

Развитие систем разработки нефтяных месторождений на страницах журнала «Нефтяное хозяйство»



Р.Х. Муслимов,
Государственный советник при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа

В развитии систем разработки нефтяных месторождений в нашей стране можно выделить четыре этапа:

I этап (с начала добычи нефти до 1945 г.) – связан с эксплуатацией нефтяных месторождений на естественных природных режимах;

II этап (1946-1976 гг.) – применение законтурного и внутриконтурного заводнения с поддержанием пластового давления;

III этап (1977-1991 гг.) – оптимизация систем разработки с применением новых технологий контроля и регулирования процессов разработки, новых методов повышения нефтеотдачи пластов;

IV этап (с 1992 г.) – разработка нефтяных месторождений в рыночных условиях.

Все эти этапы имели свою специфику развития, обусловленную как особенностями геологического строения эксплуатируемых месторождений, так и целенаправленным управлением процессами выработки запасов.

На первом этапе нефтяники имели дело в основном с месторождениями складчатых областей, приуроченных к высокоамплитудным поднятиям, залежам маловязкой нефти в высокопродуктивных коллекторах с активным водонапорным режимом, что создавало хорошие условия для разработки их на природных режимах. Однако и в тот период в стране проводились исследования в области эксплуатации месторождений, изучения опыта разработки отечественных и зарубежных месторождений, создания теории и практики разработки. Желание рационально разрабатывать выявленные месторождения на данном этапе привело к идее о необходимости генерального плана разработки, впервые выдвинутой в 1931 г. Г.К. Максимовичем. Реализовалась эта идея значительно позже, но ее внедрение в практику разработки оказалось весьма результативным и продемонстрировало преимущества социалистической системы хозяйствования того периода.

Наиболее эффективным в области разработки нефтяных месторождений стал второй этап. Начало ему было положено в 1946 г. применением законтурного заводнения на девонской залежи Туймазинского месторождения. Это месторождение стало первенцем внедрения новой технологии. В процессе освоения законтурного заводнения были решены многочисленные вопросы как техники, так и технологии закачки воды в условиях полного отсутствия отечественного опыта в данной области.

Исследованию опыта разработки Туймазинского месторождения посвящено множество книг и статей, в том числе опубликованных в журнале «Нефтяное хозяйство», авторами которых являлись выдающиеся ученые и специалисты нашей страны: В.Н. Щелкачев, А.П. Крылов, Г.П. Ованесов, Э.М. Халимов, К.С. Баймухаметов, Т.М. Золоев, Э.М. Тимашев, Е.В. Лозин и другие.

По примеру Туймазинского месторождения система законтурного заводнения вскоре нашла широкое применение на Бавлинском месторождении Татарстана, месторождениях Пермской и Самарской областей и в целом в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Однако значение внедрения системы законтурного заводнения на Туймазинском месторождении трудно переоценить. Закономерно, что за освоение технологии законтурного заводнения была присуждена Государственная премия.

Несколько позже, с 1954 г. началось внедрение более прогрессивной системы внутриконтурного заводнения на девонской залежи супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения, а в 1956 г. была утверждена первая Генеральная схема его разработки, которая явилась научным обоснованием применения внутриконтурного заводнения. Затем в 1966-1968 гг. была составлена вторая Генеральная схема разработки этого месторождения, которая с учетом сложной истории ее внедрения определяла основные принципы разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения.

Все эти годы были годами становления современных принципов разработки нефтяных месторождений с применением систем заводнения. Необходимость этого диктовалась объективными условиями. Главным из них явилось открытие крупных месторождений в платформенных областях, характеризующихся своими особенностями геологического строения. Как правило, эти месторождения приурочены к пологим структурам достаточно большой площади, залежи характеризуются слабой связью и низким напором краевых вод, значительная часть запасов относится к категории трудноизвлекаемых. Разработка месторождений с такой характеристикой на режимах истощения требует огромных затрат и обуславливает низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) 10-25 %. Поэтому необходимы были новые подходы к системам разработки.

Внедрение новой технологии разработки по объективным и субъективным причинам шло в упорной борьбе, дискуссиях различных научных школ, в том числе монополизировавшего в течение большого периода времени научного направления в области разработки и нефтедобычи, о чем много писал выдающийся ученый В.Н. Щелкачев [1].

