УДК 622.276

© Б. Т. Баишев, 2008

МЫСЛИ ВСЛУХ

К ЮБИЛЕЮ ЦКР

Б. Т. Баишев,
главный научный сотрудник ОАО «ВНИИнефть им. акад. А. П. Крылова», зам. генерального директора по науке ООО «Гео Дейта Консалтинг», проф., д-р техн. наук, член ЦКР с 1966 г.

В состав Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений я был включен в 1966 г. будучи руководителем лаборатории ВНИИ (у меня сохранился протокол № 4 от 27 января 1966 г., в котором приводится состав ЦКР за 1966 г., утвержденный на Коллегии Министерства нефтедобывающей промышленности СССР), и с тех пор являюсь бессменным ее членом, чем весьма горжусь. Все эти годы в ЦКР я представлял ВНИИ и на сегодняшний день, возможно, являюсь старейшим его представителем. Я старался не пропускать ни одного заседания ЦКР, так как практически на каждом из них обсуждались важные вопросы состояния разработки или проекты разработки нового месторождения, либо методические вопросы. Накапливающиеся с годами опыт и знания я использовал в своей повседневной работе. Мне также многократно приходилось самому выступать с докладами или экспертными заключениями на заседаниях ЦКР.

Составы ЦКР, ее бюро и экспертов менялись за эти годы. Численность членов ЦКР возросла с 67 до 144 человек, в том числе численность научных сотрудников ВНИИ, входивших в состав ЦКР, – с 9 до 19 человек. В конце 2007 г. в ЦКР насчитывалось 88 членов, 14 из которых являлись представителями ВНИИ, т. е. почти 1/6 состава ЦКР. По-моему, при такой весомой доле активность научных сотрудников ВНИИ должна быть гораздо выше, чем сегодня.

Несомненно, у каждого члена ЦКР есть свои яркие впечатления и воспоминания, связанные с работой Комиссии. Некоторые из них опубликованы в монографиях, посвященных 35- и 45-летию ЦКР [5, 28]. Упоминается там и моя фамилия в связи с работой в ЦКР. Думаю, читатели смогут получить объективную оценку моей деятельности, ведь, как говорится, со стороны виднее. Гораздо важнее для меня изложить некоторые свои соображения, тесно связанные с созданием ЦКР и теми вопросами, которые обсуждаются на ее заседаниях.

Немного истории

2 апреля 1963 г. официально принято считать днем рождения ЦКР. В этот день председатель Государственного комитета по топливной промышленности при Госплане СССР – министр СССР Н. Мельников подписал приказ № 114 об организации при указанном комитете Центральной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений, или сокращенно ЦКР – именно так на протяжении 45 лет чаще всего называли эту организацию.

Однако сегодня доподлинно известно, что созданию ЦКР предшествовала деятельность другой комиссии. На это указывают литературные источники [2, 3, 4, 28], содержащие не только упоминания и выдержки из протоколов, но и копии архивных документов – самих протоколов заседаний упомянутой комиссии. Приказ о ее организации был подписан 4 июля 1951 г. министром нефтяной промышленности СССР Н. К. Байбаковым. Цель организации этой комиссии содержалась в ее полном наименовании – Комиссия по рассмотрению вопросов разработки Туймазинского и Ромашкинского месторождений и применению вторичных методов нефтедобычи. Впоследствии название изменилось на Центральную комиссию Министерства нефтяной промышленности по разработке нефтяных и газовых месторождений (1953 г.) и оставалось таковым до 1957 г., когда министерство было упразднено, а вместе с ним – и упомянутая комиссия.

Стремление рассказать о работе Центральной комиссии Министерства нефтяной промышленности по разработке нефтяных и газо-

вых месторождений в 1951–1957 гг. продиктовано в первую очередь желанием воздать должное людям, работавшим в ней, а также попытаться снять с них бремя, на мой взгляд, необоснованных обвинений, связанных с несостоятельностью принятых ими решений на заседаниях Комиссии.

С 1952 по 1957 г. председателем Комиссии бессменно был М. Ф. Мирчинк (1901–1976) – известный советский организатор нефтяной промышленности, ученый-геолог с мировым именем, в то время – начальник Геологического управления и член Коллегии Миннефтепрома СССР. Вместе с ним в Комиссии работали такие выдающиеся личности, как С. А. Оруджев (зам. председателя) – зам. министра Миннефтепрома СССР, ставший впоследствии (в 1963 г.) первым председателем ЦКР, Ф. А. Требин (зам. председателя) – начальник Технического управления Миннефтепрома СССР, Н. С. Тимофеев – начальник объединения «Главвостокнефтедобыча», Е. Б. Гальперсон – советский экономист-нефтяник, начальник отдела Главного планово-экономического управления Миннефтепрома СССР, А. А. Трофимук – в то время директор ВНИИ, а также два его заместителя – А. П. Крылов и В. С. Мелик-Пашаев, А. Н. Мустафинов – главный геолог объединения «Куйбышевнефть» и др. Многие из них принимали участие в открытии и составлении генсхем разработки крупнейших месторождений – Туймазинского и Ромашкинского. Именно в ходе обсуждений методики проектирования и анализа состояния разработки этих месторождений накапливался опыт работы ЦКР, воспитывались кадры разработчиков.

