

Пути увеличения НЕФТЕОТДАЧИ российских месторождений



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

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой. При этом следует подчеркнуть, что процесс воспроизводства минерально-сырьевой базы имеет две составляющих: прирост запасов за счет проведения геологоразведочных работ и прирост запасов за счет увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). В настоящее время вторая составляющая, реализуемая за счет применения методов увеличения нефтеотдачи, недооценивается и не рассматривается как объект государственного финансирования.

Сегодня проектные средневзвешенные значения конечной нефтеотдачи месторождений в мире составляют 34–36 %. Примерно такая же ситуация в целом по России. В Татарстане проектный КИН несколько выше – 0,42, но и здесь диапазон его изменения значителен – от 11 до 60 %. В результате, в конце разработки месторождений доля оставшейся в недрах нефти может составить от 40 до 89 %. Естественно, что мириться с таким положением нельзя.

Проблема увеличения нефтеотдачи является сложнейшей, особенно для трудноизвлекаемых запасов. Наглядно сложность проблемы иллюстрирует табл. 1. Процесс вытеснения нефти из пластов – один из самых непростых технологических процессов, поэтому теоретически или экспериментально проработанные в лабораторных условиях механизмы нефтевытеснения с применением различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) необходимо в обязательном порядке испытывать в реальных промысловых условиях и только с учетом результатов опытно-промышленных работ принимать решение либо о доработке, либо о промышленном внедрении новых технологий.

Во второй половине прошлого столетия был совершен качественный скачок в эксплуатации нефтяных месторождений: созданы эффектив-

Таблица 1. Виды потерь запасов нефти при разработке залежей (по К. С. Баймухаметову и др., дополнено автором)

Виды и причины потерь	Схема формирования	Методика учета
В худших участках пластов (застойные зоны)		Коэффициентом охвата заводнением
В худших пластах сложных объектов		Не учитываются
В тупиковых зонах		Коэффициентом сетки
В линзах и полулинзах		Коэффициентом сетки
В краевых частях ВНЗ		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 стягивания контуров		Коэффициентом охвата заводнением
В зонах, не введенных в разработку		Вывод запасов за баланс
В пластах с меньшими темпами извлечения запасов		Не учитываются
За счет конусообразования		Не учитываются
Макромасштабные в техногенно измененных коллекторах		Не учитываются
В поровых каналах		Коэффициентом вытеснения
В тонких прослоях, заводненных пластах		Коэффициентом охвата заводнением
Микромасштабные в техногенно измененных коллекторах и из-за изменения свойств нефтей в процессе длительной разработки с применением заводнения		Не учитываются

ные системы разработки с применением заводнения, в дальнейшем усовершенствованные применительно к различным геологическим условиям. Системы заводнения и, особенно, организация их внедрения (повсеместная, массивированная и с самого начала разработки) обеспечили небывало высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений – Советский Союз вышел на уровень добычи около 625 млн т нефти в год. Эффективность систем разработки базировалась на новых методах контроля и регулирования процессов разработки, внедрении новых технологий и новых технических средств. Значительный прогресс в нефтедобыче обеспечило также создание и широкое применение на месторождениях методов увеличения нефтеотдачи и разнообразных методов воздействия на призабойную зону пласта.

Проведение широких научных исследований в области промышленной геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки нефтяных месторождений, методы их проектирования и практической реализации. Тем не менее, в стране продолжается многолетняя негативная тенденция снижения проектной нефтеотдачи – основного показателя рационального использования недр. Среднее значение проектной нефтеотдачи за последние 50 лет в России снизилось в 1,5 раза и стало в 1,2 раза ниже, чем в США, где нефтеотдача в течение многих лет растет, хотя структура запасов изначально не лучше отечественной. В результате в недрах России остается около 65 % запасов. Вследствие этого негативного процесса снижение потенциальных извлекаемых запасов уже составило около 15 млрд т, т. е. столько же, сколько приблизительно добыто за всю историю нефтяной промышленности России (рис. 1). В Татарстане с 1954 г. (первый

подсчет запасов нефти по Ромашкинскому месторождению) нефтеотдача снизилась почти в 1,5 раза. Большинство работников отрасли объясняют этот факт существенным ухудшением условий разработки на новых месторождениях, а также истощением запасов крупнейших месторождений страны. Все это действительно имеет место, однако почему же нефтеотдача в США непрерывно растет?

