

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ОСНОВА ПОСТУПАТЕЛЬНОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



**П. Х. Муслимов**, государственный советник при президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа, проф., д-р техн. наук

**Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижении утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдении правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем создавать благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной экономической допустимой нефтеотдачи.**

**П**роектирование систем разработки – наиболее ответственный этап освоения нефтяных месторождений, поскольку от качества проектных документов во многом зависят обеспеченность отрасли запасами, динамика добычи нефти и экономика разработки. Прирост запасов нефти, как правило, обеспечивается в течение большей части срока эксплуатации месторождения: в начальном периоде – за счет разведки и доразведки, затем – переоценки запасов и в поздней стадии – за счет широкого внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

От прироста запасов в значительной степени зависят уровень добычи нефти и экономика разработки. Оптимальная динамика добычи нефти предусматривает рациональное использование запасов, наиболее полное использование существующей инфраструктуры и мощностей по добыче нефти, возможности широкого внедрения новых технологий и создание условий для непрерывного совершенствования процессов выработки

запасов в целях достижения максимальной экономической допустимой нефтеотдачи. На рис. 1 показана наиболее приемлемая динамика добычи нефти (Ромашкинское месторождение) и нерациональная (Самотлорское). Оптимальные уровни добычи и рациональная разработка месторождения обеспечивают высокие экономические показатели в течение длительного периода. Поэтому проектированию разработки должно уделяться большое внимание как государственными органами, так и недропользователями. В первую очередь этим должны заниматься геологические службы нефтяных компаний и Центральная комиссия по разработке месторождений Роснедра.

Проектирование разработки – это многоэтапный и постоянный процесс. Прежде всего следует подготовить месторождение к проектированию. Для этого на этапе предварительной, а затем детальной разведки необходимо оптимизировать геологоразведочные работы с тем, чтобы с минимальными издержками получить запланированный результат, т. е. подготовить месторождение к составлению технологической схемы разработки. Для этого, более или менее равномерно разместив разведочные скважины, в обязательном порядке необходимо провести их опытную эксплуатацию (ОЭ) с целью определения реальных параметров пластов и насыщающих их флюидов и газов [1]. Этот процесс должен проводиться под контролем промышленного геолога.

После подсчета запасов нефти и утверждения их в ГКЗ Роснедра начинается следующий этап – проектирование разработки, который завершается составлением и утверждением в установленном порядке технологической схемы разработки (ТСП). На этом этапе основная задача – обоснование и утверждение рациональной системы разработки. Этот этап является важнейшим, так как именно в этот период закладывается фунда-

мент разработки, который определяет дальнейшее развитие месторождения. Этот этап является важнейшим, так как именно в этот период закладывается фунда-

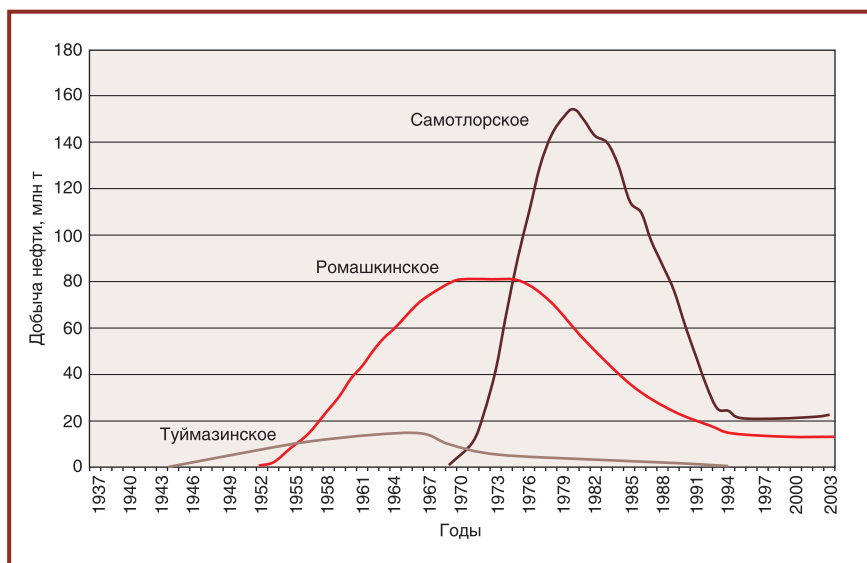


Рис. 1. Динамика добычи нефти на Ромашкинском, Туймазинском и Самотлорском месторождениях

