. Доля совместных добывающих скважин от всего действующего фонда по пласту O_2 составляет 83 %, O_3 – 46 %, O_4 – 12 %, по пластам O_5 , O_5^A , O_5^G , O_5^B – 100 %, O_6 – 80 %, B_2 – 33 %, T_1 – 24 % и T_2 – 27 %.

На рисунке 1 приведена зависимость удельных (на один пласт) дебитов нефти совместных скважин от количества пластов. На ней хорошо прослеживается падение дебитов с увеличением числа эксплуатируемых в одной скважине пластов. Средний дебит нефти скважин, в которых разрабатываются два пласта, равен 5 т/сут, а у скважин с шестью перфорированными пластами он составляет 0,7 т/сут.

В таблице 2 приведены средние дебиты нефти совместных скважин, суммарные дебиты нефти перфорированных пластов, рассчитанные по результатам раздельной эксплуатации (потенциальный дебит скважины), и рассчитано отношение суммарных дебитов к средним (уменьшение дебитов) по каждой группе скважин. По результатам расчетов построена графическая зависимость уменьшения дебитов нефти от числа перфорированных пластов (Рис. 2). Видно, что с ростом количества пластов, эксплуатируемых скважиной, растет и значение уменьшения потенциального дебита. Например, в скв. 304, в которой работает шесть пластов, уменьшение дебита составляет 49,3, а среднее значение уменьшения дебитов в скважинах, эксплуатирующих два пласта, равно 2,5.

В таблице 3 приведены средние дебиты нефти и жидкости совместных скважин по каждому из пластов, разделенные по пластам пропорционально гидропроводности, дебиты скважин, эксплуатирующих лишь один пласт и средние дебиты по пластам. Анализируя полученные данные, можно заметить, что по всем пластам, кроме O_2 , дебиты нефти при совместной эксплуатации ниже дебитов скважин, работающих на один пласт. На счет превышения дебита по пласту O_2 можно сказать, что непосредственно на этот пласт работает всего одна скважина, и проводить

сопоставление в связи с недостаточностью данных некорректно. Дебиты нефти совместных скважин, работающих на пласты O_4 и B_2 , ниже средних дебитов по этим пластам почти в три раза. Дебиты жидкости совместных скважин также ниже средних дебитов, за исключением объекта O_6 , а обводненность продукции совместных скважин пластов O_4 , O_6 и B_2 выше средней обводненности и обводненности скважин, раздельно эксплуатирующих эти пласты.

Кроме этого, рассчитаны средние дебиты нефти скважин, в которых присутствует каждый пласт, и изменение дебита пласта вследствие дострела других пластов как разница между вышеназванным дебитом и дебитом нефти в скважинах, работающих на

Параметры	Объекты									
	O_2	O_3	O_4	O_5	O_5^A, O_5^G, O_5^B	O_6	B_2	T_1	T_2	
Средн. эффект. нефтенасыщ. толщина, м	1,5	4,9	6,1	3,7	3,0-8,0	1,9	4,6	9,0	4,3	
Пористость, %	11,0	12,0	17,0	10,0	10,0	9,0	17,0	12,0	12,5	
Средняя нефтенасыщенность пласта, д. ед.	0,75	0,77	0,81	0,83	0,81-0,83	0,72	0,88	0,872	0,86	
Проницаемость, мкм ²	0,021	0,032	0,073		0,007-0,023	0,006	0,556	0,024	0,02	
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,45	0,48	0,81		0,5	0,21	0,5	0,74	0,65	
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,2	5,3	1,8		2,2	2,4	2,0	5,0	3,0	
Начальное пластовое давление, МПа		24,0	24,0				27,5	27,5	27,5	
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	2,6	3,0	11,2	2,3	2,3	2,4	1,9	1,6	2,9	
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м ³	0,807	0,795	0,879	0,79	0,794-0,804	0,794	0,787	0,779	0,83	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,07	1,085	1,038	1,08	1,081	1,081	1,124	1,149	1,06	
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,73	3,81	6,08	4,57	4,57	4,57	8,0	7,33	5,26	
Газосодержание нефти, м ³ /т	32,8	25,1	19,4	35,3	35,3	35,3	67,3	66,3	30,2	

Табл. 1. Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.

один пласт. Можно заметить, что отрицательные значения получены по самым продуктивным пластам – O_4 и B_2 из-за подключения к ним малопродуктивных – O_2, O_5^a, O_6 (в скв. 354), O_5^a, O_5^b, O_5^b, O_6 (в скв. 321) и т. д. Положительные, но низкие по абсолютным значениям цифры получены по пластам O_2 и O_3 , что вызвано приобщением близких по коллекторским характеристикам пластов – $O_5, O_5^a, O_5^b, O_5^b, O_6$ (в скв. 304, 403, 432, 404, 307) и лишь в двух скважинах – пласта O_4 . Самые высокие значения изменений дебитов оказались по пластам T_1 и T_2 . Это объясняется подключением к турнейским пластам пластов с лучшими коллекторскими характеристиками – O_4 и B_2 (скв. 314, 1430, 499, 509, 1309, 4456 и др.).

При отличии пластов по проницаемости в 2 – 3 раза (пласты O_3 и O_4, O_4 и T_1, O_4 и T_2), при совместной эксплуатации происходит увеличение дебитов нефти (скв. 1563, 1622, 307). А при отличии проницаемостей пластов более чем в 10 раз (сочетание пласта B_2 и окских либо турнейских объектов) присоединение не дает эффекта (скважины 325, 612, 314, 1430, 507 и др.).

Более низкие показатели добычи скважин, одновременно разрабатывающих несколько пластов, можно объяснить следующим. Объединение нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект с общей сеткой добывающих и нагнетательных скважин может быть рациональным только тогда, когда без уменьшения их общей нефтеотдачи увеличивается средний дебит скважины. При объединении пластов величина извлекаемых запасов может снижаться

Сочетания пластов	Средний дебит скважин, т/сут	Суммарный дебит пластов, т/сут	Отношение сумм. деб. к ср. деб.
$O_2+O_3+O_5+O_5^a+O_6+T_1$	0,7	34,5	49,3
$O_2+O_3+O_6$	3,9	11,2	2,9
$O_2+O_4+O_5^a+O_6$	1,4	40,9	29,2
$O_2+O_5^b+O_5^b+O_6$	0,2	18,1	90,5
O_3+O_4	8,1	38,0	4,7
O_3+O_5	6,7	8,9	1,3
$O_4+O_5+O_5^b+O_6+B_2$	26,7	91,9	3,4
$O_4+O_5^a+O_5^b+O_5^b+O_6$	1,7	52,4	30,8
$O_4+O_5^b$	6	39,3	6,6
$O_4+O_5^b+O_5^b+O_6$	7,7	51,3	6,7
O_4+O_6	33	39,7	1,2
$O_4+B_2+T_1$	20,8	80,0	3,8
$O_4+B_2+T_2$	6,4	76,4	11,9
O_4+T_1	23,9	46,8	2,0
O_4+T_2	11,2	43,3	3,9
$O_5+O_5^b+O_5^b$	0,25	15,8	63,2
$O_5+O_5^b+O_5^b+O_6$	2,3	22,2	9,7
$O_5+O_5^b+O_5^b+O_6+B_2$	0,5	55,3	110,6
$O_5+O_5^b+O_5^b+B_2$	10,2	48,9	4,8
$O_5^b+O_5^b+O_6+B_2$	20,5	51,1	2,5
$O_5+O_5^b+O_6$	0,6	18,0	30,0
$O_5^b+O_6+B_2$	2,8	45,5	16,3
$O_5+O_5^b$	0,5	9,8	19,6
$O_5^b+O_5^b+B_2$	12,1	44,7	3,7
$O_5+O_6+B_2$	4,7	43,7	9,3
$O_5^b+O_5^b$	12,3	11,6	0,9
$O_5^b+O_6$	6,1	12,0	2,0
$O_5^a+O_5^b+O_6$	1,7	13,1	7,7
$O_5+O_5^b+O_6$	9,1	18,0	2,0
B_2+T_1	23,5	46,4	2,0
$B_2+T_1+T_2$	30,4	56,6	1,9

Табл. 2. Фонд совместных скважин.

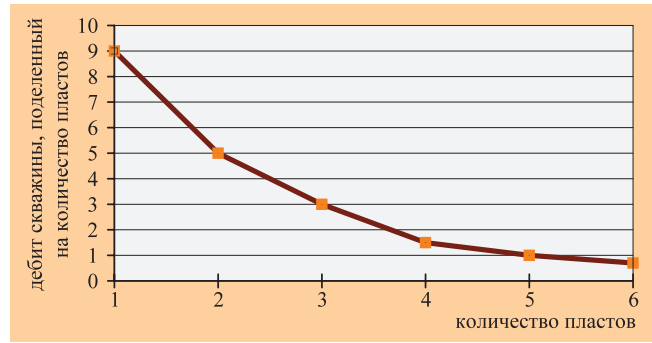


Рис. 1. Зависимость удельных (на один пласт) дебитов нефти от количества совместно эксплуатируемых пластов.

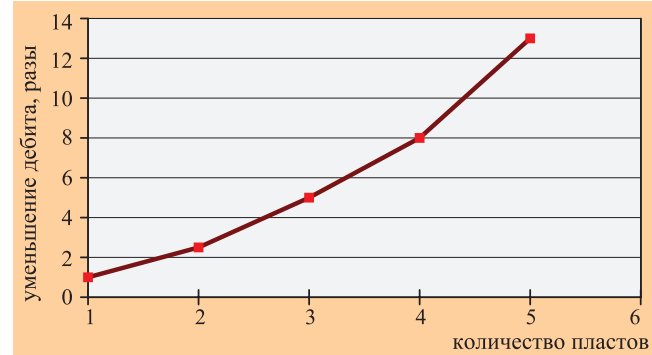


Рис. 2. Зависимость уменьшения дебита от количества пластов.

за счет появляющейся неравномерности вытеснения, и такое объединение не может не наносить ущерба коэффициенту нефтеизвлечения. Эксплуатация нескольких объектов разработки общим фильтром возможна для тех объектов, которые имеют сходные геолого-физические параметры коллекторов и насыщающих их флюидов.

К факторам, ограничивающим применение общего фильтра, следует отнести, в первую очередь, различный тип коллектора пластов (карбонатный и терригенный). Это связано с различиями в поведении данных коллекторов в процессе эксплуатации.

Существуют ограничения для совместной разработки объектов по значениям проницаемости коллекторов, которые не должны отличаться более чем в 2 – 3 раза. Бобриковские и окские отложения рассматриваемого месторождения отличаются по проницаемости на два порядка. Различие объектов по вязкости нефти также не должно быть существенным. Наиболее полно характеризует геолого-физические свойства объекта показатель гидропроводности, являющийся комплексной характеристикой коллектора и флюида. Данный параметр у бобриковского объекта также на порядок выше, чем у турнейского и окских объектов. Следовательно, совместно эксплуатировать рассматриваемые объекты нецелесообразно.

Наилучшим выходом из такого положения является создание независимых систем разработки объектов, например, с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Одновременно – раздельная эксплуатация двух объектов позволяет:

- сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов нефти разных объектов одной сеткой скважин;
- эксплуатировать одновременно объекты с разными

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Предшествующие 5 лет ознаменовались быстрым восстановлением высоких докризисных уровней добычи нефти в стране. В значительной мере это достижение обязано росту мировых цен на нефть. Немаловажно и то, что большинство нефтяных компаний было обеспечено значительными высокопродуктивными (активными) запасами нефти, потенциал годовой добычи которых в 2000 г. составлял 400 – 450 млн. тонн. Именно интенсификация выборочной отработки таких запасов – «снятие сливок» – и позволила не только быстро нарастить добычу нефти в стране, но и минимизировать затраты на нее.

Вместе с тем, в течение всего постсоветского периода сохраняются негативные процессы в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи, как в поиске новых месторождений, так и в достижении максимально возможной степени извлечения нефти из уже открытых и находящихся

в разработке месторождений. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет разведочных работ существенно меньше ее добычи и списания запасов, вследствие чего потери извлекаемых запасов уже превысили 4 млрд. тонн. Основная причина – сворачивание разведочных работ, направленных на открытие новых месторождений при одновременном активном «проедании» запасов, подготовленных еще в советские времена (Концепция..., 2006).

В то же время продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования сырьевой базы нефтедобычи. Вследствие этого в последние годы ее средняя величина уже снизилась почти в 1,5 раза по сравнению с 1960-ми гг. и стала ниже, чем в США, где нефтеотдача много лет растет, хотя структура запасов хуже нашей. В целом уже потеряно около 15 млрд. тонн потенциальных

Пласт	O ₂	O ₃	O ₄	O ₅	B ₂	T ₁	T ₂
	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж
Ср. эффект. нефтенас. толщина, м	1,5	4,9	6,1	1,9	4,6	9	4,3
Проницаемость, мкм ²	0,021	0,032	0,073	0,006	0,556	0,024	0,021
Средний дебит по данному пласту в скважинах совм. экспл., т/сут	1,2/1,9	3,4/4,4	10,4/19,7	4,4/14,2	10,4/43,7	12,6/71,1	8,9/50,9
Обводненность, %	37,8	24,3	47,1	69,0	76,2	73,0	65,0
Средний дебит скважин, эксплуатирующихся только данный пласт, т/сут	0,07/8,5	4,7/7,1	33,3/46,8	6,4/10,7	33,1/130,2	14,0/106,1	10,2/77,3
Обводненность, %	99,2	34,2	29,0	40,0	74,5	88,0	89,0
Средний дебит всех скважин, работающих на данный пласт, т/сут	1,0/3,1	4,1/5,9	31,9/45,2	4,8/13,6	27,2/107,7	13,4/101,4	9,7/70,0
Обводненность, %	80,4	31,0	29,4	65,0	74,7	86,1	84,8
Средний суммарный дебит нефти скважин, в которых встречается данный пласт, т/сут	2	5,2	13,4	7,5	18,5	22	16
Разница между ср. суммарным дебитом нефти скважин с данным пластом и ср. дебитом нефти скважин, экспл. один пласт, т/сут	+1,93	+0,5	-19,9	+1,1	-14,6	+8,0	+6,0

Табл. 3. Дебиты нефти и жидкости по пластам.

коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов;

- повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов;

- повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Для реализации ОРЭ рекомендуется к использованию оборудование, использующееся в ОАО «Татнефть»: однорядная установка с насосом, имеющим дополнительный всасывающий клапан, обеспечивающая раздельную со своими режимами эксплуатацию объектов, но совместные подъем и транспорт продукции, разработанная в ТатНИПИнефть.

Данное оборудование для раздельной эксплуатации и технология его использования допускают осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяются при вскрытии пластов и их эксплуатации отдельными скважинами.

В связи с различной степенью продуктивности пластов и уровнем выработки их запасов в совместных добывающих скважинах учет объема отбираемой продукции целе-

сообразно вести из каждого пласта отдельно. Полученные данные позволят отслеживать эффективность работы совместной скважины по каждому горизонту и в дальнейшем послужат основанием для анализа выработки запасов по каждому пласту. Для контроля отбора продукции из совместных скважин рекомендуется использовать физико-химические методы, основанные на различиях химического состава нефти и воды совместно разрабатываемых пластов, в частности, с использованием значительного различия коэффициента светопоглощения нефти (КСП) и различия содержания ванадия и микроэлементов в нефти.

Для скважин, обводняющихся закачиваемой водой, можно использовать закачку трассирующих жидкостей. При этом закачка меченых жидкостей должна проводиться только в один из пластов.

Перечисленные методы являются косвенными, поэтому их результаты рекомендуется уточнять по данным работы скважин с пакером, отсекающим один из пластов. Хвостовик с пакером можно спускать в скважины, обводненные ШГН, при проведении ремонтных работ.

В совместных нагнетательных скважинах необходимо вести учет закачиваемой в продуктивные пласты воды с помощью методов термометрии и расходомерии. Кроме того, необходимо провести анализы совместимости вод пластов, эксплуатирующихся совместным фондом скважин.

Выводы

1. Проведенный анализ разработки месторождения показывает необходимость постепенного перехода к разукрупнению объекта.

2. Для создания независимых систем разработки объектов рекомендуется внедрение технологии одновременно-раздельной эксплуатации.

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Предшествующие 5 лет ознаменовались быстрым восстановлением высоких докризисных уровней добычи нефти в стране. В значительной мере это достижение обязано росту мировых цен на нефть. Немаловажно и то, что большинство нефтяных компаний было обеспечено значительными высокопродуктивными (активными) запасами нефти, потенциал годовой добычи которых в 2000 г. составлял 400 – 450 млн. тонн. Именно интенсификация выборочной отработки таких запасов – «снятие сливок» – и позволила не только быстро нарастить добычу нефти в стране, но и минимизировать затраты на нее.

Вместе с тем, в течение всего постсоветского периода сохраняются негативные процессы в воспроизводстве сырьевой базы нефтедобычи, как в поиске новых месторождений, так и в достижении максимально возможной степени извлечения нефти из уже открытых и находящихся

в разработке месторождений. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет разведочных работ существенно меньше ее добычи и списания запасов, вследствие чего потери извлекаемых запасов уже превысили 4 млрд. тонн. Основная причина – сворачивание разведочных работ, направленных на открытие новых месторождений при одновременном активном «проедании» запасов, подготовленных еще в советские времена (Концепция..., 2006).

В то же время продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования сырьевой базы нефтедобычи. Вследствие этого в последние годы ее средняя величина уже снизилась почти в 1,5 раза по сравнению с 1960-ми гг. и стала ниже, чем в США, где нефтеотдача много лет растет, хотя структура запасов хуже нашей. В целом уже потеряно около 15 млрд. тонн потенциальных

Пласт	O ₂	O ₃	O ₄	O ₅	B ₂	T ₁	T ₂
	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж	qn/qж
Ср. эффект. нефтенас. толщина, м	1,5	4,9	6,1	1,9	4,6	9	4,3
Проницаемость, мкм ²	0,021	0,032	0,073	0,006	0,556	0,024	0,021
Средний дебит по данному пласту в скважинах совм. экспл., т/сут	1,2/1,9	3,4/4,4	10,4/19,7	4,4/14,2	10,4/43,7	12,6/71,1	8,9/50,9
Обводненность, %	37,8	24,3	47,1	69,0	76,2	73,0	65,0
Средний дебит скважин, эксплуатирующихся только данный пласт, т/сут	0,07/8,5	4,7/7,1	33,3/46,8	6,4/10,7	33,1/130,2	14,0/106,1	10,2/77,3
Обводненность, %	99,2	34,2	29,0	40,0	74,5	88,0	89,0
Средний дебит всех скважин, работающих на данный пласт, т/сут	1,0/3,1	4,1/5,9	31,9/45,2	4,8/13,6	27,2/107,7	13,4/101,4	9,7/70,0
Обводненность, %	80,4	31,0	29,4	65,0	74,7	86,1	84,8
Средний суммарный дебит нефти скважин, в которых встречается данный пласт, т/сут	2	5,2	13,4	7,5	18,5	22	16
Разница между ср. суммарным дебитом нефти скважин с данным пластом и ср. дебитом нефти скважин, экспл. один пласт, т/сут	+1,93	+0,5	-19,9	+1,1	-14,6	+8,0	+6,0

Табл. 3. Дебиты нефти и жидкости по пластам.

коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов;

- повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов;
- повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Для реализации ОРЭ рекомендуется к использованию оборудование, использующееся в ОАО «Татнефть»: однорядная установка с насосом, имеющим дополнительный всасывающий клапан, обеспечивающая раздельную со своими режимами эксплуатацию объектов, но совместные подъем и транспорт продукции, разработанная в ТатНИПИнефть.

Данное оборудование для раздельной эксплуатации и технология его использования допускают осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяются при вскрытии пластов и их эксплуатации отдельными скважинами.

В связи с различной степенью продуктивности пластов и уровнем выработки их запасов в совместных добывающих скважинах учет объема отбираемой продукции целе-

сообразно вести из каждого пласта отдельно. Полученные данные позволят отслеживать эффективность работы совместной скважины по каждому горизонту и в дальнейшем послужат основанием для анализа выработки запасов по каждому пласту. Для контроля отбора продукции из совместных скважин рекомендуется использовать физико-химические методы, основанные на различиях химического состава нефти и воды совместно разрабатываемых пластов, в частности, с использованием значительного различия коэффициента светопоглощения нефти (КСП) и различия содержания ванадия и микроэлементов в нефти.

Для скважин, обводняющихся закачиваемой водой, можно использовать закачку трассирующих жидкостей. При этом закачка меченых жидкостей должна проводиться только в один из пластов.

Перечисленные методы являются косвенными, поэтому их результаты рекомендуется уточнять по данным работы скважин с пакером, отсекающим один из пластов. Хвостовик с пакером можно спускать в скважины, обводненные ШГН, при проведении ремонтных работ.

В совместных нагнетательных скважинах необходимо вести учет закачиваемой в продуктивные пласты воды с помощью методов термометрии и расходомерии. Кроме того, необходимо провести анализы совместимости вод пластов, эксплуатирующихся совместным фондом скважин.

Выводы

1. Проведенный анализ разработки месторождения показывает необходимость постепенного перехода к разукрупнению объекта.

2. Для создания независимых систем разработки объектов рекомендуется внедрение технологии одновременно-раздельной эксплуатации.

Объекты	Пластовая температура, °С	Некоторые технологические результаты
Сходница (Украина)	18	Увеличение нефтеотдачи по некоторым скважинам в 5-8 раз, по участку – в 3 раза.
Гнединцы (Украина)	48	Прирост нефтеотдачи 6%. Увеличение добычи нефти в 2-4 раза, в т.ч. за счет газового воздействия - около 70%. Полная утилизация кислорода.
Кала (Азербайджан)	36	Годовой прирост добычи нефти – 24%. Снижение обводненности до 34%.
Sloss (США)	97	Дополнительная добыча нефти – 43% от остаточных запасов, в т.ч. свыше 30% в виде легких фракций добыто в газовой фазе. Полная утилизация кислорода.
Deli (США)	57	Дополнительная добыча нефти - 50% от остаточных запасов. Увеличение отборов нефти в 4 раза.
МРНУ (США)	110	Увеличение добычи нефти в 2-4 раза. Дополнительная добыча – 50% от общей. Дополнительная добыча легких фракций – 15% от дополнительной добычи нефти. Полная утилизация кислорода.

Табл. 1. Основные результаты испытаний термогазового метода увеличения нефтеотдачи.

извлекаемых запасов, что сопоставимо с суммарной добычей за всю историю России (Концепция..., 2006).

Следует обратить внимание и на то, что за последние 15 лет усилилась тенденция снижения не только среднего проектного коэффициента нефтеизвлечения (КИН), на величину которого влияет высокий уровень нефтеотдачи по месторождениям в основном с активными запасами, успешно разрабатываемым с применением заводнения в 1960 – 1970-х гг. Происходит также существенное снижение проектного КИН, значение которого определено за три последних пятилетних периода (Концепция..., 2006). К настоящему времени он снизился до 27 – 28% и является одним из наиболее низких показателей в мировой практике. Не прекращается выборочная интенсивная обработка активных запасов нефти. Дальнейшее ее продолжение приведет к тому, что их ресурс будет исчерпан уже к 2015 г., а кризис в нефтедобыче уже налицо.

Главная причина снижения нефтеотдачи – отсутствие действенной государственной системы управления рациональным использованием запасов нефти, способной, как показывает мировой и отечественный опыт, эффективно противостоять ухудшению структуры запасов за счет востребованности современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – тепловых, газовых, химических, микробиологических, и быстрого наращивания масштабов их применения. Несмотря на то, что сырьевая база нефтедобычи уже много лет пополняется в основном трудноизвлекаемыми запасами, проекты их разработки не предусматривают применение современных МУН, способных обеспечить конечную нефтеотдачу, не уступающую, а нередко и превышающую достигаемую при разработке месторождений с активными запасами методом заводнения.

Уже в ближайшие годы российские нефтяные компании будут вынуждены существенно наращивать добычу нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Эффективная разработка таких месторождений возможна лишь с применением современных МУН. Вследствие сложившейся в нашей стране структуры запасов важные перспективы связываются с применением газовых методов, в частности, на месторождениях Западной Сибири. Вместе с тем, применение этих методов может существенно сдерживаться, во-первых, из-за дефицита и непрерывного роста ком-

мерческой стоимости углеводородных газов, а во-вторых, из-за отсутствия в нашей стране месторождений углекислого газа, который мог бы рентабельно использоваться для реализации газового воздействия.

В этой связи важные перспективы могут быть связаны с принципиально новым термогазовым методом увеличения нефтеотдачи легких нефтей, основанным на закачке воздуха и его трансформации в высокоэффективные смешивающиеся (частично или полностью) с нефтью вытесняющие агенты за счет внутрислоевого окислительных и термодинамических процессов (Боксерман, 1971). Данный метод, предложенный в 1971 г., основан на обобщении многочисленных лабораторных исследований и промышленной реализации внутрислоевых окислительных процессов.

Метод термогазового воздействия на месторождения легкой нефти имеет отечественный приоритет и создан на стыке тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи (Боксерман, 1971). Этот метод разработан на принципиально новых физических основах, отличных от реализуемых в известных методах.