Действительно, применение внутриконтурного заводнения с самого начала вызывало серьезные опасения и споры. Одни ученые и производственники (М.Ф. Мирчинк, В.С. Мелик-Пашаев и другие) опасались больших потерь нефти за счет преждевременного прорыва вод по наиболее проницаемым прослоям, особенно при высоких давлениях нагнетания (выше гидростатического). Другие – Казанская школа во главе с профессором Н.Н. Непримеровым - обосновывали недопустимость закачки в пласт холодных поверхностных вод, приводящих к выпадению парафина и закупориванию межпоровых каналов пласта и его «склерозу». Третьи (профессор М.М. Саттаров) опасались создания худших условий для выработки заводненных пластов за счет «запечатывания» оставшихся запасов нефти закачанной водой. Затем появились исследования по взаимовлиянию пластов единого объекта разработки на характер их выработки (Р.Н. Дияшев), а сравнительно недавно - данные по развивающимся в пластах деформациям из-за снижения давлений в пласте при эксплуатации (М.Д. Белонин, Р.С. Сахипгараев, В.И. Славин и другие) и изменению свойств остаточных нефтей в процессе длительной разработки (Г.В. Романов, Л.М. Петрова, Т.А. Юсупова и другие).

Все эти вопросы активно обсуждались на страницах журнала «Нефтяное хозяйство», что имело огромное значение для формирования современных принципов разработки нефтяных месторождений. Этим работам мы обязаны тем, что сегодня нам известны основные преимущества и следующие недостатки заводнения:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата пластов заводнением, в результате в разработку не вовлекаются 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» закачанной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальтосмолапарафиновые отложения (АСПО);

- ухудшаются свойства остаточной нефти; в пласте образуется окисленная, осерненная, малоподвижная и неподвижная, биодegradированная нефть;

- создаются проблемы добычи оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) из невырабатываемых или слабовырабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми пластами вследствие выпадения парафина из-за снижения темпе-

ратуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление);

- в процессе длительной разработки снижается проницаемость коллекторов как по вышеуказанным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов вследствие снижения давлений при разработке (изменения степени раскрытости трещин, деформации и перемещения глинистого материала скелета породы) [2].

Несмотря на недостатки, можно с уверенностью сказать, что освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений. Оно позволило коренным образом изменить систему разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами увеличить топливный баланс страны. За выдающийся труд «Новая система разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения, ее осуществление на крупнейшем в СССР Ромашкинском нефтяном месторождении» группа работников объединения «Татнефть» и сотрудников ВНИИ-нефти в 1962 г. была удостоена Ленинской премии.

Однако недостатки метода надо знать, чтобы учитывать при совершенствовании систем разработки. В этом отношении наиболее результативным явился третий этап, связанный с оптимизацией и совершенствованием систем разработки нефтяных месторождений. К этому времени появилось много работ, анализирующих разработку нефтяных месторождений с применением заводнения, определились основные недостатки метода, связанные с неполным охватом пластов заводнением, выделением трудноизвлекаемых запасов, сложностями разработки в третьей (падающей) стадии. В статьях В.Н. Щелкачева, М.М. Ивановой, И.П. Чоловского, М.Л. Сургучева, К.С. Баймухаметова, В.Е. Гавуры, В.Ф. Усенко, Б.Т. Баишева, Э.М. Халимова, В.М. Юдина и других ученых указывалось на недостаточный охват заводнением продуктивных пластов Волго-Уральской НГП и давались рекомендации по совершенствованию процессов заводнения.

На третьем этапе уже появился опыт разработки крупнейших месторождений Западной Сибири, в первую очередь Самотлорского. Перенесенный на это месторождение опыт эксплуатации месторождений Волго-Уральской НГП со всеми недостатками начального его периода без достаточного критического анализа, высокие задания по добыче нефти, проектирование чрезмерно крупных эксплуатационных объектов и очень редких сеток скважин из-за конъюнктурных соображений отрицательно отразились на разработке этого месторождения, что усугубилось затем в стадии интенсивного преждевременного падения добычи нефти. О недостатках системы разработки Самотлорского месторождения опубликовано много статей в журнале «Нефтяное хозяйство».

В этот период была составлена и после трехлетнего обсуждения принята третья Генсхема разработки Ромашкинского месторождения. В ней предусматривалось вовлечение в активную разработку запасов в низкопродуктивных коллекторах и водонефтяных зонах (ВНЗ); оптимизация давления нагнетания для песчаных и повышение до 20-25 МПа и более для низкопродуктивных пластов; снижение давлений на забоях добывающих скважин на 20-25 % ниже давления насыщения в безводных и обводняющихся по низконапорному пласту и до давления насыщения в обводняющихся по базисному пласту скважинах; доведение соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин до 3:1; бурение дополнительных скважин для разукрупнения эксплуатационных объектов, интенсификация выработки запасов менее

