

**Р.Х. Муслимов**

д-р геол.-мин. наук  
академик АН РТ, РАЕН и АГН  
Казанский (Приволжский) федеральный университет  
кафедра геологии нефти и газа  
профессор

# Оптимизация добычи нефти и максимизация КИН – приоритетные направления развития нефтяной отрасли современной России

*Реальные перспективы воспроизводства МСБ в таком хорошо разведанном старом нефтедобывающем районе как Республика Татарстан автор связывает с методами инновационного проектирования, различными для длительно разрабатываемых крупных месторождений и для мелких и средних месторождений, находящихся в начале или на ранних стадиях разработки*

*The real prospects for the reproduction of stocks in a well разведанном old oil and gas production area as the Republic of Tatarstan the author relates to methods of innovative engineering design, different for long-developed large-scale fields and small and medium deposits located in the beginning or in the early stages of development*

**Ключевые слова:** коэффициент извлечения нефти, трудноизвлекаемые запасы, инновационное проектирование  
**Keywords:** coefficient of oil recovery, hard-to-recover reserves, innovative engineering design

**С**остояние нефтяной промышленности интегрально определяет положение с воспроизводством МСБ (в РФ треть всего прироста проблематична) и уровнем проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) (в РФ он имеет тенденцию к снижению). Достигнутое расширенное воспроизводство запасов за 2006–2012 гг. и благополучие с воспроизводством запасов является мифом и поэтому не может обнадеживать.

Во-первых, странно, что при существенном невыполнении физических объемов ГРП удалось столь существенно увеличить приросты запасов нефти. Возникает предположение о «манипулировании» показателями [1]: «Если откинуть виртуальные запасы, то уровень прироста по отношению к добыче составляет всего 42,2%

(за 2000–2009 гг.)». По нашему мнению, эта цифра занижена и фактическое воспроизводство выше, но не превышает 60–100%.

Во-вторых, значительная доля прироста запасов (38,7%) получена за счет повышения КИН по действующим месторождениям после принятия ЦКР новых документов. Даже если КИН не завышен, его нельзя принимать в качестве резерва увеличения добычи, т.к. эти запасы уже учтены в сегодняшней базовой добыче.

В-третьих, ослабление требований ГКЗ к обоснованности прироста запасов способствует принятию на баланс успокаивающих цифр.

Не случайно разработчики Генеральной схемы развития нефтяной отрасли РФ до 2030 г. сделали вывод: для выполнения принятой Правительством РФ «Энергетической

стратегии России на период до 2030 г.» запасов не хватает и возможные уровни добычи нефти при сохранении нынешних условий могут быть на сотню миллионов тонн меньше [2].

В Республике Татарстан (РТ) с динамикой восполнения запасов дело обстоит несколько лучше, чем в целом по РФ. Основным фактором, влияющим на эту ситуацию, – использование в приросте запасов, подготовленных и не показанных в официальной отчетности в советское время. Татнефть ускоренно ставит на баланс эти ранее неучтенные запасы, но очевидно, что они исчерпаются до 2020–2025 гг.

Нефтяная промышленность РТ развивается удовлетворительно, но есть недостатки, основные из которых следующие.

1. Запасы основных эксплуатируемых месторождений, дающих более 75% всей нефти РТ, неуклонно истощаются при одновременном ухудшении их структуры. Доля трудноизвлекаемых запасов (ТЗН) достигла в целом по РТ 80% (в целом по РФ – около 60%).

2. Возможности прироста запасов за счет традиционных ГРП устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. Татарстан в отношении нефтеносности является наиболее разведанным из всех субъектов РФ. В настоящее время доля прироста запасов за счет ГРП составляет около 15%, а к 2030 г. она сократится до 10%, а затем и до 5–7% в год. Из них значительную долю будут составлять сверхвысоковязкие нефти (СВН) и природные битумы (ПБ) пермских отложений, наименее изученные в настоящее время.