В литературе до сих порой весьма резко критикуется опыт проектирования разработки Туймазинского и Ромашкинского месторождений [6, 7], делаются попытки дать оценку прошлым проектным решениям по системам и технологии разработки этих месторождений и показателям их эксплуатации. Однако критика не увязывается, во-первых, с отсутствием в те годы методики проектирования (об этом будет сказано ниже) и, во-вторых, с теми принципами принятия решений, которые проводились в советское время. А, как известно, критика полезна, когда она конструктивна.

На заседании ЦКР Роснедра (нефтяная секция), январь 2007 г.

Многим специалистам нефтяной промышленности старшего поколения хорошо знакомы принципы принятия решений в то время. Все предложения проектировщиков широко обсуждались на заседаниях Технического совета и ЦКР Миннефтепрома. Проектные решения по обоим месторождениям проходили экспертизу высококвалифицированных специалистов отрасли и основных главков министерства. Принимаемые решения утверждались Коллегией министерства. Так неужели те специалисты и руководители, принимавшие решения, были профессионально малограмотными или подпадали под «очарование» проектантов? Из стенограммы обсуждения I Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения видно, как серьезно и весьма жестко критиковались отдельные положения проектных решений [1]. В отношении некоторых технологических показателей, например темпов обводнения продукции скважин, эти специалисты и руководители оказались абсолютно правы: в I Генсхеме темпы обводнения продукции скважин были намного занижены.

Для ученых и практиков тех лет все было впервые: и размеры месторождений, и требуемые уровни добычи нефти, и закачка воды, и множество других технических и технологических проблем, требующих быстрого решения. С позиций сегодняшнего дня, т. е. фактически задним числом, легко быть прозорливым, особенно если хочется найти только недостатки, а не достоинства. Справедливее попытаться поставить себя на место тех специалистов, которым приходилось впервые проектировать уникальные по тем временам месторождения, одновременно разрабатывая и саму методику проектирования. Существовавшая и хорошо апробированная на тот момент теория фильтрации не могла использоваться для практических расчетов добычи нефти, определения числа, схемы расстановки и темпов обводнения скважин, а также еще многого другого, что требовалось на практике для проектирования показателей эксплуатации и обустройства промыслов. Необходимо также учитывать особенности экономики страны в те годы и давление партийных органов на принимаемые решения.

Здесь мне бы хотелось привести два фрагмента из высказываний известных специалистов нефтяной отрасли, дающих оценку проектных решений по Ромашкинскому месторождению.

Первый фрагмент. Руководители отраслевой нефтяной науки Татарии в начале 60-х годов прошлого века так оценивали основные принципы разработки Ромашкинского месторождения и возмож-

ность их осуществления [8]: «Определенные трудности, возникшие в процессе освоения крупнейшего в Советском Союзе многопластового Ромашкинского нефтяного месторождения, вызвали сомнения и возражения относительно целесообразности и правильности некоторых принципов, принятых в генеральной схеме разработки, составленной институтом ВНИИ в 1954–1955 гг. С начала освоения наиболее крупных и высокопродуктивных центральных площадей Ромашкинского месторождения прошло 5–6 лет. В настоящее время введены в эксплуатацию Миннибаевская, Абдрахмановская, Павловская, Ю.-Ромашкинская, В.-Сулеевская, Альметьевская и находятся в процессе освоения Зеленогорская, Азнакаевская, Зай-Каратаевская, Алькеевская площади. Накопился определенный опыт, который позволяет дать объективную оценку основным положениям Генеральной схемы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. ...При освоении месторождения были заложены следующие основные принципы, в той или иной мере содержащиеся в генеральной схеме. ...Рассмотрим, как в настоящее время эти принципы осуществляются в процессе разработки Ромашкинского месторождения».

Михаил Федорович Мирчинк (1901–1976), известный советский организатор нефтяной промышленности, ученый-геолог, профессор, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент АН СССР, основоположник курса нефтепромысловой геологии, в 1952-1957 гг. – председатель Центральной комиссии Миннефтепрома по разработке нефтяных и газовых месторождений, лауреат Сталинской премии за участие в открытии Ромашкинского нефтяного месторождения (1950 г.), кавалер орденов Ленина (дважды) Трудового Красного Знамени (дважды), Октябрьской Революции и «Знак Почета».

1. «Учитывая огромные размеры залежи горизонта $Д_1$, разрабатывать месторождение с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного заводнения.

Генеральная схема предусматривала разрезание месторождения на 23 площади нагнетательными скважинами. При этом для каждой площади предусматривалось составление уточненного проекта, учитывающего конкретные особенности геологического строения горизонта $Д_1$ с учетом взаимодействия соседних площадей».

Оценка 1. В настоящее время практикой доказана высокая эффективность разрезания крупных месторождений на отдельные площади самостоятельной разработки. Поэтому этот принцип ни у кого сомнений не вызывает.

2. «Первоочередной ввод в эксплуатацию наиболее продуктивных центральных площадей месторождения».

Оценка 2. Первоочередной ввод в разработку центральных – наиболее продуктивных площадей месторождения – позволил быстро наращивать темпы добычи нефти по Татарии и с максимальным эффектом использовать капиталовложения, запланированные на разработку Ромашкинского нефтяного месторождения. Этот принцип полностью оправдал себя.

3. «Вскрытие всех пластов горизонта $Д_1$ в эксплуатационных и нагнетательных скважинах общим фильтром».

Оценка 3. Учитывая литологическое слияние пластов и их взаимодействие в процессе разработки, вскрытие пластов горизонта $Д_1$ в эксплуатационных и нагнетательных скважинах общим фильтром (т. е. совместная разработка всех пластов) в начальной стадии разработки месторождения явилось технологически и экономически вполне оправданным. В Генеральной схеме одновременно предусмотрен постепенный переход, по мере накопления опыта разработки и геолого-промысловых сведений о режиме каждого пласта, к совместно-раздельной разработке пластов с применением специального оборудования.

