

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОТЕХНОЛОГИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье показана определяющая роль исследования особенностей геологического строения месторождений на степень извлечения нефти. Предложены пути углубленной детализации геологического описания объектов на нано-уровне с выделением инертных и активных наноминеральных фаз как основу для создания и выбора новых технологий повышения нефтеизвлечения.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти (КИН), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), наноминеральные фазы, поверхностно-активные вещества.

Проектная нефтеотдача нефтяных месторождений России неуклонно снижается, что большинством исследователей объясняется ухудшением структуры запасов. Но в то же время проектная нефтеотдача в более сложных условиях в США (высокая степень разведанности недр и более высокая степень истощения эксплуатируемых месторождений) неуклонно увеличивается (Рис. 1). Основную причину этого мы видим в идеологизированной практике рассмотрения и утверждения запасов нефти в ГКЗ СССР, от которой мы до сих не сумели полностью отойти (Муслимов, 2007).

Большая роль в обеспечении высокой нефтеотдачи играют мероприятия, проводимые на поздней стадии разработки месторождений.

Таким образом, на IV стадии эксплуатации месторождений остаются проблемы выработки запасов, присущие первым трем стадиям, к которым добавляются недостатки, специфичные для данной стадии. При этом, чем больше недостатков было в раннем периоде, тем больше их будет на IV стадии.

Более эффективное использование созданных мощностей и повышение технико-экономической эффективности нефтедобычи, а также ухудшение свойств, ранее считавшейся извлекаемой части запасов, в процессе длительной разработки обуславливают необходимость отбора части неизвлекаемых балансовых запасов, т.е. увеличение нефтеотдачи сверх утвержденной и запроектированной. Эта стадия разработки нуждается в более детальном исследовании. Ее нельзя представлять как период медленно-монотонного роста обводненности, роста и снижения

добычи нефти. Здесь будут периоды стабилизации и падения добычи нефти.

Появление новых технологий геологического изучения недр, современных технологий МУН и ОПЗ, внедрения современного оборудования позволяют существенно увеличить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям (сверх ранее принятых в проектных документах) и сроки разработки нефтяных месторождений в IV стадии за счет прироста извлекаемых запасов. Продолжительность этой стадии может составлять до 80% всего периода разработки (в зависимости от его геолого-физической характеристики).

Вот в этой стадии высокого обводнения приходится длительное время работать над увеличением КИН.

Проблема увеличения нефтеотдачи является сложнейшей, особенно для пластов с трудноизвлекаемыми запасами (ТЗН), включающими запасы нефти в низкопроницаемых, глинистых терригенных и исключительно неоднородных карбонатных пластах, нетрадиционных коллекторах, залежах высоковязких нефтей, истощенных месторождениях с техногенно-измененными залежами. Даже самые сложные формулы не могут описать процесс вытеснения нефти из пластов, эффективность которого определяется наноявлениями (нанообменными и окислительными процессами, биодеструкцией, фазовыми переходами). Неслучайно профессор Н.Н. Непримеров назвал нефтевытеснение самым сложным из освоенных человеком процессом.

Проведение широких научных исследований в области промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки нефтяных месторождений, методы их проектирования и практической реализации. Однако по мере открытия новых месторождений с ТЗН и истощения запасов высокопродуктивных месторождений существенно усложнились условия разработки. В конце двадцатого столетия большинство исследователей решение задачи повышения эффективности разработки нефтяных месторождений свя-

Классификация пород-коллекторов 1960-1961г.			
Параметры	Породы неколлекторы	Песчаник	Алеврит
Пористость, (%)	<11	16 - 26/21	11 - 16/14
Проницаемость, мкм ²	<0,01	0,16 - 1,5/0,477	0,01 - 0,16/0,088
Нефтенасыщенность	<50		
Глинистость, %	>23		

Табл. 1.

Существующая классификация пород коллекторов (80-е годы XX в.)				
Параметры	Породы неколлекторы	Породы коллекторы		
		Высокопродуктивные	Высокопродуктивные глинистые	Малопродуктивные
Пористость, (%)	<12	17 - 30	15	12 - 19
Проницаемость, мкм ²	<0,03	>0,1	-25>0Д	0,03 - 0,1
Нефтенасыщенность	<50,0	80,5 - 90,0	72,8 - 82,9	50,0 - 80,0
Глинистость, %		<	>2,0	

Табл. 2.