3. Отсутствуют эффективные технологии разработки ТЗН, темпы их выработки в 5–10 раз ниже активных запасов (АЗН).

4. Поздняя стадия разработки наиболее продуктивных месторождений обуславливает снижение технико-экономических показателей разработки.

5. Применяемые в настоящее время технологии методов увеличения нефтеотдачи (МУН) не способствуют существенному увеличению КИН (не более 3–5%).

6. Действующая налоговая система не стимулирует развитие ГРП, разработку залежей с ТЗН в сложных горно-геологических условиях, широкое внедрение эффективных МУН, инновации и модернизацию отрасли.

За последние 65 лет КИН в РФ неизменно падал, только в последние годы наметилась его стабилизация, которая объясняется в основном установкой ЦКР на его увеличение. Складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи постоянно развиваются, а нефтеотдача снижается.

Основное противодействие неудовлетворительному положению с КИН в РФ – приоритетное внедрение МУН. Но здесь существует много недостатков, минимизирующих увеличение КИН:

- нет четкого разделения добычи за счет МУН и за счет интенсификации (ОПЗ);
- нет методики оперативного учета прироста запасов за счет МУН;
- несистемный подход к внедрению МУН;
- отсутствуют крупные проекты внедрения МУН, в большинстве случаев они внедряются вообще без проектов;
- в нефтяных компаниях (НК) осложнен и бюрократизирован доступ исполнителей на участки проведения работ и к информации о геологии и эффективности работ;
- запущена работа по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров.

В РТ составлена стратегия развития нефтяной отрасли до 2030 г. Но при этом, как и в целом по РФ, не сбалансированы добыча и подготовка новых запасов. Нет даже простого воспроизводства, хотя при сложившейся структуре запасов необходимо расширенное воспроизводство на уровне 120–125%.

В чем мы видим реальные перспективы ВМСБ в таком хорошо разведанном старом нефтедобывающем районе как РТ?

Во-первых, в сравнительно низких проектных КИН – 0,4–0,5 по причине применения в основном только методов заводнения. В дальнейшем, на четвертой стадии разработки, можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием, которые в РФ практически не применяются. Потребуется уплотнение ранее применяемых редких сеток скважин в основном за счет бурения инъекционных ГС, МЗС, а в отдельных случаях и добывающих МЗС.

Во-вторых, значительным резервом нефтеотдачи в РФ являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков. В РТ это запасы выработанных участков, которые согласно проектам разработки должны оставаться в недрах после окончания эксплуатации. Мы извлекли 3,1 млрд т запасов, а на этих участках осталось запасов даже больше этой величины. Это запасы в более благоприятных условиях – в основном маловязкие нефти в высокопроницаемых породах, правда, частично техногенно измененные, что осложняет условия их выработки. В Татнефти давно надо было провести работы по изучению ОЗН с количественной дифференциацией на категории: слабоизмененные и сильнопреобразованные. Необходи-

мо начать работы по поискам методов извлечения этих запасов, прежде всего, на залежах горизонта Д1 Бавлинского, девонских залежей Бондюжского, Первомайского и отдельных площадей Ромашкинского и участков Ново-Елховского месторождений. Предполагалось начать такие работы с девонской залежи Бавлинского месторождения, где ученые КФУ обосновывали реальную возможность достижения КИН не менее 0,7 при проектном 0,596 и получить здесь 18,2 млн т запасов. Это один из основных путей увеличения извлекаемых запасов нефти и рациональной эксплуатации недр для России на все XXI столетие [4].

В-третьих, существенный резерв – залежи нефти в исключительно неоднородных карбонатных коллекторах. НПП в этих залежах оцениваются в объеме 2,6 млрд т (извлекаемые – около 440 млн т при КИН 0,17). Но последние исследования показывают, что мы не умеем считать реальные запасы, добычу и нефтеотдачу таких залежей. Запасы здесь явно занижены. Темпы разработки крайне низки (0,5–1,5% добычи в год вместо 5–7 % в терригенных пластах). При целенаправленных исследованиях и проведении работ по поискам новых технологий можно удвоить извлекаемые запасы нефти и в 2–5 раз повысить темпы разработки.