4. «Осуществление совместной закачки воды во все пласты в начальный период освоения площади с переходом, по мере необходимости, на раздельную закачку по пластам».

Оценка 4. В Генеральной схеме указывалось на необходимость внедрения раздельной закачки воды после 1960 г. Однако отсутствие своевременной ориентировки на создание для этих целей специальных насосов высокого давления (150 ат и более), а также выпуск специального оборудования задерживают осуществление раздельной закачки воды.

5. «Осуществление совместной эксплуатации всех пластов единым фильтром с последующим переходом на раздельную эксплуатацию по мере необходимости регулирования темпов отбора по отдельным пластам».

Оценка 5. Имеющиеся в этом деле трудности вызвали неправильные толки о недостатках Генеральной схемы и недопонимание некоторыми специалистами важности осуществления на Ромашкинском месторождении совместно-раздельной эксплуатации.

6. «На выделенных для разработки площадях в первую очередь осуществлять разбуривание и ввод рядов нагнетательных скважин».

Оценка 6. Этот вполне обоснованный принцип в начальный период эксплуатации месторождения не выдерживался, вследствие чего на площадях происходило падение пластового давления. Многие скважины перестали фонтанировать, и в этот период образовался большой фонд простаивающих скважин.

7. «С целью ускорения создания сплошного фронта закачиваемой воды по линиям разрезания, а также сокращения потерь нефти закачку воды в нагнетательные скважины осуществлять в первый период через одну скважину, интенсивный отбор нефти – из промежуточных скважин».

Оценка 7. Этот принцип оправдал себя.

8. «Повышение давления на линиях нагнетания выше начального пластового».

Оценка 8. Повышение давления на линиях нагнетания явилось эффективным средством увеличения добычи нефти. Ранее высказываемые возражения против повышения давления на линиях нагнетания из-за опасения возникновения больших зон перетоков между горизонтами $Д_1$ и $Д_2$ на практике не подтвердились.

9. «Разбуривание площадей по редкой сетке эксплуатационных скважин с последующим уплотнением (по мере установления) участков, слабо охваченных разработкой».

Оценка 9. Один из основных принципов Генеральной схемы – разбуривание площадей по редкой сетке эксплуатационных скважин с последующим уплотнением по мере выявления участков, слабо охваченных разработкой, – наиболее часто подвергается критике из-за боязни снижения коэффициента нефтеотдачи. Однако эта критика не обосновывается конкретными фактами. По мнению автора, рациональная разработка нефтяного месторождения и конечная нефтеотдача зависят не только от первоначального размещения скважин, но в большей мере обусловлены тщательным контролем и регулированием процессов эксплуатации. Разбуривание залежи в первой стадии разработки плотной сеткой скважин с целью обеспечения максимальной нефтеотдачи может привести к тому, что многие скважины окажутся лишними в местах с хорошими коллекторскими свойствами, а на участках с плохими коллекторами принятая плотная сетка может быть недостаточной.

Опыт разработки центральных площадей Ромашкинского месторождения и широко известный Бавлинский эксперимент показывают, что при относительно редких сетках размещения эксплуатационных скважин можно обеспечить устойчивые высокие объемы добычи нефти без существенных осложнений разработки залежей в первые 7–10 лет (при существующих темпах выработки запасов [9]).

Главной задачей при вводе площади в разработку и первоначальном ее эксплуатационном разбуривании является обеспечение определенного объема добычи нефти при минимальных затратах. Поэтому выбор первоначальной сетки размещения скважин не должен ставиться в зависимость только от конечной нефтеотдачи, а исходить из возможности обеспечения планируемой на данной площади добычи нефти бурением минимального числа скважин, так как затраты на строительство скважин и их оборудование превышают 50 % всех капиталовложений, затрачиваемых на разработку месторождения. Для увеличения конечной нефтеотдачи пласта необходимо бурить дополнительные скважины на участках, мало подверженных воздействию закачиваемой воды. ...Этот принцип должен быть руководящим и при дальнейшем проектировании разработки площадей Ромашкинского месторождения.

В части определения числа дополнительных скважин, необходимых для уплотнения первоначально принятой редкой сетки, вопрос остается открытым.

10. «Разбуривание периферийных малопродуктивных площадей по более редкой сетке для обеспечения одинаковых экономических показателей по всем площадям Ромашкинского месторождения».

Оценка 10. Этот принцип при разработке Ромашкинского месторождения практического применения не нашел.

11. «Для значительного сокращения сроков разработки и получения больших скоростей продвижения нагнетаемой воды по пласту, а также увеличения нефтеотдачи пласта сгущение сетки эксплуатационных скважин в центральной части разрабатываемых площадей».

Оценка 11. Что касается сгущения скважин к центру залежи, то этот принцип в условиях многопластовых залежей с неоднородными коллекторами является неприемлемым и не применяется. Наоборот, при проектировании фонтанной добычи, как показывают расчеты, а также практика разработки площадей Ромашкинского месторождения, более целесообразно разрежение сетки эксплуатационных скважин к центру залежи.

12. «Расстояние между эксплуатационными скважинами в ряду должно быть меньше, чем расстояние между рядами».