мент последующей разработки. Важнейшее значение на этом этапе имеют обоснование выделения оптимальных эксплуатационных объектов и оптимальных сеток скважин, решение вопроса о необходимости применения искусственного воздействия на залежь и оптимальных системах этого воздействия, режимах разработки залежей, наиболее эффективных методах стимуляции скважин, доразведки месторождения и комплекса работ по контролю и регулированию процессов разработки. Особо следует подчеркнуть необходимость проведения опытно-промышленных работ (ОПР) по объектам с трудноизвлекаемыми запасами [2, 3].

После утверждения ТСР начинается этап промышленной разработки месторождения. Управление на этом этапе осуществляется в двух направлениях: собственно регулирование процесса разработки и управление анализом и дальнейшим проектированием разработки месторождения. Опыт показывает, что проектирование и совершенствование систем разработки – процесс постоянный. Это объясняется следующими причинами. Во-первых, технологические схемы разработки нефтяных месторождений составляются по данным разведочного бурения и пробной эксплуатации небольшого числа скважин, т. е. по весьма недостаточной информации о залежи, ее

размерах, запасах нефти, свойствах пластов. Во-вторых, из-за сложности геологического строения месторождений при проектировании не удается предусмотреть все особенности выработки пластов, процессов обводнения залежи, характера стягивания контуров нефтеносности, изменения коэффициента нефтеотдачи и т. д. В-третьих, в процессе разработки возникают новые проблемы, например выделение слабопроницаемых пластов, глинистых коллекторов, появляются новые технические средства и технологии. В-четвертых, в условиях рыночной экономики проекты разработки и другие технико-экономические документы должны пересматриваться чаще, чем в советский период, из-за постоянно меняющихся рыночной конъюнктуры и системы налогообложения. Кроме того, расчеты должны проводиться более детально для отдельных пластов и участков, выделенных для самостоятельной разработки.

В рыночных условиях существенно возрастают требования к недропользователю, связанные с выполнением в полном объеме проектных решений. Недропользователь должен соблюдать требования по рациональной разработке, обеспечивая при этом хотя бы минимум рентабельности для своего развития. В противном случае ему грозят санкции вплоть до изъятия лицензии или стагнация,

вплоть до банкротства компании. Поэтому недропользователь должен постоянно держать под контролем состояние разработки, отслеживая ее соответствие действующим правилам. Для этого необходимы непрерывный анализ разработки месторождения и постоянное уточнение проектных решений. В этих условиях объем документации, связанный с анализом и проектированием разработки, пересчетом запасов существенно возрастает. И это является объективной реальностью, с которой государство и недропользователь должны считаться. Недропользователь обязан своевременно предоставлять, а государственные органы оперативно рассматривать пересчеты запасов, уточненные проектные документы (а к ним следует отнести анализ разработки и авторские надзоры за ней) на разработку месторождений, ежегодно уточнять основные показатели в соответствии с этими документами и фиксировать их в виде дополнений к лицензионным соглашениям. Чтобы не увеличивать число проектных документов необходимо:

- ♦ в правилах разработки нефтяных месторождений четко обозначить, какие отклонения от проектных уровней добычи нефти считать допустимыми;
- ♦ не пересчитывать ежегодно проектные показатели только для изменения уровней добычи нефти и объемов основных геолого-технических мероприятий (ГТМ) – достаточно обосновать эти изменения (сверх установленных правилами разработки) в авторском надзоре за внедрением проектных документов;
- ♦ если по объективным причинам требуются существенные изменения в технологии разработки, например, изменение размещения и плотности сетки скважин, систем воздействия, необходимо составлять дополнения к технологическим схемам разработки, которые должны утверждаться органами, утвердившими проектный документ, а составляться на основе анализа разработки объекта.