В-четвертых, резервом нефтедобычи в РТ является освоение СВН и ПБ пермских отложений. Этой проблемой нефтяники занимаются с 70-х годов прошлого столетия. Реальные результаты были получены Татнефтью с развитием технологий горизонтального бурения и сочетанием их с тепловыми методами по известной западной технологии. Но в условиях РТ эта технология может иметь ограниченное применение (для 5–7% всех ресурсов УВ перми). Остальные запасы находятся в очень сложных геологических условиях и требуют значительно больших усилий, чем для ТЗН обычных нефтей.

В 2011 г. АН РТ разработала сводную программу освоения тяжелых нефтей и ПБ на период до 2030 г., сосредоточившую основное внимание на теоретических, научно-исследовательских и опытно-промышленных работах по освоению залежей УВ в пермских отложениях РТ. В результате территория РТ будет районирована по перспективности нефтебитумоносности с учетом концентрации запасов, технико-экономической эффективности их освоения, будет составлена карта прогнозных ресурсов УВ с разделением их на СВН и ПБ (в дальнейшем – на текучие и нетекучие).

Более отдаленные направления геологического изучения недр – оценка перспектив нефтегазоносности мощных сланцевых и им

подобных отложений Волго-Уральской НГП, в том числе и на территории РТ, а также перспектив извлечения угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием дополнительного выделяемого тепла для термической добычи высоковязкой нефти.

Кардинальное решение проблемы использования этих резервов для реального увеличения нефтеотдачи связано с инновационным проектированием, под которым мы понимаем проекты (техсхемы) разработки, предлагающие к внедрению новые технологические и технические решения, существенно повышающие текущие технико-экономические показатели разработки и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней КИН при выполнении сегодняшних проектных решений. Последнее определяется анализом разработки, утверждаемым в установленном порядке.

Месторождения по геолого-физической характеристике индивидуальны, поэтому любое оборудование, технику и технологии необходимо адаптировать к конкретным геологическим условиям конкретного месторождения. Отсутствием такой адаптации объясняется низкая эффективность предлагаемых различными сервисными компаниями МУН, созданных и опробованных для других условий.

Конкретное инновационное проектирование – это проектирование применения на конкретном месторождении новейших технологий нефтеизвлечения, максимально учитывающих все особенности геологической характеристики залежей. По существу, это небольшая научно-исследовательская работа по поиску новых технологий, оптимально соответствующих детальному геологическому строению месторождения и адекватно описывающих процессы нефтевытеснения для конкретных геологических условий [3].

Методы инновационного проектирования для различных условий неодинаковы, они специфичны и для длительно разрабатываемых крупных месторождений, и для мелких и средних месторождений, находящихся в начале или на ранних стадиях разработки.

### **Крупные месторождения**

Несмотря на более существенные возможности наращивания запасов крупных месторождений за счет инновационного проектирования, такая работа вряд ли будет неостребованной, НК неохотно идут на дополнительные затраты. Здесь следует, прежде всего, сосредоточиться на кардинальной глубокой переоцен-

ке запасов действующих месторождений – Ромашкинского и Ново-Елховского, кондиционные значения основных объектов разработки которых пересматривались дважды: в 60-х и в 80-х гг. XX в. За это время накоплен громадный опыт разработки, в том числе с применением новейших технологий. Нужно провести работу по уточнению кондиционных значений пород-коллекторов и применить новые методы интерпретации ГИС, учитывающие природные свойства пластов, обусловленные спецификой осадконакопления и последующих преобразований осадочных пород (методика ТАВС, позволяющая по материалам ГИС восстанавливать структурно-минералогическое строение и нефтенасыщенность пород с достаточной детальностью изучения разреза).