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

Техногенное изменение является следствием недостатков заводнения, которые были выявлены только в процессе длительной разработки первенца в освоении технологий внутриконтурного заводнения – Ромашкинского месторождения. Они заключаются в следующем:

- ✧ при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные трудноизвлекаемые запасы нефти, 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 асфальто-смоло-парафиновые осадки;

- ✧ ухудшаются свойства остаточной нефти, так как в пласте возникают условия, приводящие к образованию окисленной, осерненной, малоподвижной и неподвижной, биодegradированной нефти;

- ✧ усложняется извлечение оставшихся извлекаемых запасов из невырабатываемых или слабообрабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми, пластов из-за выпадения парафина вследствие снижения температуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение);

- ✧ уменьшается проницаемость коллекторов как по вышеуказанным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов, обусловленных снижением давлений в процессе разработки [1, 2].

Техногенное изменение проницаемости, напряженно-деформированного состояния пород, состава нефтей, гидродинамического, гидрогеологического и температурного режимов при дальнейшем проектировании не учитывается. В то же время намечается огромный объем геолого-технических мероприятий (бурение большого числа дополнительных скважин), необходимых для повышения охвата эксплуатационных объектов заводнением.

Свой вклад в снижение проектной нефтеотдачи по России вносит явно несовершенная система принятия КИН по месторождениям, оставшаяся с советского времени. В соответствии с существующим порядком после завершения геологоразведочных работ (ГРР) подсчитываются запасы нефти и вносятся на рассмотрение в ГКЗ. При этом представляются два документа: сам подсчет запасов и ТЭО КИН. После

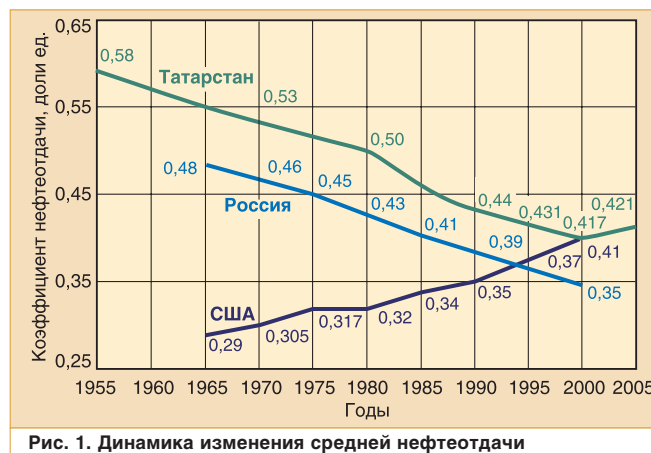


Рис. 1. Динамика изменения средней нефтеотдачи

Таблица 2. Оценка коэффициента нефтеизвлечения при внедрении проектных решений Генеральных схем

Проектные документы	Фонд скважин			Удельная плотность сетки, га/скв.	КИН	
	общий	основной	резервный		проектный	возможный при выполнении проекта
I Генсхема	9364	8364	1000	45	0,6	0,38*/0,302
Необходимо для достижения проектного КИН (при применении принципов разработки I Генсхемы)	53123	–	–	8	–	–
II Генсхема	12020	9880	2140	36	0,528	0,42*/0,374
III Генсхема	19198	16300		22,1	0,528	0,49*/0,475
Кроме того:	1 865 дублеров					
Утвержденный фонд с дублерами (942 скважины)	25830	15748	10 082	20,3		0,466
Фактически пробурено на 01.01.2004 г.	20948		–	21,2		
Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (кроме того, 4720 скважин-дублеров)	24177*		–	17,6	0,53	0,53
Необходимо для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения, равного 0,60, с применением МУН (кроме того, 4720 скважин-дублеров)	280076*		–	15,2	–	0,60
IV Генсхема	28 948	9 924	19024	14,7	0,528	0,528
Необходимо для достижения проектного КИН (при применении принципов разработки IV Генсхемы) со скважинами-дублерами (2198 скважин)	31 146					

