

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ – СУЩЕСТВЕННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой. В это понятие мы вкладываем прирост запасов как за счет проведения геологоразведочных (ГРП) работ, так и за счет увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). Это две составляющие единого процесса воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ).

Республика Татарстан является старейшим нефтедобывающим районом страны. Здесь поздняя стадия геологоразведочных работ (ГРП), которая характеризуется сравнительно высокой изученностью традиционных регионально-нефтеносных горизонтов, объективной ориентацией на поиски небольших месторождений в локально нефтеносных горизонтах, сложнопостроенных труднооткрываемых залежей с трудноизвлекаемыми запасами, выходом в менее перспективные районы, повышением роли доразведки и переоценки запасов ранее открытых месторождений. Все эти факторы, безусловно, осложняют задачу подготовки новых запасов для оптимальной добычи нефти.

Все это нам пришлось учитывать при разработке стратегии развития ТЭК РТ на период до 2020 года. Несмотря на высокую опоскованность недр, за годы рыночных реформ воспроизводство запасов в РТ в целом улучшилось (Рис. 1) и по сравнению со среднероссийскими было более благоприятным. Однако, в общем объеме прирост запасов за счет новых открытий существенно снизился (с 49 до 13 % в год) (табл.).

Несмотря на достаточную обеспеченность разведанными запасами нефти, в стратегии значительное внимание уделено вопросам подготовки новых запасов. Это объясняется тем, что в РТ высокая доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН), составляющая 80 %.

Конечно, нельзя мириться с тем, что проектные средневзвешенные значения конечной нефтеотдачи месторождений мира составляют 34 – 36 %, т.е. планируется извлечь треть нефти, а две трети оставить в пласте. Примерно такое же положение в России. В Татарстане проектный КИН несколько выше – 0,4. Но и здесь диапазон его изменения значительный, от 12 до 60 %. В результате, в конце разработки месторождений, после выполнения проектов разработки доля оставшейся нефти может составить от 40 до 88 %. Это зависит как от особенностей геологического строения мес-

орождений, так и от применяемых систем разработки и технологий. Причем, влияние геологического строения на эффективность разработки является преобладающим.

Создание современных методов разработки с применением заводнения ускорило процессы извлечения нефти из продуктивных пластов и существенно повысило нефтеизвлечение. Но в разных геологических условиях степень этого ускорения и нефтеизвлечения были различными.

Поэтому в середине 60-х годов прошлого столетия в СССР появилось разделение запасов нефти на две категории – активные и трудноизвлекаемые, а месторождений в зависимости от соотношения этих категорий запасов также на две группы: высокопродуктивные и малоэффективные (Рис. 2) (Муслимов, 2001).

Под *активными* мы понимаем запасы залежей нефти, при разработке которых традиционными методами вытеснения нефти водой (искусственный или природный водонапорный режим) обеспечиваются высокие темпы отбора и сравнительно высокая (обычно более 0,4 – 0,5) конечная нефтеотдача. К этой группе относятся запасы залежей, содержащих маловязкую (менее 10 мПа·с) нефть в высокопроницаемых терригенных или карбонатных коллекторах (высокопродуктивные залежи).

Под *трудноизвлекаемыми* подразумеваются запасы залежей нефти, которые при применении традиционных методов (различные виды природного режима и стационарное заводнение) вырабатываются низкими темпами, с низкой (обычно не выше 0,2 – 0,3) конечной нефтеотдачей. Эта группа включает запасы всех залежей с повышенной (10 – 30 мПа·с) и высокой вязкостью и маловязких нефтей в слабопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторах, нетрадиционных залежей, а также водо-нефтяных зонах с небольшой нефтенасыщенной толщиной (менее 3 м) и незначительной долей нефтенасыщенной части пласта к общей толщине коллектора.

Первую группу можно подразделить на две подгруппы: содержащие, в основном, активные запасы нефти и содержащие частично трудноизвлекаемые запасы.

Вторая группа залежей характеризуется более сложными геолого-физическими условиями, определяющими разнообразие необходимых методов выработки запасов. Основными причинами, обуславливающими сравнительно низкие показатели разработки и низкую нефтеотдачу этой группы залежей, являются, в большей степени, повышенная вязкость нефти и частично низкие коллекторские свойства пластов. По вязкостному признаку, оказывающему определяющее влияние на эффективность применяемых систем разработки, залежи второй группы можно разделить на четыре подгруппы: залежи маловязких (до 10 мПа·с) нефтей, нефтей повышенной (10 – 30 мПа·с) вязкости, вязких (30 – 60 мПа·с) и высоковязких (более 60 мПа·с) нефтей.

Показатели	Годы			
	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005
Добыча, млн.т	198,2	139,3	130,8	146,3
Прирост запасов, млн.т	73,3	98,2	164,9	179,9
в.т.ч. за счет ГРП, в млн.т	36,1	31,4	20,8	23,4
Доля запасов на новых площадях, %	49,2	32,0	12,6	13,0

Табл. Динамика восполнения добычи нефти в РТ запасами за счет новых открытий.