Применение новых технологий исследований позволит переинтерпретировать все материалы ГИС, с учетом накопленных знаний изменить кондиции пород-коллекторов в сторону их снижения, принять новую классификацию запасов, создать новую единую геолого-гидродинамическую модель и на ее основе перепроектировать систему разработки Ромашкинского месторождения с инновационными подходами, уже наработанными специалистами в РТ. Это длительная работа, требующая сосредоточения усилий всех геологов Татнефти и ТатНИПИнефть [5]. Цена вопроса – возможное увеличение запасов на крупных, а затем и других месторождениях на 10–15% (это около 800 млн т новых неучтенных запасов) только за счет аналитической и научной работы.

Принято весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта разделять на четыре стадии (*рис. 1а*) [6]. Наши исследования позволили по-новому подойти к поздней стадии разработки месторождений (*рис. 1б*) [7].

Обычно I и II стадии разработки занимают 15–20 лет, а месторождения (даже мелкие) эксплуатируются не менее 100 лет. Основной период (70–80% общего срока разработки) – общепринятая IV стадия. Очевидно, что на этой позд-

ней стадии будет много периодов, связанных с техническим прогрессом в разработке и появлением новых МУН, позволяющих существенно повышать ранее достигнутые уровни добычи. На этой стадии обеспечивается существенный рост КИН, в том числе за счет отбора части ОЗН.

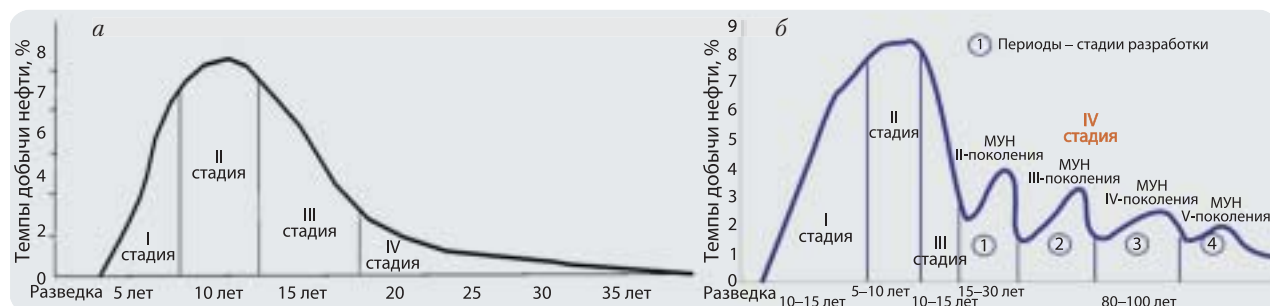
Очень важен вывод о различной стадийности выработки различных категорий запасов на одном месторождении, даже – на одном объекте разработки. В одно и то же время первый класс коллекторов (в основном пласты площадного развития) находятся на IV стадии, 4–5 классы на всех площадях – на начальных стадиях, 2–3 классы – на III стадии разработки. Соответственно, подходы к их разработке должны быть различными (*табл. 1*) [4].

Доразработка залежи на IV стадии должна осуществляться после перевода на принципиально иной режим эксплуатации, направленный на снижение энергоемкости всей системы разработки, а следовательно, на снижение затрат на добычу, что позволяет продлить срок рентабельности разработки и существенно повысить степень выработки запасов нефти.

На участках с максимальной выработкой нужно оптимизировать ППД в направлении организации наиболее эффективных систем нестационарного заводнения, движения потоков в зоны стягивания контуров нефтеносности, блочной системы разработки. На следующем этапе в массовом и системном порядке применить МУН, работающие на доотмыв остаточной нефти (на участках обводненностью до 98% и более). Одновременно необходимо оптимизировать всю систему разработки с целью сохранения оптимального уровня пластового и забойного давлений. Закачка воды не должна превышать 100% компенсации. Регулирование закачки и отборов должно производиться по системе АСКУ-ВП (разработка КФУ) [10]. После того как МУН перестанут давать эффект, необходимо переходить на ФОЖ. Процесс форсированного отбора не должен проводиться в стационарном режиме,

Рис. 1.