Оценка 12. Теоретические исследования, проведенные в ТатНИИ, показали, что более приемлемыми с точки зрения рациональной разработки залежи являются такие сетки размещения эксплуатационных скважин, при которых расстояния между ними в рядах равны расстояниям между рядами. ...Поэтому применение такого размещения скважин предполагается и при дальнейшем проектировании.

13. «Перенос линии нагнетания с целью дальнейшей интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи путем охвата заводнением слабоохваченных участков пласта».

Оценка 13. Как показывает опыт разработки многопластовой залежи, вследствие неоднородности пластов обводнение эксплуатационных скважин происходит неравномерно, поэтому практически не представляется возможным перенос фронта нагнетания одновременно на больших участках. Однако это не исключает необходимости переноса фронта нагнетания на отдельных локальных участках [9].

14. «Проектирование системы контроля состояния эксплуатации месторождения с самого начала его разработки».

Оценка 14. Проектирование системы контроля эксплуатации месторождения с самого начала его разработки является правильным, однако необходимо отметить, что ориентация системы контроля на специально пробуренные контрольные и пьезометрические скважины не совсем верна. Главное направление контроля разработки месторождения – комплексное исследование всего фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин. Контрольные и пьезометрические скважины необходимы только для решения специальных научно-исследовательских задач.

Заключение. «Основные принципы разработки Ромашкинского месторождения, внедренные в практику большим творческим коллективом сотрудников научно-исследовательских учреждений и работников нефтяной промышленности Татарии, оправдались. Некоторые положения в процессе разработки Ромашкинского месторождения уточнялись, дополнялись, и в результате этой работы татарские нефтяники в тесном содружестве с учеными внесли определенный вклад в теорию и практику разработки крупных нефтяных месторождений платформенного типа».

Член-корреспондент АН СССР М. Ф. Мирчинк, академик СО АН СССР А. А. Трофимук и академик АН СССР А. П. Крылов на выездном заседании ЦКР в Киеве. 1967 г.

Не правда ли, многие высказывания татарских ученых того периода актуальны и сегодня! Экономика в первую очередь определяла приоритет действий и проектировщиков, и татарских нефтяников при освоении Ромашкинского месторождения.

Второй фрагмент относится к высказываниям нефтяника-экономиста, главного специалиста сводного отдела Госплана СССР И. Я. Вайнера на Всесоюзном совещании по проблемам плотности сетки скважин, состоявшемся в Минске в 1967 г. [10]. Он, в частности, заявил: «О больших достижениях в разработке месторождений Татарской АССР и о народнохозяйственном эффекте от этой разработки говорит следующее. Прежде всего – огромный прирост добычи нефти, полученный малой ценой затрат на эксплуатационное бурение и обустройство промыслов. ...За 1951–1965 гг. общий прирост добычи нефти по СССР составил 205 млн т, в том числе по Татарской АССР – 75,5 млн т, или 36,8 % от общего прироста. На общий прирост добычи нефти по СССР за это время затрачено почти 52 млн м эксплуатационного метража, в том числе по Татарской АССР – около 12 млн м, или 22,8 % от общего метража. Удельный расход эксплуатационного метража на тонну прироста добычи нефти за 1951–1965 гг. составил в среднем по СССР 0,25 м/т, по СССР без учета этого показателя по Татарской АССР – 0,31 м/т, по Татарской АССР – 0,16 м/т. Эффективность эксплуатационного бурения в 1951–1965 гг. в Татарской АССР была в два раза выше, чем в остальных нефтедобывающих районах СССР, хотя разрежение сеток скважин и новые методы поддержания пластовых давлений были широко распространены не только в Татарской АССР. В 1965 г. по СССР (без учета Татарии) из пластов, подвергнутых воздействию путем закачки воды, было извлечено около 60 % всей добытой нефти. В Татарской АССР получены и более высокие затраты на обустройство скважин. Если в среднем по СССР в 1951–1965 гг. затраты на обустройство промыслов на тонну прироста составляли 32,6 руб. (без учета Татарской АССР), то по Татарской АССР удельные затраты были почти в три раза меньшими и составляли 11,1 руб. Так какие же есть основания говорить о нанесенном ущербе и потерях?

Некоторые исследователи упрекают авторов проектов и разработчиков в недостатках и упущениях в проектах разработки месторождений Татарской АССР. Но эти товарищи должны иметь в виду, что сейчас, по истечении 16

лет с начала разработки Ромашкинского месторождения, нетрудно заметить отдельные упущения. Но надо учитывать и обстоятельства, сопутствующие проектированию разработки Ромашкинского месторождения.

Мы не имели опыта проектирования разработки таких уникальных месторождений, где от законтурного заводнения был сделан новый шаг к внутриконтурному заводнению. Мне, как работнику объединения «Татнефть» периода 1950–1956 гг., хорошо известно широкое привлечение творческих сил для содействия в выборе правильных параметров проектирования.

Практика показала огромные преимущества внедрения разреженных сеток скважин, в частности на татарстанских месторождениях, и такой линии надо придерживаться и в дальнейшем.

Выявленные отдельные недочеты в разработке месторождений Татарской АССР надо устранять без огульного охаивания принятых правильных принципов разработки».

Вряд ли надо что-то добавлять к вышеприведенным оценкам принятых решений ЦКР Миннефтепрома по I Генсхеме разработки Ромашкинского месторождения, которые дали высококвалифицированные специалисты-нефтяники.

Главная цель проектирования – экономичная добыча нефти

История Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений при Государственном комитете по топливной промышленности при Госплане СССР тесно связана с созданием в нашей стране научных основ разработки нефтяных и газовых месторождений.