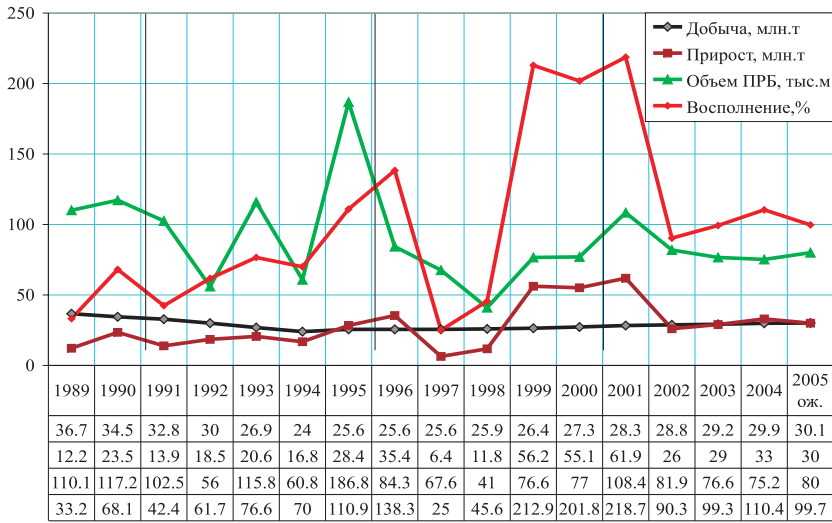


Рис. 1. Добыча нефти и прирост запасов по Республике Татарстан.

Каждая из выделенных подгрупп, в свою очередь, подразделяется на два класса – приуроченные к высокопроницаемым и малопроницаемым коллекторам.

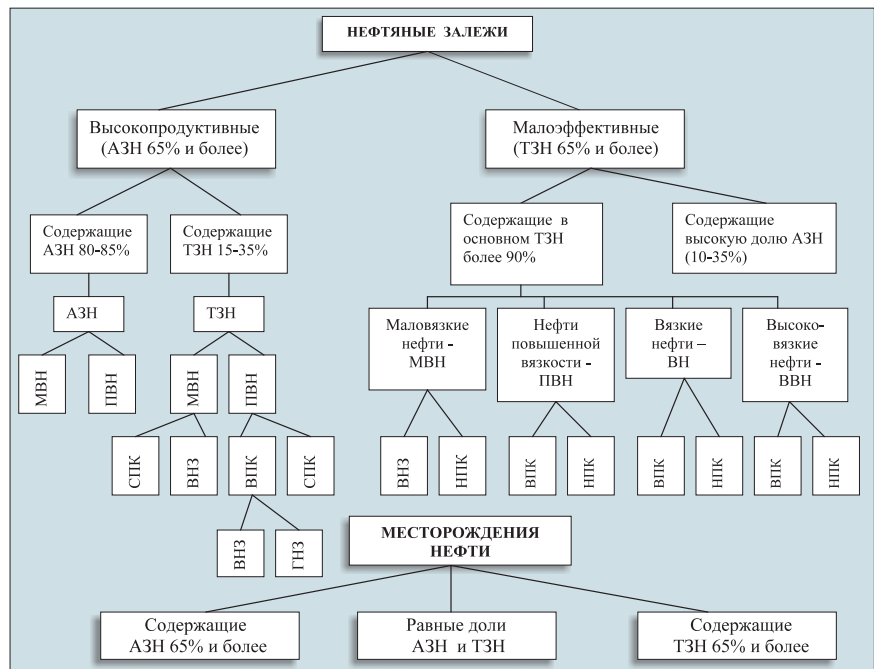
Трудноизвлекаемые запасы включают в себя запасы нефти в нетрадиционных коллекторах, в залежах высоковязких нефтей и природных битумов, остаточных нефтей выработанных месторождений с обычными коллекторами со специфическими геологическими условиями залегания.

Как показали проведенные исследования, нетрадиционные коллектора можно разделить на два класса: во-первых, нетрадиционные коллектора УВ освоенных горизонтов осадочного чехла Волго-Уральской НГП, и, во-вторых, коллектора, локализованные выше и ниже основных промышленно освоенных горизонтов (Изотов, 2005).

К нетрадиционным коллекторам освоенных горизонтов относятся следующие виды коллекторов:

1. Глинистые коллектора. В этом типе коллекторов отмечается повышенное содержание глинистой составляющей, и особенности ее локализации нарушают линейные законы фильтрации. Глинистое вещество коллекторов этого типа представлено сложным комплексом парагенетических ассоциаций минералов, обусловленных условиями седиментогенеза, диагенеза и катагенеза. Оно локализуется обычно в межпоровых каналах. При этом большое значение имеет не только тип глинистых минералов – ассоциаций, но и особенности тонкой структуры их агрегатов. Коллектора такого типа распространены по периферии полей развития основных продуктивных горизонтов Д₀Д₁ на склонах ЮТС, а также в других терригенных комплексах. Даже небольшое со-

Рис. 2. Геолого-промысловая классификация нефтяных залежей и месторождений (Р.Х. Муслимов). АЗН – активные запасы нефти; ТЗН – трудноизвлекаемые запасы нефти; ВПК – высокопроницаемые коллектора; СПК – слабопроницаемые коллектора; НПК – низкопроницаемые коллектора; МВН – маловязкие нефти до 10 мПа·с; ПВН – повышенной вязкости нефти 10 – 30 мПа·с; ВН – вязкие нефти 30 – 60 мПа·с; ВВН – высоковязкие нефти более 60 мПа·с; ГНЗ – газонефтяная зона; ВНЗ – водонефтяная зона.