Стадийность разработки эксплуатационного объекта: а – общепринятая, б – новое представление



его необходимо чередовать с периодами остановки скважин на переформирование залежи. Темпы форсировки, остановки и пуска скважин должны подбираться опытным путем. Через какое-то время цикл АСКУ-ВП – МУНЫ – ФОЖ можно повторять. Закачка воды должна вестись циклически с переходом в отдельные периоды на импульсный режим закачки и отбора. ФОЖ можно комплексировать с наукоемкими волновыми методами.

Этот период разработки будет по времени наиболее длительным, он превысит весь предыдущий период эксплуатации месторождения. По группе высокопродуктивных объектов будет достигаться высокая нефтеотдача (не менее  $K_{\text{выт}}$ ), т.е. существенно выше проектного уровня.

Даже при применении АСКУ-ВП и мощнейших методов регулирования процессов разработки на поздней стадии добыча больших объемов попутной воды неизбежна. Вопрос утилизации излишних объемов добываемой воды решается инновационной разработкой ООО «Нефть XXI век» Н.П. Кузьмичева [11].

### Стадийность выработки запасов различных категорий на Ромашкинском месторождении

Таблица 1

Категории участков (запасов)	Цели управления, системы разработки, технологии	Техническое обеспечение
Участки (запасы) в плотных коллекторах ниже кондиционных значений на I стадии разработки	Освоение запасов, выделенных в самостоятельный объект разработки, интенсивное наращивание добычи нефти за счет бурения нагнетательных РГС, при необходимости – добывающих РГС, площадные системы, МУНЫ I поколения (ГРП, волновые, ЛГРП, возможно, газовые), заводнение пластовой воды с пластовой температурой	Индивидуальные малопроизводительные насосы высокого давления с регулируемой производительностью; перепуск пластовой воды из нижележащих водоносных пластов
Участки (запасы) в низкопроницаемых и высокопродуктивных глинистых коллекторах на II стадии разработки	Обеспечение и сохранение максимума добычи за счет выделения коллекторов в самостоятельный объект, завершение освоения проектной системы воздействия: технология КТРТК, МУНЫ и ОПЗ I поколения (ГРП, ЛГРП, ГС, МЗС, волновые, химические), заводнение пластовой или сточной водой с сохранением температуры	Индивидуальные насосы высокого давления, бурение ГС, МЗС, специальная водоподготовка для закачки воды
Участки (запасы) на III стадии интенсивного падения добычи	Цель – добывать больше нефти, меньше воды, разукрупнение эксплуатационных объектов, УСС, бурение нагнетательных РГС для раздельного воздействия на пласты, массивированного внедрения МУН второго поколения (химические, физические, микробиологические, волновые, комплексные), внедрение АСКУ-ВП, КЭС, БДН	Имеющееся техническое оснащение разработки, АСКУ-ВП, МУНЫ II поколения, КЭС, БДН, перфорационно-депресссионные методы, современные технологии ГБ
Участки (запасы) на IV (поздней) стадии разработки	Стабилизация и рост добычи нефти за счет интенсивной выработки пластов за счет внедрения АСКУ-ВП, массивированного применения МУН III и более высоких поколений с переходом на ФОЖ в нестационарном, импульсном режиме работы скважин с регулярными паузами на перфорирование залежи	Высокопроизводительные насосы для добычи жидкости, КЭС и БДН, АСКУ-ВП, МУНЫ для высокообводненных участков (В – до 98–99%)