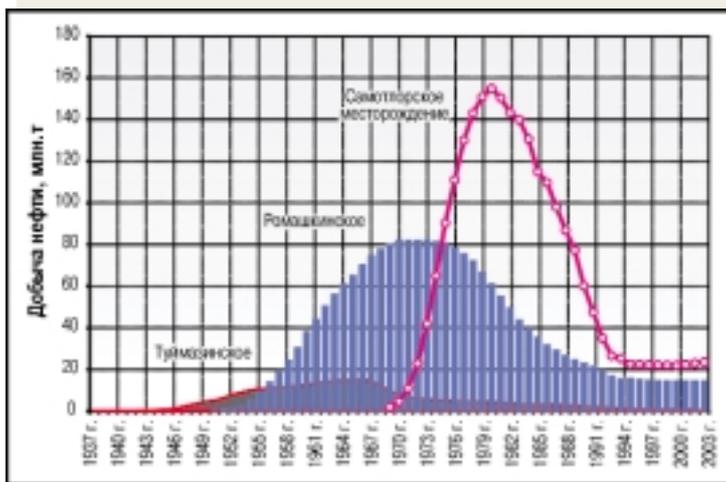


Рис. 1. Динамика добычи нефти по месторождениям

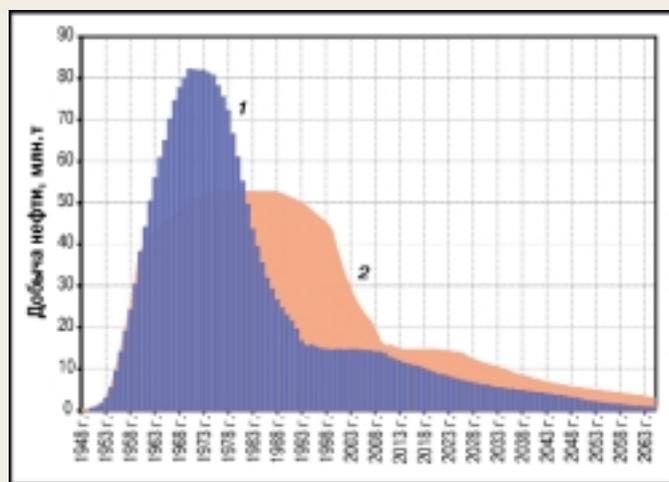


Рис. 2. Фактические (планируемые) (1) и возможные при «щадящих» режимах разработки (2) уровни добычи нефти на Ромашкинском месторождении

продуктивных, прерывистых пластов и достижение проектного КИН; широкое применение новых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Основные принципы разработки, сформулированные в третьей Генсхеме разработки Ромашкинского месторождения, имели большое теоретическое и практическое значение. Их внедрение дало возможность повысить охват заводнением продуктивного горизонта, интенсифицировать выработку пластов и замедлить темпы падения добычи нефти вследствие обводнения на поздней стадии разработки. Однако эффективность предложенных решений оказалась ниже, чем предусматривалось в третьей Генсхеме. Причиной явился недоучет реальных возможностей ввода в разработку невырабатываемых запасов и изменения структуры запасов на третьей стадии разработки.

Но тем не менее по Ромашкинскому месторождению была получена более приемлемая динамика добычи нефти, чем по Самойлову (рис. 1). Она была бы еще лучше, если бы перед проектировщиками постоянно не стояла задача обеспечения максимально возможной добычи и если бы, как на Дацинском месторождении Китая, были приняты «щадящие» режимы разработки (рис. 2).

На третьем этапе в журнале «Нефтяное хозяйство» появилось много публикаций, посвященных вопросам повышения

Виды и причины потерь запасов	Схема формирования потерь	Методика учета потерь
В худших участках пластов (застойные зоны)		Коэффициентом охвата заводнением
В худших пластах сложных объектов		Не учитываются
В тупиковых зонах		Коэффициентом сетки
В левых и голубиных		Коэффициентом сетки
В крайних частях ВПЗ		Не учитываются
В кровельной части пластов		Отдельно не учитываются
В «кольцевых» зонах		Не учитываются
На участках резких «раздувов» толщины пласта		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах сглаживания контуров		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах, не заводненных в разработку		Выход запасов за баланс
В пластах с меньшими темпами извлечения запасов		Не учитываются
За счет конусообразования		Не учитываются
Макромасштабные в тектонично измененных коллекторах		Не учитываются
В паровых каналах		Коэффициентом вытеснения
В тонких прослоях заводненных пластов		Коэффициентом охвата заводнением
Микромасштабные в тектонично измененных коллекторах и из-за изменения состава нефти в процессе длительной разработки с применением заводнения		Не учитываются

Рис. 3. Виды потерь запасов нефти при разработке залежей (по К.С. Баймухаметову с соавторами, дополненные Р.Х. Муслимовым)

нефтеизвлечения, в том числе с применением третичных МУН. Это было связано также с выходом известного правительственного постановления № 700 от 26.08.76 г. Эти публикации способствовали формированию мировоззрения советской школы геологов и разработчиков, основанного на весьма уважительном отношении к проблемам достижения высокой нефтеотдачи.