держание глинистого материала, как это было показано на примере горизонтов Д₁Д₀ Ромашкинского месторождения, существенно ухудшает процессы нефтывытеснения.

2. Регенерационные или кластерные коллектора. К коллекторам этого типа относятся проницаемые породы нефтяных резервуаров, в которых структура пустотно-порового пространства и фильтрационные связи перестроены за счет эпигенетических процессов и, в частности, процессов регенерации зерен. В возникновении этого типа коллекторов играют определяющую роль процессы коррозии и регенерации. Особенно подвержены влиянию этих процессов кварцевые песчаники девонских отложений горизонтов Д₀ и Д₁. Коллектора этого типа возникают при смене режима рН пласта со щелочного на кислый. Высокая извилистость вновь образованных поровых каналов в этих случаях приводит к возникновению нелинейных связей пористости-проницаемости. Коллектора этого типа развиты в пределах основных участков Ромашкинского месторождения в зонах активного эпигенеза, а также в горизонтах Д₃ – Д₄.

3. Коллектора с повышенной спиритизацией. Коллектора этого типа развиты в зонах воздействия на пласт восстановительных флюидных систем, за счет которых железосодержащие минералы переходят в сульфиды, локализуясь в пережимах поровых каналов, что также нарушает фильтрационные свойства пластов. В пределах Волго-Уральской провинции такие коллектора часто локализованы в бобриковско-радаевских и тульских горизонтах. Часто такие коллектора не обнаруживаются стандартными геофизическими методами, что во многих случаях приводит к их неправильной оценке и пропуску в разрезе скважин.

4. Карбонатные коллектора трещинно-порового типа широко развиты в турнейских и верейско-башкирских отложениях. Комбинация трещинной дренирующей углеводородной сети и ее поровой матрицы создает сложную систему фильтрации, трудно поддающуюся учету и оценке

(Муслимов, 2001; Изотов и др., 2001). Коллектора этого типа характеризуются нестабильным режимом нефтеизвлечения, несмотря на их широкое распространение.

5. Карбонатно-сульфатные коллектора. Коллектора этого типа были впервые описаны В.Г. Изотовым и др. как лиофобные, способные к образованию «блуждающих залежей» (Плотников и др., 2000). Нестандартные фильтрационные свойства этих коллекторов связаны со специфическими свойствами смачиваемости поровых каналов, инкрустированных сульфатным комплексом минералов, что приводит к низкой способности коллектора удерживать углеводородную фазу. Вследствие этого углеводороды периодически мигрируют и накапливаются в таких коллекторах. Главные типы ведущих горизонтов развития такого типа коллекторов фаменские отложения, что обусловлено палеогеографическими факторами.

6. «Сыпучие» коллектора углеводородов. Представлены несцементированными и слабосцементированными песчаниками. Это особый тип нетрадиционных коллекторов, широко развитый в пределах Республики Татарстан, особенно среди тульско-бобриковских и верхнепермских (уфимских) отложений. Сыпучесть этих коллекторов не позволяет адекватно оценить их коллекторские и фильтрационные свойства, что вносит неточности в подсчет запасов и осложняет их разработку. Несмотря на проводимые ранее работы для коллекторов этого класса, практически не разработаны методы их оценки.

Вторым классом нетрадиционных коллекторов явля-

ются формации, локализованные ниже промышленно освоенных глубин, к которым в пределах Волго-Уральской НГП относятся глубоководные горизонты рифей-вендских отложений и зоны деструкций кристаллического фундамента (Ситдикова, Изотов, 1999), в Западной Сибири – палеозойского основания.

1. *Нетрадиционные коллектора рифей-вендских отложений.* Рифей-вендский комплекс в отношении локализации в нем коллекторских горизонтов является в целом нетрадиционным. Несмотря на древний возраст этих отложений, они представлены метаморфизованным комплексом осадков, нетрадиционность которых связана с интенсивной эпигенетической проработкой (поздний диagenез-катагенез). Эти процессы часто практически полностью меняют облик структуры пустотно-порового пространства коллекторов, в результате активных процессов регенерации и перераспределения вещества, что приводит к нелинейным законам фильтрации.