Параметры	Предлагается установить	I	II	III	IV
Пористость, (%)	<11	≥18	≥11	≥11	≥11
Проницаемость, мкм ²	<0,001	≥0,5	≥0,1	≥0,01	≥0,001
Нефтенасыщенность	<50				
Глинистость, %	≤20	≤20	≤20	≤20	≥20

Табл. 3. Предлагаемая современная классификация.

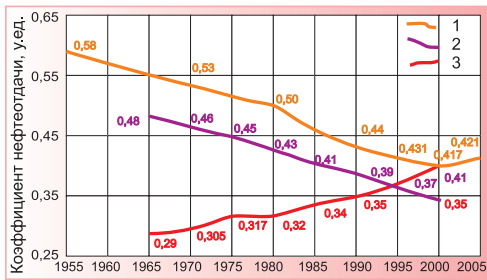


Рис. 1. Динамика проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и США. 1 – Средняя нефтеотдача по Республике Татарстан; 2 – Средняя нефтеотдача в России; 3 – Нефтеотдача в США.

зало с созданием третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Опыт показывает, что современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства остальных третичных МУН. Дополнение гидродинамических методов физико-химическими потокоотклоняющими и другими технологиями на водной стадии разработки, когда сформировались фильтрационные потоки, позволяет получить синергетический эффект. Такой подход рационален на месторождениях, содержащих активные запасы нефти (АЗН). На объектах с трудноизвлекаемыми запасами МУН и стимуляцию скважин необходимо внедрять с самого начала разработки, так как без них в большинстве случаев не удастся создать достаточно эффективную систему разработки с применением заводнения.

Следует отметить, что доля ТЗН в России приближается к 60%, а в Республике Татарстан уже составляет 80%. Для их выработки требуются значительно более сложные и дорогостоящие технологии, что снижает рентабельность добычи нефти по сравнению с рентабельностью добычи компаниями, имеющими возможность выбора для разработки наиболее рентабельных участков. Применение традиционных технологий на месторождениях страны ведет либо к низкому КИН при приемлемой рентабельности добычи нефти, либо к низкой рентабельности при приемлемом КИН.

Важнейшей для России является проблема извлечения нефти из техногенно измененных залежей на поздней стадии разработки и остаточных запасов нефти.

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в настоящее время можно определить значение подвижной нефти. Оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований методом ЯМР из неподвижной части можно выделить долю нефти, получаемую дополнительно за

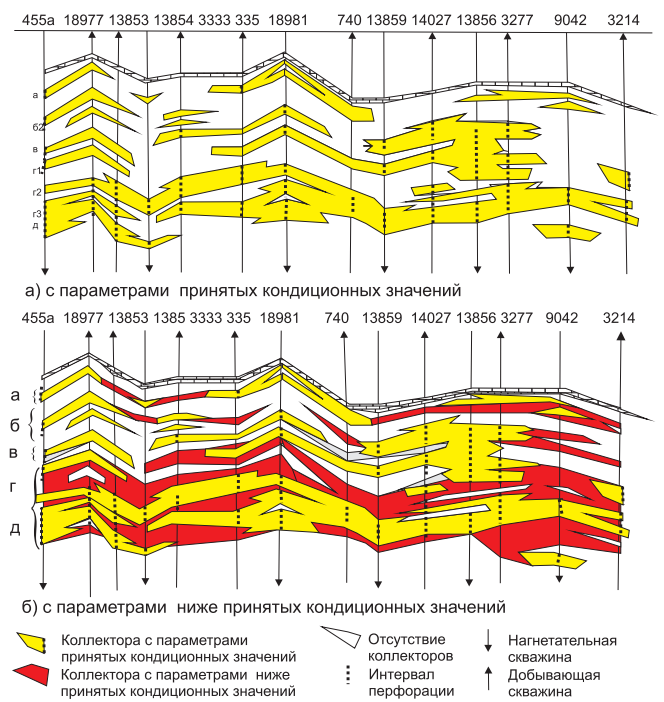


Рис. 3. Геологический профиль по линии скв. 455а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения с параметрами принятых и ниже принятых кондиционных значений.

счет третичных МУН, и неизвлекаемую долю даже при их применении. При таком подходе запасы подразделяются на *подвижные* (извлекаемые за счет гидродинамических методов), *малоподвижные* (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и *неподвижные* запасы (Рис. 2).