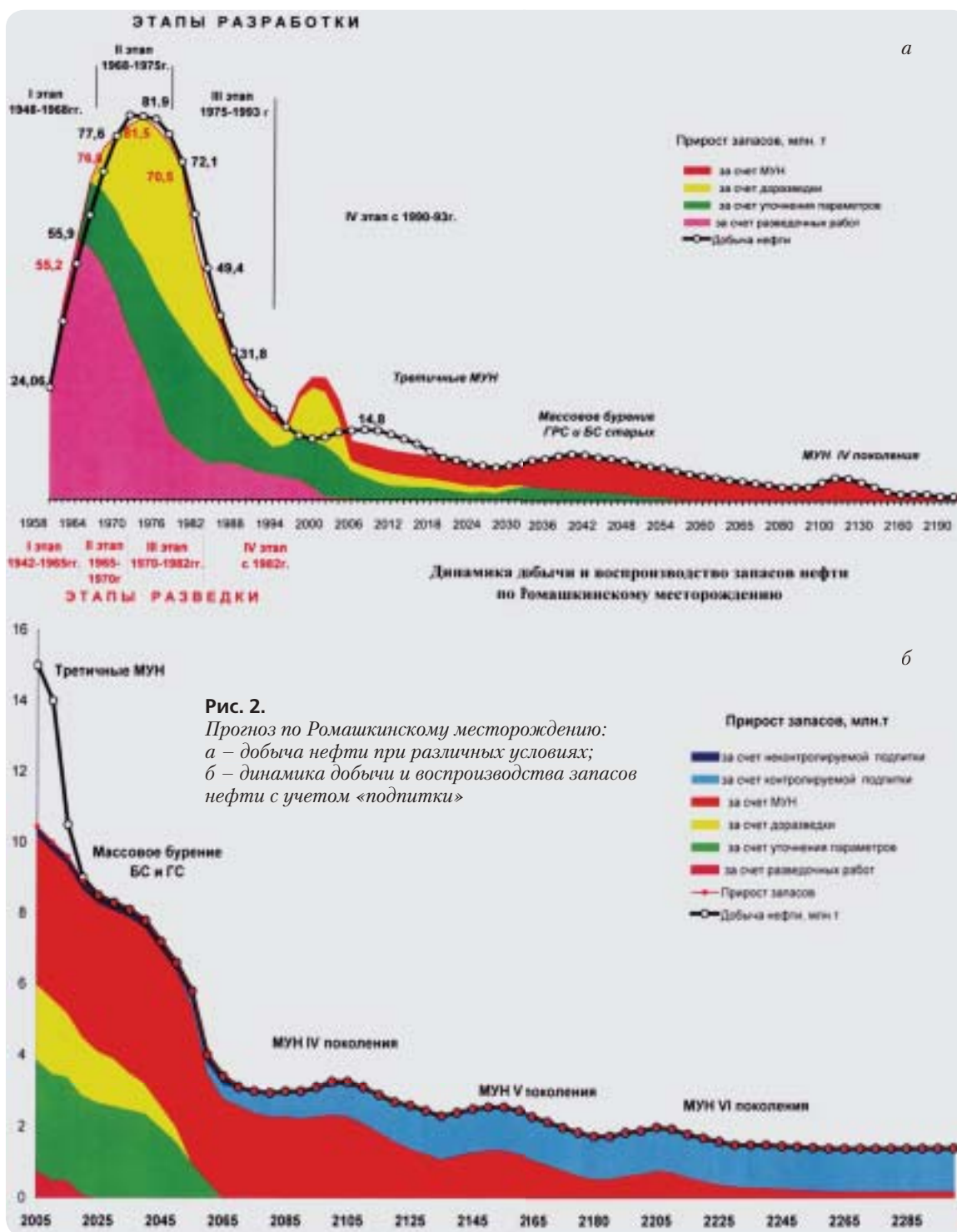
В результате разработка месторождения продлится на 135 лет (*рис. 2а*), а КИН будет выше на 11,5%. А с учетом теории «подпитки» эксплуатируемых гигантских месторождений УВ из глубин Земли разработка будет вестись сотни лет (*рис. 2б*) [8].