После полного разбуривания месторождения и полного освоения системы воздействия на пласт необходи-

мо провести детальный анализ разработки и на его основе выполнить проект разработки месторождения. Обычно это происходит в конце второй – начале третьей стадии разработки. В проектом документе на основе проведенного анализа обосновываются: мероприятия по совершенствованию системы разработки, обеспечивающие ввод в активную разработку всех принятых на баланс запасов нефти; конечное уплотнение сетки скважин; мероприятия по дальнейшему развитию запроектированной системы воздействия на пласт, внедрению наиболее эффективных для данных геологических условий МУН, контролю и регулированию процессов разработки с целью снижения добычи попутной воды и увеличения отбора нефти. Этот документ должен действовать до конца третьей стадии разработки.

При существенном объективном отклонении фактических показателей разработки от проектных выполняется ее анализ, на основе которого составляется дополнение к принятому проекту разработки.

Анализ разработки длительно эксплуатируемых месторождений показывает, что наиболее продолжительным периодом является четвертая, так называемая завершающая стадия разработки, на которую приходится 65–80 % всего периода разработки месторождения [4]. Поэтому считать, как обычно принято, эту стадию малозначительной, с небольшими уровнями медленно и постоянно падающей добычи нефти, неверно. В зависимости от объема проводимых ГТМ и их эффективности в этом периоде на фоне общего монотонного падения будут свои периоды стабилизации и роста добычи нефти. Развитие нефтедобычи может пойти по более дифференцированной (против общепринятой) кривой [2]. Основной причиной изменения кривой падения добычи нефти будет широкое внедрение МУН третьего и последующих поколений на высокопродуктивных участках и специальных МУН, созданных для выработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН), комплексирование МУН с технологиями горизонтального бурения

(РГС, МЗС, БГС) и применением новых методов регулирования разработки. В настоящее время используются МУН первого (созданные для начального, малообводненного этапа) и второго (предназначенные для стадии интенсивного падения добычи нефти) поколений. Все это может привести к существенному увеличению извлекаемых запасов нефти. Поэтому необходимо составлять специальный проект разработки месторождения для стадии высокого обводнения. В дальнейшем в этот проект при необходимости можно будет вносить дополнения (при существенном увеличении запасов за счет МУН и изменении кривой добычи нефти). При еще более значительном увеличении запасов (сверх данного проекта более чем в 1,5 раза) возникает необходимость составления нового проекта разработки на стадии высокого обводнения. В этих документах основным направлением должно быть обоснование применения новейших МУН для данных геолого-физических условий и стадий разработки, а также методов управления разработкой.

Для уникальных многоэтажных, сложнопостроенных месторождений, особенно когда эксплуатационные объекты разбиты на площади самостоятельной разработки, возникает необходимость составления генеральных схем разработки. Основной задачей этих документов является обоснование выделения и принцип разработки эксплуатационных объектов, формулирование принципов разработки на разные периоды эксплуатации, распределение объемов бурения и других ГТМ по площадям самостоятельной разработки, определение уровней добычи нефти по объектам и площадям.

При проектировании необходимо хорошо представлять, что подразумевается под рациональной системой разработки. Отсутствие общепринятого определения этого понятия в настоящее время – явление совершенно не допустимое, поскольку если не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке месторождений, возможны разные методы, разная стратегия и так-

тика их разработки. В последние годы появился ряд определений принципа рациональности разработки нефтяных месторождений [5–7].