Исходя из накопленного опыта и появления новых технологий разработки (ГРП, горизонтальное бурение, волновые, микробиологические МУН и др.) необходимо на поздней стадии разработки построить уточненную геолого-гидродинамическую модель залежи, учитывающую снижение кондиционных значений пород коллекторов, результаты применения более детальных методов изучения неоднородности пластов и техногенное изменение залежей в процессе их длительной эксплуатации с применением заводнения. Все это вместе с созданными методами локализации остаточных запасов нефти позволяет детально установить размещение остаточных запасов, выделив их по отдельным пластам и даже прослоям в мощных заводненных квазимонолитных пластах.

На поздней стадии разработки основное внимание должно быть уделено детализации геологического строения объектов разработки. Основная трудность заключается в определении невырабатываемых участков пласта. Например, применение на Павловской площади Ромашкинского месторождения более совершенных геофизических методов исследований (методика ТАВС по системе CINETEL)

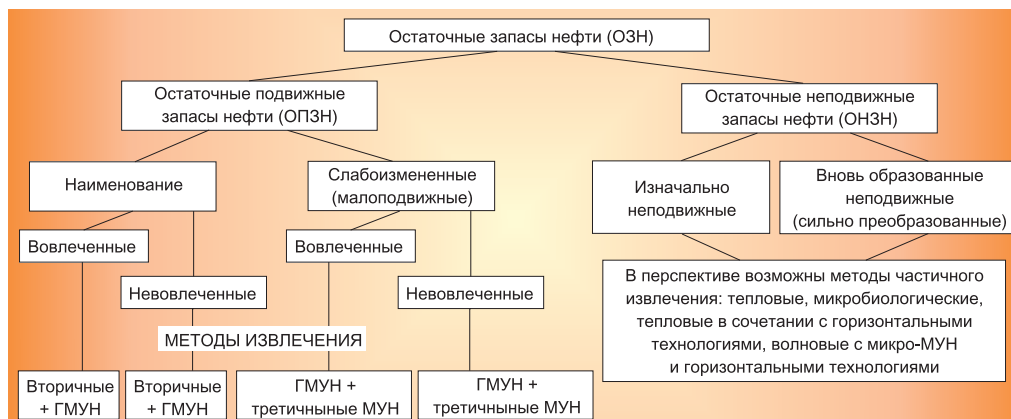


Рис. 2. Классификация остаточных запасов нефти.

позволило специалистам НГДУ «Азнакаевнефть» совместно с научными сотрудниками подразделить горизонт D_1 на четыре класса пород, вместо принятых в настоящее время двух. Это дало возможность в высокопродуктивных, казалось бы, монолитных пластах, выделить менее проницаемые разности для целенаправленного внедрения новейших МУН. При таком подходе запасы части пластов (особенно высокопродуктивных), в том числе извлекаемые, возрастают.

Определение ТатНИПИнефтью в 1960 – 1961 гг. для пород-коллекторов горизонтов D_1, D_0 нижние кондиционные значения пористости составляли 11%, проницаемости – $0,01 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенности – более 50%. В 80-е годы XX в. эти значения несколько отличались: пористость – более 12,6%, проницаемость – $0,03 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенность – более 50%. Границы пород-коллекторов оказались выше. Существующие методики определения фильтрационно-емкостных свойств пластов по ГИС не учитывают различного рода неоднородностей пластов, что приводит к значительным расхождениям параметров, определяемых по результатам ГИС и анализа керна.

Фактов получения притоков из считавшихся некондиционными коллекторов Ромашкинского месторождения достаточно много, и это заставляет нас пересмотреть ранее принятые кондиционные значения пород-коллекторов (Табл. 1, 2, 3).

Предлагаемое выделение во вмещающих породах терригенного девона Ромашкинского месторождения проницаемых пластов с некондиционной пористостью и построение с их учетом геологических моделей существенно меняет наши представления о геологическом строении объекта (Рис. 3).

Таким образом, проницаемые низкопористые пласты во вмещающих породах, считающиеся сегодня некондиционными, являются крупным резервом прироста балансовых запасов, который, по экспертной оценке, может составить не менее 15% к имеющимся.

Кроме того, сегодня знание особенностей наноминералогии и поведения ультрадисперстных систем при многофазной фильтрации позволяет определять механизмы воздействия на наноразмерные явления в нефтяных пластах и создавать нанотехнологии повышения КИН. Используя эти знания и результаты исследования наносоставляющей пласта, можно выявить влияние различных параметров на КИН и выбрать наиболее эффективные для данных условий МУН.

Рис. 4. Схема литолого-геохимического равновесия в системе нефть-коллектор (Изотов и др., 2007).

