

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 оплохоискованность 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-

торождений, 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.

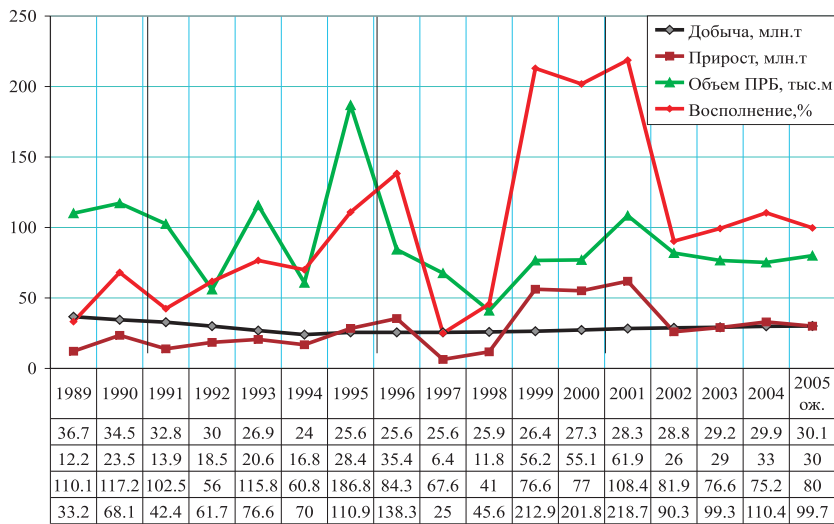


Рис. 1. Добыча нефти и прирост запасов по Республике Татарстан.

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 D_0, D_1 на склонах ЮТС, а также в других терригенных комплексах. Даже небольшое со-

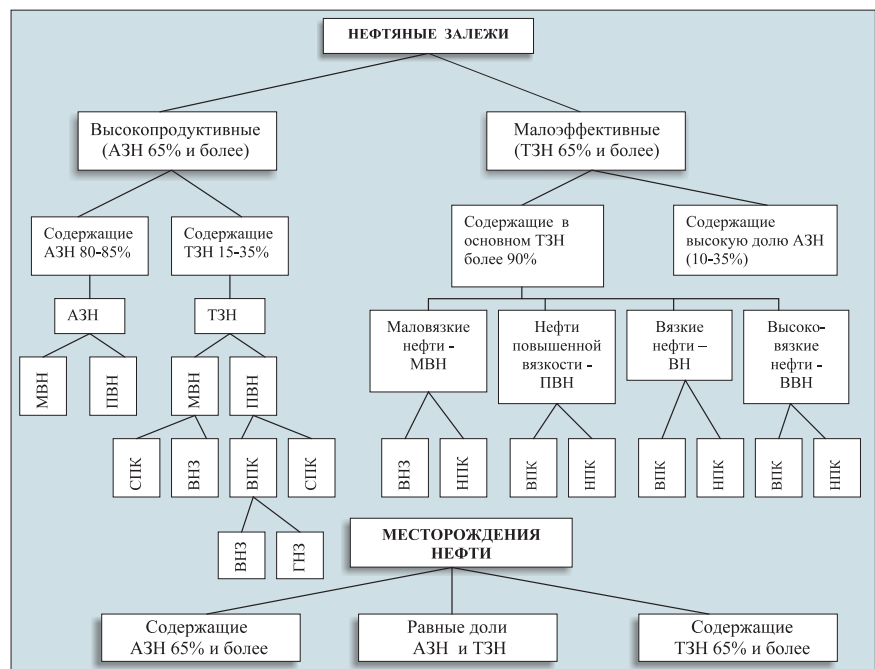
держание глинистого материала, как это было показано на примере горизонтов D_1, D_0 Ромашкинского месторождения, существенно ухудшает процессы нефтывытеснения.

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 D_0 и D_1 . 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 $D_3 - D_4$.

3. Коллектора с повышенной спритизацией. 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

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.



(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-бобринских 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. Белониной, 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).