Автору статьи представляется наиболее правильным в современных условиях следующее определение: «Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижении утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдении правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем создавать благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной экономически допустимой нефтеотдачи».

Прибыль и приемлемые сроки окупаемости – основная цель бизнеса. А для государства важна длительная стабильная добыча нефти при высокой нефтеотдаче, обеспечивающая стабильные налоговые поступления.

При применении рыночных критериев существует опасность выбора более плотных, чем оптимальные, сеток скважин. Но, поскольку это обеспечивает достижение максимальной нефтеотдачи, государственным интересам ущерб не наносится. Если же в погоне за прибылью выбирается вариант с меньшей нефтеотдачей, должно сработать второе условие – достижение максимальной экономически рентабельной нефтеотдачи. Достижение высокой нефтеотдачи требует дополнительных затрат, а получение большей прибыли – минимума затрат. В этом противоречие интересов государства и бизнеса, которое нужно разрешать.

Конечная нефтеотдача утверждается ГКЗ Роснедра, а текущая – ЦКР Роснедра в проектом документе на разработку месторождения. Таким образом, переговорный процесс, в котором государство и бизнес должны достигнуть консенсуса, фактически

ки ведется на уровне ГКЗ и ЦКР, поэтому роль этих организаций становится важнейшей.

Выполнение условий рациональности разработки должно контролироваться государством в лице органов, выдающих на нее лицензию, включаться в лицензионные соглашения, уточняться по мере изменения проектных показателей и оформляться в качестве дополнений к лицензионным соглашениям. На рис. 2 показаны механизмы обеспечения рациональности разработки нефтяных месторождений.

Для обоснования и реализации требований рациональной разработки нефтяных месторождений необходимо подготовить и утвердить на правительственном уровне Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт.

В советский период в основном удалось сформулировать основополагающие принципы рациональной разработки нефтяных месторождений с различными геолого-физическими свойствами. Кардинальным был вопрос о влиянии плотности сетки скважин (ПСС) на коэффициенты извлечения нефти (КИН) и производительность залежей. Дискуссия, продолжавшаяся многие годы, завершилась признанием необходимости применения оптимальных сеток скважин, учитывающих особенности геологического строения залежей. Так же оживленно дискутировались вопросы выделения эксплуатационных объектов, по которым к 1990 г. пришли к более или менее согласованным выводам о необходимости выделения объектов оптимальных размеров, способных в комплексе с оптимальной плотностью разбуривания обеспечить охват выработкой основных запасов месторождения. Серьезные дискуссии велись по вопросам выбора систем

заводнения и, особенно, давлений нагнетания. Сегодня эти вопросы решены в пользу оптимизации систем и давлений нагнетания в зависимости от геолого-физических условий и в каждом регионе решаются без особых споров. Были также найдены правильные решения и по многим другим вопросам: выбору давления на забоях добывающих скважин, оптимальным темпам разработки, перепадам давления, основным вопросам контроля и регулирования процессов разработки.

Многие вопросы рациональной разработки нефтяных месторождений были решены в прошедшие годы, однако проблем, связанных с современным этапом развития систем разработки, также немало.

Несмотря на дискуссионность ряда вопросов рациональной разработки, сформулируем ниже те ее принципы, которые можно считать общепринятыми.

1. Разработку многоэтажных, многопластовых месторождений необходимо проводить при непрерывном восполнении запасов нефти за счет разведки и доразведки выявленных нефтеносных горизонтов, поисков и разведки пропущенных горизонтов и пластов, переоценки запасов и повышения нефтеизвлечения.

2. При проектировании разработки крупных и средних нефтяных месторождений необходимо обеспечивать оптимальную динамику добычи: устойчивый выход на максимальный уровень добычи, создание условий для замедления темпов падения добычи в третьей стадии разработки и рационального использования созданных мощностей по добыче и инфраструктуры в дальнейшем.

