Введение

1. Технико-технологический раздел

1.1 Источники пластовой энергии и силы, действующие в залежи

1.2 Поверхностные явления при фильтрации жидкостей

1.3 Общая схема вытеснения нефти из плата водой и газом

1.4 Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред

2. Расчетно-практический раздел

## 1. Технико-технологический раздел

**1.1 Источники пластовой энергии и силы, действующие в залежи**

Приток жидкости и газа из пластав скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой, энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обусловливается:

1) напором краевых вод;

2) напором газа, сжатого в газовой шапке;

3) энергией газа, растворенного в нефти и в воде и. выделяющегося из них при снижении давления;

4) упругостью сжатых пород;

5)гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруговодонапорный, гравитационный и смешанный. В практике эксплуатации газовых месторождений встречаются залежи, геологические условия которых способствуют проявлению водонапорных, газовых или смешанных режимов. Водонапорный режим газовых месторождений так же, как и у нефтяных залежей, возникает при наличии активных краевых вод или при искусственном заводнении пласта. Газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа) возникает при условии, когда единственным источником является энергия самого сжатого газа, т. е. когда пластовые воды не активны. Запасы пластовой энергии расходуются на, преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов сквозь породу к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Эти сопротивления в принципе аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах. Но в отличие от движения жидкости в трубах характер течения их в микронеоднородной пористой среде имеет свои особенности. По результатам наблюдения за движением воды и нефти в пористой среде установлено, что в области водонефтяного контакта вместо раздельного фронтового движения фаз перемещается смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, которые на время закупоривают поры пласта вследствие проявления капиллярных сил. Подобное образование смеси наблюдалось и в единичных капиллярах.

Направление вытеснения Столбика воды

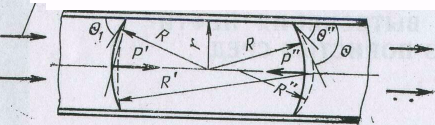


Рис. 1.Схема деформации капли нефти при её сдвиге

Чтобы представить механизм проявления капиллярных сил при движении водонефтяной смеси, остающейся позади водонефтяного контакта, рассмотрим условия перемещения столбика нефти в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой (рис.1).

Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при этом давление *р* на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

2σ σ

Р= - (1)

R r

где σ - поверхностное натяжение на границе нефть - вода; R *-* "радиус сферической поверхности столбика нефти; r - радиус ее цилиндрической поверхности. Под действием давления, развиваемого менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик нефти от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного состояния. Эти пленки обладают, по-видимому, аномальными свойствами, в частности, повышенной вязкостью, и поэтому они неподвижны. Следовательно, с началом движения .столбика нефти в капилляре возникает сила трения, обусловливаемая давлением нефти на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик нефти сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное на рис. 1 пунктирными линиями. При этом капиллярное давление, создаваемое менисками, станет равным соответственно для левого и правого менисков:

2σ 2 σ

Р’= ; P’’= (2)

R R’’

Разность этих давлений будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давлений,

2σ 2 σ

Рc= - (3)

R ‘’ R’

Учитывая, что

2σ

R =

cos α

получим

2σ

Рc= (cos Θ’’-cosΘ’) (4)

r

Описанное явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах, впервые исследовано Жаменом и названо его именем. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газоводонеaтяных смесей в пористой среде. Дополнительное сопротивление и капиллярное давление для единичных столбиков могут быть и невелики. Но в пористой среде столбики и четки образуются в больших количествах и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель и четок. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает противодавление

1 1

Р = 2σ - (5)

R 1 R2

где R1 и R2 *—* радиусы кривизны менисков глобул в суженной и расширенной части канала.

Водонефтяные смеси могут образовываться на протяжении десятков и сотен метров. Если бы эффект Жамена проявлялся в пласте так же интенсивно, как и в цилиндрических капиллярах, движение жидкостей в пористой среде было бы затруднено. Повидимому, эффект Жамена в пласте в значительной степени ослабляется вследствие сжимаемости газовых пузырьков и упругости жидкости и пород пласта. При этом происходит сдвиг не сразу всей массы смеси, а отдельных ее участков. Кроме того, в каналах неправильной формы жидкости могут иметь обходные пути между стенками каналов и пузырьков воды или газа.