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

утверждения запасов составляется технологическая схема разработки (ТСР). При этом авторы проекта, по существу, рассчитывают новое значение КИН для конкретных условий либо формально (чтобы ЦКР могла утвердить ТСР) используют утвержденные КИН, подразумевая возможность в будущем переутвердить запасы нефти и с ними вместе обосновать реальный КИН. Коэффициенты нефтеотдачи, утвержденные по ТЭО КИН и обоснованные в ТСР, в большинстве случаев существенно разнятся, что вполне логично, поскольку в ТЭО КИН их обоснование укрупненное и в известной мере формальное, даже в некоторой степени «идеологическое», а при проектировании выполняется на конкретном материале. Ярким примером «идеологизации» утверждения КИН является история проектирования разработки Ромашкинского месторождения, где первоначально был принят КИН, равный 0,6, а в дальнейшем выяснилось, что принятая система разработки обеспечивает нефтеотдачу на уровне всего 0,302. Это явилось следствием недоучета особенностей геологического строения и упрощенного представления о процессах нефтевытеснения из реальных зонально и

послойно неоднородных пластов, в результате чего были приняты чрезмерно крупные эксплуатационные объекты и редкие сетки скважин. понадобилось почти 50 лет, чтобы обосновать возможность достижения реального КИН – 0,528 в три и более раз большим объемом геолого-технических мероприятий (табл. 2).

Несоответствие реальных значений КИН утвержденным (правда, в меньшей степени) имело место по целому ряду месторождений Республики Татарстан. В результате возникает парадоксальная ситуация: техника и технология разработки непрерывно совершенствуются, а КИН – уменьшается. Единственно правильный выход из создавшегося положения – изменить следующим образом процедуру утверждения запасов в ГКЗ. Балансовые запасы следует рассматривать и утверждать в ГКЗ в обычном порядке, но без составления ТЭО КИН, а извлекаемые запасы утверждать в соответствии с КИН, предусмотренным в проектом документе, одобренном ЦКР. В этом случае будут определяться реальные значения КИН, которые будут непрерывно возрастать по мере совершенствования техники и технологии разработки месторождений. Необходи-

мо также пересмотреть значения КИН по тем месторождениям, где отмечается их несоответствие технологии разработки, а затем по мере утверждения новых, более прогрессивных проектов обеспечить их рост, а следовательно, и прирост запасов по стране в целом. Тогда нефтеотдача по России будет возрастать, как и в США, причем еще более быстрыми темпами, для чего нужно предусмотреть следующие меры.

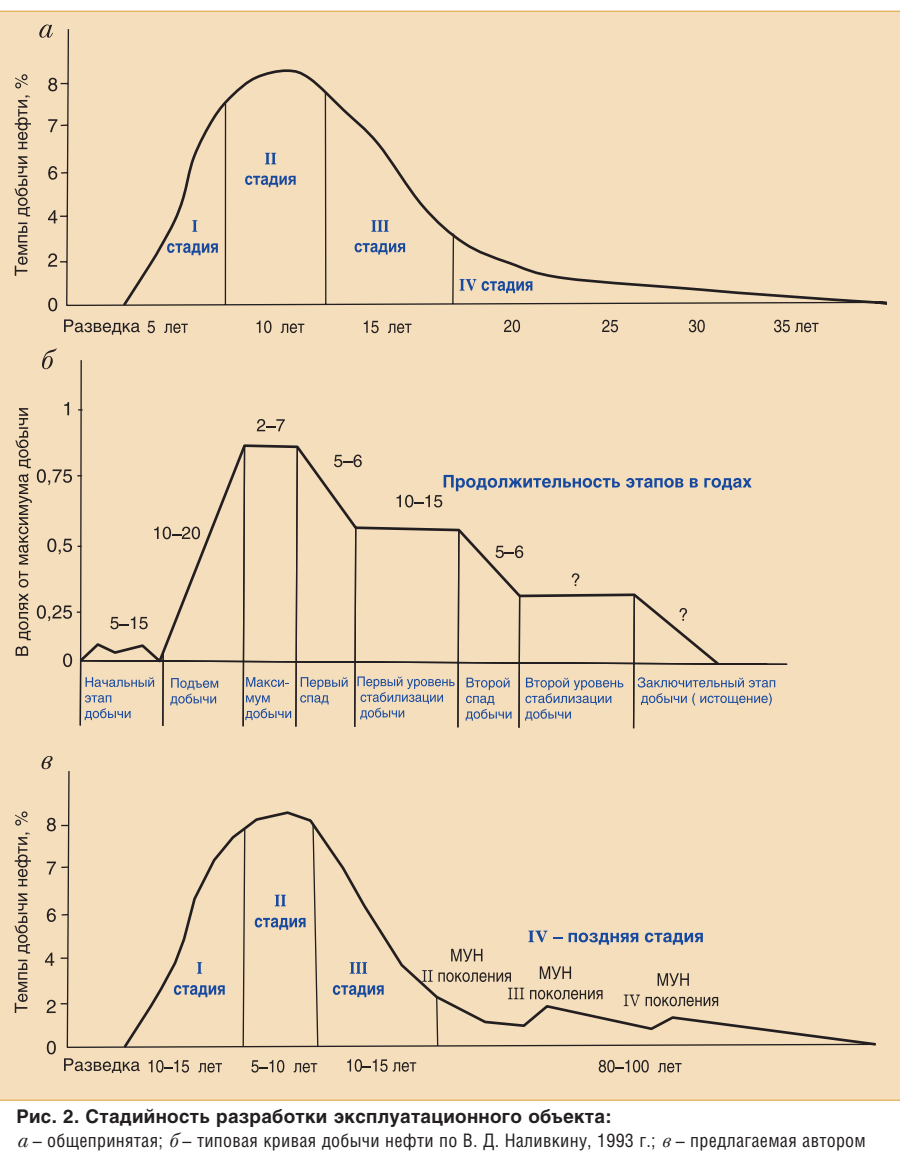
По новым месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами необходимо более тщательно подходить к обоснованию КИН, широко практикуя проведение опытно-промышленных работ (ОПР) на сложных объектах. Это позволит определиться с технологиями и сроками ввода таких объектов в эксплуатацию. При отсутствии эффективных технологий рентабельной разработки целесообразно залежи в эксплуатацию не вводить, а ограничиться ОПР по отработке методов их освоения, чтобы в дальнейшем, используя эти методы, перейти к проектированию систем разработки. Проекты ОПР могут составляться и самостоятельно, до проектирования ТСР.