### Мелкие и средние месторождения

Что делать по мелким и средним месторождениям, содержащим в основном ТЗН?

Здесь настало время более дробного деления ТЗН. В результате анализа возможностей выработки ТЗН мы выделили следующие подгруппы: ТЗН в более благоприятных геологических условиях (I), ТЗН в менее благоприятных геологических условиях (II), и проблемные ТЗН (III). К первым можно отнести залежи ВВН и СВН в высокопродуктивных коллекторах и залежи МВН в низкопроницаемых коллекторах. Ко вторым – залежи ВВН и СВН в низкопроницаемых пластах, залежи в плотных коллекторах и техногенно измененные в процессе разработки. К третьим – залежи проблемные и в нетрадиционных коллекторах (*рис. 3*).

Первая подгруппа ТЗН в настоящее время участвует в разработке, но разрабатывается менее эффективно, чем залежи с АЗН. Поиск и отработка новых технологий поможет постепенно повысить эффективность их разработки



**Рис. 2.**  
 Прогноз по Ромашкинскому месторождению:  
 а – добыча нефти при различных условиях;  
 б – динамика добычи и воспроизводства запасов нефти с учетом «подпитки»

и по существу со временем перевести в категорию АЗН. Это уже произошло с залежами МВН и ПВН в высокопродуктивных коллекторах.

Вторая подгруппа требует достаточного объема лабораторных и полевых исследований по детализации геологического строения, поискам и отработке новых технологий их извлечения (НИР и ОПР).

Третья подгруппа еще более сложная и, кроме прочего, нуждается в проведении фун-

даментальных исследований в области геологии и технологий извлечения, в том числе на наноровне. Примерно такие же подходы нужны для извлечения части ОЗН. Но эти запасы огромны и требуют более приоритетного подхода к их освоению, чем третья подгруппа ТЗН.

Малоэффективные мелкие месторождения обладают весьма сложным геологическим строением. Оно усугубляется большим разнообразием и большим количеством залежей с весьма