Новый метод основан на закачке в пласт широко доступных, а, следовательно, и дешевых рабочих агентов – воздуха и воды, и впервые в мировой практике использует важную энергетическую особенность значительной части месторождений (особенно Западной Сибири), которые характеризуются не только высоким пластовым давлением, но и повышенными пластовыми температурами, свыше 65°С и более. Такие температуры при закачке воздуха в результате высокой скорости процесса расходования кислорода воздуха на окисление нефти гарантируют безопасное ведение процесса и обеспечивают внутрислоевую генерацию высокоэффективного вытесняющего газового агента, обеспечивающего кардинальный прирост нефтеотдачи. Этот прирост КИН в данном методе обеспечивается не только за счет увеличения коэффициентов охвата пласта дренированием, но и за счет увеличения коэффициентов вытеснения, т.к. в процессе окисления нефти кислородом воздуха протекают процессы, обуславливающие формирование зоны смешивающегося вытеснения. Кроме того, происходящие при утилизации кислорода воздуха процессы, на основе локальных повышений фильтрационных сопротивлений,

Проекты применения термогазового МУН в США (2004 г.)

Страна	Месторождение	Дата начала проекта	Площадь, га	Кол. добывающих/нагнетательных скважин	Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глубина, м	Вязкость нефти, сП	Температура, °С	Система разработок примененная МУН	Начальная конечная нефтевысвешенность, %	КИН, %	Степень извлечения проекта	Добыча нефти за счет МУН, тыс. тонн/год	Добыча нефти за счет МУН, тыс. тонн/год	Рентабельность
США	Medicine Pole Hills	1985	3626	17/7	Д	17	15	2900	2	110	EP	52/30	42	НЗ	78/78	29/29	Усп
США	West Medicine Pole Unit	2001	5801	17/5	Д	17	10	2900	2	102	EP	50/33	34	ТН	101/101	37/37	н/д
США	North Cedar Hills Unit	2002	20720	н/д	Д	н/д	н/д	2740	н/д	н/д	EP	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
США	Buffalo	1979	3108	23/12	Д	20	10	2580	2	102	EP	55/20	64	БЗ	55/55	20/20	Усп
США	West Buffalo	1987	1878	16/6	Д	20	10	2580	2	102	EP	55/20	64	НЗ	34/34	13/13	Усп
США	South Buffalo	1983	8417	43/19	Д	20	10	2580	2	102	EP	55/20	64	НЗ	137/137	50/50	Усп
Итого в год															148/148		

Проекты применения термогазового МУН в США (2006 г.)

Страна	Месторождение	Дата начала проекта	Площадь, га	Кол. добывающих/нагнетательных скважин	Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глубина, м	Вязкость нефти, сП	Температура, °С	Система разработок примененная МУН	Начальная конечная нефтевысвешенность, %	КИН, %	Степень извлечения проекта	Добыча нефти за счет МУН, тыс. тонн/год	Добыча нефти за счет МУН, тыс. тонн/год	Рентабельность
США	Medicine Pole Hills	1985	3626	17/7	Д	17	15	2900	2	110	EP	52/30	42	НЗ	62/62	23/23	Усп
США	West Medicine Pole Unit	2001	5801	17/5	Д	17	10	2900	2	102	EP	50/33	34	ТН	78/78	29/29	н/д
США	North Cedar Hills Unit	2002	20720	78/65	Д	18	10	2740	2	102	EP	55/26	53	ТН	119/111	405/405	Об
США	Buffalo	1979	3108	23/12	Д	20	10	2580	2	102	EP	55/20	64	БЗ	49/49	18/18	Усп
США	West Buffalo	1987	1878	16/6	Д	20	10	2580	2	102	EP	55/20	64	НЗ	55/55	20/20	Усп
США	South Buffalo	1983	8417	43/19	Д	20	10	2580	2	102	EP	55/20	64	НЗ	144/144	53/53	Усп
США	West Cedar Hills Unit	2003	3157	11/6	Д	17	10	2740	2	102	EP	55/26	53	ТН	110/110	40/40	Об
США	South Medicine Pole Unit	2003	4654	9/4	Д	17	10	2800	2	106	EP	50/30	40	ТН	116/116	6/6	н/д
США	Pennel Phase 1	2002	1183	22/8	Д	17	10	2680	1,44	93	3	75/39	48	ТН	59/22	21/8	Усп
США	Pennel Phase 2	2002	4051	56/24	Д	17	10	2680	1,44	93	3	85/46	46	ТН	212/14	78/5	Об

Табл. 2. Проекты применения термогазового МУН в США.

обуславливают самопроизвольное выравнивание фронта вытеснения, чем не обладают все другие известные методы водогазового воздействия. Отсюда и дополнительное повышение технологической, а, следовательно, и экономической эффективности данного метода.

Метод может применяться на месторождениях: с низкопроницаемыми коллекторами; с высокопроницаемыми монолитными пластами, в т.ч. после заводнения для извлечения остаточной нефти в кровельных частях; со значительным углом наклона пластов; массивного типа; с материнскими породами.

Метод прошел успешные испытания на ряде месторождений бывшего СССР и США, в т.ч. в рамках международного проекта «Интернефтеотдача» СССР (РМНТК «Нефтеотдача») – США (НК «Амоко»). Руководителем проекта с нашей стороны был автор настоящей статьи – автор метода. Некоторые результаты промысловых испытаний содержатся в табл. 1 (Концепция..., 2006).

Накопленный материал многолетних лабораторных и промысловых исследований свидетельствует, что новый метод позволяет увеличить нефтеотдачу кратно больше, чем применяемые в настоящее время методы. В частности, на высокопродуктивном месторождении Гнединцы (Украина) после достижения нефтеотдачи 60%, она за счет применения термогазового метода была доведена до 68%. При этом стоимость рабочего агента в 4 – 5 раз меньше, чем в традиционных методах увеличения нефтеотдачи.

Согласно материалам промысловых испытаний в нашей стране и США, при применении метода дополнительное извлечение нефти составило не менее 15 – 20% от остаточных (после заводнения) запасов (Табл. 1).

В ходе опытно-промышленных работ на месторождениях маловязких нефтей основные положения концепции и прогнозная эффективность метода нашли полное подтверждение.

В частности, на месторождениях с пластовой температурой свыше 50°C происходило практически полное самопроизвольное потребление кислорода воздуха в ближайшей окрестности нагнетательных скважин.

Подтверждена значительная роль и высокая вытесняющая способность формируемого в пласте газового агента – смеси азота с углекислым газом и легкими фракциями нефти. В процессе опытно-промышленных работ происходило значительное, вплоть до кратного, увеличение добычи нефти, которое сохранялось в течение длительного времени, измеряемого годами. Многие скважины переходили на фонтанный режим работы. Дополнительное извлечение нефти достигало 30 – 40% и более от остаточных, после заводнения, запасов. Даже на высокопродуктивном и весьма благоприятном для технологий заводнения месторождении Гнединцы (на Украине) после завершения процесса заводнения с весьма высокой нефтеотдачей (порядка 60%) прирост нефтеотдачи от закачки в пласты воздуха на участке применения превысил 6%. При этом не замерялись и, соответственно, не учитывались весьма значительные количества легких фракций нефти, выносимых вместе с добываемым газом.

На этом месторождении впервые была четко установлена значимость роли формируемого в пласте, в результате закачки воздуха, рабочего агента. Было установлено, что этим агентом обеспечивается не менее 80% от суммарного объема дополнительной добычи нефти. Именно

это обстоятельство предопределило дальнейшее направление развития работ и привело к созданию предлагаемого метода интенсификации нефтедобычи и повышения КИН на месторождениях легкой нефти с повышенными пластовыми температурами.

Очевидно, что освоение и распространение такого метода имеет принципиальное значение для увеличения сырьевой базы нефтедобычи и кардинального повышения эффективности разработки нефтяных месторождений страны, особенно в Западной Сибири, где новый метод может быть применен на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами с суммарными запасами нефти в размере 8 млрд. тонн, а потенциал ежегодного прироста извлекаемых запасов нефти составит 5 – 6 млрд. тонн.

В настоящее время метод в России нигде не применяется. Его освоение продолжается в США. Интерес к нему проявляют Норвегия, Великобритания и Индонезия.

В США применение этого метода быстро расширяется (Табл. 2) (Обзор применения..., 2006). Если в 2003 г. термогазовый метод применялся на 6-ти объектах, то в 2005 г. – уже на 11 объектах. При этом в 2003 г. с применением метода добыто около 150 тыс. т. нефти, а в 2005 г. – около 645 тыс. т., т.е. в 4,3 раза больше.

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» термогазовый метод в качестве базового воздействия предполагается испытать на Ай-Пимском и Маслиховском месторождениях баженовской свиты (Сонич, 1999; Батурич, 2002).

ОАО «РИТЭК» также начало работы по подготовке промысловых испытаний нового способа разработки на основе термогазового воздействия на Гальяновском и Средне-Назымском месторождениях баженовской свиты.

К настоящему времени высокий потенциал извлекаемых запасов нефти баженовской свиты, превышающий 30 – 50 млрд. т. легкой нефти не используется, вследствие отсутствия эффективного способа разработки. Отдельные участки баженовской свиты разрабатываются на естественном режиме. В течение прошедших 40 лет суммарная добыча нефти составляет примерно 7 – 8 млн. т., а нефтеотдача не превышает 3%.

Накопленный промысловый опыт, лабораторные и тероретические исследования свидетельствуют о необходимости сочетания теплового воздействия и специальных методов воздействия для увеличения пустотного пространства породы. Именно такое интегрированное воздействие может обеспечить термогазовый метод увеличения нефтеотдачи.

Литература

Боксерман А.А. Результаты и перспективы применения тепловых методов воздействия на пласт. *Тепловые методы воздействия на пласт*. ВНИИОЭНГ. Москва. 1971. 10-16.

Обзор применения МУН в мире. *Oil & Gas Journal*. 2004, 2006.

Сонич В.П., Батурич Ю.Е., Малышев А.Г., Шеметилло В.Г. Проект опытно-промышленных работ по извлечению углеводородов из баженовских отложений и нефти из заводненного пласта АС₁₁ Маслиховского месторождения. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск*. 1999. 316-324.

Батурич Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Оценка перспектив применения гидротермовоздействия в пласте Ю₀ месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». *Интервал*. №1 (36). 2002.

Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи. Комитет Государственной Думы РФ по природным ресурсам и природопользованию совместно с ОАО «Газпромнефть». ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «РИТЭК». М.: 2006.

В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова
 Казанский государственный университет, Казань
 sitdikova8432@mail.ru

НАНОМИНЕРАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА И ИХ РОЛЬ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Важнейшей проблемой дальнейшего развития и совершенствования нефтедобывающей промышленности является разработка систем оптимизации эксплуатации конкретных нефтяных залежей, которые определяются коэффициентом извлечения нефти (КИН). При этом экономический эффект оптимизации этого важнейшего показателя часто превосходит эффект открытия новых месторождений, особенно в труднодоступных регионах (Муслимов, 2003). К сожалению, несмотря на широкое использование методов увеличения нефтеизвлечения – МУН, часто эффективность этих методов оставляет желать лучшего и, в частности, на месторождениях Волго-Уральского региона КИН на терригенных коллекторах редко превышает 0.4, а на карбонатных коллекторах, отличающихся высокой сложностью, изменчивостью и повышенной вязкостью нефти часто составляет 0.15 – 0.20. Еще ниже коэффициент извлечения на месторождениях природных битумов.

Анализ проводимых работ по оптимизации КИН свидетельствует, что методы увеличения нефтеизвлечения, в основном, направлены на изменение гидродинамических условий в разрабатываемом пласте (комплекс гидродинамических методов воздействия на пласт) (Муслимов, 2003) или на изменение физико-химических свойств самой нефти, в частности, понижение вязкости нефти, изменение ее лиофильных свойств. Практически остается малоизученным воздействие комплекса МУН на сам коллектор – его минеральную составляющую. Обычно считается, что минеральная составляющая коллектора – его матрица – является инертной и не подвергается воздействию со стороны комплекса МУН. Однако анализ процессов разработки месторождений и проведенные ранее исследования (Изотов, 2006) позволяют сделать вывод о том, что природный коллектор углеводородных систем активно реагирует на практически любое воздействие, как на призабойную зону скважин, вскрывших пласт, так и на весь пласт в целом.

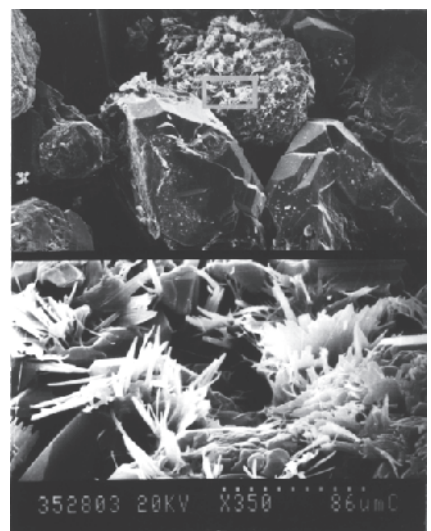
Проведенные нами исследования (Муслимов, Изотов, 2003; Изотов, 2006) по изучению динамики минеральных

фаз коллектора позволили установить, что флюидные, в том числе и углеводородные, фазы пласта и сам коллектор представляют литолого-геохимическую систему, находящуюся в условиях неустойчивого равновесия. Любое внешнее воздействие на эту систему (вскрытие пласта, использование комплекса МУН) приводит к сдвигу этого равновесия, что выражается в изменении фильтрационных характеристик пласта, изменении химизма флюидов и в реакции минеральной составляющей коллектора на произведенное воздействие. С целью характеристики процессов, происходящих в пласте в ходе воздействия на него, нами было разработано положение о литолого-геохимическом равновесии в системе нефть-коллектор (Изотов, 2006). Согласно этому положению (Рис. 1.) в системе коллектор-флюид выделяются инертные и активные минеральные фазы. Инертные фазы представлены обломочными зернами для терригенных коллекторов и карбонатными выделениями и скоплениями для карбонатных коллекторов, которые практически не реагируют на методы воздействия на пласт. Активные минеральные фазы представлены обычно комплексом тонкодисперсных минералов – минералов наноразмерных величин, которые формируют неустойчивый минеральный комплекс, активно меняющий свою форму, ориентировку в пустотно-поровом пространстве, а так же кристаллизующийся в этом пространстве в ходе воздействия на пласт. Эта активная наноминеральная составляющая представлена глинистыми минералами, тонкодисперсным карбонатным материалом, тонкодисперсными сульфидными минералами (пирит) и тонкодисперсными гидроокислами, а так же тонкодисперсным кварцем и более редкими минералами. Как показывают проведенные исследования, эти наноминеральные фазы, даже при их незначительных количествах локализуются обычно в местах пережимов поровых каналов, либо на стыках обломочных зерен, что приводит к нарушению линейности фильтрационных процессов, а часто даже прерывают фильтрацию.

Рис. 1. Схема литолого-геохимического равновесия в системе нефть-коллектор.



Рис. 2. Нанотрубчатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора. Ромашкинское месторождение, скв. 20694, инт. 1791,0 – 1796,0м, горизонт Д_р, ув.350х.



Анализ динамики поведения наноминеральных фаз, локализованных в поровых каналах нефтяного коллектора, позволяет прогнозировать реакцию пласта на применение того или иного комплекса МУН, что позволяет обосновать конкретные методики воздействия на пласт с целью прогноза оптимального увеличения нефтеотдачи разрабатываемого пласта.

Рассмотрим роль и особенности динамики отдельных наноминеральных фаз, локализованных в структуре нефтяного коллектора, на воздействие отдельных МУН.

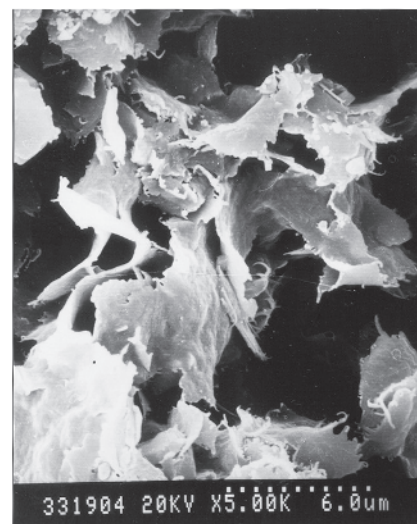
Обладая известной способностью менять объемные характеристики, глинистые минеральные комплексы являются активными наноминеральными фазами, реагирующими практически на все методы воздействия на пласт. Однако проведенные исследования свидетельствуют, что нефтеносные формации Волго-Уральского региона (Изотов, 2004) несут широкий и разнообразный комплекс глинистых минералов, каждый из которых в связи с их кристаллохимическими особенностями индивидуально реагирует на используемые технологии воздействия на пласт. В частности, коллекторы продуктивных горизонтов девонских отложений (горизонты $D_0 - D_1$) характеризуются преобладанием ассоциаций глинистых минералов на базе каолинита и гидрослюдисто-смешанослойных комплексов минералов, при этом смешанослойная фаза представлена ассоциацией гидрослюда-сметит. Терригенные коллекторы каменноугольного возраста характеризуются преобладающим развитием каолинита в составе ассоциаций с подчиненным количеством гидрослюда и смешанослойных фаз.

Эти различия в фазовом составе глинистых наноминеральных комплексов должны учитываться при использовании различных методов воздействия на пласт. В частности, в комплексе методов активного воздействия на пласт большая роль отводится сернокислотным композициям. Проведенные эксперименты свидетельствуют, что применение сернокислотных композиций достаточно эффективно при использовании их в девонских коллекторах, поскольку под воздействием серной кислоты происходит удаление молекул воды из межслоевого пространства смектитов и смешанослойных фаз на их основе, что приводит к «усыханию» глинистых пакетов, а, следовательно, к раскрытию поровых каналов. Для каменноугольных коллекторов, в которых преимущественно развиты ассоциации на основе каолинита, подобного эффекта не наблюдается, поэтому применение для них сернокислотных композиций не эффективно.

Существенное влияние на фильтрационные свойства коллектора имеют гидрослюдистые минералы, форма которых в структуре коллектора во многом зависит от водного режима пласта. Гидрослюдистые комплексы в структуре коллектора обычно формируют нанотрубчатые формы (Рис. 2), однако под воздействием воды эти нанотрубки разворачиваются в пластины, которые могут перекрывать каналы фильтрации (Рис. 3), существенно понижая проницаемость.

В настоящее время при использовании МУН широко применяются поверхностно-активные вещества (ПАВ). Эти вещества существенно влияют на поверхностное натяжение в нефтяном флюиде, что сопровождается понижением их вязкости. Однако использование ПАВ активно влияет на глинистые наноконтакты в структуре коллектора.

Рис. 3. Фестончатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора (развернутые нанотрубки). Ромашкинское месторождение, скв.20694, инт.1791,0 – 1796,0м, горизонт D_1 , ув.500х.



Нами было проведено исследование воздействия различных неионогенных ПАВ на различные глинистые минералы. Использовались ПАВ-АФ-6 и АФ-12, характеризующиеся различным молекулярно-весовым распределением и шириной цепей молекул (Рис. 4а, б).

Воздействие этих ПАВ на минералы группы смектита приводит к внедрению его цепей в межслоевые промежутки пакетов смектита, в результате чего происходит разбухание смектита на ширину цепи ПАВ, что регистрируется рентгено-дифрактометрическим методом. В гидрослюдах, где пакеты глинистых минералов связаны крупными катионами (K^+), такое внедрение невозможно, и воздействие ПАВ заключается в эвакуации слабосвязанных молекул воды из промежутков, что приводит к незначительному «усыханию» глинистых пакетов. Следовательно, использование ПАВ эффективно для понижения вязкости нефти в поровых каналах, но приводит к существенному разбуханию смектитовых минералов и запырению каналов фильтрации, что сводит к нулю воздействие ПАВ на коллектор, несущий глинистую составляющую такого типа.

Существенную роль в определении нефтеотдачи коллектора определяют сульфидные наноминералы, в частности, пирит. Воздействие сернокислотных композиций, в частности, АСК (алкилированная серная кислота) на коллектор в условиях восстановительного режима пласта приводит к восстановительным реакциям с образованием пирита (FeS_2), при этом очень часто тонкокристаллический пирит локализуется в поровых каналах и их пережимах, создавая своеобразные пиритовые пробки, запечатывающие коллектор и прекращающие процессы фильтрации (Рис. 5). Выделившиеся нанокристаллы

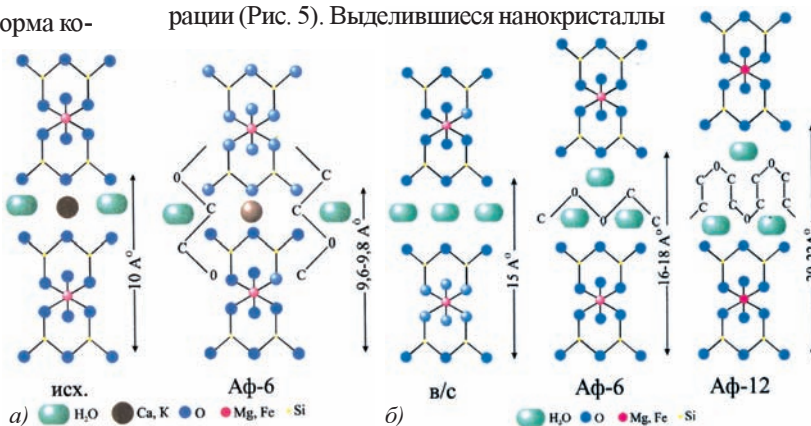


Рис. 4. Кристаллохимическая схема воздействия ПАВ на глинистые минералы. а) гидрослюды, б) смектиты.

НАДМОЛЕКУЛЯРНЫЕ НАНОСТРУКТУРЫ И ИХ РОЛЬ В РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Земная кора представляет собой шлак от переработки вещества мантии при её встрече с кислородом воздуха при извержениях. За редким исключением не успевших прореагировать элементов она состоит из окислов, беспорядочно перемещающихся между собой. Разные по составу смеси получили 2400 персональных наименований. Это связано с тем, что при образовании твердой фазы молекулы окислов, обладающие двумя магнитными зарядами, северным и южным, связаны случайным образом.

Однако, благодаря наличию у планеты неоднородного теплового поля, определяющего геотектонику, в толще кристаллического фундамента возникают трещины, разбивая его на отдельные блоки. При трении блоков друг о друга открываются отдельные молекулы, которые в узком пространстве щели могут, за счет диффузной подвижности, соединиться свободными магнитными зарядами в плоские надмолекулярные наноструктуры.

Две из этих структур легли в основу почти 50% всего промышленного производства мира. Это глины со структурой монтмориллонита, представляют собой пятислойную пластинку из кварца (четырёхвалентная окись кремния SiO_2) и корунда (трехвалентный окисел алюминия Al_2O_3). Символично структуры выглядят так:

4 - 4 - 4 - 4 - 4
- 3 - 3 - 3 - 3 -
4 - 4 - 4 - 4 - 4
- 3 - 3 - 3 - 3 -
4 - 4 - 4 - 4 - 4

Окись кремния плоская структура, а окись алюминия объемная, и именно она связывает в единое эту пачку.

Вторая структура – это ферриты со структурой шпинели тоже пятислойной наноструктуры:

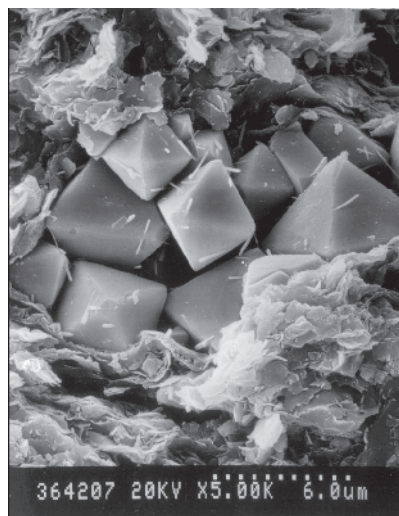


Рис. 5. Фрабoidalное выделение пирита, перекрывающее поровый канал. Ромашкинское месторождение, Абдрахмановская площадь. Скв. 3260д, гл.1656,5 – 1668,0, горизонт D_{ϕ} ув.500х.

пирита имеют октаэдрический габитус и образуют фрамбониды – почковидные срастания, удалить которые из поровых каналов можно лишь специальными реагентами (Рис. 5).

С целью учета реакции активных наноминеральных фаз коллектора на физико-химическое воздействие на пласт нами предлагается, и было опробовано на ряде месторождений нефти Волго-Уральской провинции, проведение ли-

3 - 3 - 3 - 3 - 3
- 2 - 2 - 2 - 2 -
3 - 3 - 3 - 3 - 3
- 2 - 2 - 2 - 2 -
3 - 3 - 3 - 3 - 3

В целом эти структуры электрически нейтральны. Но природные пластинки содержат случайные примеси окислов другой валентности или ионов, что приводит к появлению у них нескомпенсированных электрических зарядов.