Необходимость пилотного проекта (ОПР) обуславливается сложнос-

тью геологического строения ряда объектов. Это относится, прежде всего, к залежам в сложнопостроенных весьма неоднородных карбонатных пластах, зачастую насыщенных высоковязкими, тяжелыми нефтями. Раньше выделяли 5 основных типов этих пластов, в последние годы ВНИГНИ (Н. К. Фортунатова) выделено более 50 типов. Кроме того, исследования последних лет выявили специфичные условия нахождения углеводородов в так называемых нетрадиционных коллекторах и залежах нефти [3]. После проведения ОПР можно будет обосновать более эффективные системы разработки таких залежей, составить ТСР и принять объективное значение КИН.

Иного подхода требуют действующие длительно разрабатываемые месторождения. Здесь применение новых технологий позволяет существенно повысить нефтеотдачу пластов (сверх принятой в проектных документах) и удлинить продолжительность IV стадии разработки месторождений, доведя ее до 80 % всего периода разработки (в зависимости от геолого-физической характеристики месторождений). Таким образом, период добычи высокообводненной нефти, за который извлекается (с учетом возможного увеличения нефтеотдачи) 30–40 % всех ее запасов, становится наиболее продолжительным в эксплуатационной жизни месторождения. Этот период, соответствующий общепринятой IV стадии, можно было бы назвать основным периодом разработки месторождения, применив к нему понятие поздней стадии разработки, а III стадию правильнее было бы определить как стадию интенсивного падения добычи. При таком понимании основной период разработки оказывается самым продолжительным и наименее изученным.

К началу основного периода разработки (IV стадии по общепринятой терминологии) на большинстве месторождений к нерешенным проблемам добавляются новые, связан-



ные с недостатками внутриконтурного заводнения, старением скважин и нефтепромысловых сооружений, ошибками в проектировании и (или) неудовлетворительной реализацией ранее запроектированных систем разработки. Но этим не исчерпываются проблемы поздней стадии. Для более эффективного использования существующих мощностей и повышения технико-экономической эффективности нефтедобычи, а также в связи с ухудшением свойств ранее считавшейся извлекаемой части запасов в процессе длительной разработки, возникает объективная необходимость отбора части неизвлекаемых балансовых запасов, т. е. повышения нефтеотдачи сверх утвержденной и запроектированной. Этот

период разработки нуждается в более детальном исследовании. Его нельзя представлять себе как период медленного, монотонного роста обводненности и снижения добычи нефти (рис. 2, а). Здесь будут периоды стабилизации и падения добычи, как это прогнозировалось В. Д. Наливкиным (рис. 2, б), а с учетом масштабированного внедрения МУН новых поколений кривая добычи нефти будет более дифференцированной (рис. 2, в), особенно для крупнейших месторождений [1].