2. *Зоны деструкции кристаллического фундамента.* Специфическим типом нетрадиционных коллекторов Волго-Уральской провинции являются зоны деструкции кристаллического фундамента. Как свидетельствуют материалы глубокого бурения и сейсмических исследований, эти зоны развиты по всему разрезу фундамента, однако, максимум их, по данным сейсмопрофилирования, сконцентрирован на глубинах ниже 5 км. Особенностью этих зон является их субгоризонтальное залегание, связанное с развитием тангенциальных напряжений в теле фундамента, рис. 5 (Ситдикова, Изотов, 1999). Фактором, определяющим развитие таких напряжений, является перемещение блоков земной коры по зонам наклонных разломов регионально-го типа, отделяющих Южно-Татарский свод от рифтовых областей Камско-Бельского и Казанско-Кажимского авлакогенов. Формирование потенциальных коллекторов в теле фундамента связано с процессами механической деструкции граничных зон скольжения пластин высокометаморфизованных пород фундамента и последующей гидротермальной проработки. Коллекторские свойства зон деструкций во многом определяются соотношением процессов механического дробления пород и процессов выщелачивания субстрата под действием гидротермальных растворов.

Проведенный анализ типов нетрадиционных коллекторов УВ Волго-Уральской провинции ставит на повестку дня вопрос о внедрении специфических методов их исследования и оценки, в зависимости от геологических и литолого-минералогических факторов, определяющих нетрадиционность коллектора, а в последующем и «гибких» методик их рациональной разработки. Такие подходы позволят максимально оценить ресурсный потенциал старых нефтегазовых регионов и, таким образом, дать им новую жизнь.

В основном, все эти разновидности нетрадиционных коллекторов обуславливаются природными факторами. Но в последней четверти прошлого столетия трудами Н.Н. Непримерова, М.Д. Белонина, Р.С. Сахипгареева, В.И. Славина, Г.В. Романова, Л.М. Петровой и др. было показано, что при длительной закачке холодных пресных вод происходят следующие процессы:

– ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осерненной, малоподвижной и неподвижной, биодegradированной нефти;

Макромасштабные		
Выводы и причины потерь запасов	Схема формирования потерь	Методика учета потерь
В худших участках пластов (застойные зоны)		Коэффициентом охвата заводнением
В худших пластах сложных объектов		Не учитываются
В тупиковых зонах		Коэффициентом сетки
В линзах и полулинзах		Коэффициентом сетки
В краевых частях ВНЗ		Не учитываются
В кровельной части пластов		Отдельно не учитывается
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
В нетрадиционных коллекторах		Не учитываются
В техногенно измененных коллекторах		Не учитываются
Микромасштабные		
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

Рис. 3. Виды потерь запасов нефти при разработке залежей (по К.С. Баймухаметову и др., дополненное Р.Х. Муслимовым).

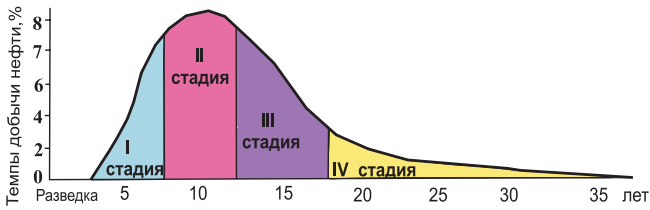


Рис. 4а. Общепринятая стадийность разработки эксплуатационного объекта.

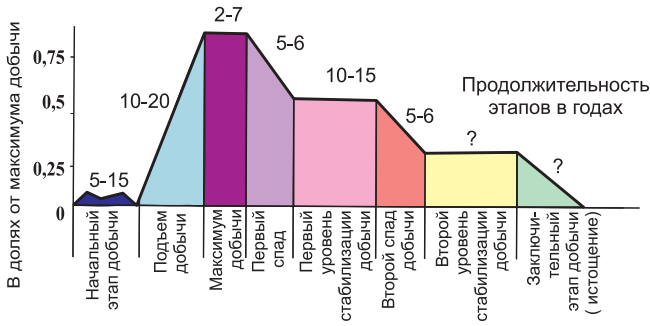


Рис. 4б. Типовая кривая добычи нефти (по В.Д. Наливкину, 1993).

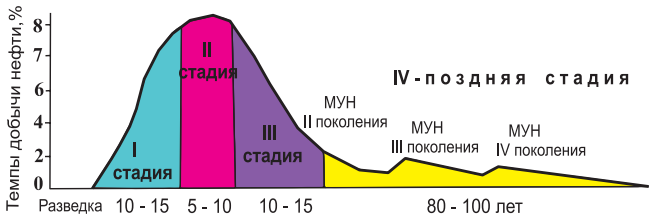


Рис. 4в. Новое представление о стадийности разработки нефтяных месторождений (по Р.Х. Муслимову).

– создаются проблемы в возможности извлечения оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) из невырабатываемых или слабообрабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми, пластов по причине выпадения парафина из-за снижения температуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение);

– в процессе длительной разработки снижается проницаемость коллекторов как по изложенным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов из-за снижения давлений при разработке (изменения степени раскрытости трещин, деформации и перемещения глинистого материала скелета породы) (Муслимов, 2001).