3. При выделении эксплуатационных объектов следует руководствоваться следующими критериями [8]:

объединяемые в один эксплуатационный объект пласты должны быть представлены одним типом

коллектора и обладать близкими литолого-физическими свойствами; по проницаемости они должны отличаться не более чем в 2–3 раза;

различие нефтей в залежах по вязкости должно быть в таких пределах, при которых обеспечивается внедрение какого-либо метода воздействия, пригодного по критериям для данных геолого-физических условий (это положение относится прежде всего к залежам в терригенных коллекторах, для карбонатных коллекторов различие вязкостей не имеет столь существенного значения);

в эксплуатационный объект объединяются пласты и горизонты одного этажа нефтеносности на месторождениях с преимущественным совпадением залежей в плане, разрабатываемые на одном режиме; недопустимо объединять пласты, разрабатываемые на искусственно создаваемом водонапорном, естественном упруго-водонапорном или замкнуто-упругом режиме;

благоприятным фактором является наличие выдержанных пачек непроницаемых пород, отделяющих разделяемые объекты друг от друга. Достаточно надежным является раздел толщиной 4–5 м и более;

размеры выделяемых объектов в комплексе с проектируемыми методами воздействия должны обеспечивать достижение запланированной

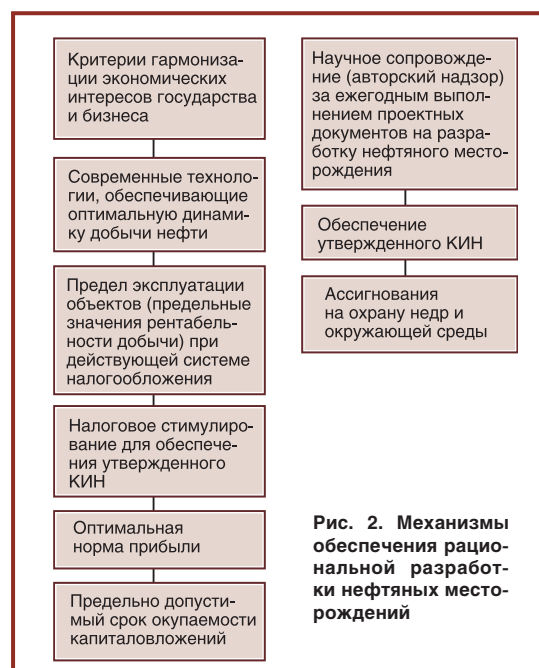


Рис. 2. Механизмы обеспечения рациональной разработки нефтяных месторождений



нефтеотдачи и рентабельность разбуривания самостоятельной сеткой скважин;

на одноэтажных месторождениях выделяется один объект разработки, на двухэтажных – два, трехэтажных и более – 3–4 объекта.

При невыполнении изложенных выше условий и выборе чрезмерно крупных объектов потери в текущей добыче могут составить до 50 %, а в конечной нефтеотдаче – до 20–30 %.

В последнее время появились отдельные высказывания о большой эффективности выделения крупных объектов разработки в рыночных условиях [9]. Однако это противоречит всему накопленному опыту разработки месторождений Волго-Уральской провинции и Западной Сибири [4].

4. При выборе оптимального размещения и плотности сеток скважин следует руководствоваться следующими проверенными многолетней практикой разработки нефтяных месторождений положениями [5, 10, 11]:

плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на производительность и технико-экономические показатели разработки залежей: при сохранении интенсивности воздействия на залежь темпы добычи нефти в общем случае прямо пропорциональны числу пробуренных на залежи скважин, а по трудноизвлекаемым запасам оптимизация плотности сеток скважин приводит к еще большему повышению темпов разработки;

плотность сетки скважин оказывает на нефтеотдачу тем большее влияние, чем хуже реологические свойства насыщающих их флюидов;

эксплуатационные объекты, представленные неоднородными расчлененными пластами, эффективно по всей площади нефтеносности первоначально разбуривать равномерной сеткой скважин;