Остановимся более подробно на сроках разработки нефтяных месторождений. Продолжительный период разработки месторождений Ближнего Востока объясняется в основном огромными запасами нефти в тради-

ционных коллекторах и низкими (падающими) темпами их выработки. Так, месторождения Кувейта, введенные в разработку еще в 30-е годы прошлого столетия, выработаны лишь на 30–40 % от извлекаемых запасов. Несколько по-другому разрабатываются месторождения США и Канады. Например, одно из крупнейших месторождений США – Восточный Техас, – открытое в 1930 г. и в этом же году введенное в эксплуатацию, американские специалисты планируют разрабатывать до 2030 г. По данным проф. В. Н. Щелкачева, планируемый конечный КИН на месторождении составит 0,716 при ВНФ 3,2–3,61. Следует учесть, что пласт вудбайн весьма однороден и содержит маловязкую нефть. Пласт обурен плотной начальной сеткой скважин (удельная плотность сетки – 1,8 га/скв.), разрабатывается при широко развитой системе законтурного заводнения, впервые в мире примененной именно на этом месторождении в 1936 г. Интенсивная разработка в столь благоприятных геологических условиях будет продолжаться около 100 лет [4].

Темпы разработки месторожде-

ний России были существенно выше, в результате чего первоначально определенные извлекаемые запасы нефти за 40–60 лет отработаны более чем на 80 %. В дальнейшем восполнение запасов здесь будет обеспечиваться за счет внедрения МУН третьего и последующих поколений, приспособленных специально для поздней стадии разработки, что существенно изменит кривую добычи нефти: на фоне монотонного постоянного падения добычи будут наблюдаться участки ее роста и стабилизации за счет массированного применения МУН (рис. 3).

Исследования, проведенные в Республике Татарстан, показали возможность существенного изменения геолого-гидродинамических моделей объектов. Так, например, существующая модель горизонтов D_1, D_0 Ромашкинского месторождения рассматривает как проницаемые только кондиционные пласты, а вмещающие их глинисто-алевролитовые породы считаются непроницаемыми. Однако данные исследований ядра, отобранного из вмещающих пород, и последующих опробований показали, что они содержат не только порис-

тые и высокопроницаемые песчаные коллекторы, но и проницаемые пласты с пористостью менее кондиционной, но способные отдавать нефть. Реальная модель, пригодная для гидродинамических расчетов, таким образом, должна включать все проницаемые разности пород. На рис. 4 показаны два разреза продуктивного горизонта D_1 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. На рис. 4, а показаны только пласты с кондиционной пористостью. Характерна их разобщенность в вертикальном и горизонтальном направлениях. На рис. 4, б в этом же разрезе выделены, кроме кондиционных, слабопроницаемые пласты с некондиционной пористостью. В результате за счет слияния проницаемых разностей коллекторов и неколлекторов модель залежи становится иной. Иным будет и гидродинамический расчет добычи нефти по такой модели. Необходимы будут также другие геолого-технические мероприятия. Таким образом, задача геофизики на поздней стадии разработки расширяется: она должна будет характеризовать не только кондиционные пласты, но и вмещающие