В конце 40-х – начале 50-х годов прошлого века были изданы фундаментальные труды и учебники отечественных ученых по научным основам разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, подземной гидродинамике, физике пласта, а также переводные работы американских ученых [11–16]. На основе этих и других трудов советских ученых и практиков создавались и совершенствовались методика комплексного проектирования и методы прогнозирования технологических и экономических показателей процесса разработки нефтяных месторождений. В Московском нефтяном институте в конце 1940-х годов проф. А. П. Крылов начал читать курс для студентов по научным основам разработки нефтяных месторождений, проф. Б. Б. Лапук – по теоретическим основам разработки месторождений природного газа, проф. И. А. Чарный – по подземной гидравлике (свои студенческие записи лекций А. П. Крылова и Б. Б. Лапука за 1951 г. я храню до сих пор). Именно в проектно-исследовательском бюро Московского нефтяного института (ПИБ МНИ) и во Всесоюзном нефтегазовом научно-исследовательском институте (ВНИИ) была создана и практически реализована методика проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Для нефтяных месторождений методика окончательно была сформулирована и опубликована в работе «Проектирование разработки нефтяных месторождений. Принципы и методы», подготовленной группой авторов под руководством А. П. Крылова [17].

От создания методов проектирования разработки нефтяных месторождений в нефтяной промышленности постепенно стали переходить к планированию уровней добычи нефти в стране на основе проектных работ по месторождениям.

В советское время планирование развития добычи нефти в стране проводилось по методике Госплана, созданной в конце 20-х – начале 30-х годов прошлого века для годового и пятилетнего планирования хозяйственной деятельности регионов (областей и республик), на территории которых находились нефтяные месторождения, а также нефтяной отрасли в целом. С течением времени методика была распространена до уровня добывающего объединения и предприятия – нефтегазодобывающего управления (НГДУ). По этой методике для определения добычи нефти планируемого года надо было знать всего четыре величины – ожидаемую добычу нефти текущего года, коэффициент «падения» добычи нефти для планируемого года из существующего (старого) фонда скважин, дебит и число новых скважин в планируемом году для определения добычи нефти из вновь создаваемых мощностей. Методика Госплана позволяла быстро и достаточно точно прогнозировать уровни добычи нефти по регионам и стране в целом, если добыча нефти из фонда старых скважин значительно превышала ожидаемую добычу из новых скважин. Однако с момента открытия новых крупных высокопродуктивных месторождений (Туймазинского и Ромашкинского в первую очередь), планировать добычу нефти стало

Фома Андреевич Требин (1904–1971), крупный советский ученый в области разработки нефтяных месторождений, доктор технических наук. В 1950–1953 гг. – начальник Технического управления и член Коллегии Миннефтепрома СССР, с 1953 г. – директор ВНИИнефти и председатель Технического совета Миннефтепрома СССР. Автор экспертного заключения по I Генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения от Техуправления. В 1959–1965 гг. возглавлял ВНИИгаз, который в этот период стал одним из ведущих центров формирования стратегии развития газовой промышленности в СССР.

труднее, так как «назначать» добычу нефти из новых скважин и прогнозировать коэффициент ежегодного падения добычи нефти из старого фонда скважин без знания законов подземной гидродинамики было уже невозможно. При планировании добычи нефти необходимо было учитывать упругие свойства пласта и жидкостей, взаимодействие скважин, наличие или отсутствие поддержания пластового давления, обводненность продукции скважин и другие факторы, влияющие на дебиты скважин. Поэтому для более точного прогнозирования добычи нефти из новых месторождений все активнее стали использоваться проекты разработки, уровни добычи нефти в которых определялись на базе научных гидродинамических методов расчета.

Приближенно методику проектирования показателей разработки до начала 60-х годов прошлого века можно представить в следующем виде. Расчеты дебитов однородной жидкости по уравнениям стационарной фильтрации при заданных забойных давлениях для регулярных систем расположения скважин (круговые или линейные батареи добывающих и нагнетательных скважин) могли быть выполнены только для однородных пластов. Вся расчетная жидкость (нефть) считалась безводной. Из-за отсутствия методики расчета обводненности продукции этот показатель задавался. Не было и методов учета неоднородности пласта. Естественно, такие расчеты могли приводить к ошибкам, так как практического опыта разработки и фактических данных для проектируемых систем расположения скважин также не имелось. (Надо заметить, что теория двух- и трехфазной фильтрации в те годы уже существовала, но она не могла использоваться для практического проектирования ввиду чрезвычайной громоздкости расчетов).

Николай Степанович Тимофеев (1912–1973), известный советский ученый, основатель школы глубокого бурения, талантливый инженер-промысловик. С 1949 г. – начальник Главвостокнефтедобычи Миннефтепрома, с 1960 г. – зам. директора ВНИИ буровой техники. Автор экспертного заключения по I Генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения от Главвостокнефтедобычи Миннефтепрома. Трижды лауреат Государственной премии СССР.

Методы учета неоднородности пластов при гидродинамических расчетах для многоскважинных систем у нас в стране появились только в начале 1960-х годов. Эти методы уже позволяли, хоть и приближенно, рассчитать процесс обводнения дебитов скважин. Проектные показатели обводненности становились более реальными.