Проблема увеличения нефтеотдачи является сложнейшей, особенно, для трудноизвлекаемых запасов, в чем убеждаешься, когда на обнажениях изучаешь строение этих пластов. При этом обязательно приходит мысль - как же из таких сложнопостроенных (особенно карбонатных) пластов можно извлекать нефть. Сложность проблемы также видишь, представив картину возможных потерь запасов нефти в реальных пластах при их разработке (рис. 3). Конечно, никакие даже самые сложные формулы не могут описать этот процесс вытеснения нефти из пластов. Поэтому не случайно профессор Н.Н. Непримеров как-то сказал, что «нефтьвытеснение – это самый сложный из освоенных человеком процессов». И это, наверное, правильно.

Однако, несмотря на всю сложность процессов нефтевытеснения, был совершен качественно новый скачок в эксплуатации нефтяных месторождений: созданы эффективные современные системы разработки, которые в дальнейшем были усовершенствованы применительно к различным геологическим условиям. Системы заводнения и особенно организация их внедрения - повсеместно, массивно и с самого начала разработки - обеспечили небывало высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений бывшего СССР. Благодаря этому СССР вышел на исключительно высокий уровень добычи нефти в мире - около 625 млн. т в год, добывая в 1,56 раз больше нефти в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США.

Проведение широких научных исследований в области промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки нефтяных месторождений, методы их проектирования и практической реализации. Однако одновременно существенно усложнились условия разработки месторождений, связанные с открытием многочисленных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, техногенным изменением геолого-физической характеристики месторождений в процессе длительной эксплуатации, истощением запасов нефти крупнейших месторождений страны. В этих условиях уже недостаточно было внедрения наработанных методов. Нужны были новые методы и новые технологии.

В конце двадцатого столетия большинство исследователей решение этой задачи связали с созданием третичных МУН. Вначале были разработаны МУН первого поколения, которые предназначались для применения на начальных стадиях разработки месторождений при добыче безводной или малообводненной продукции, а затем и частично заводненных пластов. Затем появились более эффективные физико-химические и физические МУН второго поколения, способные работать в условиях высокой обводненности продукции - до 90 % и более.

Опыт показывает, что современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства остальных третичных МУН. Вначале необходимо их широкое внедрение на всех объектах, где возможно. Затем, уже в водной стадии разработки, когда сформировались фильтрационные потоки, эти методы должны дополняться физико-химическими потокоотклоняющими и другими технологиями, что позволяет получить синергетический эффект от внедрения современных технологий. Такой подход рационален на месторождениях, содержащих активные запасы нефти.

На объектах с трудноизвлекаемыми запасами МУН и стимуляцию скважин необходимо применять с самого начала разработки, так как без них в большинстве случаев здесь не удается организовать достаточно эффективную систему разработки. Слабопроницаемые коллекторы обычно осваиваются либо с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП), либо кислотных технологий (карбонатные пласты), залежи высоковязких нефтей - с применением потокоотклоняющих технологий, водонефтяные зоны - с помощью технологий горизонтального бурения.

На эту тему было много дискуссий на страницах журнала «Нефтяное хозяйство» и на регулярно проводимых Миннефтепромом совещаниях. Это позволило на третьем этапе сформулировать основные принципиальные положения рациональной разработки нефтяных месторождений. Несмотря на дискуссионность ряда положений, все же у нефтяников сейчас более однозначное их понимание, но для этого нужно было пройти через достижения и ошибки, многочисленные обсуждения, и в этом, несомненно, огромная заслуга журна-

ла «Нефтяное хозяйство». Журнал всегда был на острие главных вопросов разработки, помогая нефтяникам достигать взаимопонимания в совершенствовании ее принципов. Из остро обсуждавшихся вопросов отметим лишь наиболее значительные.

1. О влиянии плотности сетки скважин (ПСС) на КИН и производительность залежей. Дискуссии начались сразу же с началом проектирования разработки месторождений с применением заводнения. Все ее участники разделились на две группы. Одна (А.П. Крылов, М.И. Максимов, Ю.П. Борисов, Н.М. Николаевский, М.М. Сургучев, И.Д. Амелин, Ю.В. Желтов и другие), основываясь на гидродинамических расчетах, не учитывающих реальной неоднородности пластов, и поршневого характере вытеснения нефти водой и минимальном влиянии ПСС на КИН, пропагандировала и проектировала разработку, пользуясь такими терминами: «редкие сетки скважин», «широкие сетки скважин», «прогрессивные редкие сетки скважин», «возможно более разреженные сетки скважин». Другая (В.Н. Щелкачев, большинство ученых и специалистов нефтедобывающих объединений Башкирии, Татарии, Азербайджана и других регионов страны), учитывая реальную неоднородность пластов, непоршневой характер вытеснения нефти и основываясь на опыте разработки объектов, выступала против применения необоснованно редких сеток скважин, указывала на необходимость установления оптимальных сеток скважин, наиболее полно отвечающих особенностям геологического строения месторождений.