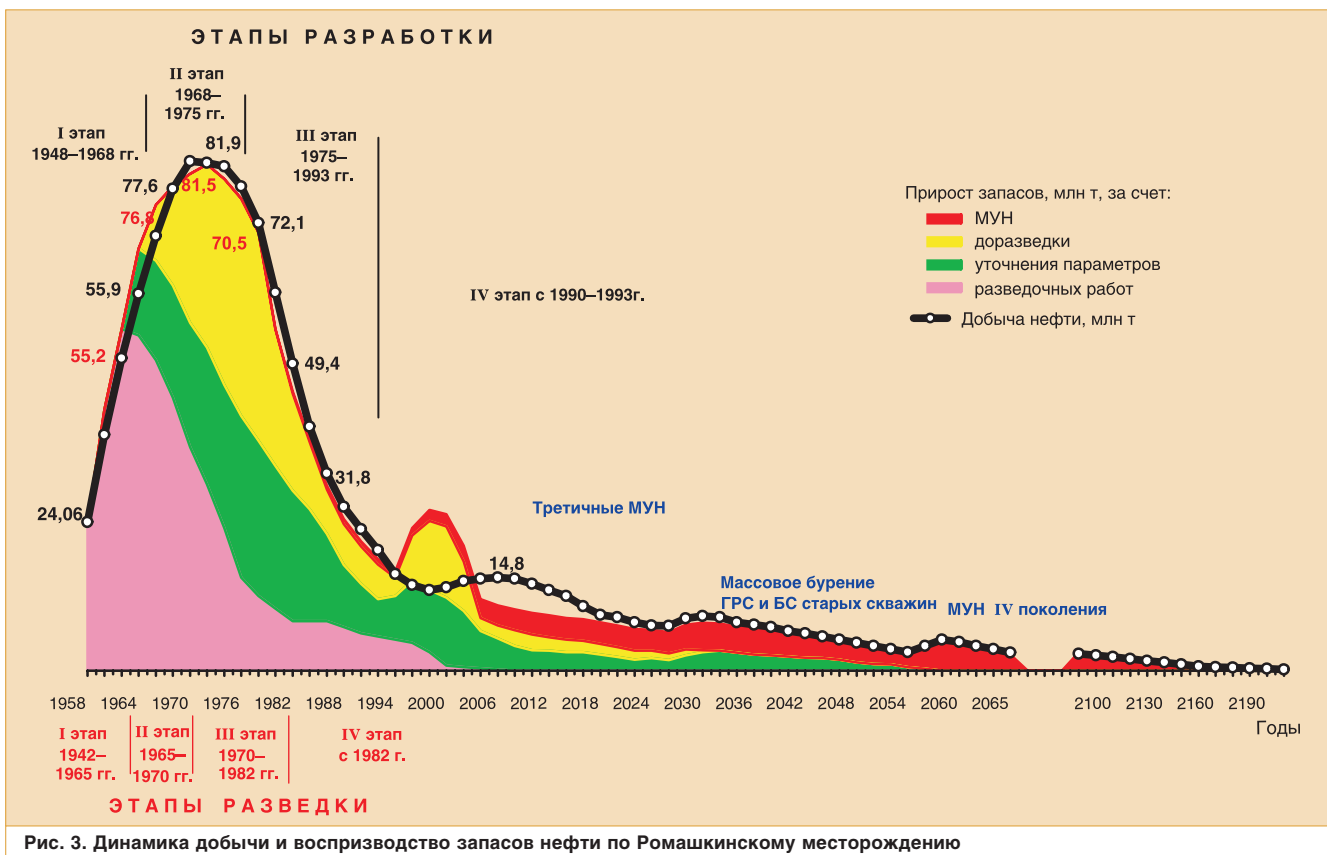
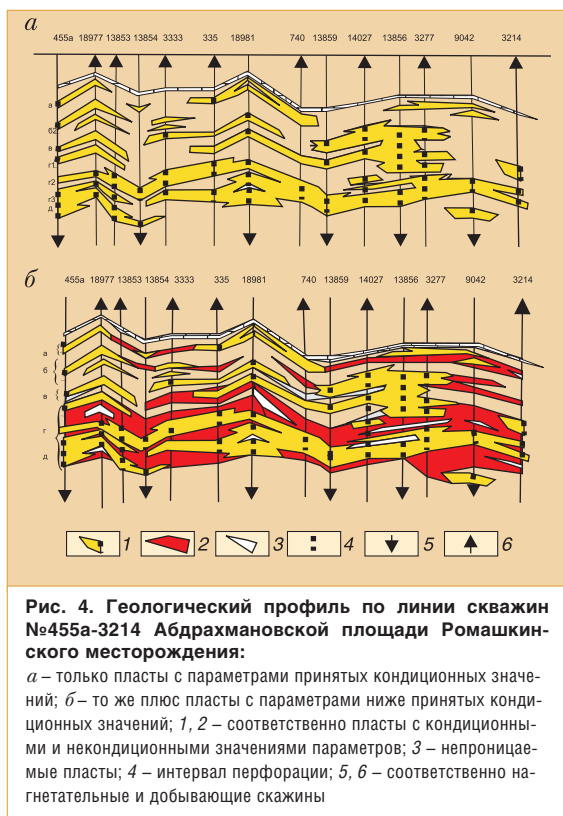


Рис. 3. Динамика добычи и воспроизводство запасов нефти по Ромашкинскому месторождению



их породы. Для выделения во вмещающих породах проницаемых пластов с некондиционной пористостью геофизиками уже разработано петрофизическое обеспечение.