Природные глины в осадочных породах типа песчаника служат цементом, связывающим зерна кварца и располагаются, как правило, в межпоровых каналах. Зерна кварца, ошетиленные магнитными зарядами в среде терригенного коллектора, притягивают к себе противоположные магнитные заряды, среди которых попадают ионы с нескомпенсированным электрическим зарядом. В итоге по стенкам пор создается двойной электрический слой. Наполнение происходит и в межпоровых каналах на глинах.

Если в пористой среде происходит движение поровой жидкости (электролита), то она нарушает структуру слоя, что ведет к двум следствиям:

- 1) Возрастает фильтрационное сопротивление пласта;
- 2) Происходит набухание глин, что тоже ведет к падению проницаемости.

Этот механизм формирования гидропроводимости продуктивных пород через свойства надмолекулярных наноструктур лежит в основе оптимизации физико-химического режима разработки месторождений наряду с другими, не менее важными: геологическим, гидрогеологическим, гидродинамическим и теплопроводным. Только совместное рассмотрение и учет механизмов всех этих режимов позволит получить высокую степень извлечения нефти из недр.

толого-технологического картирования (Муслимов, Изотов, 2003), учитывающего распределение по площади пласта не только его фильтрационно-емкостных параметров, но и распределение активных наноминеральных фаз и особенностей их локализации. Наличие таких литолого-технологических планов позволяет рекомендовать переход к более оптимальным, селективным методам воздействия на пласт и его отдельных участков, учитывая литолого-минералогическую характеристику этих участков и их реакцию на используемые методы воздействия на пласт.

Литература

- Изотов В.Г. Глинистая составляющая терригенных коллекторов УВ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Сб.: Глины и глинистые минералы*. Изд-во ВГУ. Воронеж. 2004. 60-61.
- Изотов В.Г. Технологическая минералогия нефтяного пласта. *Сб. материалов РМО: Современные методы минералого-геохимических исследований...* С.-Пб. 2006. 140-142.
- Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. КГУ. 2003.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. *Сб. Повышение нефтеотдачи пластов*. Казань. 2003. 552-560.

НАДМОЛЕКУЛЯРНЫЕ НАНОСТРУКТУРЫ И ИХ РОЛЬ В РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Земная кора представляет собой шлак от переработки вещества мантии при её встрече с кислородом воздуха при извержениях. За редким исключением не успевших прореагировать элементов она состоит из окислов, беспорядочно перемещающихся между собой. Разные по составу смеси получили 2400 персональных наименований. Это связано с тем, что при образовании твердой фазы молекулы окислов, обладающие двумя магнитными зарядами, северным и южным, связаны случайным образом.

Однако, благодаря наличию у планеты неоднородного теплового поля, определяющего геотектонику, в толще кристаллического фундамента возникают трещины, разбивая его на отдельные блоки. При трении блоков друг о друга открываются отдельные молекулы, которые в узком пространстве щели могут, за счет диффузной подвижности, соединиться свободными магнитными зарядами в плоские надмолекулярные наноструктуры.

Две из этих структур легли в основу почти 50% всего промышленного производства мира. Это глины со структурой монтмориллонита, представляют собой пятислойную пластинку из кварца (четырёхвалентная окись кремния SiO_2) и корунда (трехвалентный окисел алюминия Al_2O_3). Символично структуры выглядят так:

4 - 4 - 4 - 4 - 4
- 3 - 3 - 3 - 3 -
4 - 4 - 4 - 4 - 4
- 3 - 3 - 3 - 3 -
4 - 4 - 4 - 4 - 4

Окись кремния плоская структура, а окись алюминия объемная, и именно она связывает в единое эту пачку.

Вторая структура – это ферриты со структурой шпинели тоже пятислойной наноструктуры:

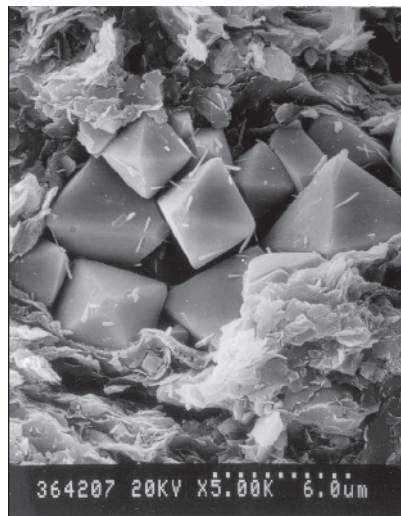


Рис. 5. Фрагментальное выделение пирита, перекрывающее поровый канал. Ромашкинское месторождение, Абдрахмановская площадь. Скв. 3260д, гл.1656,5 – 1668,0, горизонт D_{ϕ} ув.500х.

пирита имеют октаэдрический габитус и образуют фрамбониды – почковидные срастания, удалить которые из поровых каналов можно лишь специальными реагентами (Рис. 5).

С целью учета реакции активных наноминеральных фаз коллектора на физико-химическое воздействие на пласт нами предлагается, и было опробовано на ряде месторождений нефти Волго-Уральской провинции, проведение ли-

3 - 3 - 3 - 3 - 3
- 2 - 2 - 2 - 2 -
3 - 3 - 3 - 3 - 3
- 2 - 2 - 2 - 2 -
3 - 3 - 3 - 3 - 3

В целом эти структуры электрически нейтральны. Но природные пластинки содержат случайные примеси окислов другой валентности или ионов, что приводит к появлению у них нескомпенсированных электрических зарядов.

Природные глины в осадочных породах типа песчаника служат цементом, связывающим зерна кварца и располагаются, как правило, в межпоровых каналах. Зерна кварца, ошетиленные магнитными зарядами в среде терригенного коллектора, притягивают к себе противоположные магнитные заряды, среди которых попадают ионы с нескомпенсированным электрическим зарядом. В итоге по стенкам пор создается двойной электрический слой. Наполнение происходит и в межпоровых каналах на глинах.

Если в пористой среде происходит движение поровой жидкости (электролита), то она нарушает структуру слоя, что ведет к двум следствиям:

- 1) Возрастает фильтрационное сопротивление пласта;
- 2) Происходит набухание глин, что тоже ведет к падению проницаемости.

Этот механизм формирования гидропроводимости продуктивных пород через свойства надмолекулярных наноструктур лежит в основе оптимизации физико-химического режима разработки месторождений наряду с другими, не менее важными: геологическим, гидрогеологическим, гидродинамическим и теплопроводным. Только совместное рассмотрение и учет механизмов всех этих режимов позволит получить высокую степень извлечения нефти из недр.

толого-технологического картирования (Муслимов, Изотов, 2003), учитывающего распределение по площади пласта не только его фильтрационно-емкостных параметров, но и распределение активных наноминеральных фаз и особенностей их локализации. Наличие таких литолого-технологических планов позволяет рекомендовать переход к более оптимальным, селективным методам воздействия на пласт и его отдельных участков, учитывая литолого-минералогическую характеристику этих участков и их реакцию на используемые методы воздействия на пласт.

Литература

- Изотов В.Г. Глинистая составляющая терригенных коллекторов УВ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Сб.: Глины и глинистые минералы*. Изд-во ВГУ. Воронеж. 2004. 60-61.
- Изотов В.Г. Технологическая минералогия нефтяного пласта. *Сб. материалов РМО: Современные методы минералого-геохимических исследований...* С.-Пб. 2006. 140-142.
- Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. КГУ. 2003.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. *Сб. Повышение нефтеотдачи пластов*. Казань. 2003. 552-560.

ОСОБЕННОСТИ ФЛЮИДНОГО РЕЖИМА КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ТАТАРСКОГО СВОДА

Кристаллический фундамент Татарского свода является одной из центральных структур Волго-Уральской антеклизы. Проведенные исследования свидетельствуют, что кристаллический фундамент относится к постоянно эволюционирующему типу геологических структур, который находится в постоянно меняющемся поле геодинамических напряжений. Возникновение напряжений в теле кристаллического фундамента Татарского свода связано с формированием специфических компрессионных и декомпрессионных зон деструкций (Ситдикова, Изотов, 2003; Ситдикова, 2005). Эти напряжения возникают за счет постоянных передвижек отдельных блоков фундамента, которые зажаты между авлакогенными рвами (Ситдикова, Изотов, 1999).

В настоящее время факт активной миграции флюидных систем в кристаллических породах является практически установленным (Маракушев, 1965), однако формы и механизм их миграции до настоящего времени остаются дискуссионными. Большинство исследователей миграция глубинных флюидов связывается с глубинными разломами земной коры, которые вполне естественно рассматриваются как флюидопроводящие каналы.

Однако проводимые исследования в областях развития метаморфических толщ свидетельствуют, что области флюидного воздействия широко распространены и в нарушенных геологических толщах. К таким толщам приурочены поля метасоматитов, диафторических толщ и целые гранитогнейсовые массивы (купола), формирование которых без участия флюидных фаз невозможно.

Одним из главных факторов миграции флюидов в пределах Татарского свода гидротермальных систем является постоянная геодинамическая эволюция фундамента (Sitdikova, Izotov, 2006). Эта миграция осуществляется в различных формах в зависимости от геологических условий проявления напряженного состояния. В пределах кристаллического фундамента и по его периферии развиты различные системы зон разломов, которые приводят к разрывам сплошности пород фундамента. Миграция флюидов в зонах глубинных разломов проявляется в движении гидротермальных систем по ослабленным зонам, которые приводят к развитию метасоматических процессов и к развитию полей гидротермально-измененных пород фундамента. Часто зоны метасоматических изменений пород фундамента не контролируются разломной тектоникой, хотя последняя и играет большую роль при формировании пород различных степеней изменения пород.

Однако, по данным наших исследований (Ситдикова, Изотов, 2006) напряженное состояние пород фундамента постоянно изменяется. В этом случае в отдельных участках фундамента в условиях, когда не происходит разрыва сплошности пород, установлена другая форма миграции флюидов, а именно, в виде включений гидротермальных флюидов по плоскостям развития дислокаций кристалли-

ческой решетки минералов. Такая форма миграции флюидов имеет чрезвычайно широкое распространение и является ответственной за формирование регионально развитых полей метасоматитов гранитогнейсовых структур древних щитов и других геологических регионов в деформированных геологических средах (Ситдикова, 2005).

Каков же механизм миграции флюидов в таких типах геологических систем? Еще в 1957 г. Д.С. Коржинский отмечал, что миграция гидротермальных флюидов в таких образованиях связана с капиллярно-диффузионными процессами.

Проведенные нами исследования свидетельствуют, что такие капиллярные каналы сами развиваются по системам дислокаций кристаллической решетки минералов. Данные минералого-петрографических исследований метаморфических пород кристаллического фундамента Востока Русской плиты по керну глубоких и сверхглубоких скважин свидетельствуют, что все изученные типы пород прошли различные этапы тектонических напряжений, что выразилось в проявлении процессов милонитизации и брекчирования в зонах деструкций до появления блочности минералов.

Проведенные исследования с использованием растровой электронной микроскопии показывают, что такие кристаллы метаморфических пород могут являться проводниками гидротермальных флюидов, несущих комплекс газо-жидких микровключений. К минералам, в которых эти включения наблюдаются, в первую очередь, относится кварц, который обладает «вязкой» кристаллической структурой с отсутствием спайности, что способствует сохранению в нем этих включений. Известно, что кварц имеет каркасную кристаллическую структуру, характеризующуюся при повышенных давлениях высокой вязкостью, чем и объясняются такие явления как пластическое течение кварца при высоких давлениях с появлением гранулитовых структурных форм, характеризующихся волнистым блочным строением, о чем свидетельствует волнистое и блочное погасание при исследовании их в прозрачных шлифах.

Такой тип блочности отдельных минералов, в частности кварца, изучен по керну ряда скважин, вскрывших зоны деструкций кристаллического фундамента, например в скв. 20000 Миннибаевской, скв. 20009 Ново-Елховской, скв. 678 Тлянчи-Тамакской и скв. 20002 и др., где мозаичное и волнистое погасание проявляется в зернах кварца первой генерации (Рис. 1).

Факт наличия флюидосодержащих микровключений в различных минералах достаточно хорошо известен, однако эти включения описаны в основном для минералов магматического и гидротермального кристаллогенеза (Балицкий, 2006; Ермаков, 1972). Однако в метаморфических породах возникновение этих включений и их динамика объясняются другими причинами (Коттрел, 1969), о чем свидетельствует морфология этих включений и особенности их расположения в кристаллах.

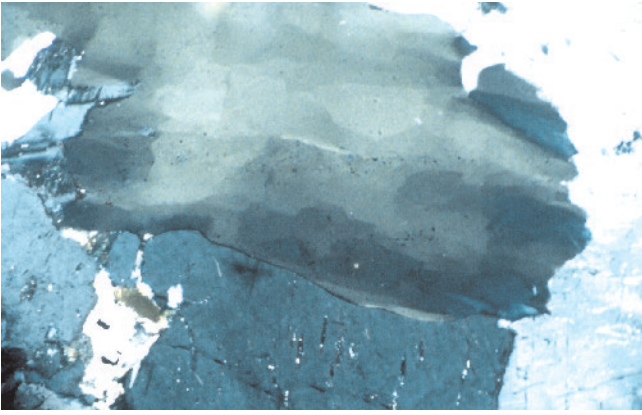


Рис. 1. Дислоцированный кварц с мозаичным и волнистым погасанием с полосками газовой-жидких включений. Скв.678, Тлянчи-Тамак, гл.2470,2 м. Николи +. Ув.125х.

Проведенные нами исследования микровключений в кварце и в других минералах свидетельствуют, что в результате ориентированных нагрузок в кварце возникают дислокации деформационного типа в ядрах, которых происходит разрыв сплошности кристалла, связанных с появлением вакансий в его структуре. За счет процессов диффузии и других явлений эти вакансии могут заполняться соответствующими по размеру подвижными молекулами воды, простых углеводородов, окислов. В результате роста минералов вакансии могут увеличиваться в объеме, превращаясь в пустоты пузырькового типа, которые и констатируются при микроскопических исследованиях. Размеры пузырьковых выделений в деформированном кварце составляют сотые – тысячные, реже десятые доли миллиметра. Особенностью включений является их линейно-полосовидное расположение в кристаллах кварца, часто вне прямой зависимости с определенными кристаллографическими направлениями данного минерала (Рис. 2, 3).

Полосы газовой-жидких включений могут быть ориентированы не по кристаллографическим направлениям в кварце, а по направлениям, перпендикулярным напряжениям, которые часто сопровождаются вытянутостью блоков волнистого погасания, либо перпендикулярно к ним. Изучение расположения полос газовой-жидких включений кварца позволяет утверждать, что они трассируют плоскости линейных дислокаций, возникающих в ходе метаморфических процессов и связанных с процессами компрессии – декомпрессии в теле фундамента (Ситдикова, 2005). По данным минералого-петрографических исследований установлено также, что полосы включений часто переходят с одного зерна кварца на другое.

Размер включений обычно составляет тысячные – сотые доли мм, форма самих полостей включений при ее широкой изменчивости характеризуется уплощенно-овальными очертаниями, при этом вытянутость включений ориентирована вдоль направлений цепочек включений. Расположение полос газовой-жидких включений обычно совпадает с полосами волнистого погасания кварца. По данным петроструктурных исследований с применением метода Е.С. Федорова зоны погасания ориентированы субгоризонтально (перпендикулярно оси зерна), что свидетельствует о субвертикальном направлении градиента напряжения в породах. Расстояние между такими цепочками включений колеблется от 0.п до 0.0п мм (Рис.4). Такое расположение включений в кристаллах свидетельствует об их формировании в постметаморфический этап

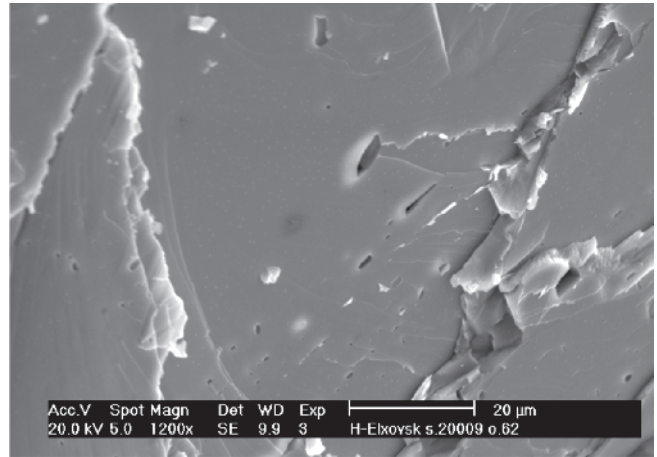


Рис. 2. Субпараллельные цепочки газовой-жидких включений вдоль дислокационных линий в кварце 1 генерации. Скв.20009, Ново-Елховская, обр. 62. Ув.1200х.

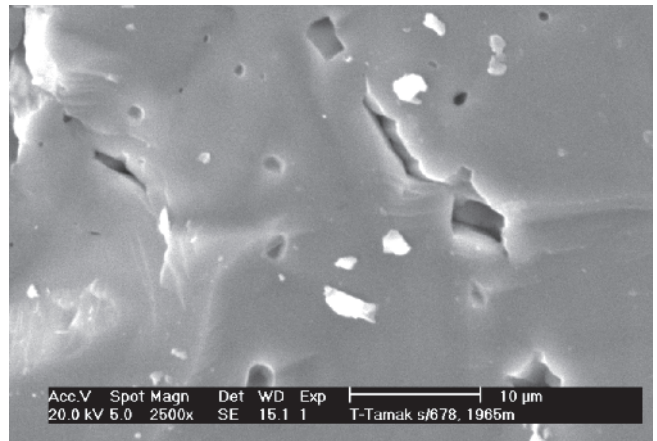


Рис. 3. Линейно-цепочечная форма газовой-жидких включений. Частичное «слияние» (укрупнение) включений с формированием полостей, заполненных флюидом. Скв.678, Тлянчи-Тамак, гл.1965,0 м. Ув.2500х.

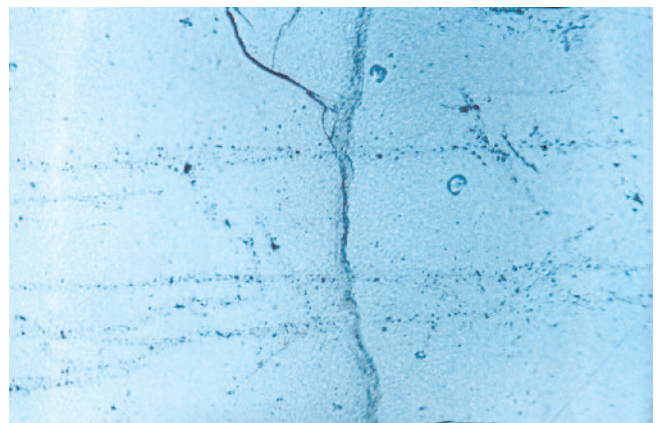


Рис. 4. Субпараллельные дорожки (горизонтальные) газовой-жидких включений в кварце первой генерации. Пересекающаяся микротрещина, выполненная каолинитом гидротермального типа. Скв.678, Тлянчи-Тамак, гл.2083,0м. Николи II. Ув.250х.

эволюции фундамента Татарского свода.

Газово-жидкие включения наиболее характерны для кварца пород начальных этапов метаморфизма (кварц первой генерации), в отличие от которого кварц гидротермальных прожилков (вторая генерация) обычно чистый и не несет такие системы включений. Кварц второй генерации формировался после фазы проявления основных напряжений в структуре изучаемых метаморфических комплексов фундамента. Изученные методом растровой электрон-

ной микроскопии морфологические особенности локализации газовой-жидких включений в кварце пород кристаллического фундамента подтверждает дислокационную природу их возникновения.

Согласно теории дислокаций (Коттрел, 1969) в твердых телах при наличии градиента напряжения создаются нарушения кристаллической решетки различного типа, которые мигрируют в направлении минимума напряжений, определяемого вектором Бюргерса – \mathbf{b} :

$$\mathbf{b} = \oint \frac{d\mathbf{u}}{ds} ds,$$

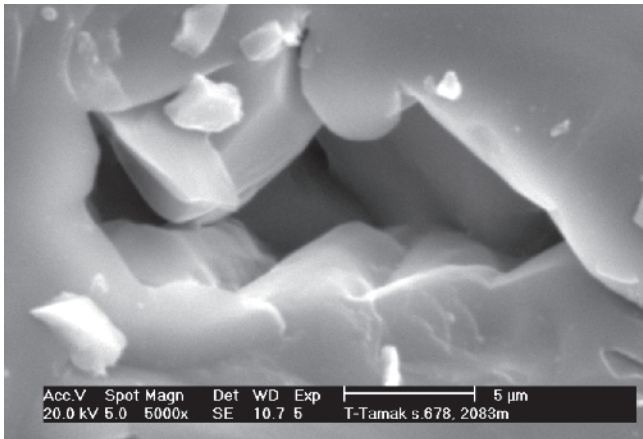


Рис. 5. Декомпрессионная стадия. Особенности внутреннего строения газовой-жидкого включения в кварце с появлением «друзовидной» структуры. Скв. 678, Тлянчи-Тамак, гл. 2083, 0м. Ув. 5000х.



Рис. 6. Биотит-плагиоклазовый гнейс. Удлиненные полости газовой-жидких включений по плоскостям спайности и по деформационным трещинкам, пересекающим плоскости спайности в ортоклазе. Скв. 678, Тлянчи-Тамак, гл. 2392, 0м. Николи +. Ув. 125х.

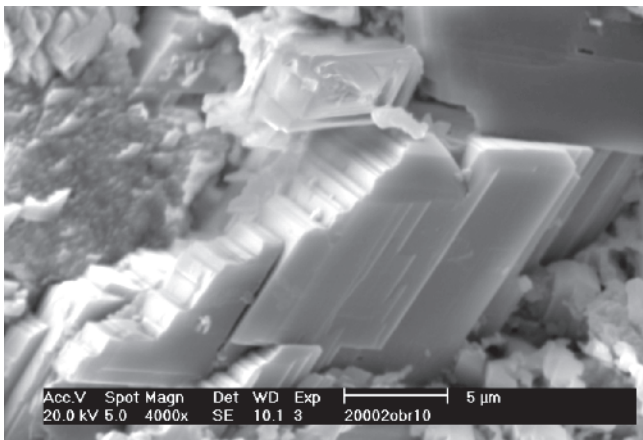


Рис. 7. Скв. 20002, обр. 10. Полость газовой-жидкого включения в плагиоклазе по плоскости спайности. Ув. 4000х.

где \mathbf{u} – вектор смещения в деформированном материале, s – контур Бюргерса – контур дислокации.

При этом в ядрах движущихся дислокаций могут возникать наноразмерные полости разрыва кристаллической решетки, заполняемые породными флюидами, которые так же мигрируют в направлении движения дислокаций. Согласно теории упругих сред (Коттрел, 1969) скорость миграции дислокаций в кристаллах сопоставима со скоростью звука, которая в изучаемых породах фундамента составляет от 3,5 до 6 км/сек. На территории Татарского свода миграция дислокаций происходит в стадию компрессии, а при снятии напряжений – в стадию декомпрессии, движение дислокаций прекращается, а под воздействием содержащихся в них флюидов происходит частичная перекристаллизация стенок включений с возникновением в них друзовидных форм кварца или с формированием микровыделений слоистых силикатов (Рис. 5).

Также были изучены газовой-жидкие включения в других породообразующих минералах фундамента: полевые шпаты, амфиболы, пироксены. Однако описанный механизм движения дислокаций в этих минералах не соблюдается, так как эти минералы обладают спайностью, и это способствует возникновению движения флюидов по наиболее ослабленным зонам, а именно, по их спайности (Рис. 6, 7). Движение флюидов будет контролироваться уже не полями геодинамических напряжений, а другими факторами, а именно, ориентировкой плоскостей спайности этих минералов.

Проведенный анализ путей миграции флюидов в породах фундамента свидетельствует о широком разнообразии этих форм и путей миграции. Наноразмерные включения – дислокации минералов при их высокой скорости движения в кристаллической среде, могут переносить значительные количества флюидов, которые могут аккумулироваться в осадочном чехле Южно-Татарского свода и других регионов, что естественно должно учитываться при геологоразведочных работах на углеводородное сырье, как в пределах комплексов кристаллического фундамента, так и в осадочном чехле, миграция в который глубинных флюидов в связи с реализацией программы глубокого бурения Республики Татарстан является установленным фактом.

Литература

- Балицкий В.С., Прокофьев Ю.В. и др. Экспериментальное моделирование взаимодействия гидротермальных флюидов с нефтью. *Сб.: Дегазация Эемли: Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых.* Москва. ГЕОС. 2006. 38-41.
- Ермаков Н.П. *Геохимические системы включений в минералах.* Москва. Наука. 1972.
- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Дислокационный механизм миграции флюидов земной коры. *Дегазация Эемли: Геофлюиды, нефть и газ, парагенезы... (см. выше).* М: ГЕОС. 2006. 110-112.
- Коржинский Д.С. *Физико-химические основы анализа парагенезисов минералов.* Москва. Изд-во АН СССР. 1957.
- Коттрел Л.А. *Теория дислокаций.* Москва. «Мир». 1969.
- Маракушев А.А. *Проблемы минеральных фаций метаморфических и метасоматических горных пород.* М.: Наука. 1965.
- Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Геодинамические условия формирования деструкционных резервуаров УВ глубоких горизонтов земной коры. *Георесурсы.* № 4(12). 2003. 17-22.
- Ситдикова Л.М. *Зоны деструкций кристаллического фундамента Татарского свода.* Казань. Изд-во Казанского ун-та. 2005.
- Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Зоны деструкций кристаллического фундамента как потенциальные коллекторы углеводородов больших глубин. *Георесурсы.* № 1. 1999. 28-34.
- Sitdikova L.M., Izotov V.G. Formation of hydrocarbon reservoirs in the deep Earth's crust. *Journal of Geochemical Exploration.* 89. 2006. 373-375.