Длившаяся более 40 лет дискуссия завершилась признанием необходимости применения оптимальных сеток скважин, наиболее полно учитывающих особенности геологического строения залежей. При этом 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. Эти положения остаются справедливыми и в рыночных условиях.

2. О выделении эксплуатационных объектов. В данном вопросе также к 1990 г. пришли в основном к согласованным выводам о необходимости выделения объектов оптимальных размеров, которые в комплексе с оптимальной плотностью разбуривания обеспечат охват выработкой основных запасов месторождения.

3. О выборе систем заводнения и особенно давлений нагнетания. Ряд ученых и специалистов в начале применения заводнения (М.Ф. Мирчинк) полагали, что на линии нагнетания требуется поддерживать давление, равное начальному пластовому, А.П. Крылов, М.И. Максимов, А.Т. Горбунов, А.В. Афанасьева и другие считали необходимым повышать давление выше начальных пластовых, третьи (в основном ученые и специалисты объединения «Татнефть») - существенно выше начальных пластовых и вплоть до горного.

В настоящее время эти вопросы решены в пользу оптимизации систем заводнения и давлений нагнетания в зависимости от геолого-физических условий. Главное - обеспечить высокий охват пластов заводнением.

4. Об оптимальном и минимально допустимом давлении на забоях добывающих скважин. Здесь также были различные взгляды: от необходимости минимальных давлений («осушать скважины») до давлений на 25-30 % выше давления насыщения. В ходе дискуссий оптимальное решение также было найдено. Специальные исследования, проведенные на Туймазинском, Ромашкинском и других месторождениях Волго-Уральской НГП, показали, что нефтяные залежи целесообразно эксплуа-

тировать при давлениях, близких к первоначальному пластовому. При этом пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, признано целесообразным поддерживать на 10-20 % выше начального пластового. Добывающие скважины признано целесообразным эксплуатировать при давлениях, близких к давлению насыщения, или на 15-20 % ниже его [3].

Исследованиями также было установлено существование минимально допустимых 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.

5. Об оптимальных темпах разработки, перепадах давлений, контроле и регулировании процессов разработки. Было доказано, что при проектировании разработки месторождений рационально постепенное (во времени) наращивание темпов выработки запасов за счет увеличения перепада давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин путем уменьшения расстояний между ними и увеличения соотношения числа нагнетательных и добывающих скважин. Это улучшает условия вытеснения нефти в период высокой обводненности пластов.

6. О дифференцированном подходе при проектировании разработки к высокопродуктивным, содержащим активные запасы нефти (АЗН) и низкопроницаемым коллекторам, содержащим в основном ТЗН. Последние требуют использования новых технологий уже с самого начала освоения месторождения, так как без этого вовлечь запасы в активную разработку обычно не удастся. При разработке АЗН МУН следует применять на поздней стадии эксплуатации именно в качестве третичных методов, когда определяются направления фильтрационных потоков и зоны обводнения залежи.

То, что в ходе обсуждения в советский период удалось в основном сформулировать основополагающие принципы

рациональной разработки нефтяных месторождений с различными геолого-физическими характеристиками, является большой заслугой журнала «Нефтяное хозяйство» – основного печатного органа нефтяников на протяжении всех прошедших 85 лет. Это было сделано за счет широкой публикации как теоретических, сугубо научных статей, так и материалов, посвященных практическому анализу опыта разработки месторождений, проводимых НТС Министерства, НТО нефтяной и газовой промышленности в регионах и, конечно, ЦКР Миннефтепрома.

Применение этих принципов в большинстве случаев может обеспечить рациональную разработку месторождений в первых трех стадиях. Однако основные месторождения России или вступили, или вступают в четвертую стадию разработки, значительно менее исследованную. Применение современных и прогнозируемых в будущем технологий позволяет существенно повысить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям и увеличить сроки разработки месторождений в четвертой стадии за счет создания и внедрения МУН третьего и последующих поколений. Возможности этого показаны на примере Ромашкинского месторождения (рис. 4).

В четвертой стадии (по общепринятой терминологии) по большинству месторождений к нерешенным проблемам добавляются новые, связанные с основными недостатками внутриконтурного заводнения, старением скважин и нефтепромысловых сооружений, ошибками в проектировании и (или) неудовлетворительной реализации ранее запроектированных систем разработки. В первую очередь нужно повышать нефтеизвлечение дренируемых запасов.