Первые результаты исследований, выполненных специалистами ЦСМРнефть и ОАО «Татнефтегеофизика» [5], показали, что в породах, отнесенных к некондиционным разностям, не наблюдается корреляционной связи между пористостью и проницаемостью, характерной для кондиционных коллекторов. Среди них есть высокопроницаемые разности, связанные с макро- и микротрещиноватостью. Геофизикам удалось разделить некондиционные интервалы разреза на проницаемые и непроницаемые и определить количественно роль глинистости в проницаемости пород. Достоверность исследований специалистов ЦСМРнефть и ОАО «Татнефтегеофизика» подтверждают многочисленные наблюдения промысловых геологов, получивших притоки нефти из некондиционных интервалов. Этот процесс можно интенсифицировать за счет применения третичных МУН (ГРП,

бурение боковых горизонтальных стволов, новые методы перфорации, волновые методы). Последние работы на площадях НГДУ «Ленингорскнефть» показали возможность получения промышленной нефти из некондиционных пластов толщиной 0,4–0,6 м за счет закачки воды в горизонтальные стволы. Важную роль в получении нефти из некондиционных коллекторов должен сыграть ГРП. Возможности этих методов обосновываются высокой неоднородностью интервалов как по коллекторским свойствам пород, так и по связанным с ними характером их нефтенасыщения (послойное, пятнистое, неравномер-

но пятнистое). Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который экспертно можно оценить не менее чем в 15 % к имеющимся.

С учетом совершенствования технологий МУН и вышеописанного подхода балансовые запасы горизонтов D_1D_0 Ромашкинского месторождения возрастут, а следовательно, увеличатся и извлекаемые запасы нефти и сроки разработки месторождения на 150–200 лет. Этот поздний период разработки по времени будет занимать 75–80 % всего периода разработки месторождения (см. рис. 3) и изучением его необходимо усиленно заниматься.

Для того чтобы нефтеотдача не снижалась, необходимо применение современных, более эффективных МУН. Ранее в Республике Татарстан средства на их разработку выделялись из внебюджетного фонда ВМСБ. Кроме того, в 1995–2000 гг. республика в рамках своих полномочий применяла широкое налоговое

стимулирование внедрения третичных МУН, в результате чего нефтеотдача за счет их применения увеличилась в 7 раз. С 2001 г. регионы лишены этих полномочий, и в настоящее время применение МУН не стимулируется. Сегодня внедрение МУН требует привлечения инвестиций со стороны нефтяных компаний. Недропользователи готовы предоставить их при условии, что государство гарантирует им получение оптимальной прибыли на вложенный капитал, однако действующее законодательство таких гарантий не устанавливает. Вопрос можно было бы решить, приняв соответствующие поправки к действующему закону «О недрах» или Налоговому кодексу РФ, в противном случае необходимо предусматривать финансирование опытно-промышленных работ по МУН за счет госбюджета. При изменении подхода к вопросам нефтеотдачи и стимулированию работ по повышению КИН в России можно добиться обеспечения реального прироста запасов за счет увеличения КИН как на новых, так и на действующих месторождениях.

Список литературы

1. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2005.
2. Сахингареев Р. С., Славин В. И. Необратимые деформации горных пород при испытании скважин // Геология нефти и газа. – 1991. – № 5. – С. 37–40.
3. Изотов В. Г., Ситдикова Л. М. Нетрадиционные коллекторы Волго-Уральской Нефтегазоносной провинции // Сб. ТЭК России – основа процветания страны. – С.-Петербург: Недра, 2004. – С. 395–398.
4. Щелкачев В. Н. Важнейшие принципы нефтегазразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004.
5. Выделение во вмещающих породах третичного девона проницаемых пластов с некондиционной пористостью и определение их ФЕС по данным ГИС/Я. К. Нуретдинов, Р. И. Юсупов, В. С. Дубровский и др. // Каротажник (Тверь) – 2003. – № 109. – С. 325–330.