Е.Д. Войтович, Н.С. Гатиятуллин

Татарское геологоразведочное управление ОАО "Татнефть", Казань

ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Фонтан девонской нефти с суточным дебитом 120 т, полученный в скважине № 3 Ромашкино, положил начало исключительно успешному периоду интенсивной разведки недр Татарстана. Широко развернутые геологоразведочные работы вскоре выдвинули республику в число наиболее богатых нефтью районов Волго-Уральской провинции.

К настоящему времени в палеозойских отложениях установлена промышленная нефтеносность 26 стратиграфических горизонтов, открыто свыше 150 нефтяных месторождений, включающих более 2800 залежей. За время разработки месторождений добыто 3 млрд. т нефти и свыше 90 млрд³ попутного газа.

Накопленный опыт нефтеразведки, а также разнообразные исследования по геологии и нефтеносности Татарстана обогатили нефтяную науку и внесли значительный вклад в теорию и практику геологоразведочных работ. Именно в годы интенсивного наращивания объемов глубокого поискового бурения в новых районах республики были обоснованы и осуществлены смелые новаторские решения в области методики поисков и разведки нефти, способствовавшие крупным открытиям в девонских отложениях.

В период ускоренного промышленного освоения нефтяных месторождений успешное применение получила поэтапная разведка залежей и новая методика доразведки крупных и небольших месторождений, основанная на активном использовании данных промысловой геофизики, сейсморазведки и структурного бурения.

Анализ истории открытий и практики геологоразведочных работ показывает, что решающее значение в создании мощной нефтяной базы на территории Татарстана принадлежит двум факторам: богатству недр и применению новой нетрадиционной методики поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений.

Большой вклад в теорию и практику этих исследований внесли геологи треста «Татнефтегазразведка», объединения «Татнефть», «ТатНИПИнефть», объединения «Татнефтегеофизика» и других организаций: А.М. Мельников, С.П. Егоров, М.В. Мальцев, И.А. Шпильман, Ф.А. Бегишев, Б.М. Юсупов, В.И. Треспольский, А.Р. Кинзиков, А.Г. Салихов, Е.Д. Войтович, П.Д. Павлов, Р.Х. Муслимов, Э.И. Сулейманов, Г.М. Донов, В.А. Лобов, Г.Ф. Бусел, П.И. Лангуев, Р.Н. Валеев, Н.Г. Абдуллин, Н.А. Плотников, Б.В. Семакин, В.П. Степанов, И.А. Ларочкина и др.

Если обратиться к истории поисков и разведки нефти на территории Татарстана и сравнить ее накопленный нефтяной потенциал с разведанными запасами соседних областей Волго-Уральской провинции, то станет очевидным, что по этому показателю республика занимает первое место. Общие ресурсы углеводородов (нефть, природные битумы) в ее недрах соизмеримы с суммарными запасами других нефтяных регионов Волго-Уральской провинции вместе взятых. Столь высокая концентрация нефти на сравнительно ограниченной площади объясняется открытием гигантского по размерам Ромашкинского

месторождения, ряда других крупных месторождений в девонских отложениях (Ново-Елховское, Бавлинское, Первомайское, Бондюжское), а также высокой плотностью размещения средних и мелких залежей нефти и битумов, выявленных в каменноугольных и пермских продуктивных комплексах на окружающих крупные месторождения территориях.

Первые официальные сведения о наличии признаков нефти в Поволжье относятся к 1703 г., когда в первом номере газеты «Ведомости» было напечатано следующее сообщение: «Из Казани пишут. На реке Соку нашли много нефти...». С тех пор эта информация и указанная дата стали точкой отсчета уже почти трехсотлетней истории изучения нефтеносности территории Поволжья. С самого начала исследований и до открытия промышленной нефти в пермских (1929), каменноугольных (1934) и девонских (1944) отложениях усилия многих поколений ученых, геологов и практиков нефтяного дела были направлены в основном на изучение поверхностных нефтепроявлений.

История поисков и разведки нефти на территории республики тесно связана с развитием нефтепоисковых работ в районах Поволжья и ее можно условно разделить на четыре этапа.

Первый этап (1703 – 1929 гг.) был наиболее длительным. Для него характерны: изучение поверхностных проявлений нефти, первый опыт ее добычи на естественных обнажениях битуминозных пород и попытки найти промышленную нефть в пермских отложениях. Геологические исследования вначале носили, главным образом, рекогносцировочный и экспедиционный характер. В конце XVIII и 30-х годах XIX столетий впервые описаны выходы асфальтовых пород на Самарской Луке, на р.Кармалке, в бассейнах рр. Сока и Шешмы, у с. Сюкеево на р.Волга и в других местах (Г.Шобер, П.Рычков, И.Лелехин, П.Паллас, Н.Широкшин, А.Гурьев). Большой глубиной и научным подходом отличались исследования А.Р.Гернгросса – 2-го (1836) и Г.Д. Романовского (1864), которые пришли к выводу о вторичности поверхностных скоплений асфальта (битумов) и возможной генетической связи пермских битумов с нефтью более глубокозалегающих каменноугольных и девонских отложений. Несколько позже эти взгляды подтверждены А.А. Штукенбергом (1877) и выдающимся русским геологом А.П. Павловым (1887).

В рассматриваемый период истории пермские битумы приобрели уже важное поисковое значение, но относительно их происхождения высказывались две противоположные точки зрения, имевшие решающее значение в оценке глубинной нефтеносности. Исследователи, считавшие, что основные источники нефти для пермских битумов находятся на глубине (Г.Д. Романовский, А.А. Штукенберг и др.), выступали за продолжение разведки с помощью глубокого бурения. Сторонники первичного происхождения поверхностных нефтепроявлений в пермских отложениях (В.Г. Ерофеев, С.Н. Никитин) отрицали суще-

ствование залежей нефти в более глубоких горизонтах и подчеркивали бесперспективность дальнейших поисков.

Систематическое изучение территории Татарстана началось в 1860 г. геологами Казанского университета. В течение 1860 – 1870 гг. Н.И. Головкинским и его учениками обследованы выходы пород по Волге, Каме, Вятке, Свияге, Казанке и другим рекам. Преемником Н.И. Головкинского стал А.А. Штукенберг, в течение 30 лет (1870 – 1900 гг.) производивший вместе со своими последователями геологические исследования Прикамья и Поволжья. В частности, в 1888 г. П.И. Кротов, А.В. Лаврский и А.В. Нечаев произвели геологическую съемку всей площади Казанской губернии. Эта работа относится к числу первых сводных трудов, посвященных геологическому строению республики. В начале нашего столетия исследования продолжались М.Э. Ноинским. Им и его учениками выполнена геологическая съемка территории Татарстана. М.Э. Ноинскому принадлежит также детальная разработка стратиграфии казанских отложений.

В 60-е и 70-е годы XIX века пробурено несколько мелких нефтепоисковых скважин (Малакиенко, Шандор и др.), расположенных на востоке республики вблизи селений Нижняя Кармалка, Шугурово и Сарабикулово. Наиболее глубокие из них (205 – 354 м) вскрыли нижнепермские известняки, но нефти не встретили. Первые разведочные работы производились кустарными приемами без необходимой геологической подготовки и, естественно, не дали положительных результатов. Глубины скважин оказались недостаточными для достижения нефтеносных горизонтов. Неудачи поисков нефти на некоторое время охладили интерес нефтепромышленников к проведению буровых работ.

В первом и втором десятилетиях XX в. ученые продолжали дискуссии о происхождении поверхностных нефтебитумопроявлений и перспективах разведки нефти в глубоких горизонтах палеозоя.

Геологи, склонявшиеся к признанию первичной природы битумов в пермских слоях, оценивали возможности дальнейшей разведки нефти отрицательно (Нечаев, Замятин и др., 1913). К противоположным выводам пришел А.П. Иванов (1904). Этот геолог считал, что происхождение асфальта и битумов в Поволжье из нефти, излившейся через сбросовые трещины, не подлежит сомнению. М.Э. Ноинский (1913) разработал хорошо аргументированную гипотезу о вторичности скоплений битума в верхней части разреза и его проникновении в эти породы в жидком виде снизу, из более глубоких горизонтов по дислокационным трещинам.

После революции в 1918 г. в район Сюкеево с целью оценки имеющихся там признаков нефти и изучения возможностей открытия залежей промышленного значения направлялась специальная геологическая партия под руководством Н.Н. Тихоновича. Совершенно к однозначному, но противоположному заключению пришел И.М. Губкин, посетивший районы Сюкеево и Шешмы в 1919 г. С позиций антиклинальной теории распределения нефтяных залежей И.М. Губкин рассматривал широко развитые в Поволжье поверхностные нефтепроявления как прямое свидетельство наличия нефтяных залежей в недрах, а не как остатки некогда существовавших месторождений.

В 1919 – 1920 гг. неглубокие поисковые скважины на гудрон и нефть закладывались в районе г. Чистополя, на р. Шешма и у Сюкеевского взвоза на р. Волга. Впервые перед бурением ставилась задача поисков новых нефтяных залежей в глубоких горизонтах палеозоя на куполовидных структурах,

намеченных геологическими исследованиями. В Сюкеево работы велись до января 1923 г. Скважина достигла глубины 252 м, но не вскрыла в разрезе перспективных на нефть пластов.

Изложенное показывает, что за 200 с лишним лет геологических исследований в Поволжье не были решены ни проблема обнаружения нефти в промышленных количествах на глубине, ни задача практического использования скоплений битумов в пермских отложениях. Поэтому к началу 1923 г. почти все работы по поискам нефти и разведке гудронных песчаников были прекращены.

Большим достижением научной мысли, давшей новый импульс исследованиям, стало разработанное в 20-е годы И.М. Губкиным, А.Д. Архангельским, А.Н. Розановым и их сторонниками теоретическое обоснование необходимости широкого развертывания нефтепоисковых работ на территории Урало-Поволжья. Их выводы по перспективам поисков формулируются примерно в следующем виде:

- большинство известных нефтепроявлений, обнаруженных в районах Поволжья, являются вторичными; их присутствие свидетельствует о наличии нефтяных залежей в более древних слоях;

- все нефтепроявления связаны со сводовыми частями тектонических структур;

- процессы нефтеобразования имели региональный характер, поэтому нефть может быть обнаружена везде, где имеются благоприятные геологические условия.

Блестящим подтверждением взглядов И.М. Губкина и его сторонников стало открытие в 1929 г. промышленной нефти в артинских известняках скважиной у с. Верхне-Чусовские городки на западном склоне Урала, заложенной с целью разведки месторождения калийных солей. Случайность чусовского фонтана нефти не умаляет его значения, поскольку подтверждает правильность научных прогнозов многих геологов, обосновывавших необходимость поисков нефти на востоке России. Этим историческим событием, послужившим стимулом для широкого развития поисков нефти на обширных пространствах Урало-Поволжья, завершается первый этап исследований.

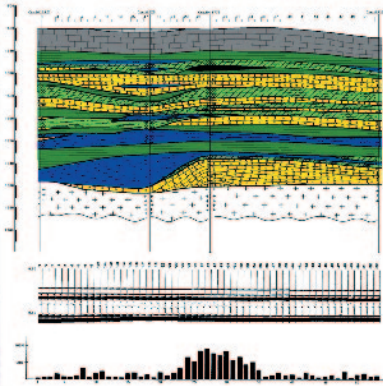
Второй этап истории исследований (1930 – 1943 гг.) ознаменовался становлением в Татарстане теоретической основы методики геологоразведочных работ, поисками нефти в пермских слоях и открытием промышленной нефтеносности в каменноугольных отложениях. К этому времени уже большинство геологов связывало формирование нефтяных месторождений с наличием положительных структурных форм. Программой работ стали практические рекомендации А.Д. Архангельского (1929), которые сводились к следующему: первоочередными направлениями для разведки нефти считать Приуральскую полосу, Самарскую Луку, районы Сока и Шешмы. Наряду с поисками нефти в пермских отложениях глубокое бурение вести с заданием разведки каменноугольных и девонских отложений. Эти предложения поддержал И.М. Губкин.

Перспективы разведки нефти в девонских пластах высоко оценивались с самого начала освоения Волго-Уральских районов. Проходка большинства скважин, начатых бурением в Приуралье и в Поволжье в 1929 – 1931

ТАТАРСКОЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР НЕЙРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

НЕЙРОСЕЙСМ



Применение

Система предназначена для поиска и разведки нефтегазоперспективных объектов по сейсмическим данным. Обеспечивает решение задач в условиях минимального объема скважинной информации.

Нейрокомпьютерный анализ волнового поля сейсмического профиля

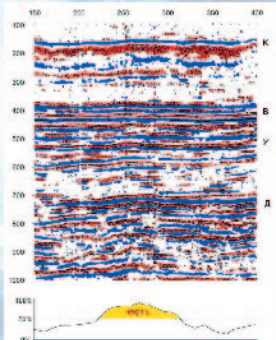


График вероятности насыщенности
терригенных отложений девона

Математический аппарат

Векторная система обработки (APS) первичных сейсмических наблюдений. Обучающая многослойная нейрокомпьютерная сеть со взвешенными связями.

Система нейрокомпьютерного анализа временных разрезов в узком временном окне с последующей тренд-аппроксимацией результатов. Сейсмомоделирование.

Функционирование системы

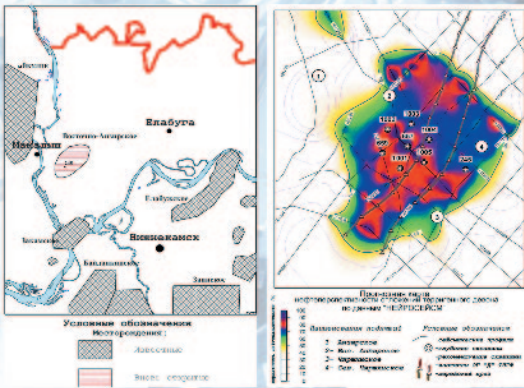
Система "Нейросейсм" состоит из ядра, реализующего создание многослойной нейронной сети, обеспечивающего как обучение, так и прогноз. На вход сети при обучении поступает обучающая выборка, представляющая собой образы сейсмических сигналов, претерпевших отражение от пластов с доказанной продуктивностью. Для получения прогноза обучающая сеть анализирует продуктивность отложений по сейсмическим разрезам в исследуемом интервале и выдает числовое значение вероятности наличия нефти в каждой точке профиля.

По полученным в результате анализа данным строится прогнозная карта нефтеперспективности анализируемых отложений.

Технологический процесс прогнозирования нефтеперспективных объектов по данным сейсморазведки с помощью нейрокомпьютерной системы распознавания образов НЕЙРОСЕЙСМ

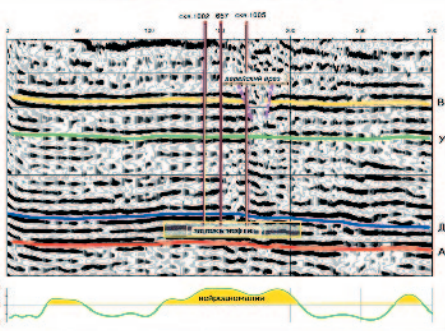


Открытие методом «Нейросейсм» в Прикамье Восточно-Анзирского месторождения



Эффективность применения

Сужение области поиска и, как следствие, сокращение расходов на бурение глубоких скважин. Широкое использование скважинной информации при обучении сети и анализе сейсмических разрезов. Полнота использования информации, содержащейся в сейсмических волновых полях. Обеспечение высокой точности и надёжности прогнозных решений. Шестилетний опыт промышленного использования метода показал, что его эффективность составляет 82%.



Подтверждение результатов «НЕЙРОСЕЙСМ» по профилю 101229 скважинами 657, 1002, 1005 вскрывшими залежь нефти в терригенных отложениях девона



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР «ГЕОДИНАМИКА»

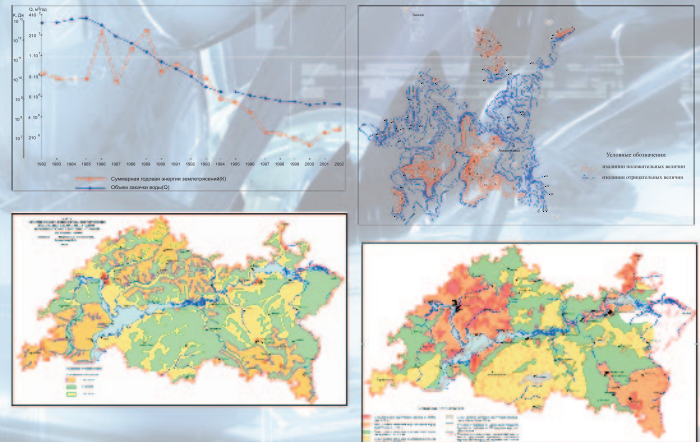
выполняет топографическую съемку разных масштабов со съемкой подземных коммуникаций, а также ведет комплексные исследования естественной и техногенной сейсмичности территории Татарстана, районирования, современных движений земной коры с целью обеспечения промышленной безопасности от разрушительных геологических процессов.

Важнейшее направление деятельности НПЦ «Геодинамика» - высокоточные геодезические измерения по определению современных движений и деформаций земной поверхности, связанные с активной добычей нефти на юго-востоке Татарстана, топографическая съемка различного масштаба, построение и развитие геодезических сетей спутниковыми геодезическими GPS-системами.
НПЦ обладает широким спектром современного оборудования, квалифицированными специалистами.

Создана система высокочувствительных цифровых наземных и скважинных сейсмических и геодезических наблюдений на территории Ромашкинского месторождения нефти, с помощью которой ведутся исследования возмущенной сейсмичности, современных движений и разработка рекомендаций по регулированию возмущенной сейсмичности. Создается аналогичная система наблюдений Казанского геодинамического полигона.

На Ромашкинском месторождении нефти выявлено влияние объемов и скорости закачки воды в скважины на возмущенную сейсмичность. В результате регулирования закачки, начиная с 1998 г., количество происходящих землетрясений в год уменьшилось примерно в 10 раз для разных пластов (от 70-120 землетрясений в год до 610), и их суммарная годовая сейсмическая энергия уменьшилась на 5 порядков от 10¹² джоулей до 10⁷ джоулей в год.

Результаты геодинамических исследований:



Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ) является единственным предприятием АО "Татнефть", производящим полный комплекс геологоразведочных работ на все виды полезных ископаемых, залегающих в осадочном чехле Республики Татарстан и на сопредельных территориях.

Являясь правопреемником крупнейшего в свое время (1939-1986 гг.) в России треста "Татнефтегазразведка", ТГРУ располагает высококвалифицированными специалистами в области геологии, геодезии и топографии, крупной научно-аналитической и производственной базой.

Сегодня в ТГРУ функционирует на современном организационно-хозяйственном уровне научно-исследовательские, проектные, экспериментальные, промышленные направления в сочетании с полевыми работами как в области традиционной нефтепоисковой геологии, проектировании систем разработки залежей нефти так и в области прикладных работ по поиску и разведке пресных питьевых вод, геоэкологии и сейсмологии.

Всестороннее и глубокое изучение недр позволяет эффективно и рационально использовать находящиеся в них полезные ископаемые для нужд промышленности и на благо человека.

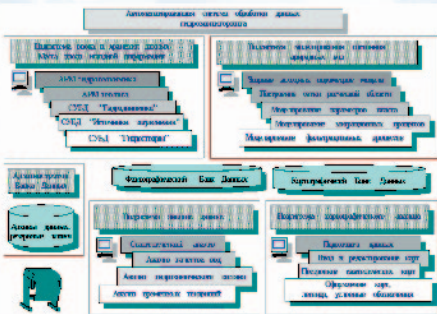


ТАТАРСКОЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНЫХ ВОД

В ТГРУ сотрудниками НПЦ «Гидромониторинг» создан и апробирован в течение 1991-2005г.г. способ комплексной оценки состояния и качества природных вод Республики Татарстан. Основу хранения и обработки данных составляют электронные базы:
- фактографической информации;
- картографической информации;
Фактографическая база данных включает в себя разработанную в ТГРУ ОАО «Татнефть» Автоматизированную Систему Гидромониторинга (АСГМ).

ФАКТОГРАФИЧЕСКИЕ БАЗЫ ДАННЫХ



Разработанная система содержит набор программных средств, позволяющих производить:
- создание и сопровождение баз данных по мониторингу природных вод;
- оперативную обработку и анализ регулярно поступающих исследований;
- визуализацию результатов обработки и анализа данных;
- выявление закономерностей и факторов загрязнения вод;
- составление мероприятий, направленных на ликвидацию очагов загрязнения.

Поиск данных

Редактирование баз данных



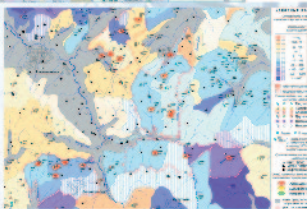
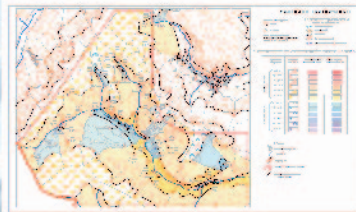
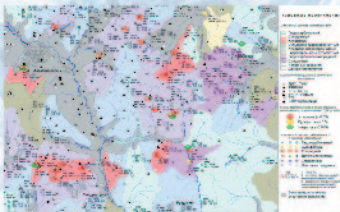
Визуализация результатов

КАРТОГРАФИЧЕСКАЯ БАЗА

МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И КАЧЕСТВА ПРИРОДНЫХ ВОД

Карта химического состава вод верхнеказанской водоносной свиты

Карта прогнозного состояния подземных вод



Карта динамики изменения состояния подземных вод

Получаемые результаты позволяют:
- оценить экологическую ситуацию территории;
- прогнозировать качественное и количественное изменение состояния природных вод;
- прогнозировать появление новых очагов загрязнения;
- рекомендовать участки проведения природоохраняющих мероприятий.

ФОНДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Фонды геологической информации геологоразведочного управления ОАО «Татнефть» являются уникальным собранием геологических материалов.

В фондах хранятся более 6000 геологических отчетов, начиная с 30-х годов, и более 6 тысяч дел поисково-разведочных скважин, пробуренных на территории Татарстана.

Поиск необходимых материалов осуществляется с помощью компьютеризированной базы данных.

Имеется просторный читальный зал, оборудованный светостолами, авторский и предметный каталог для посетителей



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР «ЗАПАСЫ»

ПОДСЧЕТ И ПЕРЕСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРИМОГО В НЕФТИ ГАЗА И СОПУТСТВУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ

Специализация НПЦ «Запасы»: Подсчет и пересчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и сопутствующих компонентов; уточнение геологического строения месторождений и отдельных залежей; оперативный пересчет запасов нефти месторождений и отдельных залежей.

Основные задачи: изучение геологического строения месторождения, залежи; подсчет (пересчет) балансовых, извлекаемых и остаточных запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов; составление отчета по подсчету (пересчету) запасов нефти; защита отчетов по подсчету (пересчету) запасов в ГКЗ РФ; постановка

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР «ЗАПАСЫ»

Программы пробной эксплуатации
Проекты пробной эксплуатации нефтяных месторождений
Технологические схемы разработки нефтяных месторождений
ТЭО КИН нефтяных месторождений

НПЦ «Проект» создан в январе 2006 года для составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений на территории республики Татарстан, а так же Оренбургской и Самарской областей.

Геологическое моделирование:
Определение закономерностей осадконакопления и внутреннего строения циклов
Построение модели насыщения пласта флюидами
Построение цифровой Геологической модели
Построение литологической модели

Гидродинамическое моделирование:
Построение фильтрационной модели
Решение гидродинамической задачи
Уточнение параметров фильтрационной модели на основе детального анализа истории разработки
Прогноз процесса разработки и выбор ГТМ с помощью постоянно действующей модели.

РЕГИОНАЛЬНАЯ АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

РАЛ аккредитована на техническую компетентность в Системе аккредитации аналитических лабораторий (центров) РФ и зарегистрирована в Государственном реестре под № РОСС RU.0001511065.

РАЛ выполняет научно-производственные работы по аналитическому обеспечению геологоразведочных работ (гидромониторинг и прогнозирование качества поверхностных и подземных вод, геологическая разведка питьевой и минеральной воды, исследование пластовых вод; анализ почв, грунтов, горных пород; анализ нефтяного, битумонасыщенного керна; анализ нефти и попутного нефтяного газа разведочных и эксплуатационных скважин).

Вода (природная, питьевая, минеральная, сточная), атмосферные осадки, почвы, грунты, горные породы.

Общие и суммарные показатели качества вод рН, цветность, мутность, окисляемость, БПК, ХПК, щелочность, жесткость.