Методика геолого-промыслового анализа выработки запасов дает лишь общий объем вовлеченных в разработку запасов. Пласты, дающие нефть, обычно считаются вовлеченными в активную разработку. Между тем, поскольку практически все пласты неоднородны, охваченная реальной выработкой часть пласта в большинстве случаев меньше, чем толщина заводняемого пласта в целом. Пласт, охваченный воздействием заводнения, промывается частично и после достижения скважиной предельной обводненности заводняемый пласт обычно отключается из разработки. При этом в нем остаются совершенно не затронутые заводнением прослои, в которые еще не проникла вода. В зависимости от неоднородности пласта и технологии разработки в отключенном пласте остаются до 50 % не вовлеченных в процесс нефтевытеснения прослоев и нефть в частично промытых объемах пласта. Это вся остаточная нефть, шансы извлечения которой со временем уменьшаются вследствие техногенных изменений состава оставленной нефти. При современных технологиях до отключения пластов из разработки нужно обеспечить близкий к полному (не менее 90 %) охват заводняемого пласта по толщине, а ранее отключенные, как правило, высокопродуктивные пласты – вскрыть и выработать до указанных значений охвата с применением современных МУН.

Для выработки запасов частично заводненных пластов необходимо повысить охват заводнением до максимума. В этом случае по заводняемому пласту можно поставить задачу достижения максимального коэффициента нефтеиз-

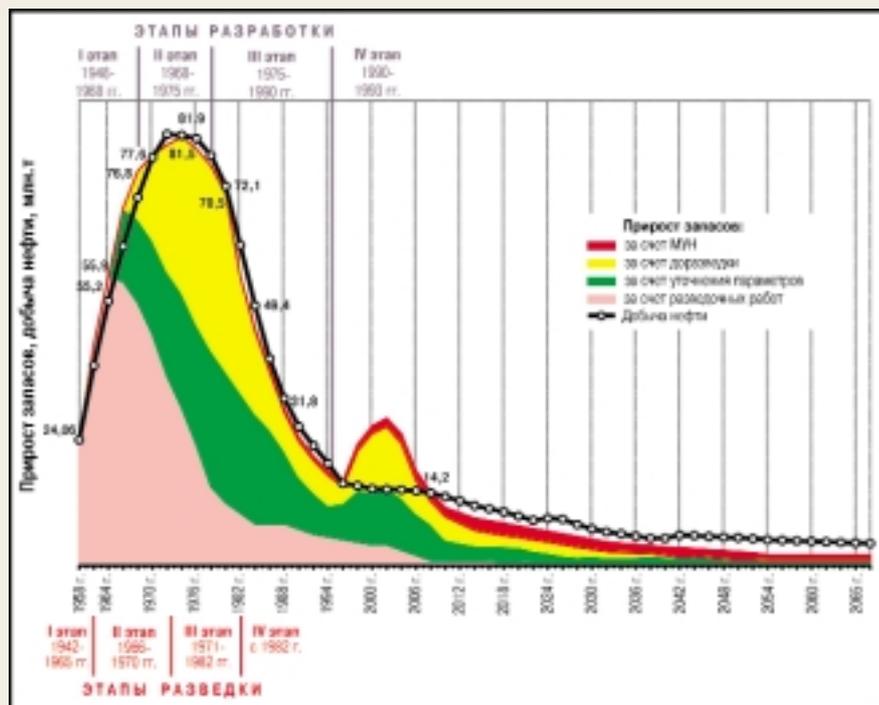


Рис. 4. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению

влечения, близкого к коэффициенту вытеснения необработанной водой. Этого можно достичь многократным применением современных МУН, увеличивающих коэффициент охвата пласта заводнением.

На большинстве месторождений наряду с активными присутствуют и ТЗН, причем в основном активные и трудноизвлекаемые запасы объединены в один эксплуатационный объект. Кроме того, есть целый ряд месторождений, содержащих только ТЗН.

К сожалению, отработанных методов эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов в настоящее время ничтожно мало, но особенно сложно вести разработку, когда активные и трудноизвлекаемые запасы объединены в один эксплуатационный объект. В начальном периоде разработки из-за недостаточной изученности деталей геологического строения объекта, состояния выработки пластов и возможностей обеспечения высоких уровней добычи нефти за счет активных запасов (даже при низком охвате заводнением последних) невовлеченность в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти не имеет решающего значения. Однако на поздней стадии разработки по мере опережающей выработки активных запасов, невовлеченность в разработку ТЗН превращается в важнейшую проблему. Без ее решения зачастую бывает невозможно обеспечить рентабельную разработку эксплуатационного объекта. Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений с ТЗН связано с созданием новых и усовершенствованием существующих МУН, обеспечивающих более полное извлечение нефти. Однако главной на поздней стадии разработки остается проблема извлечения остаточных запасов нефти, которых по большинству месторождений существенно больше, чем извлекаемых.

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в настоящее время можно определить количество подвижной нефти. Оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований представляется возможность выделить из неподвижной нефти часть нефти, получаемую дополнительно за счет третичных МУН, а также неизвлекаемую часть даже при их применении. При таком подходе появляется возможность определить запасы по следующей классификации: подвижные (извлекаемые за счет использования гидродинамических методов), малоподвижные (добываемые за счет применения комплекса гидродинамических и третичных МУН) и неподвижные запасы.