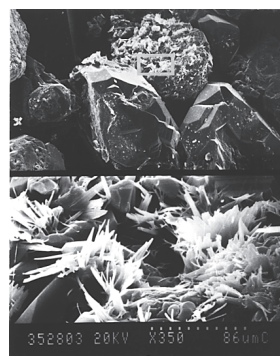


Рис. 5. Нанотрубчатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора. Ромашкинское месторождение, скв. 20694, инт. 1791,0-1796,0м, горизонт D_p , ув. 350х. (Изотов и др., 2007).

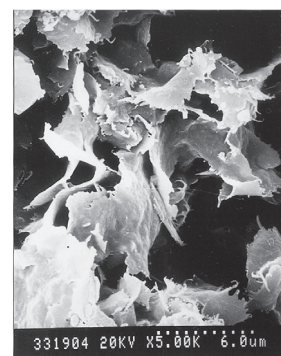


Рис. 6. Фестончатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора (развернутые нанотрубки). Ромашкинское месторождение, скв. 20694, инт. 1791,0 – 1796,0м, горизонт D_p , ув. 500х. (Изотов и др., 2007).

Было установлено, что на КИН влияет тонкодисперстная составляющая (наносоставляющая) нефтяного пласта: глинистые материалы, микритизированный кальцит, тонкодисперсные окислы и сульфиды (Изотов и др., 2007). Кроме того, значительно осложняет разработку нефтегазовых пластов различное поведение глинистой наносоставляющей в пустотном пространстве коллектора с проявлением процессов сорбции и адсорбции тонкодисперсными карбонатами и силикатами используемых реагентов с появлением наноразмерных трубок тонкодисперсного пирита, кольматирующего поровые каналы при использовании серноокислотных и других серосодержащих реагентов.

В настоящее время практически мало изучено воздействие комплекса МУН на минеральную составляющую коллектора – его матрицу. Обычно считается, что последняя является инертной и не подвергается воздействию МУН. Однако анализ процессов разработки месторождений и проведенные ранее исследования позволяют сделать вывод о том, что природный коллектор углеводородных систем активно реагирует на любое воздействие, как на призабойную зону скважин, так и на весь пласт (Муслимов, Изотов и др., 2008). Для характеристики процессов, происходящих в пласте при воздействии на него, было разработано положение о литолого-геохимическом равновесии в системе нефть-коллектор (Рис. 4) (Муслимов и др., 2003). Согласно этому положению в системе коллектор-флюид выделяются инертные и активные минеральные фазы. Инертные фазы представлены обломочными зёрнами для терригенных коллекторов, карбонатными выделениями и скоплениями для карбонатных коллекторов, которые практически не реагируют на методы воздействия на пласт. Активные фазы – это обычно комплекс тонкодисперсных минералов, т.е. минералов наноразмерных величин, которые формируют неустойчивый минеральный комплекс, активно меняющий свою форму, ориентировку в пустотно-поровом пространстве, а также кристаллизующийся в нем при воздействии на пласт (Рис. 6). Как показывают проведенные исследования, наноминеральные фазы даже при их незначительных количествах локализуются обычно в местах пережимов поровых каналов, либо на стыках обломочных зёрен, что нарушает линей-

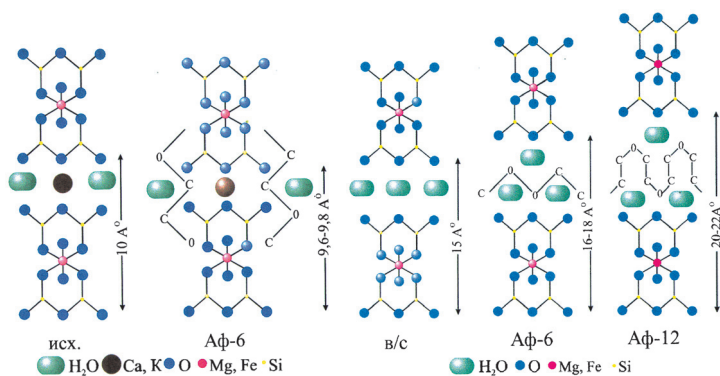


Рис. 7. Кристаллохимическая схема воздействия ПАВ на глинистые минералы. а) гидрослюды, б) смектиты. (Изотов и др., 2007).

ности фильтрационных процессов и часто прерывают фильтрацию. При этом влияние активных минеральных фаз коллектора, чаще всего представленных наноразмерными минералами, возрастает на поздних стадиях разработки месторождения (Изотов, Ситдикова, 2007).