Ионы металлов
Fe²⁺, Al³⁺, Zn²⁺, Cd²⁺, Pb²⁺, Cr(VI), Co²⁺, Ni²⁺, Cu²⁺, Hg²⁺, Mo(VI), Mn²⁺, As(III), Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Ba²⁺, Mg²⁺, Sr²⁺, Be²⁺, V⁵⁺, Sn⁴⁺, Ag⁺, Sb³⁺, Ti⁴⁺, Tl³⁺

Ионы неметаллов
Cl⁻, SO₄²⁻, PO₄³⁻, NO₃⁻, NO₂⁻, NH₄⁺, F⁻, Se²⁻, Br⁻, J⁻, а также бор, кремниевая кислота, сероводород

Органические вещества
Нефтепродукты, фенолы, АСПАВ, НСПАВ

Нефть пластовая

Давление насыщения, газовый фактор, дифференциальное разгазирование, объемный коэффициент, усадка, вязкость, коэффициент сжимаемости, плотность

Нефтяной газ

Определение компонентного состава газа: CO₂, N₂, H₂S, C₁-C₁₆

Цемент

Густота цементного теста, срок схватываемости, распадаемость, удельный вес, предел прочности при изгибе



Керн нефтебитумонасыщенный

Коэффициент открытой пористости, абсолютной газопроницаемости, удельное электрическое сопротивление, остаточная водонасыщенность, коэффициент абсолютной плотности, нефтебитумонасыщенность, эффективная пористость, минералогическая плотность, содержание водонефтенасыщенности в неэкстрагированных коллекторах, смачиваемость, коэффициент вытеснения нефти, фазовая проницаемость по воде и нефти, карбонатность, гранулометрический состав.



гг., имела задачей пройти не только всю толщу пермских и каменноугольных пород, но и углубиться в отложения девонской системы. Однако после открытия нефтяных залежей в горизонтах перми и карбона все внимание обращалось на разведку этих отложений, в связи с чем изучение нефтеносности девона в течение ряда лет не развивалось.

На территории Татарстана исследования с нефтепоисковыми целями, ориентирующимися на изучение тектонических условий залегания перспективных слоев, начаты в 1930 г. С этого времени они не прекращались и развивались из года в год. Изучение тектонического строения стало возможным благодаря предшествующей геологической съемке всей территории республики, которая выполнена в первой четверти XX столетия М.Э. Ноинским и его учениками. Впервые инструментальную структурную съемку начал проводить трест «Востокнефть» по методу К.Р. Чепикова. С 1939 г. в эту работу включился «Татгеолтрест», осуществляющий исследования в центральных, западных и восточных районах республики. Результаты съемочных работ оказались исключительно успешными.

Первым объектом для такого рода съемок стал обширный район на юго-востоке Татарстана, расположенный в верховьях рек Шешма, Зай и Б.Черемшан. В результате изучения этой теории в 1933 г. геологами треста «Востокнефть» В.М. Бутровым, М.Ф. Мартьевым и В.И. Монякиным составлена первая структурно-геологическая карта Ромашкинской площади, на которой в районе с.Шугурово околонушено крупное антиклинальное поднятие. В следующем 1934 г. геологом Е.И. Тихвинской открыта Сармановская структура, расположенная севернее Шугурово. В этом же году группой геологов под руководством Е.И. Тихвинской по казанским отложениям закартировано Ромашкинское поднятие, подтвержденное позднее структурным бурением по верхнему карбону. По данным Е.И. Тихвинской, Ромашкинская брахиантиклинальная складка отличалась более крупными размерами, чем Шугуровская, а сводовая часть ее располагалась выше последней.

В 1935 г. геологами треста «Востокнефть» А.М. Мельниковым и Г.П. Жузе выявлен целый ряд других структур, представляющих интерес для поисков нефти.

Основную роль в подготовке первоочередных нефтепоисковых площадей сыграли съемки, проведенные под руководством Е.И. Тихвинской на Ромашкинской и Бавлинской площадях (1933 – 1934 гг.), В.М. Бутровым и Г.М. Жузе на Шугуровской и Ромашкинской площадях (1933 – 1939 гг.) и А.М. Мельниковым на Кичуйской, Кудашевской площадях (1935 – 1936 гг.). Результаты съемочных работ оказались исключительно успешными. Совместными усилиями различных организаций выявлено свыше 100 положительных структур по верхнепермским, главным образом, казанским отложениям, которые стали благоприятными объектами последующих геологоразведочных работ. Это выдвинуло территорию республики в число наиболее перспективных районов Поволжья. Большая заслуга в проведении структурно-геологической съемки принадлежит Г.П. Жузе, А.М. Мельникову, Е.И. Новожиловой, Е.И. Тихвинской, В.Ф. Яковлеву, С.П. Ситникову, С.И. Ароновой, Г.С. Преображенской, Г.П. Исаевой, Г.П. Игнатовичу, В.М. Бутрову, А.П. Блудорову и др.

В целом период исследований с 20-х до начала 40-х годов оставил глубокий след в истории развития нефтепоис-

ковых работ. Итоги их обобщены в коллективной работе «Геология и полезные ископаемые Татарской АССР», изданной в 1940 г. В статье «Нефть в Татарии» (Е.И. Новожилова, А.М. Мельников, Г.П. Жузе, С.Н. Шаньгин) впервые опубликована сводная схематическая структурная карта юго-восточной части ТАССР и определены ближайшие задачи по изучению нефтеносности этой территории.

В 30 – 40-е годы получили также развитие некоторые полевые геофизические методы, которые включали магнитометрию и электроразведку. Однако первые геофизические исследования не были в достаточной степени связаны с геологической службой республики и решающего значения на выбор объектов разведочных работ в этот период не оказывали. Структурно-геологическая съемка, структурно-картировочное бурение и глубокое поисково-разведочное бурение – вот те методы поисков, на которые опирались разведчики нефти в 40 – 50-е годы.

Первые крелиусные (структурные) скважины на территории Татарстана пробурены на Булдырском поднятии в 1938 г. Последующее использование структурного бурения в различных районах республики показало высокую эффективность выявления этим методом антиклинальных ловушек в каменноугольных и частично в девонских отложениях. Картирование структурных форм опиралось на маркирующие репера в перми и верхнем карбоне, к числу которых в разное время относились: уфимская свита, артинский ярус, швагериновый горизонт, кровля ассельского яруса и туфовидный известняк, репер S_{3-a} и др.

Широкий разворот комплексных геологоразведочных исследований связан с созданием в 1939 г. треста «Татнефтегазразведка», что позволило сосредоточить в одних руках разрозненные поисковые партии и организовать эффективную структуру управления поисково-разведочными работами на нефть.

С первых дней организации треста геологическая служба четко определила три основных направления исследований: структурно-геологическая съемка, проверка выявленных поднятий структурным (крелиусным) бурением с целью их подтверждения, изучение недр путем бурения глубоких скважин на подготовительных объектах. Поступающий фактический материал требовал всесторонней научной обработки. С этой целью в 1940 г. в тресте создается Центральная научно-исследовательская лаборатория (ЦНИЛ). Пионерами в организации и проведении геологических исследований были И.А. Антропов, К.А. Богородская, А.И. Зотова, Н.А. Игнатович, М.С. Кавеев, В.И. Троепольский и др.

Вследствие отставания разведочных работ от темпов структурно-геологической съемки принимается решение о значительном увеличении объема структурно-картировочного бурения в целях ускоренной подготовки объектов для поисков нефти.

Начиная с 1938 по 1941 гг. структурное бурение проводилось на Булдырской, Шугуровской, Камско-Устьинской, Змиевской, Верхнеуслонской и Граханской структурах, расположенных на востоке и западе республики. Значительное удаление этих площадей друг от друга обеспечивало широкий охват территории геологоразведочными исследованиями, что способствовало получению разнообразной геологической информации и обоснованному выбору дальнейших направлений работ.

Первые структурные скважины внесли ряд поправок в представления о тектонике пермских слоев и обогатили геологов новыми данными о вещественном составе и стратиграфии пермско-верхнекаменноугольной части разреза.

Наряду с этим, со второй половины 1941 г. в связи с получением в Змиево на небольшой глубине притока жидкой нефти из уфимских песчаников, в условиях войны часть буровых работ переориентируется на изучение нефтеносности пермских отложений. Работы проводились на Шугуровской, Змиевской, Сарабикуловской, Толкишской, Аксубаевской, Еланской и Бугульминской площадях. Почти на всех объектах установлены нефтепроявления в уфимских или казанских отложениях. В 1943 г. из введенных в эксплуатацию пяти скважин добыто 12,5 т нефти и 40 т полугудрона. Конечно, эту нефть никак нельзя было считать промышленной, но известную роль в удовлетворении спроса на деготь и другие смазочные материалы она сыграла.

В тяжелые военные годы не прекращались геолого-поисковые работы. В 1942 г. структурно-картировочное бурение осуществлялось на Камско-Устьинском, Шугуровском, Верхнеуслонском и Змиевском поднятиях. Из них три структуры (Шугуровская, Камско-Устьинская, Змиевская) считались к концу года подготовленными для глубокого нефтепоискового бурения. В 1943 г. в структурное бурение вводится Нурлатское поднятие. Одновременно на обширной территории между Аксубаево и Сарабикулово проводилось бурение группы выбросных скважин для оценки структурных условий и нефтеносности уфимско-казанских отложений.

Первая глубокая нефтепоисковая скважина на территории Татарстана заложена на Булдырской структуре. Бурение начато трестом «Сызраньнефть» и продолжено в 1939 г. «Татгеолтрестом». Однако в связи с отрицательными результатами по нижнему и среднему карбону последующие буровые работы на площади Булдырского поднятия были прекращены.

В ходе дальнейшего развертывания поисков нефти с 1941 по 1945 гг. роторное бурение проводилось на Шугуровской, Змиевской, Ойкинской, Сарабикуловской, Аксубаевской, Нурлатской и Ромашкинской структурах. Целевые работы вскоре увенчались большим успехом – открытием 3 августа 1943 г. первого в республике нефтяного месторождения в верей-намюрских карбонатных отложениях среднего карбона на Шугуровском поднятии. Из скважины-первооткрывательницы 1, заложенной в наиболее приподнятой части пермско-верхнекаменноугольной структуры, получен промышленный приток нефти дебитом 15 т/сутки. Возглавлял бурение скважины буровой мастер Г.Х.Хамидуллин, техническое и геологическое руководство осуществляли директор Шугуровской нефтеразведки А.В.Лукин, старший инженер И.Г.Шеламонов, старший геолог С.П.Егоров.

Оценивая полученные результаты, газета «Красная Татария» в одном из августовских номеров 1943 г. писала: «Сложные поисково-разведочные работы, осуществленные коллективом Шугуровской нефтеразведки, принесли замечательные результаты. На днях роторная скважина 1 (глубина 617 – 648 м) дала нефть, средний дебит которой, по предварительным данным, составляет 20 т в сутки. Эта нефть обладает хорошим качеством и успешно может употребляться промышленными предприятиями Советского Союза. Новое месторождение является весьма пер-

спективным». И действительно, вскоре (1945 г.) открывается второй более продуктивный горизонт в песчаниках угленосной свиты нижнего карбона, где дебит нефти достиг 75 т/сутки (скв. 6). Затем нефтяные залежи в каменноугольных отложениях были обнаружены на Аксубаевском и Ойкинском поднятиях.

Открытие промышленной нефти на Шугуровском поднятии, расположенном на центральном участке Сокско-Шешминских дислокаций с интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в верхах уфимского яруса, блестяще подтвердило правоту многих прогрессивных геологов, связывавших присутствие нефти в пермских отложениях с глубокозалегающими горизонтами карбона и девона. Это знаменательное событие положило начало развитию нефтедобывающей промышленности республики и подтвердило перспективность



дальнейших поисков нефти.

Третий этап геологических исследований (1944 – 1971 гг.) оказался исключительно плодотворным и самым успешным периодом поисково-разведочных работ. Начиная с 1944 г. после получения нефтяных фонтанов из франских песчаников в скважинах Яблонового оврага (Самарская область) и Туймазов (Башкортостан), разведка нефти в девонских отложениях занимает центральное место в комплексе поисково-разведочных работ на территории Татарстана. В качестве первого объекта для проверки нефтеносности девона избрали Шугуровское поднятие, на котором в 1944 г. начато строительство трех глубоких скважин с проектным горизонтом – кристаллический фундамент. Проведенные буровые работы не выявили скоплений нефти в терригенных отложениях девона из-за отсутствия замкнутой антиклинальной ловушки, однако явные следы нефтеносности в девонских песчаниках все же были обнаружены. Здесь впервые установлено структурное несоответствие между терригенным девонem и вышележащими стратиграфическими горизонтами палеозоя. При этом отмечалось, что девонские слои и подстилающие их породы кристаллического фундамента испытывают плавный подъем от Шугурово на северо-восток по направлению к Ромашкино. Полученные данные укрепили оптимизм геологов в успехе поисков девонской нефти и подтвердили необходимость дальнейшего бурения.

В 1944 г., еще до открытия девонского месторождения в Туймазах, трестом «Туймазанефть» начато строительство двух скважин на Бавлинской структуре, расположенной на территории Татарстана, с целью поисков нефти в нижнем карбоне. Эта структура введена в глубокую разведку без крелиусной проверки и подтверждения по опорным слоям нижней перми. При заложении скважин руководствовались аналогией с хорошо изученной Туймазинской структурой. В результате бурения скважин 1 и 2 установлены нефтяные залежи в нижнем карбоне. После открытия девонской нефти в Туймазах эти скважины, имевшие 8-дюймовые обсадные колонны, были также углублены на девон, что привело к открытию высокодебитного Бавлинского месторождения в пашийских песчаниках (скв. 1). Как выяснилось позднее, Бавлинское поднятие по распределению нефтеносных горизонтов в разрезе и сквозному соотношению структурных планов перми, карбона и девона является аналогом Туймазинской структуры. Открытие Бавлинского месторождения свидетельствовало о больших перспективах обнаружения девонских залежей нефти на востоке Татарстана.

В эти же годы «Татгеолтрест» планомерно наращивал буровые работы в районе Шугуровского и Ромашкинского поднятий. Учитывая, что при разведке Шугуровской структуры наметилась тенденция к подъему кровли терригенного девона и кристаллического фундамента на север и северо-восток, т.е. в сторону погружения пермских и каменноугольных маркирующих горизонтов, принимается решение заложить две поисковые скважины на девон по восстанию девонских опорных слоев (скв. 8 – Сугушлинская, скв. 9 – Тукмакская). Бурение не принесло реального успеха, но выяснилось, что терригенный девон залегает здесь в несколько других гипсометрических условиях, чем в Шугурово. Подъем кровли кыновских слоев от Шугуровской к Сугушлинской площади составил примерно 40 м. В девонских песчаниках, вскрытых скважиной 8, об-

наружены интенсивные нефтепроявления. Поэтому следующим объектом для разведки девона выбрано Ромашкинское поднятие, расположенное примерно в 10 км к северо-востоку от скважины 8.

Как известно, Ромашкинская структура закартирована еще в 1934 г. Е.И. Тихвинской и детализирована Г.П. Жузе в 1939 г. Позднее крелиусное бурение подтвердило поднятие по кровле туфовидного известняка верхнего карбона. Первая глубокая скважина 1 с целью разведки верей-намюрских отложений заложена в 1943 г. в своде Ромашкинского поднятия. Скважина 2 располагалась на южной периклинали и бурилась на турнейский ярус и угленосную свиту. Промышленного притока нефти из отложений среднего и нижнего карбона в этих скважинах не получено.

В 1946 г. началось строительство первой девонской скважины 3. Примерно в это же время принимается решение о бурении глубоких скважин на девон в пределах Ойкинско-Алтунинской и Аксубаевской площадей.

Бурение Ромашкинской скважины 3 продолжалось около года: было много аварий и осложнений. В июне 1948 г., бурением вскрыты нефтяные песчаники пашийского горизонта франского яруса девона, а в июле этого же года при испытании нефтеносного горизонта получен фонтан нефти с суточным дебитом 120 т.

Скважина 3 впервые доказала промышленную нефтеносность терригенного девона на сравнительно небольшой Ромашкинской структуре, подтвержденной по пермским и каменноугольным слоям. Вскоре выяснилось, что эта скважина обнаружила девонские нефтяные пласты уникального по размерам и запасам месторождения, не имевшего равных себе в России. В результате установлена региональная промышленная нефтеносность огромной территории на востоке Татарстана. Сегодня можно без преувеличения утверждать, что открытие Ромашкинского месторождения стало историческим событием в развитии нефтяной отрасли всей страны.

Огромный вклад в бурение и испытание скважины 3 внесли буровой мастер С.Ф. Кузьмин, нач. участка С.И. Маковский, нач. Шугуровской нефтеразведки А.В. Лукин, ст. геолог И.А. Шпильман, ст. инж. Г.И. Гамборделло, а также руководители треста «Татнефтегазразведка» (Н.С. Голобоков, Ф.Г. Ефремов, А.М. Мельников, С.П. Егоров).

В ускоренных темпах освоения Ромашкинского месторождения особенно важное значение имела новая методика работ, впервые примененная геологами «Татгеолтреста». Как известно, скважина 3 доказала промышленную нефтеносность терригенного девона, но не раскрыла степень соответствия нижних и верхних горизонтов разреза на Ромашкинской структуре, закартированной по пермско-каменноугольным отложениям. Поэтому для определения мест заложения последующих разведочных скважин следовало знать характер структурных соотношений между нижним (терригенный девон) и верхними (карбон, пермь) комплексами. В соответствии с традиционной методикой решение этого вопроса потребовало бы проведение детальной разведки Ромашкинского поднятия. Однако уже при разбуривании Шугуровской структуры отмечалось, что поднятие по пермско-каменноугольным отложениям не отражает тектонику девонских слоев. Поэтому геологи треста «Татнефтегазразведка» проявили новаторство и высказали предположение, что девонская залежь в скважине Ромашкино-3 может быть связана не с локаль-

ным, а пологим региональным поднятием. Ввиду возможного несоответствия в залегании девона и карбона на Ромашкинском поднятии главный геолог треста «Татнефтегазразведка» А.М. Мельников и старший геолог Шугуровской нефтеразведки С.П. Егоров приняли смелое решение о заложении двух новых разведочных скважин в 6 – 7 км к северо-востоку от скважины 3, руководствуясь не структурной картой по карбону, а выявившимся общим направлением подъема девонских отложений. Обе скважины (10, 11) дали мощные фонтаны нефти, подтвердив, таким образом, наличие обширной площади нефтеносности, превышающей размеры Ромашкинской структуры. Учитывая пологое залегание девонских отложений, можно было ожидать дальнейшее расширение территории, занятой Ромашкинским месторождением. В результате обобщения новых данных бурения принимается «татарский метод» разведки, впервые внедренный в нашей стране и основанный на следующих методических приемах: широким охвате новых площадей бурением при значительном удалении «выбросных» разведочных скважин от крайних продуктивных; тщательном изучении особенностей залегания девонских терригенных отложений; анализе гипсометрического положения водо-нефтяных контактов и других параметров нефтеносности.

Новая стратегия промышленной разведки начала внедряться на Ромашкинском месторождении в 1948 г. Вскоре она обеспечила высокие темпы подготовки к разработке крупных нефтепромысловых площадей. Характерно, что в процессе оконтуривания такого геологического феномена, как Ромашкинское месторождение, срок оценки бурением каждой новой площади оказался самым минимальным. Уже в 1948 г. в разведку вводится Миннибаевская структура, расположенная в 20 км к северу от Ромашкинской. В 1949 г. скважины, пробуренные на этом поднятии, также дали фонтаны нефти из девонских отложений. По сходству геологических условий залегания нефти в терригенном девоне было очевидно, что Ромашкинская и Миннибаевская площади находятся на одной огромной структуре. Последующие разведочные работы позволили включить в состав гигантского месторождения другие прилегающие площади: Сулеевскую, Абдрахмановскую, Ташлиярскую, Азнакаевскую и др. Размеры Ромашкинского месторождения резко возросли и стали измеряться несколькими десятками километров. Контур промышленной нефтеносности с основной залежью в пласте D_1 пашийского горизонта расширился далеко за пределы локальных поднятий перми и карбона. Кроме повсеместной нефтеносности пашийского пласта в процессе дальнейшей разведки залежи нефти обнаружены в девонских пластах D_{II} , D_{III} , D_{IV} , в кыновском горизонте, а также в доманиковых, мендымских, данково-лебедянских, заволжских, кизеловских, бобриковских, тульских, алексинских и верей-башкир-серпуховских отложениях. По разведанным запасам нефти Ромашкинское месторождение выдвинулось на одно из первых мест в мире.

За открытие Ромашкинского нефтяного месторождения геологи А.М. Мельников, С.П. Егоров, И.А. Шпильман, М.Ф. Мирчинк, А.И. Клещев, С.Ф. Федоров и инженеры Ф.Г. Ефремов, А.В. Лукин, С.И. Маковский, Н.С. Голобоков, С.И. Агаев удостоены в 1950 г. звания Лауреата Государственной (Сталинской) премии.

В июне 1952 г. месторождение введено в эксплуата-

цию по предварительному проекту, а в 1955 г. утверждена генеральная схема его разработки с применением методов законтурного и внутриконтурного заводнения.

Сложившаяся в 50 – 60-е годы методика поисково-разведочных работ включала три основных компонента: структурно-картировочное бурение с целью подготовки антиклинальных объектов, бурение одиночных поисковых скважин с обязательным вскрытием кристаллического фундамента, разведочное бурение на обнаруженные в



процессе поисков нефтеносные горизонты. Применение методики интенсивной разведки девонских отложений в различных районах Татарстана способствовало открытию многих новых месторождений. В эти годы были выявлены наиболее крупные и значительные по размерам и запасам нефти месторождения: Ново-Елховское (1954 г.), Бондюжское (1955 г.), Первомайское (1956 г.), Елабужское и др. Целый ряд месторождений и залежей открыт первыми скважинами, заложенными в сводах пермских структур.

В течение третьего этапа открыто большинство месторождений Татарстана, выявлено около 90% общего объема промышленных запасов нефти, установлены черты геологического строения и дана принципиальная оценка нефтеносности всей территории, включая запад республики. В результате создана мощная ресурсная база нефтедобывающего комплекса и обеспечена возможность быстрого наращивания добычи нефти благодаря ускоренному освоению крупных месторождений. Высокая степень изученности многих площадей глубоким и структурным бурением способствовала дальнейшему развитию детальных поисково-разведочных работ.

Четвертый этап геологических исследований начался с 1972 г. и продолжается в настоящее время. Как уже упоминалось, в конце третьего этапа обозначилось падение эффективности работ, связанных с поисками и разведкой залежей нефти в девонских терригенных отложениях. Учитывая накопленный опыт, пришлось существенно пересмотреть методику и направления разведки, усилить внимание к изучению нефтеносности всего палеозойского разреза и форсировать поиски новых залежей в карбоне. Поэтому для четвертого этапа характерны: широкий разворот поисково-разведочных работ в каменноугольных отложениях; поиски залежей в локально нефтеносных карбонатных комплексах девона и карбона, углубленное изучение пермских битумов. С применением расширенного комплекса геолого-геофизических исследований разрабатывались методы оптимизации подготовки девонских и каменноугольных структур. Исключительно важное значение имели работы, связанные с доразведкой верхних горизонтов Ромашкинского и других крупных месторождений.

Исходя из новых задач, поисково-разведочные работы были сконцентрированы на перспективных площадях востока Татарстана, приуроченных в тектоническом отношении к Южно-Татарскому и Северо-Татарскому сводам и восточному борту Мелекесской впадины. В условиях высокой разведанности недр повышение эффективности исследований можно было достигнуть за счет открытия множества небольших и мелких залежей нефти.

Коренной перелом а сторону повышений успешности поисково-разведочных работ в Татарстане наметился в начале 70-х годов, когда были полностью исключены из числа нефтепоисковых направлений западные малоперспективные районы республики, а основной курс взят на изучение нефтеносности карбонов путем детального картирования перспективных площадей структурным бурением, ускоренную подготовку этим методом большого числа поднятий с последующим бурением в сводах структур поисковых скважин. Широкое применение структурного бурения с использованием методики детального картирования локальных поднятий сыграло решающую роль в подготовке новых объектов и связанных с ними запасов нефти в каменноугольных отложениях.

С переходом на метод общей глубинной точки (МОГТ) значительно возросла эффективность сейсморазведки. Сочетание структурного бурения и сейсморазведки повысило качество подготовки площадей под глубокую разведку каменноугольных отложений. Повсеместный переход на картирование поднятий по сгущенной сети структурных скважин и сейсмических профилей МОГТ обеспечил выдающийся успех нефтепоисковых работ.

Научной основой новой методики промышленной разведки стала совокупность идей о формировании некомпенсированных прогибов и рифогенных структур Камско-Кинельской системы, широко распространенных на территории Татарстана. Практическое внедрение научных разработок позволило обосновать наиболее характерные типы локальных поднятий, контролируемых нефтяные залежи в каменноугольных отложениях. Знание условий локализации нефти и высокая детальность подготовки структур способствовали повышению успешности обнаружения небольших, но многочисленных залежей в карбоне. Целый ряд новых открытий сделан первыми поисковыми скважинами, расположенными в сводах поднятий.