Все это приводит к техногенному изменению как самого коллектора из-за снижения его проницаемости, так и к изменению свойств оставшейся в пласте нефти при длительной разработке. То есть мы имеем, по существу, другую нефтяную залежь, более низкой продуктивности, с другими гидродинамическим, гидрогеологическим, температурным режимами. К сожалению, до сих пор не произведена оценка запасов в техногенно измененных коллекторах Татарстана.

Проблема увеличения нефтеотдачи является сложнейшей, особенно для трудноизвлекаемых запасов. В этом убеждаешься, когда на обнажениях изучаешь строение пластов. При этом обязательно приходит мысль – как же из таких сложнопостроенных (особенно карбонатных) пластов можно извлекать нефть. Сложность проблемы также вырисовывается при представлении картины возможных потерь запасов нефти в реальных пластах при их разработке (Рис. 3). Никакие, даже самые сложные формулы не могут описать процесс вытеснения нефти из пласта. По-

этому не случайно проф. Н.Н. Непримеров как-то сказал, что «нефтевытеснение – это самый сложный из освоенных человеком процессов». И это, наверное, правильно.

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

Эффективность систем разработки обеспечивалась за счет создания новых методов контроля и регулирования процессов разработки, появления новых технологий и новых технических средств. Проведение широких научных исследований в области промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки месторождений, методы их проектирования и практической реализации. Но одновременно существенно усложнились условия разработки. В этих условиях уже недостаточно внедрение отработанных методов, а нужны новые методы и новые технологии.

В конце прошлого столетия большинство исследователей решение этой задачи связали с созданием третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Сначала были разработаны МУНы первого поколения, которые предназначались для применения на начальных стадиях разработки месторождений при добыче безводной или малообводненной продукции, а затем и частично заводненных пластов. Далее появились более эффективные физико-химические и физические МУН второго поколения, способные увеличивать нефтеотдачу в условиях высокой обводненности продукции – до 90 %.

Опыт показывает, что современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства остальных третичных МУН. В начале необходимо широкое их внедрение на всех объектах, где это возможно. Затем, уже в водной стадии разработки, когда сформирова-

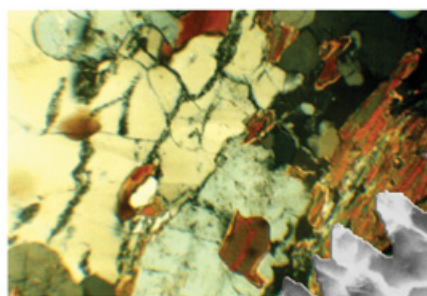
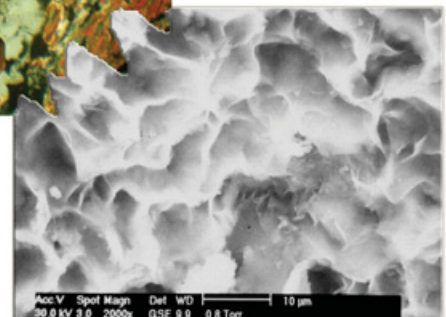


Рис. 5а. Трещинки декомпресси в кварце, заполненные каолинитом. Силлиманит-биотитовый гнейс. Скв. Уратьминская 966. 1844 - 1851м.

Рис. 5б. Формирование пустотного пространства за счет выщелачивания породообразующих минералов. Декомпрессионная стадия. Скв. Тлянчи-Тамакская 678.



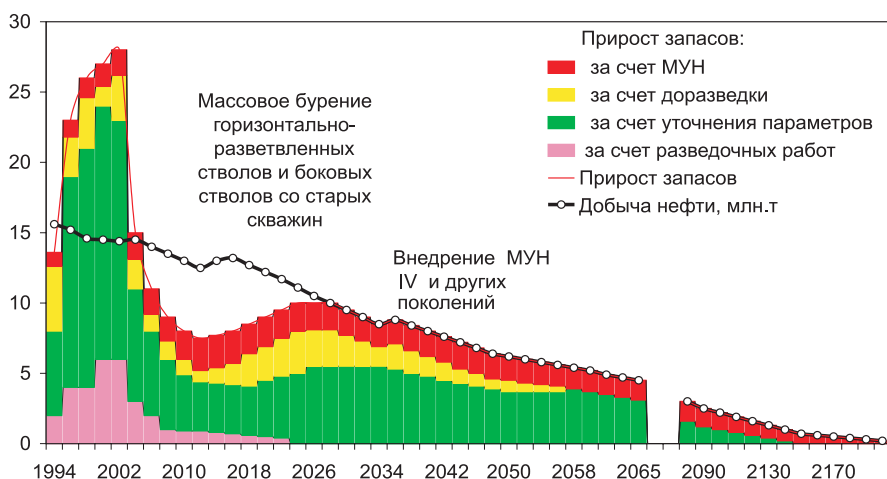


Рис. 6. Прогнозная динамика добычи и воспроизводства запасов по Ромашкинскому месторождению с учетом изменения геологической модели и увеличения КИН сверх проектного до конца разработки (поздняя стадия разработки).

лись фильтрационные потоки, эти методы должны дополняться физико-химическими потокоотклоняющими и другими технологиями. Это позволяет получить синергетический эффект от внедрения современных технологий. Такой подход рационален на месторождениях, содержащих активные запасы нефти.