**1.2 Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей**

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела между нефтью, газом и водой, но также и поверхностные явления, происходящие на границах твердое тело - жидкость. По результатам опытов, проведенных П. А. Ребиндером, М. М. Кусаковым, К. Е. Зинченко, при фильтрации через кварцевый песок углеводородных жидкостей с добавками полярных поверхностно-активных веществ (как индивидуальных углеводородов, так и самих нефтей, со .временем скорость фильтрации затухает. Это можно объяснить образованием на поверхности поровых каналов адсорбционно-сольватных слоев, практически не участвующих в процессе движения и замедляющих фильтрацию, уменьшая эффективное сечение капилляров. Считается, что и в естественных условиях понижение скорости фильтрации может быть вызвано: 1) химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти, например, кислотного типа на активных местах поверхности минеральных зерен; 2) повышением содержания в нефти поверхностно-активных веществ за счет накопления в текущей нефти кальциевых и магниевых мыл.

В таких случаях может наблюдаться непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки поровых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок. Этим эффектом объясняется и процесс затухания проницаемости кварцевых песчаников при фильтрации сквозь них нефти, детально изученный Ф. А. Требиным при различных условиях фильтрации.

Ф. А. Требиным было установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давлений и повышении температуры до 60-65 °С. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Аналогичные явления наблюдаются в промысловой практике. Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с ними прогревают призабойную зону или обрабатывают забой какими-либо средствами. Следует, однако, отметить, что явления затухания фильтрации со временем, по-видимому, не свойственны большинству естественных пластов, и скважины эксплуатируются многие годы без снижения продуктивности. Снижение фильтрационных свойств пород при движении в них дегазированной нефти в лабораторных условиях связано с появлением в ней (в результате окисления, изменения состава нестойких соединений и охлаждения при хранении и транспортировке) комплексов, не свойственных естественным нефтям. По данным В. М. Березина и В. С. Алексеевой, проницаемость естественных песчаников практически оказалась одинаковой для воздуха, неполярной жидкости и малоактивных (малополярных) нефтей Татарии и Башкирии. По результатам их исследований при надлежащем отборе и хранении дегазированных нефтей (без доступа воздуха, в темном помещении, при умеренных температурах) даже таких месторождений, как Арланское и Новохазинское, нефти которых содержат асфальто-смолистые вещества в большем количестве, чем нефти других месторождений, фильтрация их в пористой среде происходит без затухания. Процесс образования асфальто-смолистых отложений в поровых каналах, по-видимому, более свойствен выработанным залежам с низким пластовым давлением и связан с нарушением равновесия в нефтегазовых растворах при выделении газовой фазы и изменениях температуры.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона,

Следует учитывать, что электрокинетические явления, происходящие в пористой среде при фильтрации воды, также могут быть причиной кажущегося роста ее вязкости в *порах* пласта (электровязкость).

**1.3 Общая схема вытеснении нефти из пласта водой или газом**

В природных условиях наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами — краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности. Несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, общая качественная схема вытеснения нефти водой и газом имеет много общего.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются. С увеличением водонасыщенности, например до 50-60 %, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струей воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью. Типичная картина изменения водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени при вытеснении нефти водой приведена на рис. 2. Эта схема процесса представляется всеми исследователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил.

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения Svах, соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребенной воды SП. При этом в пласте можно отметить три зоны (I, II и III). В первой из них, где водонасыщенность изменяется от Svах до Sф, на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть. Второй участок (зона II) *с* большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от вымывания нефти к зоне III движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров

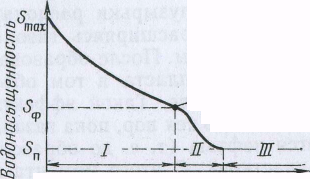


Рис. 2. Изменение нефтеводона-сыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Так, вследствие небольшой вязкости газа «поршневое» вытеснение им нефти может происходить только при газонасыщенности породы, не превышающей 15 % от объема пор. При увеличении газонасыщенности в потоке преобладает газ, и механизм вытеснения нефти будет заменяться механизмом увлечения ее струей газа. При газонасыщенности ~35% движется в пласте только один газ.

Кроме свободного газа газовой шапки, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из раствора.