Однако до сих пор продолжается совершенствование проектирования разработки месторождений без учета указанных особенностей месторождений, объективно и реально снижающих ранее запроектированную нефтеотдачу. В одних случаях в следующем проектом документе обосновывается снижение нефтеотдачи против ранее принятой (но не по причине техногенного изменения свойств месторождения), в других - оставляется ранее принятый КИН, но для его достижения предлагается множество ранее не предусмотренных мер (уплотнение сетки скважин, повышение интенсивности заводнения, применение большого числа МУН и методов стимуляции скважин).

В настоящее время основное внимание многих исследователей направлено на создание новых МУН и их разновидностей. Гораздо меньшее, чем необходимо, внимание уделяется углубленному изучению геолого-физической характеристики объектов применения МУН и определению оптимальных условий внедрения конкретных техноло-

гий на реальных объектах. Только соответствие возможностей (механизмов воздействия) МУН геолого-физической характеристике участков может дать наиболее высокие результаты. Таких исследований крайне недостаточно. Без оптимизации условий применения новых технологий с привязкой к конкретным объектам, т.е. без выбора технологий для внедрения на конкретном участке нельзя в полной мере реализовать возможности МУН. Более того, можно не получить дополнительной добычи нефти или даже иметь отрицательный результат. В настоящее время подбор имеющихся или создание новых МУН для конкретных геологических объектов является важнейшей и в то же время слабоизученной проблемой.

Последний современный этап разработки нефтяных месторождений связан с особенностями и влиянием на этот процесс рыночных отношений. Переход на рыночные отношения в России во многом ознаменовался отходом от наработанных в советское время принципов рациональной разработки месторождений. В основном это объясняется совершенно непригодным для защиты интересов государства налоговым законодательством, стимулирующим разработку высокопродуктивных участков, выборочную отработку активных запасов нефти («снятие сливок»), опережающие темпы выработки высокопроницаемых пластов и прослоев, что приводит к преждевременному обводнению и отключению скважин, т.е. всему тому, что имеет общее название «нерациональное использование недр». Все это с точностью до наоборот противоречит требованиям действующего Закона «О недрах», который в части рациональной разработки недр не выполняется ни госчиновниками, ни недропользователями.

В большинстве нефтяных компаний в нарушение рациональных принципов создаются «новые системы разработки с объединением в один эксплуатационный объект совершенно несовместимых пластов», нарушаются проектные режимы разработки, когда при бездействии 30-50 % пробуренного фонда скважин существенно превышаются проектные уровни добычи нефти, совершенно необоснованно проводятся гидроразрывы высокопродуктивных пластов, ускоряющие неконтролируемое преждевременное обводнение пластов, в результате чего по ряду объектов при отборе от 30-50 % НИЗ, обводненность достигает 80 % и более (ряд месторождений Западной Сибири), происходит выборочная отработка высокопродуктивных пластов и участков, т.е. «разубоживание запасов». Широко развита практика массовой остановки нерентабельных (убыточных) скважин, а их работу нельзя отделять от работы объекта разработки в целом, так как здесь имеется система и каждая скважина в ней играет определенную ей роль. Кроме того, современные методы регулирования разработки часто меняют обводненность скважин (уменьшая ее и увеличивая дебит нефти) [4]. Поэтому высокообводненные скважины следует останавливать по технологическим (а не по экономическим) причинам, т.е. при достижении предельной обводненности (при любом дебите жидкости) и дебите нефти менее 0,5 т/сут (малообводненные скважины). Все это необоснованно пытаются оправдать рыночными условиями. В то же время, например, ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Татнефть» не только не утратили достижений советского периода, но и в благоприятных рыночных условиях обогатили технологии разработки нефтяных месторождений новыми достижениями.

Большие усилия, прилагаемые ЦКР «Роснедра» по рациональной разработке месторождений, к сожалению,

пока не приносят желаемого результата, тем более до настоящего времени нет определения понятия «рациональная система разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях».

На начальном этапе проектирования ведущие специалисты отрасли (А.П. Крылов и другие) применили методику экономического обоснования проектов разработки нефтяных месторождений, согласно которой рациональной считается система разработки, обеспечивающая заданную добычу нефти на месторождении при минимальных затратах и возможно более полном использовании запасов нефти. Как показал опыт разработки месторождения, применение этой методики не обеспечило выбора оптимальной плотности сетки скважин и оптимальных темпов разработки месторождения [5].

Затем, в 1986 г. ЦКР был сформулирован другой критерий рациональности, который заключался в обеспечении потребностей народного хозяйства в нефти при возможно меньших народнохозяйственных издержках и более полном извлечении нефти из недр. Этот критерий рациональности более приемлем, но также имеет недостатки и может применяться только в условиях командно-административной экономики.