На объектах с трудноизвлекаемыми запасами МУНы и стимуляции скважин необходимо применять с самого начала разработки, так как без них в большинстве случаев не удастся организовать достаточно эффективную систему разработки. Слабопроницаемые терригенные коллектора обычно осваиваются с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП), карбонатные – с применением кислотных технологий, залежи высоковязких нефтей – с применением потокоотклоняющих методов, водонефтяные зоны – с помощью технологий горизонтального бурения.

Но это все для трудноизвлекаемых запасов в обычных и небольшой части нетрадиционных коллекторах. Для большей части последних (глинистые, кластерные, трещинные коллектора) сколь-нибудь эффективных технологий разработки сегодня у нас нет. А для исследования флюидо-газодинамики пород кристаллического фундамента даже нет методов нормального опробования на приток. Это, к сожалению, необходимо признать.

Современные подходы к разработке ТЗН в ряде случаев нельзя признать правильными. Особенно это касается месторождений Зап. Сибири, да и других районов, разрабатываемых такими НК как «Юкос», «Сибнефть», «ТНК-ВР» и др. Пожалуй, приятным исключением из этого списка являются «Сургутнефтегаз» и «Татнефть», которые не только не утратили достижений советского периода, но и в благоприятных рыночных условиях обогатили технологии разработки нефтяных месторождений новыми достижениями.

Другие НК практически отошли от отработанных в советское время принципов разработки, оправдывая рыночными условиями проектирование чрезмерно крупных эксплуатационных объектов, редких сеток скважин и отставание ввода объектов ППД, игнорирование оптимальных и минимально допустимых

давлений при разработке залежи и широко развитую практику остановки так называемых нерентабельных (убыточных) малодобитных скважин. В целом ряде случаев практикуется проведение ГРП на высокопродуктивных объектах без обоснования влияния их на коэффициент нефтеотдачи, а на малопродуктивных коллекторах – бессистемно. То же можно сказать и о многочисленных технологиях горизонтального бурения – в большинстве случаев они применяются бессистемно и без достаточного обоснования влияния на нефтеотдачу.

До сих пор нет научно-обоснованных принципов разработки залежей нефти в слабопроницаемых ачимовских отложениях специфического геологического строения, пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения, называемого «рябчиком» на основании «пестроты» его строения, глинистых коллекторов баженовских отложений Зап. Сибири, слабопроницаемых и глинистых коллекторов других районов страны. Пожалуй, приятным исключением из этого правила может служить создание эффективных технологий разработки слабопроницаемых и глинистых коллекторов на Ромашкинском и других месторождениях Татарстана.

В настоящее время нет достаточно эффективных методов разработки трещинных, трещинно-поровых и трещинно-порово-кавернозных отложений платформенных областей. В Татарстане эти исследования ведутся широким фронтом с 1983г., когда был выбран 31 участок на 13 месторождениях для отработки технологий разработки карбонатных коллекторов. Следует завершить и обобщить их результаты, а затем продолжить их с целью создания теоретических основ разработки с применением технологий горизонтального, многозайного и горизонтально разветвленного бурения в комплексе с системой заводнения и новейшими МУН.

Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений с ТЗН связано с созданием новых и усовершенствованием существующих МУН, обеспечивающих более полное извлечение нефти.

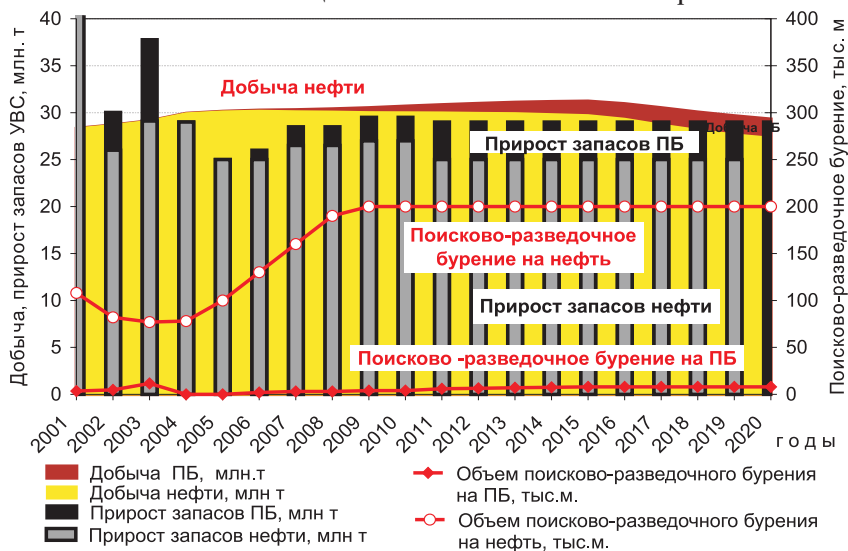


Рис. 7. Динамика ГРП, добыча и прирост запасов углеводородного сырья Республики Татарстан.