К числу бесспорных достижений четвертого этапа можно отнести: разработку научной основы методики поисков и разведки нефти в каменноугольных отложениях, выбор эффективных приемов картирования небольших поднятий сейсморазведкой и структурным бурением; концентрацию поисково-разведочных работ на новых перспективных направлениях востока республики. Научно обоснованные мероприятия обеспечили высокую успешность глубокого бурения (75 – 80%) на большинстве разведочных площадей и стабильные темпы подготовки промышленных запасов нефти.

Специальная программа работ была посвящена подготовке запасов нефти в верхних горизонтах и локально нефтеносных комплексах Ромашкинского и других месторождений.

Весьма поучительным является опыт доразведки уникального Ромашкинского месторождения. Для решения поставленной задачи целевая программа предусматривала четыре последовательных этапа исследований с постепенным переходом от более продуктивных к менее продуктивным горизонтам. Методика работ включала: обобщение всех геолого-геофизических данных по ранее пробуренным скважинам, исследование разреза импульсными нейтронными методами, бурение поисково-разведочных и оценочных скважин, изучение продуктивности пластов испытанием с использованием различных методов воздействия на призабойную зону скважин и т.д. Детальная разведка небольших залежей проводилась за счет эксплуатационного бурения. За счет применения оптимальной методики доразведки Ромашкинского месторождения было подготовлено около 700 млн. т запасов промышленных категорий. Эта методика позволила сократить объем разведочного бурения на 3 млн. м и ускорить ввод в разработку верхних горизонтов.

Исключительно большой вклад в проведение поэтапных работ, обобщение всех геолого-геофизических материалов, обоснование роли эксплуатационного бурения в решении геологических задач, а также применение новой техники и технологии доразведки внесен геологами и геофизиками НГДУ, «ТатНИПИнефть», УБР, объединения «Татнефтегеофизика» и центральных институтов.

За исследование «Разработка и внедрение нового мето-

да доразведки многопластовых месторождений с применением комплекса нейтронных методов» Н.Г. Абдуллину, К.Е. Агафонову, Е.З. Зорину, Ш.Г. Кирееву, Ю.Э. Киршфельду, Р.Х. Муслимову, Н.А. Плотникову, Л.Г. Петросяну, В.С. Суетенкову, С.А. Султанову в 1977 г. присуждена премия им. акад. И.М. Губкина. В 1983 г. за работу «Создание и внедрение высоко информативных импульсных методов широкополосного акустического и нейтронного каротажа для повышения эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» В.Х. Ахиярову, Д.Ф. Беспалову, Л.Н. Воронкову, В.Ю. Зайченко, Е.В. Карусу, Д.А. Крылову, О.Л. Кузнецову, Р.Х. Муслимову, О.М. Нелепченко, Л.Г. Петросяну, С.А. Султанову, Ю.С. Шимелевичу присуждена Государственная премия СССР.

Наряду с ускоренными темпами освоения крупных месторождений геологами Татарстана создана и успешно реализована методика подготовки к разработке небольших залежей нефти, позволившая повысить эффективность эксплуатационного бурения.

К числу нетрадиционных направлений относится изучение глубокопогруженных пород докембрийского фундамента с целью выяснения геологического строения и оценки перспектив возможного поиска и обнаружения в них скоплений углеводородов. Этой проблеме геологи Татарстана уделяют большое внимание. Программа исследований кристаллического фундамента осуществляется более 30 лет на основе альтернативных концепций биогенного (органического) и глубинного абиогенного (неорганического) генезиса нефти. До 1973 г. глубокими скважинами фундамент изучался на глубину до 50 м. Новый этап исследований начат с 1973 г. и связан с бурением сверхглубокой скважины 20000 на Ромашкинском месторождении. В 1988 г. начато бурение и в 2006 г. завершено освоение второй сверхглубокой скважины 20009 на Ново-Елховском месторождении с проектной глубиной 7000 м (фактическая глубина составила 5881 м). К настоящему времени в 46 скважинах кристаллический фундамент вскрыт бурением на глубину более 50 м.

Особое место в истории освоения нефтяных богатств Татарстана занимает изучение битуминозности пермских отложений. Природные битумы, сконцентрированные в пермских отложениях, залегают на глубинах, до 400 м и частично в поверхностных условиях. Они представляют собой тяжелые, высоковязкие гипергенно преобразованные нефти, содержащие, кроме углеводородной основы, другие полезные продукты.

Целенаправленное изучение пермских битумов начато в 1970 г. За период 1970 – 2006 гг. пробурено 4221 специальных скважин общим метражом более 773,5 тыс. м, испытано на приток 188 скважин. В некоторых из них получены дебиты нефти от 0,1 до 11 т/сутки. Одновременно велись попутные поиски битумов структурным бурением путем дополнительного отбора керн из перспективных интервалов, изучения их методами промысловой геофизики и опробования. Проведенными работами подтверждена региональная битуминозность пермских отложений в Мелекесской впадине, на западном и юго-восточном склонах Южно-Татарского свода; выявлено 144 различных битумоскопления. Суммарные геологические ресурсы битумов (с содержанием битума в породах не менее 4 % веса) составляют 1,415 млрд. т. Последующее осво-

ение природных битумов является объективной необходимостью в связи с ограниченностью запасов традиционных нефтей и высокими темпами их потребления. В настоящее время начавшееся освоение пермских битумов может заметно повысить нефтяной потенциал республики.

Поэтапное рассмотрение истории освоения недр Республики Татарстан позволяет сделать следующие выводы:

1. Впервые выдающиеся успехи достигнуты в конце 40-х годов, когда было открыто уникальное Ромашкинское месторождение и развернулись работы по его ускоренной разведке. Богатейшие запасы нефти, выявленные в девонских песчаниках, не имели тогда себе равных ни в одной нефтеносной области России. Проведенными работами в Татарстане доказана промышленная нефтегазодобываемость 26 стратиграфических горизонтов, открыто свыше 150 месторождений, объединяющих более 2800 залежей. В четырех пермских битуминозных комплексах выявлено 144 залежи природных битумов. Основная часть запасов нефти сосредоточена в нескольких крупных месторождениях (Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское и др.).

2. Создание мощной сырьевой базы обеспечило высокие темпы развития нефтедобывающей промышленности. В 1957 г. республика вышла по объему добычи на первое место в стране и удерживала его 17 лет. В 1970 г. достигнут 100-миллионный уровень добычи нефти, который поддерживался в течение 7 лет. В 1972 г. извлечен первый, а в 1981 г. второй миллиард тонн нефти. За время освоения нефтяных богатств добыто почти 3 млрд. т нефти и более 90 млрд. м³ попутного газа. В исторически короткий срок Республика Татарстан стала известна в стране и за рубежом как регион большой нефти, обладающий крупнейшей сырьевой базой.

3. За многолетнюю историю целенаправленных геологоразведочных работ на территории Татарстана пробурено свыше 7,7 млн. м глубоких разведочных и 6,8 млн. м мелких структурно-картировочных скважин. Отработано более 80 тыс. км сейсмопрофилей, из которых свыше 40 тыс. м – прогрессивным методом общей глубинной точки (МОГТ). Выполнен большой объем работ мобильными методами полевой геофизики (гравимагнито- и электроразведка). Плотность глубокого бурения на востоке республики достигает 4,8 км²/скв., на западе 87 – 183,3 км²/скв., средняя – 16 км²/скв. По научным прогнозам геологов, несмотря на высокую степень разведанности, недра республики содержат еще неосвоенный нефтяной потенциал за счет возможного открытия множества мелких залежей и использования запасов тяжелых нефтей и битумов, не начатых разработкой.

4. Выдающееся значение в раскрытии перспектив нефтеносности территории Татарстана, выявлении новых месторождений и ускоренной подготовке их запасов к разработке сыграла эффективная методика поисково-разведочных работ. Она зародилась в процессе промышленной разведки Ромашкинского месторождения и получила широкое распространение в период интенсивного бурения в новых районах. Эта методика представляла собой синтез различных методических приемов, впервые разработанных и внедренных в геологических условиях республики. Применение новой методики ускорило темпы освоения нефтяных богатств Татарстана и значительно снизило затраты на их подготовку.

А.Ф. Блинов¹, Т.И. Семенова¹, С.Х. Шафикова¹, И.Н. Файзуллин²

¹ТатНИПИнефть, ²НГДУ «Иркеннефть», Бузульма

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ НГДУ «ИРКЕННЕФТЬ»

Нефтегазодобывающее управление «Иркеннефть» разрабатывает ряд продуктивных горизонтов в пределах Абдрахмановской площади.

Основным объектом разработки НГДУ является горизонт D_1 Абдрахмановской площади. Среди площадей Ромашкинского месторождения с высоким процентом отбора нефти Абдрахмановская площадь отличается самой высокой выработанностью и обводненностью. В то же время текущие извлекаемые запасы площади занимают второе место после Миннибаевской, а водо-нефтяной фактор второе место после Восточно-Лениногорской площади (Рис. 1).

В промышленной разработке НГДУ также находятся: залежь №9 бобриковского горизонта, залежи старооскольского горизонта, живетского яруса, кизеловского горизонта турнейского яруса.

По состоянию на 1.01.2003 г. выработанность запасов в целом по НГДУ составила 90,0%. Однако объекты НГДУ находятся на различных стадиях разработки: горизонт D_1 выработан на 92,3%, 9 залежь – на 59,96%, локально нефтеносные залежи - на начальной стадии разработки. Основную долю (96,3%) в накопленном отборе нефти по НГДУ составляет горизонт D_1 Абдрахмановской площади, в то же время и наибольшая доля остаточных запасов нефти (72,6%) сосредоточена в пашийском горизонте (Рис. 2).

Необходимо отметить изменение структуры извлекаемых запасов по сравнению с начальными; начальные запасы в терригенных коллекторах составляли 99,0%, в карбонатных – 1,0%. По состоянию на 1.01.03 г. соотношение соответственно изменилось на 90,2 и 9,8%. В то же время нужно отметить, если на начало разработки доля трудноизвлекаемых запасов составляла 14,0%, в том числе 7,1% в низкопроницаемых, 6,8% в водо-нефтяных зонах, то на сегодняшний день доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась до 51,5%, из них 23,5% в малопродуктивных коллекторах, 26,0% в водо-нефтяных зонах.

Обеспеченность остаточными разведанными запасами составляет около 28 лет, что примерно соответствует обеспеченности запасами, числящимися на балансе ВГФ по ОАО «Татнефть». Обеспеченность оперативными запасами в целом по ОАО «Татнефть» составляет 32 года.

Горизонт D_1 Абдрахмановской площади, основной объект разработки НГДУ «Иркеннефть», вступил в завершающую четвертую стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью и высоким водо-нефтяным фактором. Накопленный ВНФ по площади составил 2,027. Среди площадей Ромашкинского месторождения это четвертое место после Карамалинской, Восточно-Лениногорской и Холмовской площадей. В целом по Ромашкинскому месторождению ВНФ составляет 1,69.

На площади пробурено 2357 скважин или 89,7% от утвержденного проектного фонда. В действующем фонде числится 995 добывающих и 587 нагнетательных скважин

или 64,9% от пробуренного фонда. Плотность сетки скважин по пашийскому горизонту Абдрахмановской площади достигла 12,7 га/скв. (при проектной – 10,6 га/скв.), это самая высокая плотность по площадям Ромашкинского месторождения.

Средний дебит нефти по горизонту на сегодняшний день снизился до 2,58 т/сут. Компенсация отбора жидкости закачкой составила 123,9%.

В НГДУ «Иркеннефть» самый высокий процент обводненности по ОАО «Татнефть» – 92,6%, что объясняется высокой обводненностью пашийского горизонта (94,0%). Как положительный факт, необходимо отметить то, что обводненность по площади за последние пять лет стабилизировалась на уровне 92,6 – 93,0%.

Пластовое давление по горизонту D_1 за последние пять лет сохраняется на уровне 16,0 МПа с тенденцией к росту, давление на забое добывающих скважин постепенно возрастает и на 1.10.2003 г. составило 11,3 МПа.

На залежи №9 бобриковского горизонта в общем фонде находится 422 скважины. Из продуктивных отложений на 1.01.2003 г. отобрано 59,0% от НИЗ, при ВНФ – 1,12. Обводненность добываемой продукции составила 72,9%. Фактическая плотность сетки скважин равна 17,4 га/скв при проектной – 14,7 га/скв.

На залежах горизонтов D_{II} - D_{IV} в общем фонде числится 73 скважины. Из продуктивных отложений живетского яруса отобрано 95,8% от НИЗ, при ВНФ – 11,1. Обводненность добываемой жидкости достигла 96,7%. Текущий КИН составил 0,417 при проектном 0,433. На залежах горизонтов D_2 - D_4 имеются перспективные запасы категории C_2 , которые необходимо переводить в промышленные категории.

Разработка пяти объектов НГДУ ведется с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного, приконтурного, очагового и линейного заводнения. Единичные скважины заволжского горизонта и фаменского яруса эксплуатируются на естественном режиме.

Результаты расчетов прогнозных извлекаемых запасов

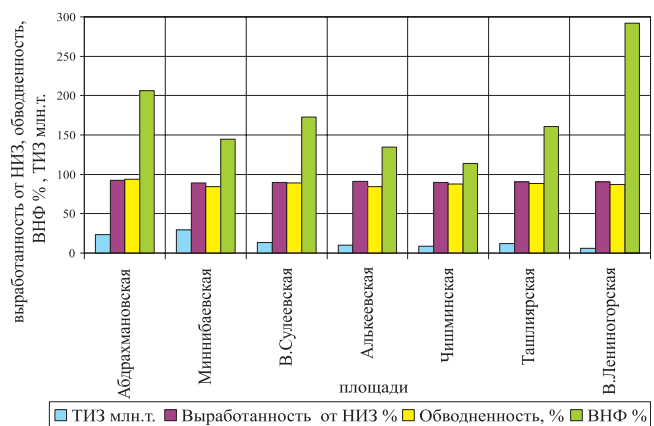
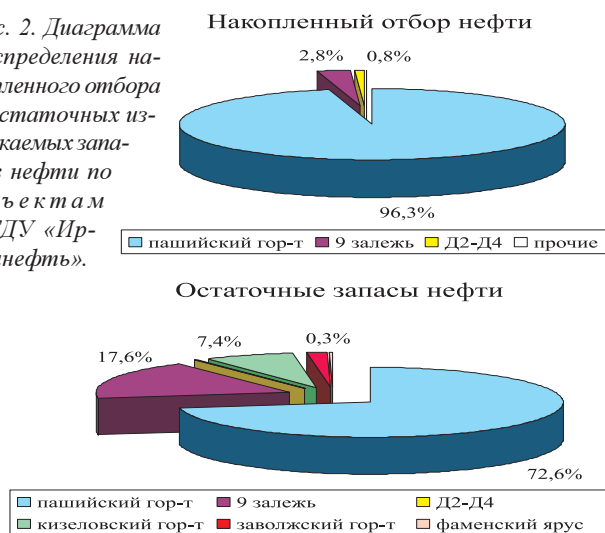


Рис.1. Состояние выработанности площадей Ромашкинского месторождения.

Рис. 2. Диаграмма распределения накопленного отбора и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам НГДУ «Иркеннефть».



и водо-нефтяного фактора по характеристикам вытеснения Назарова, Камбарова, Сазонова показывают, что проектная нефтеотдача 0,531 д.ед. по горизонту Д₁ Абдрахмановской площади достижима при поддержании отбора жидкости на современном уровне эксплуатации скважин в среднем до 98,5 % обводненности. ВНФ при этом может достигнуть величины в среднем равной 4. Для поддержания постоянства отбора жидкости необходимо, как минимум, поддержание действующего фонда скважин на постоянном уровне за счет бурения новых скважин и проведения капитального ремонта на скважинах, вышедших из эксплуатации по техническим причинам.

По залежи № 9 по трем характеристикам вытеснения проектная нефтеотдача 0,468 д.ед. пока недостижима. Для ее достижения необходимо провести мероприятия по увеличению фонда скважин, совершенствованию системы разработки и контролю за регулированием отборов жидкости и закачки воды, осуществить ГТМ по вовлечению в активную разработку запасов линз, тупиковых зон.

По залежам Д₂-Д₄ утвержденная нефтеотдача 0,433 д.ед. будет достигнута при обводненности, несколько превышающей 96 % и водо-нефтяном факторе, равном 11.

По использованию методов увеличения нефтеотдачи пластов НГДУ «Иркеннефть» является одним из лидирующих подразделений ОАО «Татнефть». Относительная добыча нефти за счет МУН выросла с 9,7 % в 1998 г. до 28,3 % в 2002 г. и является максимальной по ОАО «Татнефть».

Анализ состояния работ в области подземного и капитального ремонта показал, что эксплуатационный фонд скважин к концу 2002 г. увеличился до 1425 скважин, в т.ч. низкорентабельный фонд скважин составляет около 900 скважин, а объемы выполняемых ГТМ явно недостаточны для снижения данного фонда с достаточной технологической и экономической эффективностью. Малодебитный фонд скважин составляет около 400 скважин или 28 % от общего фонда. При этом 35 % малодебитного фонда скважин эксплуатируют низкопроницаемые и малопродуктивные коллектора при пониженных пластовых давлениях.

Выводы:

- по результатам анализа геолого-геофизического и геолого-промыслового материала необходимо усилить работы по выявлению и наращиванию запасов по категории С₂ в карбонатном девоне и карбоне;
- перспективы развития нефтедобычи в лицензионных

границах НГДУ связаны в основном с освоением залежей нефти горизонтов Д₂-Д₄, карбонатных отложений турнейского, заволжского и фаменского горизонтов нижнего карбона и терригенных отложений тульского горизонта. Но основными объектами разработки на прогнозный период все же остаются продуктивные отложения пашийского и бобриковского горизонтов;

– проведенный анализ эффективности разработки по характеристикам вытеснения показал, что по пашийскому горизонту и живетскому ярусу проектная нефтеотдача достижима, а по залежи № 9 бобриковского горизонта требуются дополнительные мероприятия;

– в районах со стабильными низкими пластовыми давлениями по горизонтам Д₁ и С₁^{вв} необходимо проводить работы по совершенствованию системы заводнения, при необходимости – строить новые объекты по закачке воды;

– в связи со снижением средней приемистости нагнетательных скважин необходимо улучшить подготовку сточной воды на Карабашской УКПН и Кама-Исмагиловской УПВСН, УПС-1, УПС-2, УПС-3, в особенности от КВЧ;

– на участках с низкопроницаемыми коллекторами для целей ППД преимущественно использовать пластовую воду, пластовое давление поддерживать на уровне первоначального;

– для повышения охвата пластов заводнением и увеличения коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки объектов необходимо дальнейшее применение хорошо зарекомендовавших себя в НГДУ гидродинамических и физико-химических методов, таких как циклическое заводнение, виброволновое и импlosionное воздействие, ВУС, КПАС, биополимеры, СПС, ПДС, также следует применять и современные технологии (составы на основе нефелина, целлюлозосодержащих материалов, микробиологическое воздействие), также новые методы водоизоляционных работ.

Казань: Изд-во «ФЭН», 2006. - 320 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Минерально-сырьевая база Республики Татарстан



**Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин,
В.Б. Либерман,
И.Е. Шаргородский,
Р.Н. Хадиуллина, С.Е. Войтович**

В работе исследованы динамика развития, современное состояние, проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы всех видов полезных ископаемых Республики Татарстан - топливно-энергетических, негорючих твердых нерудных, связанных с подземными водами, а также рудопроявлений. Показаны особенности размещения минерального сырья. Охарактеризованы запасы, ресурсы, степень их освоения, уровни добычи полезных ископаемых. Рассмотрен общий минерально-сырьевой потенциал республики. Оценена стоимость извлекаемых запасов и ресурсов. Работа предназначается в качестве справочного пособия для геологов, студентов ВУЗов и широкого круга читателей.

ISBN 5-9690-0056-6

С.В. Чичканов, А.И. Шамсуллин, В.А. Мягченков
Казанский государственный технологический университет, Казань
mjagchenkov@mail.ru

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ПРИСАДОК И СКОРОСТИ ТУРБУЛЕНТНЫХ ПОТОКОВ ПРЯМЫХ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ВЕЛИЧИНУ ЭФФЕКТА ТОМСА

Проведена сопоставительная оценка эффективности двух водорастворимых полимерных присадок в качестве агентов, снижающих гидравлическое сопротивление турбулентного потока прямых нефтяных эмульсий. Проанализировано влияние на величину эффекта Томса концентрации полимерной присадки, скорости потока и содержания дисперсной фазы в эмульсии.

Постоянно растущие объёмы добычи и переработки углеводородного сырья (нефти, газа и других полезных ископаемых) требуют повсеместного внедрения новейших наукоёмких технологий. На сегодняшний день в разработку вовлекается всё больше месторождений тяжёлой нефти с осложнёнными геологическими условиями. В связи с этим помимо решения проблем, связанных с добычей такой нефти, остро встают вопросы разработки доступных и дешёвых технологий, позволяющих уменьшить затраты на транспортировку нефти до установок комплексной подготовки нефти. В большинстве случаев добываемые из скважины нефтесодержащие дисперсные системы являются эмульсиями второго рода (вода в нефти) (Тронов, 2000). Это обстоятельство является дополнительным осложняющим фактором, так как вязкость нефтяной эмульсии во много раз превышает вязкость самой нефти (Сюняев и др., 1990). Естественно, что транспортировка таких нефтесодержащих эмульсий сопряжена с огромными трудностями, особенно при пониженных температурах.

В последнее время в связи с постоянным повышением обводнённости добываемой нефти всё чаще встречаются эмульсии первого рода (нефть в воде). Высокоскоростная транспортировка таких эмульсий по трубопроводам также связана с большими энергозатратами из-за наличия высокого гидравлического сопротивления в турбулентном потоке. Один из наиболее перспективных и доступных методов снижения гидравлического сопротивления основан на введении в поток прямой нефтяной эмульсии небольших добавок водорастворимых полимеров высокой молекулярной массы (эффект Томса) (Порайко, 1974; Николаев и др., 1979). Введение полимерной присадки способствует увеличению скорости транспортировки обводнённой нефти или снижению нагрузки на приводы перекачивающих насосов при поддержании того же значения расхода.

В данной работе проведена сопоставительная оценка эффективности двух водорастворимых полимерных присадок в качестве агентов, снижающих гидравлическое сопротивление турбулентного потока прямых нефтяных эмульсий. Нами также проанализировано влияние концентрации полимерной присадки, скорости потока и содержания дисперсной фазы в эмульсии, поскольку в реальных процессах транспортировки нефтесодержащего сырья по внутрипромысловым и межколлекторным трубопроводам соотношение фаз в эмульсии и давление, при котором эмульсия прокачивается, могут изменяться в широких пределах (Брезицкий и др., 2002).

В качестве полимерных присадок в работе использовали анионный сополимер акриламида (А) марки DP9-8177 (Ciba Speciality Chemicals, Великобритания) с молекулярной массой $M=8 \cdot 10^6$ и содержанием акрилатных групп 7% масс. и натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы (НКМЦ) с молекулярной массой $M=1,4 \cdot 10^5$. В экспериментах в качестве «базисной» использовали нефть Нововешминского месторождения с кинематической вязкостью 210 сСт и плотностью 910 кг/м³. Для получения более стабильных и высокодисперсных устойчивых прямых эмульсий «базисную» нефть разбавляли керосином (ТУ 3840158-10-90) в объёмном соотношении 3:1, после чего вязкость нефти снижалась до 25,3 сСт, а плотность – до 880 кг/м³.

Для получения стабильных прямых эмульсий нефти расчётные дозировки разбавленной нефти, стабилизатора – анионного ПАВ марки «Сульфенол (2 % об. от нефти) и дистиллированной воды перемешивали на магнитной мешалке для получения первичной эмульсии. Полученную эмульсию подвергали дополнительной обработке в ультразвуковом поле частотой 22 кГц в течение 15 минут на приборе УЗДН-1. Такой способ приготовления прямых эмульсий гарантировал их высокую агрегативную и седиментационную устойчивость. Размеры частиц эмульсии по данным оптической микроскопии не превышали 1,5–2 мкм.

Турбулентное течение прямых эмульсий нефти в присутствии полимерных присадок изучали на модифицированном нами турбулентном реометре с диаметром капилляра $1,83 \cdot 10^{-3}$ м и длиной 0,6 м, схема которого представлена на рис. 1. В стальной толстостенный резервуар 6 ёмкостью 350 см³ заливали 300 см³ исследуемой жидкости. Посредством газового баллона 1 с помощью редуктора 3 в ресиверах 5 создавали избыточное давление, контролируемое манометром 4. В заданный момент времени включался электропривод 8, который в свою очередь открывал клапан 7. Жидкость через капилляр 9 под давлением перетекала из резервуара 6 в приёмник 10. Через определённое время (2с) клапан автоматически закрывался. Количество вытек-

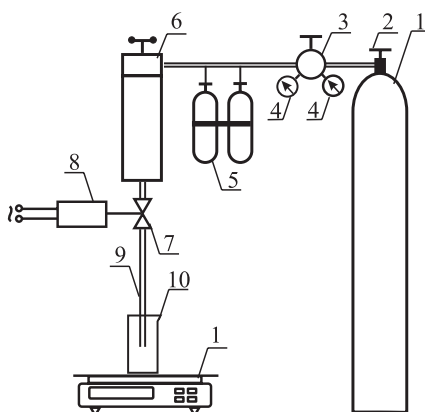


Рис. 1. Схема установки по изучению эффекта Томса.