Иногда растворенный газ является единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется в тех случаях, если давление в залежи падает ниже давления насыщения нефти газом.

Визуальные наблюдения за процессом выделения газа в тонких прозрачных пористых средах показывают, что даже при интенсивном снижении давления большое число пузырьков не образуется. Иногда на десятки тысяч пор приходится один пузырек, который увеличивается в объеме за счет диффузии газа. При этом уменьшается степень перенасыщения нефти газом вблизи расширяющегося пузырька.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачивается работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньшая, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенные структуры увеличиваются в пористой среде.

Первые газовые ячейки появляются в малопроницаемой части пористой среды, затем они вырастают в длинную узкую газонасыщенную структуру. После достижения ею линзы с высокой проницаемостью рост газовых ячеек преимущественно продолжается в этой свободной зоне потому, что капиллярное давление менисков препятствует движению газа в зоны с меньшим сечением капиллярных каналов.

Вначале газовые пузырьки располагаются далеко друг друга, но, постепенно расширяясь, газоиасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки еще перемежаются нефтью (т. е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему перемещаться к скважинам быстрее нефти в зоны пониженного давления (к забоям) по газонасыщенным участкам.

**1.4 Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования**

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

В лабораторной практике обычно измеряется нефтеотдача за безводный и водный периоды. При вытеснении нефти водой из модели пласта поступает сначала чистая нефть, а затем нефть с водой. Нефтеотдача, достигнутая за эти периоды, называется соответственно безводной, и водной.

Объемы добываемой нефти в безводный и водный периоды в различных геологических условиях не одинаковы. В пологих структурах с большими площадями контакта воды и нефти добыча нефти в водный период оказывается более значительной и длительной. Поэтому необходимо выделять нефтеотдачу в безводный и водный периоды эксплуатации залежей. Конечные же нефтеотдачи следует сравнивать с учетом водного фактора (водный фактор - среднее количество извлекаемой воды, приходящейся на 1 т добываемой нефти).

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Например, при разработке некоторых Залежей на Биби-Эйбате (Азербайджанская ССР) за 25 лет эксплуатации коэффициент нефтеотдачи едва достигал 0,1. Даже в том случае, если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 0,7-0,8.

Нефтеотдача также зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это объясняется также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Некоторые исследователи считают, что в большинстве залежей с активным напором воды суммарная нефтеотдача не превышает 60 % к тому моменту, когда дальнейшая эксплуатация скважин становится экономически нецелесообразной.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. В таких условиях нефтеотдача составляет 8--30 %, а в большинстве случаев 15-20 %. Это объясняется ограниченным объемом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением вязкости газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Поэтому в зависимости от строения залежи наблюдаются высокие пределы нефтеотдачи в месторождениях с газовой шапкой (0,6-0,7). Однако при значительной неоднородности пластов коэффициент нефтеотдачи не превышает 30 %. Снижение эффективности расширения газовой шапки при этом обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой вязкостью его, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает, по-видимому, угол наклона пластов. При крутых углах падения пластов условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения.

Если бы пористая среда пласта представляла собой систему трубок или каналов, не сообщающихся между собой, то при вытеснении нефти водой и газом газовой шапки практически можно было бы достигнуть почти полной нефтеотдачи. Микронеоднородный и сложный характер строения порового пространства - причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное же движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при «поршневом» вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей (т. е. при отсутствии менисков) характеризуется высокими коэффициентами нефтеотдачи, близкими к 95-100 %.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований с увеличением вязкости нефти значительнее проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, способствующие возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронеоднородное строение пластов - наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом.

Оказалось также, что нефтеотдача зависит от многочисленных свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и т. д.).

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

1) капиллярно удержанная нефть;

2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;

3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;

4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;

5) нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых «экранов» (сбросы и другие непроницаемые перемычки).

Упомянутые виды остаточной нефти, по-видимому, содержатся в том или ином объеме во всех истощенных залежах.

Пленочной называется нефть, покрывающая тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород.