Нам представляется, что в условиях рыночной экономики критерием рациональности выбора систем разработки может служить получение максимума прибыли при приемлемых сроках окупаемости вложенных средств, достижении утвержденного КИН, соблюдении правил охраны недр и окружающей среды. Здесь отсутствуют такие понятия, как заданная добыча нефти, минимум затрат, замыкающие затраты, и появляются такое основное рыночное понятие, как максимум прибыли, а также чистая прибыль, поток наличности, рентабельность и окупаемость проекта. В данной формулировке есть противоречия: стремление государства обеспечить максимальное нефтеизвлечение, охрану недр и окружающей среды требует повышенных затрат, а стремление инвестора (недропользователя) получить максимум прибыли при минимальных сроках окупаемости затрат на освоение месторождения - минимизации затрат. Это противоречие объективное. Надо договариваться государству и недропользователям вначале в ГКЗ при Минприроды РФ (утверждение балансовых и извлекаемых запасов) и ЦКР «Роснедра» (разработка нефтяных месторождений).

В дальнейшей работе журнала «Нефтяное хозяйство» нужно широко пропагандировать отработанные в советское время принципы рациональной разработки нефтяных месторождений и способствовать дальнейшему их развитию, для чего совершенно необходимо обобщение опыта разработки нефтяных месторождений. Особенно это актуально для начальных этапов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а также для крупнейших месторождений страны, находящихся на поздней стадии разработки. В связи с указанным хочу отметить утвержденную недавно IV Генсхему разработки Ромашкинского месторождения, в которой из 22 принципов 10 представляют собой дальнейшее развитие применявшихся ранее принципов разработки Ромашкинского месторождения, остальные - новые, отражающие позднюю стадию разработки месторождения и современные технические достижения (выделение в качестве объектов разработки геологических тел, широкое применение постоянно действующих моделей, индивидуальный подход к развитию системы поддержания пластового давления для конкретных геологических тел, повышение требований к качеству и солевому составу закачиваемых вод, оптимизация пластовых и забойных давлений, градиентов давления в пластах с учетом техногенных изменений проницаемости, учет влияния глинистости, охлаждения

пластов, деформации пород и миграции тонких частиц на процессы вытеснения, меры по повышению нефтеотдачи сверх проектного уровня).

Эти принципы будут иметь основополагающее значение для поздней стадии разработки не только Ромашкинского, но и других крупнейших месторождений страны. Во-первых, за счет предложенных мер по уменьшению негативного влияния техногенных изменений в процессе длительной разработки месторождения с внедрением внутриконтурного заводнения удалось обосновать возможность увеличения КИН по залежам горизонтов Д₁, Д₀ от 0,528 до 0,6. Во-вторых, имеются данные по возможности снижения кондиционных значений свойств пород-коллекторов за счет использования новых технологий и построения новой геологической модели, что по оценке позволит увеличить балансовые запасы на 15 %. В-третьих, существующие технологии и новая техника позволяют вплотную совместно заняться проблемой остаточных нефтей.

Выделение категорий остаточных нефтей - неизмененных (подвижных), малоизмененных (малоподвижных) и сильно-преобразованных (неподвижных), локализация и подсчет запасов по этим группам дадут возможность целенаправленно проводить разработку и внедрение новейших МУН, что будет способствовать существенному росту запасов нефти.

Все сделанное на сегодня, конечно, не уменьшило число проблем в разработке месторождений, связанных с появлением новых идей, новых техники и технологии разработки, новых нетрадиционных объектов, новых экономических условий. Это и вопросы создания новых МУН, осознания их роли и интеграции в системы разработки нефтяных месторождений, научных основ применения ГРП, горизонтальных, многозабойных, горизонтально-разветвленных скважин, комплексирования новых методов, эксплуатации нетрадиционных залежей, выработки ТЗН, экономики и технологии увеличения нефтеотдачи, контроля и многое другое.

Много вопросов рациональной разработки нефтяных месторождений решено за эти годы, но оставшихся проблем, связанных с современным этапом развития систем разработки еще больше. Роль журнала «Нефтяное хозяйство» в решении этих проблем должна быть не меньше, чем раньше, а в соответствии со сложностью проблем - еще больше.

Список литературы

1. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 608 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учеб. пособие. - Казань: Изд-во КГУ, 2003. - 596 с.
3. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения/Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов, И.Г. Юсупов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995. - 450 с.
4. Муслимов Р.Х. Совершенствование проектирования разработки нефтяных месторождений - основа динамического развития нефтяной отрасли страны//Совершенствование методов проектирования разработки нефтегазовых месторождений Татарстана на современном уровне. Сб. трудов научно-практической конференции, посвященной 70-летию Р.Х. Муслимова. - Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2005 г. - С. 3-23.
5. Муслимов Р.Х., Фаттахов Б.З. Методические вопросы оптимизации плотности сетки скважин//Нефтяное хозяйство. - 1978. - № 7. - С. 25-29.