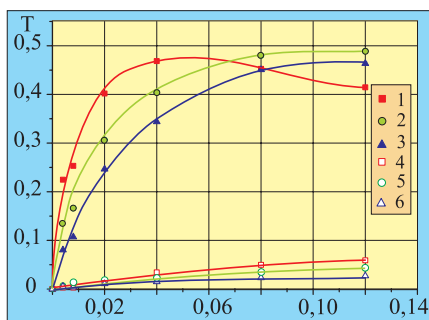


Рис. 2. Зависимость эффекта Томса от концентрации полимеров А и НКМЦ в 10 % прямых эмульсиях нефти при различных давлениях Р. 1-3 – сополимер А, 4-6 – полимер НКМЦ. Р, атм: 5 (1, 4); 10 (2, 5); 15 (3, 6).

шей из резервуара 6 жидкости фиксировали с помощью одноплечных электронных весов A&D (Япония).

Величину эффекта Томса подсчитывали по формуле (Мягченков и др., 2002; Mjagchenkov et al., 2002):

$$T = \frac{m - m_0}{m_0}$$

где m_0 и m – массовые расходы эмульсий, соответственно, без добавки и с добавкой полимера.

Для получения наглядной информации о реологических характеристиках эмульсий в присутствии полимерных присадок в таблице 1 представлены обобщённые данные для одной из них – 10 % прямой эмульсии нефти.

На рис. 2 на примере 10 % эмульсии представлены концентрационные зависимости эффекта Томса для гибкоцепного сополимера А и жёсткоцепного полимера НКМЦ при различных давлениях в реометре. Из рис. 2 можно сделать вывод о высокой эффективности сополимера А в качестве «гасителя» турбулентности потока ($T \sim 0,3 - 0,5$), которая на порядок выше по сравнению с другим полимером – НКМЦ. Ранее нами уже проводился анализ влияния химической природы водорастворимых (со)полимеров на величину эффекта Томса как в водных средах, так и в прямых эмульсиях нефти (Мягченков и др., 2002; 2004). Поэтому более подробно остановимся на рассмотрении вида кривых $T = f(C)$ для гибкоцепного сополимера А. На этой зависимости наблюдается отчётливая тенденция «запределивания» величины эффекта Томса, а при давлении 5 атм даже небольшое снижение значений T в области концентраций выше $0,04 - 0,05$ кг/м³. Наиболее вероятная причина наблюдаемого в эксперименте характера зависимости $T = f(C)$ для нефтяных эмульсий (аналогичная зависимость имеет место и в водных средах (Mjagchenkov et al., 2002; Мягченков и др., 2003а)) связана с появлением вблизи внутренней поверхности капилляра особой, пристеночной зоны потока, в которой концентрация полимера, достигнув определённого значения $C_{\text{огт}}$, остаётся постоянной. Дальнейшее увеличение валовой концентрации полимерной присадки в системе не приводит к росту концентрации в этой зоне, а сопровождается лишь увеличением динамической вязкости дисперсионной среды (см. табл. 1), что, в конечном итоге, приводит к стабилизации величины параметра T и даже к его уменьшению.

Помимо концентрации полимерной присадки и давления в резервуаре реометра (отметим, что сдвиговое напряжение пропорционально давлению) для прямых эмульсий нефти интересно проследить также влияние содержания дисперсной фазы (нефти) на величину параметра T . По данным рис. 3 можно отметить слабую зависимость эффекта Томса от содержания нефти в эмульсии. Некоторое падение величины параметра T наблюдается лишь при относительно высоком содержании нефти в эмульсии (15 % об.).

Наблюдаемое в эксперименте снижение величины эффекта Томса с увеличением P можно было попытаться связать с частичной механодеструкцией макромолекул полимерной присадки в процессе турбулентного течения потока по капилляру (Николаев и др., 1979). Однако, по данным вискозиметрии в серии специально поставленных экспериментов на примере водных растворов сополимера А различных концентраций было установлено, что при течении этих растворов под давлением 5, 10 и 15 атм в них не наблюдалось заметных уменьшений чисел вязкости и молекулярной массы у макромолекул полимерной присадки. Ввиду того, что характер зависимости T от P для чисто водных сред и для эмульсий с различным содержанием нефти практически идентичен (Рис. 3), можно заключить, что установленная в ходе экспериментов зависимость $T = f(P)$ напрямую не связана с гетерофазностью системы.

Одна из возможных причин снижения величины эффекта Томса с увеличением P могла быть связана с изменением характеристик самой эмульсии нефти в процессе турбулентного течения в капилляре реометра. В связи с вышесказанным нами были проведены вискозиметрические исследования эмульсий в присутствии полимерной присадки до и после прокачки через капилляр под различными давлениями и подсчитаны значения кинематических вязкостей эмульсий с добавками полимера до (v_0) и после (v_x) прокачки через капилляр.

На рис. 4 на примере 10 % эмульсии при различных P показана концентрационная зависимость относительного безразмерного параметра v_x/v_0 для полимера А. Сравнительно небольшое уменьшение кинематической вязкости в процессе течения жидкостей обусловлено, скорее всего, изменениями формы и размеров макромолекул полимерной присадки, а также перестройкой структурных элементов частиц дисперсной фазы ввиду появления больших по величине градиентов скорости в турбулентных потоках прямых эмульсий нефти.

Не исключено, что в относительно концентрированных эмульсиях нефти определённую роль играют процессы, связанные с адсорбцией макромолекул полимера на частицах дисперсной фазы (Мягченков и др., 2003б). Для подтверждения этого нами проведены эксперименты по оценке величины адсорбции полимера на частицах дисперсной фазы α , которая оценивалась по разнице концентраций полимера в водной фазе эмульсии до и после контакта полимера с частицами дисперсной фазы аналогично (Мягченков и др., 2004). По данным экспериментов $\alpha \sim 0,08$ мг/г нефти, что в 3 – 4 раза выше по сравнению с величинами адсорбции для анионных (со)полимеров ак-

Рис. 3. Зависимость эффекта Томса от содержания нефти в эмульсии (концентрация полимерной присадки в эмульсии 0,004 %).

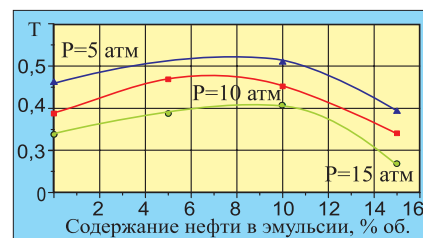
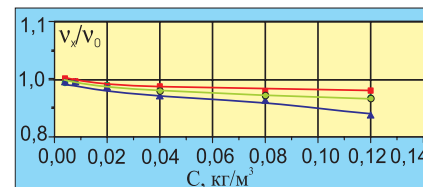


Рис. 4. Зависимость параметра v_x/v_0 от концентрации полимерной присадки А в 10 % эмульсии после прокачки при различных давлениях.



Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Н.А. Аббакумова, Г.В. Романов
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, Казань
Petrova@iopc.knc.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ

Для изучения закономерностей формирования состава остаточных нефтей под действием различных техногенных процессов являются информативными данные массового распределения фракций легких и тяжелых *n*-алканов C₁₃-C₁₅ и C₂₅-C₂₇, соответственно. Если основные изменения в составе нефти связаны с адсорбционно-хроматографическим процессом, то в составе алканов сохраняется обратно пропорциональная зависимость распределения фракций легких и тяжелых гомологов. При биохимическом окислении и отложении в пласте твердых парафинов закономерность их распределения нарушается.

При изучении физико-химических процессов извлечения нефти из пласта исходят из того, что нефть рассматривают как некое физическое тело с усредненными параметрами, взаимодействующее с породой, и именно характеристики породы определяют коэффициент нефтеотдачи пласта (проницаемость, пористость, неоднородность капилляров, удельная поверхность, смачиваемость и т.д.). В начальный период разработки залежи, когда нефть представляет собой молекулярный раствор, это является оправданным.

риламида с более высоким содержанием ионогенных групп (Чичканов и др., 2003) хотя и намного ниже значений α для аналогичных по составу сополимеров акриламида при адсорбции их на модельных твердых адсорбентах типа охры и каолина (Мягченков и др., 1998).

В заключении можно отметить, что проведенный нами анализ влияния природы и концентрации (со)полимеров, соотношения фаз в прямой эмульсии нефти, а также скорости турбулентного потока со всей очевидностью показал необходимость учёта этих параметров при разработке наиболее рациональных и доступных режимов скоростной транспортировки этих эмульсий по трубопроводам в

Некоторое ухудшение состава и свойств нефтей может происходить в результате:

- снижения пластового давления и выделения газа;
- хроматографического разделения нефти при ее продвижении по пласту;
- биодеградации под действием пластовой микрофлоры;
- растворения компонентов в омывающей нефть воде и окисления кислородом, внесенным в пласт с закачиваемой водой.

присутствии полимерных присадок и необходимость дальнейшего более углубленного изучения влияния каждого из этих факторов на результирующий макроскопический эффект снижения гидравлического сопротивления турбулентных водно-нефтяных потоков.

Литература

- Брезицкий С.В. и др. Обеспечение надёжности промысловых трубопроводов на месторождениях ТНК. *Нефтяное хозяйство*, 12. 2002. 106-110.
- Мягченков В.А., Барань Ш. (Баран А.А.), Бектуров Е.А., Булидурова Г.В. *Полиакриламидные флокулянты*. Казань: КГТУ, 1998.
- Мягченков В.А., Крупин С.В., Чичканов С.В. Влияние природы и концентрации водорастворимых сополимеров и их смесей на величину эффекта Томса. *Нефтяное хозяйство*, 12, 2002. 118-119.
- Мягченков В.А., Чичканов С.В. Зависимость эффекта Томса от концентрации ионогенных сополимеров акриламида, ионной силы и природы электролита. *Журнал прикладной химии*. Т. 76. Вып. 5. 2003а. 842-846.
- Мягченков В.А., Чичканов С.В. Влияние концентрации и молекулярных параметров сополимеров акриламида с акрилатом натрия на величину эффекта Томса в прямых эмульсиях нефти. *Журнал прикладной химии*. Т. 76. Вып. 11. 2003б. 1901-1905.
- Мягченков В.А., Чичканов С.В. Влияние концентрации водорастворимых полимеров и ионной силы на величину эффекта Томса в прямых нефтяных эмульсиях. *Нефт. хозяйство*, №1, 2004. 93-95.
- Николаев А.Ф., Охрименко Г.И. *Водорастворимые полимеры*. Л.: Химия, 1979.
- Порайко И.Н. Применение полиакриламида в технологических процессах, связанных с добычей нефти. Темат. науч.-техн. обзор. М.: ВНИИОЭНГ, 1974.
- Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. *Нефтяные дисперсные системы*. М.: Химия, 1990.
- Тронов В.П. *Промысловая подготовка нефти*. Казань, 2000.
- Чичканов С.В., Мягченков В.А. Некоторые аспекты проблемы снижения гидравлического сопротивления в турбулентных потоках прямых эмульсий нефти. *Вестник Казанского технологического университета*, 1-2. Казань: КГТУ. 2003. 322-334.
- Mjagchenkov V.A., Chichkanov S.V., Proskurina V.E., Krupin S.V. Synergism and antagonism of acrylamide copolymers and surfactants in drag reduction of turbulent aqueous flows. *Georesources*, 6, 2002. 19-23.

Анализируемая система	Динамическая вязкость, $\cdot 10^3$ Па·с	P, атм	Расход жидкости, $\cdot 10^5$ м ³ /с	Скорость потока, м/с	Re $\cdot 10^{-3}$	T
Вода	1,006	5	1,63	7,51	12,39	—
		10	2,84	13,13	21,65	—
		15	3,63	16,78	27,67	—
Эмульсия	1,228	5	1,61	7,42	9,87	—
		10	2,75	12,73	16,93	—
		15	3,61	16,68	22,18	—
Эмульсия +0,0004% сополимера	1,247	5	1,97	9,09	11,91	0,225
		10	3,12	14,42	18,90	0,133
		15	3,9	18,02	23,60	0,080
Эмульсия +0,0008% сополимера	1,253	5	2,01	9,30	12,13	0,253
		10	3,21	14,85	19,35	0,166
		15	3,99	18,46	24,07	0,107
Эмульсия +0,002% сополимера	1,289	5	2,25	10,40	13,19	0,402
		10	3,59	16,61	21,08	0,306
		15	4,49	20,77	26,35	0,246
Эмульсия +0,004% сополимера	1,357	5	2,36	10,89	13,11	0,468
		10	3,86	17,86	21,51	0,404
		15	4,84	22,39	26,96	0,344
Эмульсия +0,008% сополимера	1,418	5	2,33	10,77	12,42	0,453
		10	4,07	18,81	21,71	0,480
		15	5,23	24,16	27,88	0,451
Эмульсия +0,012% сополимера	1,475	5	2,27	10,48	11,63	0,415
		10	4,09	18,92	21,00	0,489
		15	5,27	24,36	27,03	0,463

Табл. 1. Некоторые гидродинамические показатели 10 % прямой эмульсии нефти в присутствии различных концентраций сополимера А. * - Re – число Рейнольдса.

Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Н.А. Аббакумова, Г.В. Романов
Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, Казань
Petrova@iopc.knc.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕЙ

Для изучения закономерностей формирования состава остаточных нефтей под действием различных техногенных процессов являются информативными данные массового распределения фракций легких и тяжелых *n*-алканов C₁₃-C₁₅ и C₂₅-C₂₇, соответственно. Если основные изменения в составе нефти связаны с адсорбционно-хроматографическим процессом, то в составе алканов сохраняется обратно пропорциональная зависимость распределения фракций легких и тяжелых гомологов. При биохимическом окислении и отложении в пласте твердых парафинов закономерность их распределения нарушается.

При изучении физико-химических процессов извлечения нефти из пласта исходят из того, что нефть рассматривают как некое физическое тело с усредненными параметрами, взаимодействующее с породой, и именно характеристики породы определяют коэффициент нефтеотдачи пласта (проницаемость, пористость, неоднородность капилляров, удельная поверхность, смачиваемость и т.д.). В начальный период разработки залежи, когда нефть представляет собой молекулярный раствор, это является оправданным.

риламида с более высоким содержанием ионогенных групп (Чичканов и др., 2003) хотя и намного ниже значений α для аналогичных по составу сополимеров акриламида при адсорбции их на модельных твердых адсорбентах типа охры и каолина (Мягченков и др., 1998).

В заключении можно отметить, что проведенный нами анализ влияния природы и концентрации (со)полимеров, соотношения фаз в прямой эмульсии нефти, а также скорости турбулентного потока со всей очевидностью показал необходимость учёта этих параметров при разработке наиболее рациональных и доступных режимов скоростной транспортировки этих эмульсий по трубопроводам в

Некоторое ухудшение состава и свойств нефтей может происходить в результате:

- снижения пластового давления и выделения газа;
- хроматографического разделения нефти при ее продвижении по пласту;
- биодеградации под действием пластовой микрофлоры;
- растворения компонентов в омывающей нефть воде и окисления кислородом, внесенным в пласт с закачиваемой водой.

присутствии полимерных присадок и необходимость дальнейшего более углубленного изучения влияния каждого из этих факторов на результирующий макроскопический эффект снижения гидравлического сопротивления турбулентных водно-нефтяных потоков.

Литература

- Брезицкий С.В. и др. Обеспечение надёжности промысловых трубопроводов на месторождениях ТНК. *Нефтяное хозяйство*, 12. 2002. 106-110.
- Мягченков В.А., Барань Ш. (Баран А.А.), Бектуров Е.А., Булидурова Г.В. *Полиакриламидные флокулянты*. Казань: КГТУ, 1998.
- Мягченков В.А., Крупин С.В., Чичканов С.В. Влияние природы и концентрации водорастворимых сополимеров и их смесей на величину эффекта Томса. *Нефтяное хозяйство*, 12, 2002. 118-119.
- Мягченков В.А., Чичканов С.В. Зависимость эффекта Томса от концентрации ионогенных сополимеров акриламида, ионной силы и природы электролита. *Журнал прикладной химии*. Т. 76. Вып. 5. 2003а. 842-846.
- Мягченков В.А., Чичканов С.В. Влияние концентрации и молекулярных параметров сополимеров акриламида с акрилатом натрия на величину эффекта Томса в прямых эмульсиях нефти. *Журнал прикладной химии*. Т. 76. Вып. 11. 2003б. 1901-1905.
- Мягченков В.А., Чичканов С.В. Влияние концентрации водорастворимых полимеров и ионной силы на величину эффекта Томса в прямых нефтяных эмульсиях. *Нефт. хозяйство*, №1, 2004. 93-95.
- Николаев А.Ф., Охрименко Г.И. *Водорастворимые полимеры*. Л.: Химия, 1979.
- Порайко И.Н. Применение полиакриламида в технологических процессах, связанных с добычей нефти. Темат. науч.-техн. обзор. М.: ВНИИОЭНГ, 1974.
- Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. *Нефтяные дисперсные системы*. М.: Химия, 1990.
- Тронов В.П. *Промысловая подготовка нефти*. Казань, 2000.
- Чичканов С.В., Мягченков В.А. Некоторые аспекты проблемы снижения гидравлического сопротивления в турбулентных потоках прямых эмульсий нефти. *Вестник Казанского технологического университета*, 1-2. Казань: КГТУ. 2003. 322-334.
- Mjagchenkov V.A., Chichkanov S.V., Proskurina V.E., Krupin S.V. Synergism and antagonism of acrylamide copolymers and surfactants in drag reduction of turbulent aqueous flows. *Georesources*, 6, 2002. 19-23.

Анализируемая система	Динамическая вязкость, $\cdot 10^3$ Па·с	P, атм	Расход жидкости, $\cdot 10^5$ м ³ /с	Скорость потока, м/с	Re $\cdot 10^{-3}$	T
Вода	1,006	5	1,63	7,51	12,39	—
		10	2,84	13,13	21,65	—
		15	3,63	16,78	27,67	—
Эмульсия	1,228	5	1,61	7,42	9,87	—
		10	2,75	12,73	16,93	—
		15	3,61	16,68	22,18	—
Эмульсия +0,0004% сополимера	1,247	5	1,97	9,09	11,91	0,225
		10	3,12	14,42	18,90	0,133
		15	3,9	18,02	23,60	0,080
Эмульсия +0,0008% сополимера	1,253	5	2,01	9,30	12,13	0,253
		10	3,21	14,85	19,35	0,166
		15	3,99	18,46	24,07	0,107
Эмульсия +0,002% сополимера	1,289	5	2,25	10,40	13,19	0,402
		10	3,59	16,61	21,08	0,306
		15	4,49	20,77	26,35	0,246
Эмульсия +0,004% сополимера	1,357	5	2,36	10,89	13,11	0,468
		10	3,86	17,86	21,51	0,404
		15	4,84	22,39	26,96	0,344
Эмульсия +0,008% сополимера	1,418	5	2,33	10,77	12,42	0,453
		10	4,07	18,81	21,71	0,480
		15	5,23	24,16	27,88	0,451
Эмульсия +0,012% сополимера	1,475	5	2,27	10,48	11,63	0,415
		10	4,09	18,92	21,00	0,489
		15	5,27	24,36	27,03	0,463

Табл. 1. Некоторые гидродинамические показатели 10 % прямой эмульсии нефти в присутствии различных концентраций сополимера А. * - Re – число Рейнольдса.

Возможно также изменение фазового состояния нефти, связанное с выпадением из нее твердых парафинов в результате охлаждения пласта закачиваемой водой.

Первые комплексные исследования состава и свойств остаточных нефтей, формирующихся при использовании гидродинамических методов, проведены (Курбский и др., 1985) в лаборатории химии и геохимии нефти ИОФХ КазНЦ РАН.

На начальном этапе эксплуатации заводнением основной причиной физико-химического изменения нефти является протекание *адсорбционно-хроматографического процесса*. Сопоставление состава и свойств подвижной части пластовой нефти, к которой можно отнести добываемую скважинным способом нефть, и ее неподвижной части – остаточной нефти, которая содержится в нефтенасыщенном керновом материале, позволяет охарактеризовать особенности состава и свойств остаточных нефтей на поздней стадии разработки, за формирование которых ответственным в основном является адсорбционно-хроматографический процесс.

При фильтрации нефти в пористой среде пласта происходит сдвиг и, следовательно, добыча наиболее подвижных компонентов (Петрова и др., 1994). Более тяжелые компоненты отстают в случае гидрофильного коллектора, когда нефть находится в центре порового пространства, или находятся в виде пленки на поверхности пор, если она обладает гидрофобным типом смачивания. Поэтому остаточные нефти характеризуются повышенными значениями плотности и вязкости по сравнению с добываемыми нефтями (Табл.).

В остаточных нефтях полностью отсутствуют легкокипящие углеводороды от начала кипения до 200°C (Табл.). При вытеснении подвижной нефти в остаточных нефтях наблюдается увеличение относительной доли смолисто-асфальтеновых веществ (Петрова и др., 1995). По сравнению с другими компонентами они обладают большей адсорбционной способностью и, поэтому, наиболее склонны к образованию граничных слоев на гидрофобной поверхности поровых каналов. Смолисто-асфальтеновые вещества при определенном содержании обуславливают также структурирование остаточной нефти во внутривпоро-

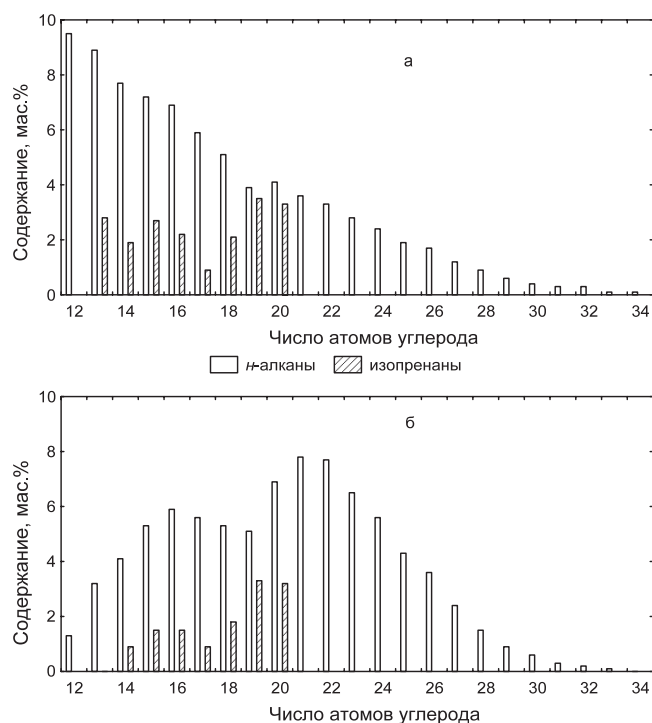


Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение алканов в углеводородном составе нефти: а – добываемой, б – остаточной.

вом пространстве гидрофильного коллектора. Соотношение содержания наименее полярных компонентов – масел и наиболее полярных – спирто-бензолных смол в остаточных нефтях значительно ниже, чем в добываемых нефтях.

В составе масляных углеводородов можно наблюдать перераспределение между подвижной и неподвижной частями нефти (Рис. 1). Оно заключается в более высоком содержании легких низкомолекулярных парафиновых углеводородов в добываемых нефтях и в более высоком вкладе тяжелых гомологов в остаточных нефтях (Петрова и др., 1998).

При заводнении изменение состава нефти может происходить за счет *процесса растворения в закачиваемой воде некоторых компонентов нефти*. Наиболее заметные изменения происходят в хорошо дренируемых участках

Месторождение, площадь	Номер скважины	Пласт	Плотность г/см ³	Вязкость* сСт	Содержание серы, мас. %	Компонентный состав, мас. %**				
						фракция н.к.-200°C	М	С ₆	С _{сп-б}	А
Остаточные нефти										
Миннибаевская	20399	Д _{1-в}	0.9359	16.9	1.8	-	64.6	14.5	15.4	5.4
«-«	9566д	Д ₁	0.9315	14.8	1.7	-	68.1	15.9	10.3	5.8
«-«	10891	-«-	0.9247	-	2.2	-	67.5	15.0	13.0	4.5
Зеленогорская	3711д	Д _{1-а}	0.9331	-	-	-	57.4	17.8	13.9	10.9
«-«	19912	Д _{1-г}	0.9354	17.6	2.6	-	64.5	11.7	13.9	9.9
Азнакаевская	24584	Д ₁	0.9450	24.3	1.8	-	69.3	12.5	13.4	4.9
Миннибаевская	118а	С _{1-вв}	0.9282	17.6	1.7	-	57.2	21.2	12.2	9.4
«-«	26893	С _{1-вв}	-	-	2.6	-	56.4	20.1	15.1	7.7
Добываемые нефти										
Миннибаевская	20399	Д ₁	0.8815	144.5	1.2	19.9	56.1	13.2	6.2	4.6
«-«	9566д	Д _{1-в}	0.8833	24.7	-	15.2	57.6	14.5	5.9	2.7
«-«	10891	-«-	0.8601	14.9	1.4	23.4	52.8	15.7	4.8	3.2
Зеленогорская	3711д	Д _{1-г}	0.8825	30.4	1.6	19.0	55.7	16.1	4.5	4.7
«-«	19912	-«-	0.8991	17.6	1.8	18.8	57.7	13.4	4.5	6.6
Азнакаевская	24584	Д ₁	0.8864	23.0	1.6	21.3	56.0	12.4	6.7	1.4
Миннибаевская	118а	С _{1-вв}	0.9144	108.7	3.6	11.2	52.3	19.6	7.9	5.6
«-«	26893	С _{1-вв}	0.9100	81.4	1.9	12.3	53.2	19.8	6.9	7.8

Табл. Состав и свойства нефтей. *Для остаточных нефтей определена при 100°C, а добываемых нефтей – при 20°C. **М – масляные углеводороды, С₆ – бензолные смолы, С_{сп-б} – спирто-бензолные смолы, А – асфальтены.