Данные измерения тонких слоев жидкости, а также исследований распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочной состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной. Последняя находится в узких порах коллектора, в местах контакта зерен и в виде столбиков и четок, рассеянных в пористой среде. Капиллярно связанная нефть удерживается в порах капиллярными силами и ограничивается менисками на поверхностях раздела нефть — вода или нефть — газ. Формы существования капиллярно удержанной нефти и ее количество определяются геометрией перового пространства и свойствами поверхностей раздела фаз. В гидрофильной пористой среде капиллярно удержанная нефть находится в виде капель, рассеянных в водной фазе. В гидрофобных пластах капиллярно удержанная нефть, по-видимому, содержится в мелких капиллярах в местах контакта зерен.

В природных условиях, кроме пленочной и капиллярно удержанной нефти, значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и в местных непроницаемых экранах и перемычках.

Остаточная нефть этого вида весьма распространена. Доказательством служат многочисленные случаи притока чистой нефти в скважины, пробуренные за водонефтяным контактом в промытой части пласта. По этой же причине перераспределение и увеличение отбора жидкости из обводненного пласта иногда приводит к повторному увеличению притока нефти к скважинам.

Если бы пласты были макрооднородными, нефтеотдача их была бы весьма значительной (70—80%). Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве нефти, остающейся в пласте в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Как уже упоминалось, наиболее эффективный — водонапорный режим, и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться (где это экономически целесообразно) к сохранению естественного или к воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой. При этом, однако, возникают свои проблемы улучшения технологии заводнения залежей, так как и при водонапорном режиме нефтеотдача редко превышает 50—60 % от начальных запасов. Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, поддающихся регулировке, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное натяжение ее на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами) , вязкость и температуру. Но необходимо предварительно определить скорость вытеснения нефти (или депрессию давления в пласте), обеспечивающую наибольшую нефтеотдачу, и значения упомянутых регулируемых свойств воды, при которых можно получить наибольшую эффективность вытеснения из пласта нефти. По всем этим вопросам в нефтепромысловой литературе опубликованы результаты большого числа лабораторных и промысловых опытов, проведенных различными исследователями. Результаты оказались противоречивыми. В одних случаях, например, нефтеотдача увеличивается с уменьшением поверхностного натяжения αи значения σ соsΘ (Θ - угол избирательного смачивания), в других же эта закономерность оказалась более сложной — нефть в большей степени вытеснялась водой, имеющей повышенное поверхностное натяжение, из гидрофильных пористых сред, тогда как низкое поверхностное натяжение оказывалось более эффективным в гидрофобных пластах.

Изучению влияния на нефтеотдачу скорости вытеснения нефти водой из пористой среды также посвящено значительное число работ отечественных и зарубежных авторов. Часть исследователей считают, что максимальную нефтеотдачу можно получить при небольших скоростях продвижения водонефтяного контакта. Другая часть авторов полагают, что наибольшая нефтеотдача наблюдается при повышенных скоростях вытеснения нефти водой. Третья часть исследователей пришли к выводу, что конечная нефтеотдача не зависит от скорости вытеснения нефти водой. По результатам, полученным многими исследователями, полная нефтеотдача не зависит от соотношения вязкости нефти и воды,- если профильтровать через породу достаточно большие количества воды. Это также оспаривается другими исследователями.

Из сказанного следует, что по важнейшим вопросам физики и физико-химии вытеснения нефти из пористых сред нет единого мнения. Основная причина этого заключается в том, что свойства нефтесодержащих пластов и насыщающих их жидкостей характеризуются большим разнообразием. И каждый из упомянутых выше выводов, по-видимому, справедлив, но только для тех условий вытеснения нефти водой, при которых он был получен. Рассмотренная общая схема вытеснения нефти водой недостаточно освещает процессы, происходящие в пористой среде при замещении нефти водой или газом. Например, если не учитывать количественных показателей, то схема вытеснения нефти водами различного состава из пластов даже с неодинаковыми физическими свойствами остается той же самой. Во всяком случае из нее нельзя получить ответ на вопрос: почему различные воды вытесняют при всех прочих равных условиях неодинаковое количество нефти из породы? Точно так же одной общей схемы вытеснения недостаточно для решения многих других вопросов промысловой практики, как, например, выбор режима нагнетания воды в залежь при ее разрезании, в результате чего обеспечивается наибольшая нефтеотдача, каковы при этом должны быть свойства нагнетаемой воды и как они должны быть связаны со свойствами пластовой системы и т. д.