Обладая способностью менять объемные характеристики, глинистые минеральные комплексы являются активными наноминеральными фазами, реагирующими практически на все методы воздействия на пласт. Однако проведенные исследования свидетельствуют, что нефтеносные формации Волго-Уральского региона включают широкий и разнообразный комплекс глинистых минералов, каждый из которых в связи с их кристаллохимическими особенностями индивидуально реагирует на технологии воздействия на пласт. В частности, коллекторы продуктивных горизонтов девонских отложений (горизонты D_0 и D_1) характеризуются преобладанием ассоциаций глинистых минералов на основе каолинита и гидрослюдисто-смешанослойных комплексов минералов, смешанослойная фаза представлена ассоциацией гидрослюда-смектит. Терригенные коллекторы каменноугольного возраста характеризуются преобладающим развитием каолинита в составе ассоциаций с подчиненным количеством гидрослюды и смешанослойных фаз. Эти различия в фазовом составе глинистых наноминеральных комплексов должны учитываться при использовании различных методов воздействия на пласт.

На фильтрационные свойства коллектора существенно влияют гидрослюдистые минералы, форма которых в структуре коллектора во многом зависит от водного режима пласта. Такие комплексы в структуре коллектора обычно формируют нанотрубчатые формы (Рис. 5), однако под воздействием воды нанотрубки разворачиваются в пластины, которые могут перекрывать каналы фильтрации, существенно понижая проницаемость (Рис.6).

Поэтому для повышения эффективности применения МУН необходимо изучать детали геологического строения пласта, в том числе и, особенно, состав и свойства наноминеральных частиц. Покажем это на примере применения ПАВ для увеличения КИН.

В Татарстане при проведении исследования воздействия различных неионогенных ПАВ на различные глинистые минералы использовались ПАВ-АФ-6 и АФ-12, характеризующиеся различным молекулярно-весовым распределением и шириной цепей молекул (Рис.7) (Муслимов и др., 2008). Воздействие этих ПАВ на минералы группы смектита приводит к внедрению его цепей в межслое-

вые промежутки пакетов смектита. В результате происходит его разбухание на ширину цепи ПАВ, что регистрируется рентгено-дифрактометрическим методом. В гидрослюдах, где пакеты глинистых минералов связаны крупными катионами (K^+) такое внедрение не возможно, и воздействие ПАВ заключается в вытеснении слабосвязанных молекул воды из промежутков, что приводит к незначительному «усыханию» глинистых пакетов. Здесь применение ПАВ эффективно. Следовательно, использование ПАВ снижает вязкость нефти в поровых каналах, но при этом приводит к существенному разбуханию смектитовых минералов и кольматации каналов фильтрации, что сводит к нулю эффект от воздействия ПАВ на коллектор, содержащий глинистую составляющую данного типа.

Таким образом, эффективность применения ПАВ зависит от состава глин. При различных глинистых составляющих эффект может быть как положительным, так и отрицательным.

Сегодня можно утверждать, что детальные исследования пласта и содержащихся в нем флюидов на наноуровне позволяют целенаправленно разрабатывать и применять новые МУН, приспособленные для конкретных геолого-физических условий, что даст возможность повысить эффективность их внедрения. Ожидаемый результат от масштабного применения современных модификаций этих технологий – увеличение КИН для пластов с активными запасами от 10 – 15 до 50 – 70%, с ТЗН – от 20 – 25% до 40 – 45%. При этом в среднем удается выйти на проектный КИН, равный 50%.

Литература

- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Наноминеральные системы нефтяного пласта и их роль в процессе разработки. *Георесурсы*. 2007. №3(22). 21-23.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. *Сб. конф.: Повышение нефтеотдачи пластов*. Казань. 2003. 552-560.
- Муслимов Р.Х. Перспективы прироста запасов нефти России за счет изменения порядка утверждения и стимулирования увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН). *Недропользование*. №2. 2007. 8-11.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Динамика наноминеральных фаз нефтяного пласта на поздней стадии разработки. *Мат-лы между. научно-практич. конф.: Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов*. Казань: ФЭН. 2008. 295-299.

R.Kh. Muslimov. Using of nanotechnology on late stage of oil field development.

In this article we demonstrate that studies of the features of deposit geological structure are crucial for the efficient oil recovery. We propose the methods of more detailed geological description of objects on nano-scales with extraction of inert and active nanomineral phases as the basis for the development and selection of new technologies for oil recovery enhancement.

Key words: efficient oil recovery, methods of oil recovery enhancement, nano-mineral phases, surfactant substances.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д. г.-м. н., профессор КГУ, действительный член РАЕН, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Россия, Татарстан, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843) 231-53-84.