Впервые принципы указанной методики были опубликованы в США М. Маскетом и В. Стайлсом в 1949 г.[16, 18]. В отечественной литературе первенство принадлежит Ю. П. Борисову (1959 г.) и М. М. Саттарову (1960 г.) [19, 20]. Методика разрабатывалась в связи с необходимостью учета неоднородности пластов при расчетах обводненности продукции и нефтеотдачи. Кратко суть методики заключается в следующем. Нефтяной пласт представляется как набор пропластков с различной проницаемостью по толщине («слоистые» модели). Гидродинамические расчеты проводятся для каждого пропластка или слоя. Показатели расчета для отдельных слоев затем суммируются для всей толщины пласта. В таком пласте обводненность скважин происходит постепенно, а к концу разработки не все пропластки обводняются, так как скважины отключаются не при полной – 100 %-ной обводненности, что и определяет нефтеотдачу. Согласно этой методике, основное влияние на процесс обводнения продукции и нефтеотдачу оказывал выбор функции распределения проницаемости пропластков (аналог фазовых проницаемостей) и соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей. Постепенно появилось много модификаций этой методики: каждый отраслевой институт стремился что-то добавить в нее с целью усовершенствования.

Методика сыграла важную роль в части упорядочения составления проектных документов в стране, благодаря чему проекты разработки стали более реалистичными. В течение 40 лет – до 2001 г. – подавляющее большинство проектов и технологических схем разработки нефтяных месторождений у нас в стране составлялись по этой методике. Замечу, что большинство проектов разработки тех лет выдержали проверку временем. Планы по добыче нефти в стране, которые базировались на сумме проектных показателей по отдельным месторождениям, были успешно реализованы.

Однако с появлением мощной вычислительной техники, которая уже в 60-е годы прошлого века стала доступной для нефтяной науки, требовался новый подход к проектированию разработки нефтяных месторождений. Появилась возможность создавать «реальные» модели геологического «тела» нефтяной залежи или месторождения. Располагая «скважины» в этом «теле», рассчитывали основные показатели процесса извлечения нефти – объемы добычи нефти и газа, обводненность продукции, значения пластового давления и др. Математическая теория фильтрации флюидов в этих «телах» была создана еще в 40–60 годы XX в., т. е. она была такой же, как для «слоистых» моделей.

Реально использование компьютерных (цифровых) моделей в практике проектирования началось в конце 1970-х – начале 1980-х годов во ВНИИ. В частности, по методике «ВНИИ-2» РД-39-3-10–77 [21] были выполнены проектные показатели по газонефтяным объектам $АВ_{1-3}$ и $АВ_{2-3}$ для различных систем разработки, которые вошли составной частью в проект разработки Самотлорского месторождения 1982 г. Активно компьютерное моделирование при проектировании стало применяться с 2000 г., когда ЦКР приняла решение о рассмотрении проектных документов, составленных только с применением цифровых моделей.

К сожалению, многие специалисты (особенно некоторые геологи) восприняли компьютерное моделирование как некую волшебную палочку, которая решит сложнейшие задачи рациональной разработки нефтяных месторождений. Еще в 90-е годы прошлого века при рассмотрении проектных документов я неоднократно выступал на заседаниях ЦКР с предупреждением о том, что нельзя создавать из компьютерной модели фетиш. Остаюсь при этом мнении и сейчас! Никакая модель не сможет заменить знания, опыт и интуицию геологов, геофизиков, технологов-разработчиков, промысловиков, выполняющих контроль, анализ и регулирование процесса эксплуатации месторождения. Они знают и «чувствуют» не только пласт, но и каждую скважину.

Своеобразно изложил проблемы гидродинамического моделирования В. И. Дзюба, считая главной «бедой» отсутствие или несовершенство программных продуктов [22]. К сожалению, в нашем случае совершенствование «инструмента» не решит проблемы. Микрометром не нужно измерять диаметр бревна, – это во-первых, и во-вторых, где взять информацию для усовершенствования компьютерной программы.

По мнению автора, недостатки или беды компьютерного моделирования очень кратко можно изложить следующим образом:

- ✦ отсутствие или низкое качество информации (не секрет, что даже дебит скважины по нефти, особенно механизированного фонда, не замеряется, не говоря уже о других параметрах – дебитах жидкости, газа, забойных и пластовых давлениях и др.);
- ✦ упрощение геологического строения реального пласта в фильтрационной модели;
- ✦ собственно модельность, т. е. упрощение и утрата адекватности восприятия резервуара как «геологического тела»;
- ✦ упрощение (нивелирование) особенностей литологического строения продуктивных отложений;
- ✦ принижение влияния корреляции продуктивных отложений на создание модели «геологического тела»;
- ✦ слабая подтверждаемость керновым материалом фундаментальных свойств пористой среды – кривых фазовых проницаемостей и капиллярного давления, а неверные кривые приводят к неправильным результатам и, как следствие, к искажению физической сущности процесса;
- ✦ в многоскважинных системах исчезает единичная скважина как объект внимания (в модели скважина – это ячейка больших размеров);
- ✦ различные важные процессы учитываются через укрупненные, обобщенные факторы и искусственные приемы – ГРП, ОПЗ, ГС, физико-химическую обработку;
- ✦ недостаточные квалификация и уровень подготовленности специалистов по моделированию;
- ✦ недостаток высококвалифицированных специалистов – технологов-разработчиков, которые могли бы отсеять некачественную информацию, особенно промысловую, и правильно оценить результаты компьютерного моделирования.

Использование компьютерных моделей не спасло от ошибок и проблем, которые всегда стояли перед проектировщиками. Главный недостаток компьютерного моделирования подробно описал С. Н. Закиров [23]. Он совершенно правильно считает, что с недрами надо разговаривать на «Вы». Любое моделирование будет только приближением к познанию процессов, происходящих в нефтяном пласте.