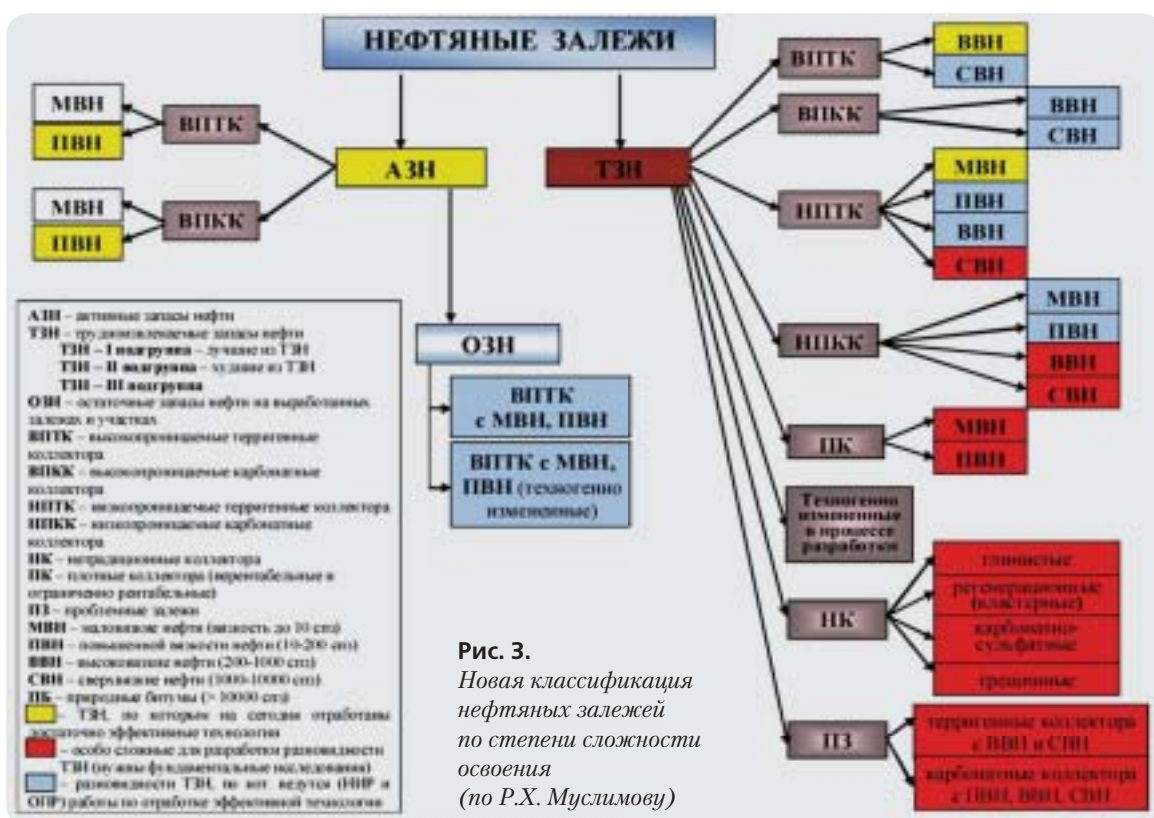


Рис. 3. Новая классификация нефтяных залежей по степени сложности освоения (по Р.Х. Муслимову)

различными геолого-физическими характеристиками. Так, на месторождении с НИЗ около 5 млн т обычно бывает 50–60 залежей. Большая часть запасов нефти приурочена к весьма неоднородным карбонатным коллекторам. В целом они хуже изучены, чем терригенные пласты. Развиты трещинно-поровые, трещинные, трещинно-порово-кавернозные разности пород. В этих условиях имеющиеся в отрасли методы их изучения не позволяют определять реальные подсчетные параметры, поэтому значения запасов нефти в карбонатах (даже утвержденные в ГКЗ) весьма условны и в большинстве случаев существенно занижены. Положение усложняется тем, что большинст-

во залежей содержат вязкие (ВН) и высоковязкие нефти (ВВН).

За почти 40-летнюю историю освоения мелких месторождений с ТЗН в РФ сформулированы принципы их рационального освоения [9]. Но в современных условиях они нуждаются в дальнейшем развитии. Ожидаемый результат от применения современных технологий – увеличение КИН для пластов с активными запасами от 40–45 до 50–70%, с ТЗН – от 20–25 до 40–45%. В перспективе в среднем удастся выйти на проектный КИН, не менее 50%. Соответственно, будет достигнут прирост запасов, обеспечивающий добычу нефти не только до 2030 г., но и еще не менее, чем на 30–40 лет. ♣

**Литература**

1. Кимельман С., Поддубский Ю. ЭС 2030: Игнорируя реалии // Нефтегазовая вертикаль. 2010. № 19. С. 20–26.
2. Савушкин С. Призадумались // Нефть и Капитал. 2010. № 11. С. 10–13.
3. Хисамов Р.С. ОАО «Татнефть»: МУН для сверхвязких нефтей недостаточно // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 46–51.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Учебное пособие. Казань. 2012. 664 с.
5. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). Дисс. д-ра. техн. наук. Москва. 2011. 356 с.
6. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М. 1976.
7. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань. 2003. 596 с.
8. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань. 2005. 688 с.
9. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань. 2009. 727 с.
10. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Внутриконтурная выработка нефтяных пластов. Казань. 1961.
11. Кузьмичев Н.П. Проблемы внедрения инноваций в нефтяной отрасли промышленности Татарстана и возможные пути их решения // Георесурсы. 2011. № 3. С. 36–39.