конечная плотность сетки скважин определяется особенностями геологического строения объекта (целесообразнее применять более плотные сетки скважин на площадях с большой расчлененностью объекта и с большей долей запасов нефти в слабопроницаемых коллекторах и

ВНЗ), а при прочих равных условиях зависит от концентрации запасов нефти;

обязательным условием достижения высокой нефтеотдачи является двухстадийное разбуривание выделенных эксплуатационных объектов в первых трех стадиях разработки; основное условие успешного осуществления двухстадийного разбуривания – выбор оптимальной начальной и конечной плотности сетки скважин, который следует проводить на основании обобщения опыта разработки аналогичных с проектируемым по геологическому строению месторождений, находящихся на поздней стадии разработки;

начальное размещение и плотность сетки скважин являются оптимальными, если они в комплексе с системой заводнения обеспечивают ввод в активную разработку основных запасов (не менее 90 % эксплуатационного объекта);

конечная плотность сетки скважин оптимальна, если она обеспечивает ввод в разработку всех запасов эксплуатационного объекта и достижение высокой (экономически допустимой) нефтеотдачи.

Критерием при обосновании плотности сетки скважин являются геолого-физические характеристики объекта, позволяющие обеспечить процесс вытеснения нефти достаточно высокими темпами (не менее 3–4 % от начальных извлекаемых запасов) при благоприятных экономических показателях (рентабельность не менее 15 %, срок окупаемости затрат не более 8 лет). Это – для разбуривания начальной сеткой скважин. Конечное уплотнение сетки скважин должно обеспечить утвержденную в установленном порядке нефтеотдачу. Первое, что надо сделать в процессе проектирования разработки месторождения, – это выбрать такую систему разработки, которая бы обеспечивала достаточные уровни добычи нефти для достижения приемлемых сроков окупаемости затрат (не более 5–8 лет) на освоение месторождения, максимум прибыли во второй стадии разработки, а в дальнейшем создавала благоприятные усло-

вия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной экономически допустимой нефтеотдачи.

5. При выборе систем воздействия на пласт прежде всего необходимо исследовать возможность эксплуатации залежей на активных природных режимах. Если это невозможно по геологическим условиям, рассматривается возможность применения современных методов заводнения. Накопленный в Республике Татарстан опыт позволяет существенно расширить их область применения по сравнению с ранее признанной ЦКР [3]. Объекты с вязкостью нефти до 60 мПа·с могут разрабатываться с закачкой необработанной пресной (лучше пластовой или сточной) водой, залежи с нефтью вязкостью от 60 до 500 мПа·с (возможно и более) – с закачкой обработанной химическими реагентами водой. Основное условие – достаточно проницаемые коллекторы, в которые можно закачать воду, и нестационарное заводнение. Слабопроницаемые коллекторы в большинстве случаев удастся освоить с применением заводнения облагороженной или пластовой водой разрабатываемого объекта.

Существенно расширяются возможности заводнения малопроницаемых пластов при применении гидравлического разрыва пласта или технологий горизонтального бурения.

При невозможности применения методов заводнения из-за чрезмерной вязкости нефти в благоприятных условиях можно внедрять тепловые МУН с самого начала разработки месторождения.

6. При разработке высокопродуктивных объектов (участков залежи) [8] предпочтительнее применять линейное заводнение, позволяющее лучше контролировать и регулировать выработку пластов, тем самым создавая условия для увеличения нефтеизвлечения. В ряде случаев лучше применять площадные системы заводнения, а именно: при разработке мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, залежей с зонально неоднородными слабопроницаемыми

и глинистыми коллекторами, отдельных линзовидных тел на крупных месторождениях; при применении тепловых МУН; в исключительно неоднородных трещинных, порово-трещинных, трещинно-порово-каверновых карбонатных коллекторах.