Важнейшей является проблема извлечения нефти из техногенно-измененных залежей и остаточных запасов нефти.

Сегодня применение новых технологий позволяет существенно повысить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям (сверх ранее принятых в проектных документах) и существенно удлинить сроки разработки месторождений в IV стадии разработки. И продолжительность этой стадии может составлять до 80 % всего периода разработки нефтяного месторождения (в зависимости от его геолого-физической характеристики).

Таким образом, основной период эксплуатационной жизни месторождения – это добыча высокообводненной нефти, за который извлекается (с учетом возможного увеличения нефтеотдачи) существенная доля (30 – 40 %) всех запасов нефти. Этот период эксплуатации месторождения, соответствующий общепринятой IV стадии, можно назвать основным периодом разработки месторождения и к нему применить понятие поздней стадии. А третью стадию разработки более правильно назвать стадией интенсивного падения добычи нефти. В таком понимании основной период разработки оказывается самым длительным и наименее изученным.

К основному периоду разработки (IV стадии по общепринятой терминологии) по большинству месторождений к нерешенным проблемам добавляются новые, связанные с недостатками внутриконтурного заводнения, старением скважин и нефтепромысловых сооружений, ошибками в проектировании и (или) неудовлетворительной реализации ранее запроектированных систем разработки.

Но этим не исчерпываются проблемы поздней стадии. Для более эффективного использования созданных мощностей и повышения технико-экономической эффективности нефтедобычи, а также ухудшения 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. 4а). Здесь будут периоды стабилизации и падения добычи нефти, как это прогнозировалось В.Д. Наливкиным (Рис. 4б). А с учетом массивного внедрения МУН новых поколений кривая добычи нефти будет более дифференцированной (Рис. 4в), особенно для крупнейших месторождений.

В этом периоде восполнение запасов будет обеспечиваться за счет внедрения МУН третьего и последующих поколений, приспособленных специально для поздней стадии разработки. Это существенно изменит кривую добычи нефти. Здесь на фоне монотонного постоянного падения добычи нефти будут участки ее роста и стабилизации за счет прироста извлекаемых запасов путем массивного применения МУН третьего и последующих поколений (Муслимов, 2004; 2005).

Если же подтвердятся наши представления о снижении кондиционных значений пород-коллекторов и изменении в связи с этим представлений о геологической модели месторождения (Рис. 6), то балансовые запасы горизонтов D_1, D_0 Ромашкинского месторождения возрастут, а следовательно, за счет этого и еще более за счет массивного при-

менения МУН следующих поколений увеличатся и извлекаемые запасы нефти, а также сроки разработки месторождения до 150 – 200 лет. Этот поздний период разработки по времени будет занимать 75 – 80 % всего периода разработки месторождения, и изучением его необходимо усиленно заниматься (Рис. 6). Проблема извлечения остаточной нефти в этот период становится приоритетной.

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

В поздней стадии мы имеем не первоначальное, а другое, техногенно измененное месторождение. В результате, часть проектных извлекаемых запасов теряется в недрах за счет несовершенства методов заводнения и неудовлетворительной реализации проектных решений. Одновременно за счет применения МУН часть слабоизмененных (проектных и часть неизвлекаемых) запасов может извлекаться, компенсируя и даже превышая потерянную в недрах часть извлекаемых запасов. Однако проектировщики до сих пор проектируют схемы разработки без учета названных особенностей месторождений, объективно и реально снижающих запроектированную нефтеотдачу.

К нетрадиционным залежам углеводородного (УВ) сырья можно отнести месторождения природных битумов (ПБ). Битумы пермских отложений Татарстана представляют собой в разной степени окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 440 тыс. МПа·с), с высоким содержанием серы (3,7 – 7 %), с содержанием масел от 5,8 до 88 %, смол – от 8,7 до 57 %, асфальтенов – от 3,3 до 61 %.

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парагаз в сочетании с волновыми методами). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35 %. Исследования показали рентабельность разработки части залежей ПБ при применении разработанных учеными РТ новых технологий добычи и организации специальной переработки добытого сырья непосредственно на месторождениях ПБ.

При дальнейшем росте цен на природный газ будет рентабельно использовать добываемую продукцию, после специальной подготовки для наших ТЭЦ.

Стратегия развития нефтегазового комплекса РТ, учитывая неблагоприятную современную структуру запасов, предусматривает обеспечить полное воспроизводство добываемых запасов нефти. В условиях высокой опискованности недр это архитрудная задача будет решаться на-

половину за счет нетрадиционных залежей углеводородного сырья. При этом за счет традиционной геологоразведки будет обеспечиваться около 30% всего прироста запасов. Для этого необходимо удвоить объемы глубокого разведочного бурения при одновременном повышении его эффективности за счет совершенствования методики ГРП в постоянно усложняющихся условиях нефтепоисковых работ при высокой оплошанности недр. Это позволит сохранить эффективность ГРП на достигнутом уровне и нынешнюю стоимость подготовки запасов за счет ГРП около 6,5 долл/т. В основном, средства на ГРП будут направляться за счет инвестиций имеющихся и вновь создаваемых нефтяных компаний при минимальных объемах финансирования государством. За счет повышения нефтеотдачи планируется обеспечить более 20 % общего прироста запасов нефти. Причем, со временем эта доля будет возрастать. Около 10 % прироста будут обеспечиваться за счет ПБ (Рис. 7).