Чем «сильны» цифровые модели?

Во всяком случае, не тем, что позволяют точно рассчитать прогнозные уровни добычи нефти или обводненности продукции для отдельных скважин или нефтяной залежи в целом, хотя это – главные показатели проектов. Ведь недаром в новейших нормативных документах предусматривается большой «коридор» отклонений фактической добычи нефти от проектной. И в прежние годы отклонение фактической добычи нефти от проектной для новых месторождений или для месторождений, на которых проводилось массовое разбуривание, всегда было большим: проектные показатели в те годы определялись по более простым методикам. «Сила» компьютерных моделей, по-моему, в следующем.

Во-первых, цифровое моделирование позволило наконец представить объект разработки объемно, выпукло. Появилась возможность, хоть и приближенно, «увидеть» неоднородность пластов. Естественно, степень неоднородности пластов соответствует количеству и качеству геофизической информации. Геологическое «тело» ожило. Теперь скважины можно расставлять «адресно», что позволяет недропользователю существенно экономить капвложения.

Во-вторых, цифровое моделирование фильтрационных процессов позволяет предметно, «адресно», хотя и приближенно, оценивать остаточную нефтенасыщенность и, следовательно, «адресно» проектировать мероприятия по

наиболее рациональному варианту извлечения остаточной нефти, а также позволяет экономить капитальные и эксплуатационные расходы на разработку месторождения.

В-третьих, процесс построения и проведения расчетов визуализирован, что играет немаловажную роль для всех участников процесса в психологическом плане: и заказчик, и исполнитель, и эксперт понимают, что обсуждают одну и ту же ситуацию, что очень важно, так как отпадает необходимость обсуждать методику расчетов.

В-четвертых, быстрота счета. Сейчас даже сложные процессы разработки (нестационарные режимы, закачка теплоносителей, химических реагентов и др.) рассчитываются за очень короткое время, а раньше подобные расчеты занимали недели и месяцы, причем в упрощенной постановке.

Всех этих преимуществ прежние методы проектирования были лишены.

Однако «сила» цифрового моделирования этим не ограничивается. Следует учитывать, что на сегодня полностью, с высокой детальностью и точностью описать недра невозможно, но те цели, с которыми составляется проектный документ, вполне обеспечиваются современными программными продуктами. Если невозможно точно узнать, какие параметры характеризуют каждую следующую точку в пласте, то нельзя точно узнать, какие показатели «даст» скважина, пробуренная на эту точку. В то же время, приближенные значения показателей разработки являются вполне удовлетворительными, так как свойства пласта и пластовых жидкостей определены приближенно. К тому же скважина – единственный инструмент, который соединяет пласт с поверхностью – в большинстве случаев остается «вещью в себе». Не зная состояния призабойной зоны, качества первичного и вторичного вскрытия, состояния цементного кольца подавляющего большинства добывающих и нагнетательных скважин, невозможно точно прогнозировать показатели их «работы».

Поэтому главная задача компьютерного моделирования – построить приближенную геологическую модель нефтяной залежи, рассчитать для нее наиболее рациональную систему разработки и приближенно определить на ближайшую перспективу основные технико-экономические показатели – добычу нефти, газа, жидкости, давлений, капитальные и эксплуатационные затраты, налоги, поток наличности и др. Такие показатели длительного периода разработки, как срок прекращения эксплуатации месторождения, общее число скважин, которое потребуется пробурить к концу разработки, накопленные количества нефти, газа, жидкости также являются приближенными величинами. Требовать большей точности от прогнозных показателей было бы ошибкой, зная невысокую точность исходной информации [24, 25].

Несколько слов о нефтеотдаче. Безусловно, это важнейший показатель качества разработки нефтяного месторождения. В Большом энциклопедическом словаре (изд. 1997 г.) этот термин определяется так: «Нефтеотдача, показатель извлечения нефти из пласта; отношение количества извлеченной нефти к первоначально содержащейся в пласте, выраженной в долях единицы или процентах, называется коэффициентом нефтеотдачи». Среди специалистов по подсчету запасов и проектированию разработки нефтяных месторождений принято этот коэффициент называть коэффициентом извлечения нефти (КИН), что более точно определяет процесс разработки месторождения. Заметим, что в этих определениях нет временной принадлежности, т. е. не фиксируются время, стадия, применительно к которым указывается КИН. Хотя всем известно, что нефть извлекается в течение длительного времени, исчисляемого многими десятками лет.

В литературе часто употребляются термины «текущий», «достигнутый» и даже «конечный» КИН. И если текущий или достигнутый КИН относятся к определенной дате или периоду разработки, то понятие конечного КИН ни один из авторов внятно не формулирует, т. е. не ясно, что понимается под «концом» разработки. Учитывая, что накопленную добычу нефти можно рассчитать только приближенно, то и значение КИН можно рассчитать тоже только приближенно. Тем более что геологические запасы нефти любого месторождения также могут быть рассчитаны только приближенно [26]. К сожалению, при обсуждениях проектных работ на заседаниях ЦКР слишком большое внимание уделяется точности вычисления КИН, хотя все понимают, что за вторым знаком после запятой говорить о точности расчетов КИН бесполезно.