7. Огромное значение для рациональной разработки имеют режимы эксплуатации залежей. Пока этому вопросу при проектировании разработки не уделяется должного внимания, а от режима эксплуатации залежей во многом зависят текущие уровни добычи нефти и конечная нефтеотдача [9]. Специальные исследования, проведенные на Ромашкинском месторождении, показали, что нефтяные залежи целесообразно эксплуатировать при давлениях, близких к первоначальному пластовому. При этом пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, целесообразно поддерживать на 10–20 % выше начального пластового. Добывающие скважины также необходимо эксплуатировать при оптимальных давлениях на забоях, которые в большинстве случаев близки к давлению насыщения или на 15–20 % ниже его [8]. Исследованиями установлено существование минимально допустимых значений пластовых и забойных давлений, ниже которых в породах происходят необратимые (а иногда и обратимые) деформации, снижающие

проницаемость пластов и продуктивность скважин. Разработка месторождений при рациональных давлениях – основа рациональной эксплуатации, а снижение давлений ниже допустимых – нарушение условий рационального недропользования. Значения пластовых и забойных давлений следует определять гидродинамическими исследованиями для каждого эксплуатационного объекта (залежи).

8. При проектировании разработки месторождений целесообразно постепенное наращивание темпов выработки запасов за счет увеличения перепада давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин путем уменьшения расстояний между ними и увеличения отношения числа нагнетательных скважин к числу добывающих. Это улучшает условия вытеснения нефти в период высокой обводненности объектов.

9. При проектировании разработки необходим дифференцированный подход к высокопродуктивным залежам и залежам, содержащим в основном трудноизвлекаемые запасы нефти. Последние требуют применения новых технологий уже с самого начала освоения месторождения, так как без этих методов вовлечь запасы в активную разработку обычно не удастся, а на первых МУН следует применять на поздней стадии разработки именно в качестве третичных

методов, когда определяются направления фильтрации и обводнения залежи. Поскольку имеющийся арсенал МУН в основном работает на увеличение коэффициента вытеснения, то эти методы эффективно применять многократно при обводнении скважин за счет прорыва вод по отдельным высокопроницаемым пропласткам. В начальной же стадии разработки следует применять методы стимуляции скважин, восстанавливающие или увеличивающие добычу нефти, но не дающие повышения нефтеизвлечения.

10. Совершенствование разработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений должно проводиться с непрерывным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации.

Исходя из изложенного, предлагается на страницах журналов «Нефтяное хозяйство», «Недропользование-XXI век», «Геология нефти и газа» развернуть дискуссию по вопросам рациональной разработки нефтяных месторождений, по итогам дискуссии – провести расширенное заседание ЦКР Роснедра, на котором сформулировать цели, задачи рациональной разработки нефтяных месторождений и основные принципы рациональности недропользования для включения в Правила разработки нефтяных месторождений и регламенты ее проектирования. ■



Список литературы

1. Совершенствование проектирования разработки – основа поступательного развития нефтяной промышленности // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1.
2. Муслимов Р. Х. Пути увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений // Недропользование- XXI век. – 2007. – № 2.
3. Изотов В. Г., Ситдикова Л. М. Нетрадиционные коллекторы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // ТЭК России – основа процветания страны: Сб. – С.-Пб.: Недра, 2004.
4. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация, оценка эффективности. – Казань: Изд-во Фэн АН РТ, 2005.
5. Щелкачев В. Н. Важнейшие принципы нефтегазразработки. 75 лет опыта. – М: Изд-во «Нефть и газ» РГУ НГ им. И. М. Губкина, 2004.
6. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2000.
7. Закиров С. Н. Анализ проблемы «плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: Грааль, 2002.
8. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во КГУ, 2003.
9. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003.
10. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Под ред. В. Е. Гавуры: В 2-х т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
11. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения // Р. Х. Муслимов, А. М. Шавалиев, Р. Б. Хисамов и др.: В 2-х т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.