Остальной прирост будет обеспечиваться за счет переоценки запасов и доразведки действующих месторождений. Объемы добычи нефти по РТ будут стабилизироваться на высоком уровне – около 30 млн.т, что, учитывая высокую истощенность основных эксплуатируемых месторождений и высокую долю ТЗН, является весьма сложной задачей. Без применения новых инновационных технологий ее в принципе невозможно решить. Поэтому предусматривается дальнейшее развитие новейших технологий и, в первую очередь, для освоения нетрадиционных объектов разработки, доля добычи за счет которых возрастает до 20 – 25 %.

В стратегии предусматривается ввод в разработку 45 месторождений природных битумов (ПБ) с запасами 43,5 млн.т, которые в основном уже разведаны, и довести добычу по ним до 2,5 млн.т. в 2020 г. Но для этого нужно, чтобы государство признало этот вид сырья как альтернативный по отношению к нефти и приняло соответствующие законы о стимулировании разработки месторождений ПБ.

Для успешной реализации Стратегии развития нефтегазового комплекса РТ следует, во-первых, создать условия, обеспечивающие прирост запасов; во-вторых, создать необходимые и необратимые условия для поступательного развития нефтяной и газовой отраслей России. В первую очередь, эти условия нужно создать за счет принятия более совершенного Закона «О недрах», проект которого в настоящее время находится на стадии обсуждения.

Литература

- Муслимов Р.Х. Перспективы нефтеотдачи и ресурсы. Россия: третье тысячелетие. *Вестник актуальных прогнозов*, № 3, 2001.
- Изотов В.Г. Литолого-фациальные типы нетрадиционных резервуаров углеводородов Волго-Уральской провинции. *Тез. Нефтеструктурные сложнопостроенные ловушки – основной резерв прироста углеводородного сырья России*. С.Пб. Изд-во ВНИГРИ, 2005. 30-32.
- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Волков Ю.В. и др. Условия формирования и типизации коллекторов турнейского яруса Татарского свода. *Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений*. Сыктывкар. Геопринт, 2001. 140-142.
- Плотников Н.А., Плотникова И.Н., Изотов В.Г. и др. Перспективы установления блуждающих залежей УВ в верхнедевонской сульфатно-карбонатной формации и периферии Татарского свода. *Мат.-лы конф. Новые идеи поиска и разработки нефтяных месторождений*. Казань. т. 1. 2000. 197-199.
- Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Зоны деструкции кристаллического фундамента – как потенциальные коллектора углеводородов больших глубин. *Георесурсы*, № 1, 1999. 28-34.

Р.Х. Муслимов

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ: ОПТИМИЗАЦИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

Научный редактор
В.М. Смелков

Рецензенты
Д.В. Булыгин, Р.Т. Фазлыев

Допущено УМО по классическому университетскому образованию в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по направлению 020300 Геология и специальности 020305 Геология и геохимия горючих ископаемых. В учебном пособии описаны современные методы геолого-промышленного изучения залежей нефти для проектирования современных методов увеличения нефтеизвлечения (МУН), систем разработки и управления процессами выработки запасов в различных горно-геологических условиях.

Приведена новейшая классификация современных МУН, обоснованы геолого-физические критерии их применения на высокопродуктивных и малоэффективных нефтяных месторождениях. Рассмотрены особенности применения современных МУН на поздней стадии эксплуатации месторождений и обеспечения рентабельной разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами в рыночных условиях, приведены различные методы определения прироста извлекаемых запасов за счет МУН.

Исследованы причины техногенного изменения нефтяных месторождений в процессе длительной их эксплуатации и выработаны рекомендации для устранения недостатков заводнения в процессе проектирования. Особое внимание уделено углубленному изучению свойств и условиям нахождения остаточных нефтей в заводненных пластах, поискам путей их извлечения в целях увеличения извлекаемых ресурсов в старых нефтедобывающих районах страны. Рассматриваются вопросы проектирования, оперативного планирования, определения технологической и экономической эффективности современных МУН, основанные на богатом практическом опыте нефтедобывающих компаний Республики Татарстан.

Предназначено для студентов и преподавателей ВУЗов, а также специалистов нефтяных и газовых компаний

Муслимов Р.Х. Совершенствование проектирования разработки нефтяных месторождений – основа динамического развития нефтяной отрасли страны. Совершенствование методов проектирования разработки нефтегазовых месторождений Татарстана на современном уровне. *Сб. трудов науч.-практ. конф. посвящ. 70-летию Муслимова Р.Х.* Альметьевск. ОАО «Татнефть», 2005. 3-23.

Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения в завершающей стадии разработки. *Сб. мат-ов V конгресса нефтегазопромышленников России*. Казань. ЗАО «Новое знание». 2004. 54-59.