Хочу коснуться еще одного вопроса о КИН. Иногда в периодической литературе и устных сообщениях приводятся сравнения КИН во времени в России (СССР) и США. Обычно ссылок на источники информации не приводится, что, естественно, не вызывает к ним доверия. Что касается России, то средний КИН можно подсчитать за любой год на основании баланса запасов. Но это будет расчетный или проектный КИН, весьма далекий от достигнутого по стране (о точности расчетов КИН при подсчете запасов или при проектировании говорилось выше: это довольно условная величина). Что касается США, то не известно, откуда взяты цифры, так как о величинах их геологических запасов (в абсолютных цифрах) публикаций никогда не было. Об этом написано и в работах В. Н. Щелкачева – авторитетнейшего в нашей стране знатока разработки нефтяных месторождений США. Например, в книге «Отечественная и мировая нефтедобыча» он пишет: «...нет никаких

сведений о геологических запасах нефти (начальных геологических запасах, остаточных геологических запасах), а следовательно, и о коэффициентах нефтеизвлечения (КНИ) не только мировых, но и по многим странам» [27, с. 37]. Поэтому ни о каком сравнении КИН в России и США говорить пока нельзя. ///

Thinking aloud (on the occasion of the jubilee of the Central Development Commission)
B. T. Baishev

The author is one of the fathers of the Central Development Commission (CDC). He shares his memoirs about the CDC activity with the readership. The author presents his estimates of some approaches to theoretical and practical aspects of oilfield development.

Список литературы

1. *Стенограмма* заседания Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений МНП СССР 18 мая 1956 г., посвященного Генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения//Ветераны: из истории развития нефтяной и газовой промышленности: [Сборник]/НК «Роснефть». – М.: ЗАО «Изд. «Нефтяное хозяйство», 2007. – Вып 20. – С. 67–109.
2. *Евдошенко Ю. В.* Рождение «проекта века//Нефть России. – 2007. – № 9. – С. 116–119.
3. *Геологическое* строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения/К. С. Баймухаметов, В. Р. Еникеев, А. Ш. Сыртланов, Ф. М. Якупов. Рецензент В. Н. Щелкачев. – Уфа: Изд-во «Китап», 1963.
4. *Геология* и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России (Отв. ред. В. Е. Гавура)/НК «Роснефть». – М.: Изд. ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – Т. 1. – С. 103.
5. *У руля* разработки нефтяных месторождений (35 лет ЦКР Минтопэнерго РФ)/Редколлегия: В. Ф. Базив, Ю. Е. Батурин, И. П. Васильев и др. Отв. ред. В. Е. Гавура. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998.
6. *Маганов Р., Галустов А., Вахитов Г.* Особенности реформирования нефтяной отрасли в начале 90-х годов XX века. – М.: «Известия», 2000.
7. *Вахитов Г. Г.* В. Д. Шашин и развитие науки. – М.: НТО нефтяников и газовиков им. акад. И. М.Губкина, 1996.
8. *Вахитов Г. Г., Султанов С. А., Оноприенко В. П.* Принципы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения и их осуществление: Труды ТатНИИ. – Вып III. Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти. – Бугульма, 1961.
9. *Султанов С. А., Вахитов Г. Г.* Опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения. – Казань: Таткнигоиздат, 1961.
10. *Влияние* плотности сетки скважин и их размещения на нефтеотдачу пластов: Мат-лы объединенного заседания НТС и ЦКР Миннефтепрома СССР и ЦП НТО нефтяной и газовой промышленности по вопросу влияния плотности и размещения скважин на нефтеотдачу пластов и рекомендуемых критериев выбора рациональной сетки размещения скважин (Минск, 6–8 июля 1967 г.). – М: ВНИИОЭНГ, 1968.
11. *Научные* основы разработки нефтяных месторождений/А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский, И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1948.
12. *Муравьев И. М., Крылов А. П.* Эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1949.
13. *Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б.* Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1949.
14. *Котяхов Ф. И.* Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
15. *Маскет М.* Течение однородных жидкостей в пористой среде. Пер. М. А. Геймана. – М.: Гостоптехиздат, 1949.
16. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти. Пер. М. А. Геймана. – М.: Гостоптехиздат, 1953.
17. *Проектирование* разработки нефтяных месторождений. Принципы и методы/А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов, А. Н. Бучин и др. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
18. *Stiles W. E.* Use of Permeability Distribution in Water Flood Calculations. Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P. 9.
19. *Борисов Ю. П.* Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяной залежи: Тр. ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – Вып. XXI. – С. 245–260.
20. *Саттаров М. М., Халявин В. П.* Особенности обводнения залежей, содержащих нефть повышенной вязкости: Тр. УФНИИ. – Уфа, 1960. – Вып. VI. – С. 61–69.
21. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – С. 419–443.
22. *Дзюба В. И.* Гидродинамическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Проблемы и перспективы. (В порядке обсуждения)//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 10. – С. 78–81.
23. *Закиров С. Н.* Анализ проблемы «плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: ИД «Грааль», 2002.
24. *Вороновский В. Р., Каменецкий С. Г., Рябинина З. К.* Оценка погрешностей проектных показателей разработки нефтяных месторождений/НТС по добыче нефти ВНИИ, 1971. – Вып. 41.
25. *Сургучев М. Л., Фурсов А. Я., Талдыкин К. С.* Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений//Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 9.
26. *Фурсов А. Я.* Оптимизация изученности нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985.
27. *Щелкачев В. Н.* Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития. Современное состояние и прогнозы. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001.
28. *Центральная* комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых. 45 лет со дня основания. – М.: НП НАЭН, 2008.