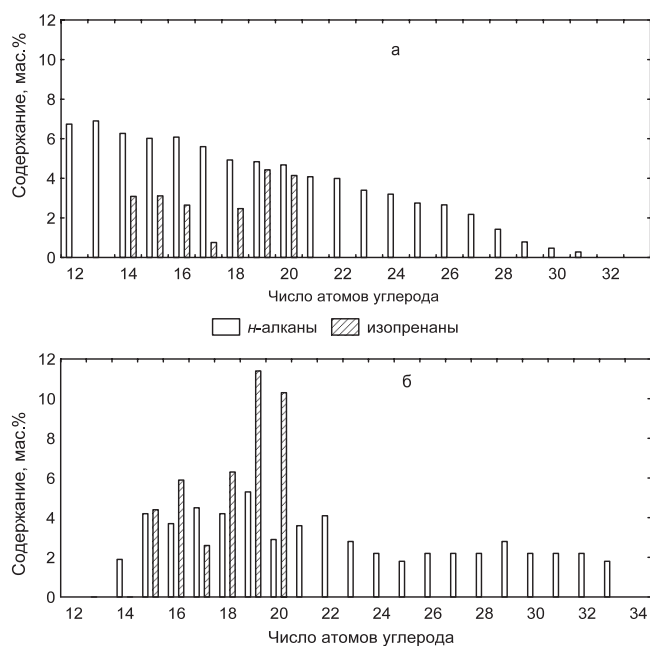


Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение алканов в углеводородном составе нефти: а – до биодegradации, б – после биодegradации.

пласта при длительной эксплуатации с высоким водонефтяным фактором. При разработке на режиме истощения или добыче слабо обводненной нефти эффект растворения незначителен вследствие малого объема контактирующей с нефтью воды. Исследование состава водорастворимых компонентов, выделенных экстракцией водных настоев товарных нефтей четырех НГДУ ОАО «Татнефть» показало, что растворимость компонентов составляет 23 – 38 мг/л или 0,04 – 0,07% на нефть. Они представлены низкомолекулярными алкановыми углеводородами и гетероатомными соединениями.

Не следует исключать также влияние на состав нефтей *микробиологических процессов*. Процессы биодegradации сначала развиваются на границе с опресненной зоной, а по мере заводнения пласта пресной водой и снижении минерализации пластовой воды могут распространиться на все дренируемые области. Анализ молекулярно-массового распределения алканов в составе углеводородов добываемых нефтей (Петрова и др., 2006) в динамике разработки участка с использованием технологии, основанной на активации пластовой микрофлоры, дает уникальную возможность не на модельных опытах, а на природных объектах выявить возможные изменения нефтей при длительной закачке в пласты воды без противобактериальной обработки.

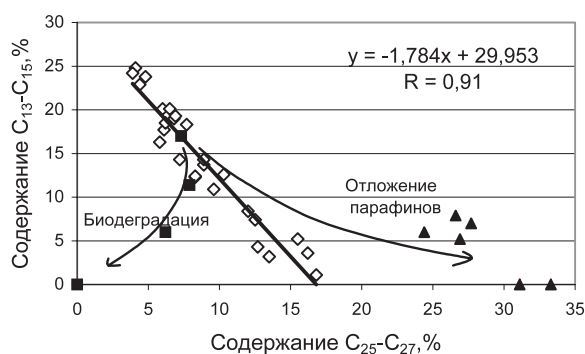


Рис. 3. Зависимость содержания фракций легких и тяжелых *n*-алканов в нефтях: добываемых и остаточных – \diamond , при биодegradации – \blacksquare , при отложении твердых парафинов – \blacktriangle .

Изменения наблюдаются преимущественно в области низкомолекулярных алканов (Рис. 2). Если до активации микрофлоры содержание *n*-алканов превышало содержание изопренанов, то через год после применения – стало меньше (увеличение значений $\Sigma \text{изоП} / \Sigma \text{П}$ в 1,1 – 1,3 раза и K_i в 1,3 – 1,6 раза). Парафиновые углеводороды неразветвленного строения с числом атомов углерода от 12 до 20 потребляются бактериями прежде углеводородов этого ряда с большим числом атомов углерода (значения D снижаются в 1,4 – 1,7 раза). Легкие изопреноидные углеводороды подвержены биодegradации в меньшей степени, чем их неразветвленные гомологи (значения D снижаются в 1,1 – 1,2 раза). Пластовая микрофлора проявляет избирательную способность к использованию алкановых углеводородов по сравнению с циклическими углеводородами различного состава и строения (значения n_{ϕ} снижаются в 2,6 – 4 раза).

Особенно глубокое преобразование нефтей происходит в случае изменения фазового состояния нефтяной системы при *выпадении твердых парафинов* при изменении термобарических условий в пласте (Петрова и др., 2005). Наблюдается перераспределение компонентов между извлекаемой и остающейся в пласте нефтью. Оно проявляется в увеличении в остаточной нефти содержания масляных углеводородов. В добываемых нефтях на тяжелые *n*-алканы приходится лишь 20 – 24%. В остаточных нефтях их доля соответствует 69 – 74%.

Данные молекулярно-массового распределения парафиновых углеводородов являются информативными для выявления различных процессов, протекающих в пласте. На рис. 3 приведена зависимость распределения фракций низкомолекулярных *n*-парафинов состава C_{13} - C_{15} и их высокомолекулярных гомологов C_{25} - C_{27} в остаточных и добываемых нефтях. Если основные изменения в составе остающейся в пласте нефти связаны с уменьшением содержания легких компонентов и накоплением тяжелых компонентов, то в составе алканов сохраняется закономерность распределения фракций легких и тяжелых гомологов. При биохимическом окислении и отложении в пласте твердых парафинов закономерность их распределения нарушается. При биохимическом окислении в нефти исчезают сначала легкие *n*-алканы, а затем тяжелые гомологи. В случае выпадения в пласте твердых парафинов в остаточных нефтях наблюдается увеличение содержания фракции высокомолекулярных *n*-алканов.

Литература

- Курбский Г.П., Романов Г.В., Петрова Л.М. и др. О программе исследования остаточных нефтей. *Тез. докл.* Грозный. 1985. 36-37.
 Петрова Л.М., Романов Г.В., Лифанова Е.В. Оценка степени дegradации остаточных нефтей. *Нефтехимия*. Т.34. №2. 1994. 145-150.
 Петрова Л.М., Лифанова Е.В., Юсупова Т.Н. и др. Структурно-групповой состав смолисто-асфальтеновых компонентов остаточных и добываемых нефтей. *Нефтехимия*. Т.35. №6. 1995. 508-516.
 Петрова Л.М., Юсупова Т.Н., Фосс Т.Р., Семкин В.И., Романов Г.В. Особенности формирования углеводородного состава остаточных нефтей заводняемых пластов. *Нефтехимия*. Т.38. №3. 1998.
 Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Аббакумова Н.А., Романов Г.В. и др. Влияние микробиологических технологий увеличения нефтеотдачи на состав нефтей. *Технологии нефти и газа*. №4. 2006. 46-50.
 Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Юсупова Т.Н. и др. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений. *Нефтехимия*. Т.45. №3. 2005. 189-195.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ АКТИВИРОВАННОЙ ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ

Значительное место среди физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) занимают методы с использованием водоограничительных материалов (ВОМ). На месторождениях Татарстана и РФ для решения проблемы увеличения нефтеотдачи послойно-неоднородных пластов и уменьшения добычи попутных вод широкое распространение получило применение полимердисперсных систем (ПДС), представляющих собой глинистые дисперсии с добавками полиакриламида (ПАА), показавших высокую эффективность в различных горно-геологических условиях разработки нефтяных месторождений.

Однако резкое увеличение размеров частиц глины при флокуляции, вызванной ПАА, способно вызывать необратимую коагуляцию пор породы пласта с соответствующими негативными последствиями.

Таким образом, модификация технологии ПДС в направлении уменьшения размеров частиц системы является актуальной. При этом целесообразно сохранение высокой водоизолирующей способности модифицированного состава. Достичь подобных показателей представляется возможным при применении нехимических, безреагентных методов обработки глинистой дисперсии.

Электрохимическая активация позволяет повысить структурно-механические свойства глинистой дисперсии, исключая при этом дополнительный ввод глинопорошка и реагентов-структурообразователей. Ввод электрохимически активированной глинистой дисперсии даст лучшие результаты по увеличению водоограничительного эффекта, чем глинистые дисперсии, затворенные на неактивированной воде. Электрохимическая активация наряду с необходимым разжижением системы повышает седиментационную устойчивость глинистой дисперсии и снижает водоотдачу.

Активированная дисперсная система (АДС), как метод снижения обводненности извлекаемой нефти и повышения профиля приемистости, разработана на кафедре физической и коллоидной химии Казанского государственного технологического университета (КГТУ). Метод пригоден как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах. Принцип действия технологии основан на водоограничении высокопромытого пласта и извлечении нефти из низкопроницаемого, ранее не работавшего пласта. Применение технологии позволяет решать следующие задачи регулирования заводнения: выравнивание профиля приемистости, ликвидация прорыва воды в добывающие скважины, блокирование промытых зон и трещин, ликвидация ухода закачиваемой воды в смежные пласты, ограничение приемистости скважин.

Технология закачки активированных дис-

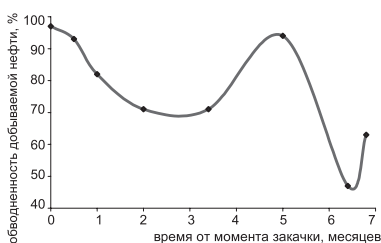


Рис. 1. Изменение обводненности добываемой нефти после обработки 30.08.03.

персных систем может применяться в сочетании с другими технологиями, при согласовании с авторами технологии. Технология может осуществляться на любой стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости теригенными и карбонатными коллекторами. Технология используется с применением стандартных нефтепромысловых технических средств и не требует затрат на капитальное строительство. Способ получения АДС защищен патентом РФ.

АДС представляет собой глинистую дисперсию, затворенную на электрохимически активированной воде (рН активированной воды 2,5 – 3). Активация воды производится на промышленном активаторе производительностью 5 м³/сут. Для активации используется вода с ионной силой 0,004 – 0,008 моль/л. Воздействие активированной воды на частицы глины приводит к их резкому набуханию, самодиспергации и образованию квазиструктуры, характеризующейся некоторой прочностью при минимальной вязкости (менее 0,0073 Па·с).

Отличительной особенностью технологии является дешевизна применяемых реагентов, небольшой объем закачки и, соответственно, малое количество необходимой техники и рабочего времени.

Опытно-промысловые работы по данной технологии осуществлялись на добывающей скважине № 6379 с карбонатным коллектором верхнетурнейского яруса на Акташской площади ОАО «Татнефть». Нефтяной пласт имел толщину 4,2 м, трещинноватость 14,2%, коэффициент начальной нефтенасыщенности 80,3%. Пласт относился к группе высокопроницаемых пластов, однако является по разрезу резко неоднородным. Работы проводились дважды, 30.08.2003 и 12.08.2004. Применение технологии оба раза приводило к значительному снижению обводненности добываемой нефти (Рис. 1, 2), снижение дебита добываемой жидкости после обработок составляло около 25%, общий объем дополнительно добытой нефти – более 500 т.

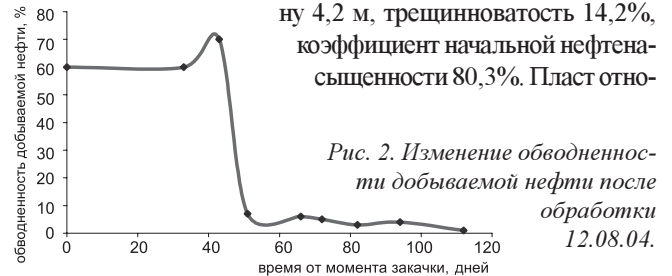


Рис. 2. Изменение обводненности добываемой нефти после обработки 12.08.04.

Бахир В.М. Электрохимическая активация. М.: ВНИИИМТ. 1992.
Крупин С.В., Кирич Л.В. Способ приготовления состава для изоляции высокопромытых участков пласта. Патент РФ № 2210666. Бюл. № 23. 2003.
Крупин С.В., Булидорова Г.В., Кирич Л.В. Влияние электрохимической активации на эксплуатационные характеристики глинистых дисперсий на основе глинопорошка «Бентокам». Наука и технология углеводородов. № 3. 2002. 59-63.
Кирич Л.В. Воздействие активационной обработки на эксплуатационные характеристики глинистых дисперсий, применяемых в нефтедобыче. Авт. дис. Казань. 2004.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕРМОГРАММ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

Неравномерная выработка пластов приводит к появлению перетоков в остановленной скважине и на режиме малых дебитов. Рассматриваются модельные термограммы трехпластовой системы в газовой скважине с перепущенными насосно-компрессорными трубами. Обсуждаются возможности интерпретации термограмм, зарегистрированных в насосно-компрессорных трубах, определения направления потоков в затрубном пространстве, поглощающего пласта, соотношения пластовых давлений.

Наиболее часто применяемой схемой подземного оборудования газовых скважин является схема с насосно-компрессорными трубами (НКТ), перепущенными ниже самого нижнего пласта (Рис. 1). Разработанные методы получения информации из термограмм (соотношение дебитов пластов, депрессии, качественный состав флюида отдельных пластов) относятся, как правило, к случаю поднятых НКТ. При перепущенных насосно-компрессорных трубах измерению глубинными термометрами доступна лишь температура смеси, протекающей в них. Поэтому, несомненно, представляет интерес исследование особенностей отражения температуры затрубного пространства на термограмме, зарегистрированной в НКТ. Эти работы проводились в КГУ в группе А.И. Маркова.

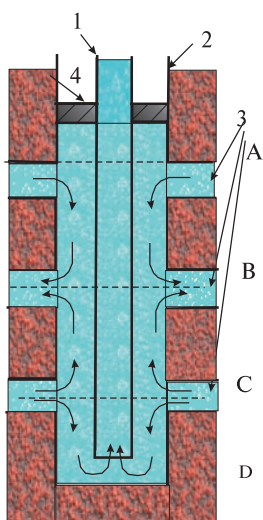
Распределение температуры в продуктивной толще газовой скважины с перепущенными НКТ описывается следующей системой уравнений (Куштанова, 2003).

$$c_p Q_1 \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial P_1}{\partial x} + \frac{A}{c_p} \right) = -K_T (T_1 - T_2)$$

$$c_p Q_2(x) \left(\frac{\partial T_2}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial P_2}{\partial x} + \frac{A}{c_p} \right) = K_T (T_1 - T_2) + K_T' (T_0 - T_2) + c_{pB} G (T_B - T_2)$$

$$Q_1 = const, \quad \frac{dQ_2}{dx} = G,$$

где T – температура, P – давление, x – вертикальная координата, c_p – удельная изобарная теплоемкость газа, ρ – плотность газа, w – скорость движения газа, D – эквивалентный диаметр канала, g – ускорение свободного падения, λ – коэффициент трения, K_T – коэффициент теплопередачи между потоками в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве, K_T' – коэффициент теплообмена потока в затрубном пространстве с массивом горных пород, индексы 1, 2, в – относятся соответственно к пространству



соответственно к пространству

Рис. 1. Схема подземного оборудования скважин и направлений потоков (1 – насосно-компрессорные трубы, 2 – обсадная колонна, 3 – пласты, 4 – пакер, стрелками показаны направления потоков, СВ – интервал прямого течения, АВ и CD – интервалы противотока).

НКТ, затрубному и к параметрам газа, поступающего с боковой поверхности скважины, т.е. из пласта. Дебит потока и поглощения определяется по формуле

$$G = KH(P_K^2 - P_3^2)$$

где K – коэффициент продуктивности, H – толщина пласта, P_K, P_3 – давления соответственно на контуре и на забое пласта.

Значение температуры флюида на выходе из пласта вычисляется по соотношению

$$T_e = T_r + \varepsilon_{эф} (P_K - P_3)$$

где $\varepsilon_{эф}$ – эффективный коэффициент Джоуля-Томсона (Куштанова, 2003).

Если в процессе разработки месторождения пласты выработываются неравномерно, то со временем разница в давлениях отдельных пластов отклонится от гидростатической и могут начаться межпластовые перетоки. В том случае, когда пласты гидродинамически сообщаются, такие перетоки должны быть кратковременны, так как они собственно связаны лишь с перераспределением давлений в пределах воронки депрессии. Однако на ряде месторождений, представленных продуктивными горизонтами с гидродинамически разобщенными, изолированными пластами, длительная выработка может привести к существенному изменению пластовых давлений в соответствии с их фильтрационными свойствами. Чрезвычайно важно использовать существование таких стабильных перетоков на отдельных режимах для контроля неравномерной выработки пластов с помощью термометрии.

Наличие или отсутствие перетоков на некоторых режимах эксплуатации зависит от наложенных депрессий. Как правило, скважина эксплуатируется на режиме, при котором все пласты являются газоотдающими. При этом большая массовая теплоемкость потока в трубах резко снижает информативность термограмм. Для ее сохранения необходимо использовать режим малых дебитов, соизмеримых с дебитом перетока.

Качественно анализирую направление и сочетания потоков во всех возмож-

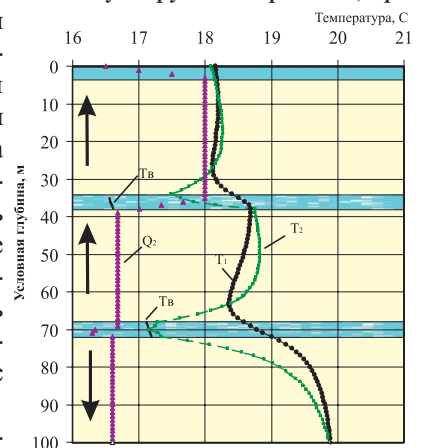


Рис. 2. Термограммы трехпластовой системы с верхним поглощающим пластом.

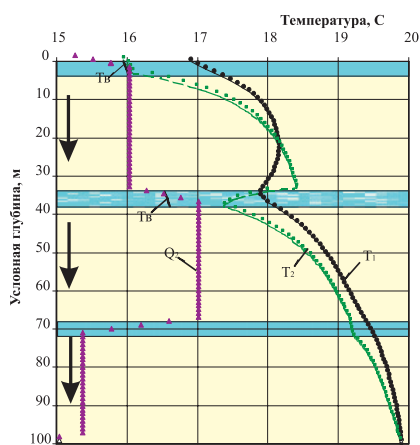


Рис. 3. Термограммы трехпластовой системы с нижним поглощающим пластом

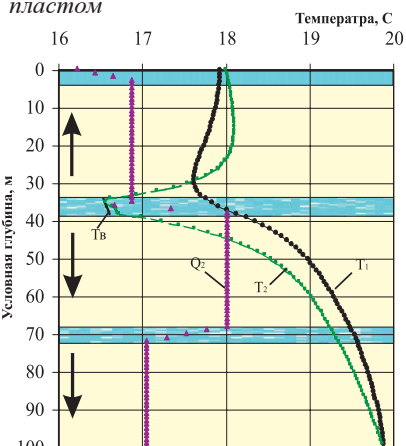


Рис. 4. Термограммы трехпластовой системы с верхним и нижним поглощающими пластами.

ность. Модельные термограммы в НКТ и затрубном пространстве изображены на рис.2 – 5. Конец НКТ на глубине 100 м. Там же приведен дебит в в затрубном пространстве, но шкала не указана, поскольку в данном случае это не существенно, следует лишь иметь ввиду, что дебит по НКТ постоянен и равен дебиту в затрубном пространстве на отметке 100 м. Направление потока в затрубном пространстве указано стрелочками, в НКТ – оно всегда вверх.

Из графиков видно, что на термограмме в НКТ работающие пласты характеризуются понижением температуры, особенно верхние, заметны площадки калориметрического смешивания. Однако за счет движения газа, условий теплообмена, площадки несколько смещены относительно их истинного положения.

Необходимо отметить также, что на участках противотока (направления потоков в двух каналах противоположны) термограмма выпукла относительно оси

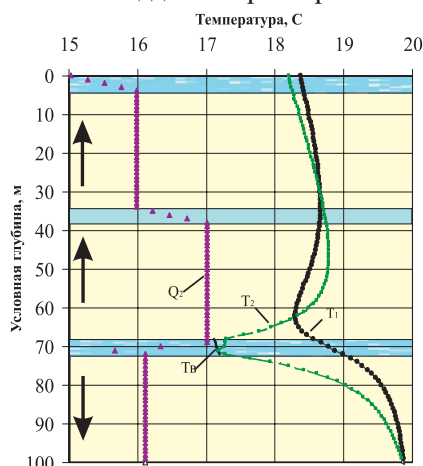


Рис.5. Термограммы трехпластовой системы с верхним и средним поглощающими пластами.

ных случаях расположения поглощающих и газоотдающих пластов, приходим к выводу, что все они являются комбинациями основных случаев трехпластовой системы.

Все дальнейшие расчеты проводились при следующих параметрах: давление в поглощающем пласте 14 МПа, в работающих – по 16 МПа, коэффициенты продуктивности пластов 320 и 160 м³/сут МПа² соответственно, $\epsilon = -2.3$ К/МПа. Температура пород предполагается линейной с градиентом 0.02°C/м и равной 20°C на глубинной отметке 100 м.

Рассмотрим какой вид будет иметь термограмма при эксплуатации скважины с малым дебитом и какова ее информативность.

При прямомотоке (направления потоков в двух каналах совпадают) – вогнута, разница температур резко убывает по направлению движения и может даже под влиянием теплообмена с породами сменить знак. Величина градиента температуры по глубине зависит от соотношения дебитов. Отмеченные особенности необходимо использовать при интерпретации результатов промысловых исследований.

В качестве примера рассмотрим результаты исследования скважины 590-Д Оренбургского месторождения (измерения Десятков В.К.) приведенные на рис. 6. Термограмма T₁ записана через 53 часа после остановки скважины. Рельефность термограммы свидетельствует о наличии перетока газа. Качественно она повторяет термограмму T₂ рис.2, поэтому было сделано предположение о наличии нижнего поглощающего пласта. Термограмма T₂ записана через 3 часа после пуска скважины в работу с дебитом 30 тыс.м³/сут. Она полностью скопировала кривую, что является свидетельством сохранения схемы перетоков и поглощения. Кроме того, температура по толщине нижнего пласта реагирует на увеличение депрессии, значит, не он является поглощающим, а забой скважины. Термограмма T₃ зарегистрирована через 21 час после пуска скважины в работу с дебитом 350 тыс.м³/сут. Данные этого замора говорят, что поглощение прекратилось, так как температура на забое резко уменьшилась.

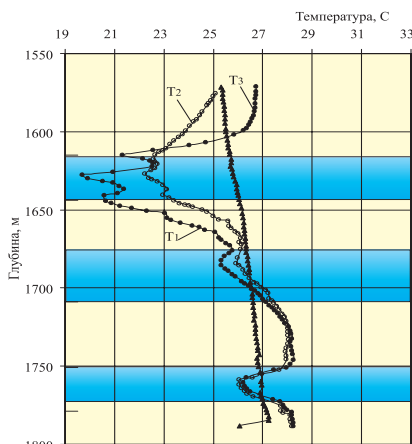


Рис.6. Термограммы скважины 590-Д Оренбургского газоконденсатного месторождения.

определить рамки пластовых давлений.

Созданные модели позволяют уменьшить неоднозначность в интерпретации результатов термогазодинамических исследований. На их основе был разработан способ исследования скважин, защищенный авторским свидетельством (Десятков, 1983) Создана компьютерная программа с дружественным интерфейсом, вычисляющая по заданным параметрам температуру в НКТ и затрубном пространстве с демонстрацией термограмм на экране, позволяющая исследовать монопластовые системы. Разработанная программа может служить тренажером, помощником интерпретатора, поставляющим базовые образцы. Сопоставление экспериментальных и модельных термограмм предоставляет возможность определять интересные параметры.

Литература

Куштанова Г.Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа. – Казань: ЗАО «Новое знание», 2003.
 А.С. 1184929 СССР. Способ определения параметров пластов с различными пластовыми давлениями, вскрытых единым фильтром / Десятков В.К., Марков А.И., Куштанова Г.Г. Приор.,1983