Выяснить все эти вопросы чрезвычайно важно — при этом открылись бы научно обоснованные пути значительного повышения нефтеотдачи пластов за счет правильного подбора качества вод и наиболее эффективного режима вытеснения нефти. Действительно, по результатам многочисленных лабораторных исследований разница в значениях нефтеотдачи породы в процессе вытеснения одной и той же нефти водами различного состава с большим диапазоном скоростей продвижения водонефтяного контакта изменяется в пределах от 0 до 10—15 %, а иногда и более.

Многие исследователи считают, что разница в нефтеотдаче при вытеснении нефти из одной и той же породы водами различного состава получается (вследствие неодинакового характера течения и интенсивности капиллярных процессов в пласте.

**1.5 Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред**

Перовое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз. Поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

Как было отмечено, за водонефтяным контактом мениски создают многочисленные эффекты Жамена и препятствуют вытеснению нефти. Если среда гидрофильна, в области водонефтянаго контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в крупных порах. В результате этого на водонефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки — вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть. Интенсивность этого процесса зависит от свойств пластовой системы, а также от соотношения внешних и капиллярных сил. Когда внешние силы велики (т. е. когда перепад давления в пласте, под действием которого нефть вытесняется водой, достаточно высокий), фронт может передвигаться настолько быстро, что вследствие гистерезисных явлений в гидрофильном в статических условиях пласте наступающие углы: -смачивания становятся: близкими или больше 90°. При этом процессы капиллярного впитывания на фронте вытеснения затухают или исчезают совсем. Однако в большинстве случаев (при закачке поверхностных пресных вод в пласт) эти процессы на фроите вытеснения нефти водой проявляются в той или иной степени, так как реальные скорости продвижения водонефтяного контакта редко превышают 0,5-1 м/сут.

Кроме упомянутых форм проявления, капиллярные силы влияют на процессы диспергирования и коалесценции нефти и воды в пористой среде, на строение тонких слоев воды (подкладок) между твердым телом и углеводородной жидкостью и т. д. Следует отметить, что интенсивность упомянутых капиллярных процессов зависит в той или иной степени от капиллярного давления, развиваемого менисками на границах разделов фаз. И поэтому необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт. Целесообразность такой постановки вопроса вытекает также из уже упоминавшегося предположения, что различную нефтеотдачу одной и той же пористой среды при вытеснении нефти водами неодинакового состава получают вследствие различного характера течения и интенсивности капиллярных процессов в зонах водонефтяного контакта и вымывания нефти водой. Действительно, изменяя качества нагнетаемых в залежь вод, можно воздействовать на поверхностное натяжение на границе с нефтью, смачивающие характеристики, а также вязкостные свойства. Это означает, что как бы ни менялись упомянутые свойства воды, мы влияем при этом прежде всего на комплексный параметр — капиллярные свойства пластовой системы.

Рассмотрим далее представления различных исследователей о механизме проявления и роли капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред.

В гидрофобных пластах, где мениски в каналах противодействуют вытеснению нефти водой, капиллярные силы вредны, так как нефтеотдача пластов под их влиянием уменьшается. Поэтому лучший результат можно получить, если нефть вытесняется водой с низкими значениями межфазного натяжения при повышенных градиентах давлений.

Значительно труднее определить роль капиллярных сил и механизм их проявления в гидрофильных породах (опыты по капиллярному пропитыванию водой естественных кернов, заполненных нефтью, показывают, что большинство природных коллекторов нефти в той или иной степени избирательно лучше смачиваются водой).

Многочисленные лабораторные и промысловые наблюдения подтверждают возможность использования эффекта впитывания воды в нефтенасыщенные блоки для существенного увеличения извлекаемых запасов нефти из трещин коллекторов. Внешние гидродинамические силы в трещиновато-порйстой среде с небольшой проницаемостью нефтенасыщенных блоков способствуют быстрому прорыву вод по трещинам в эксплуатационные скважины. Применение в этом случае вод с высокой способностью впитывания в нефтенасыщенную породу блоков в сочетании с медленной скоростью продвижения вод способствует увеличению нефтеотдачи трещиноватого коллектора под действием капиллярных сил. По результатам лабораторных исследований, впитывающаяся в породу вода способна вытеснять до 50 % нефти из блоков естественного известняка кубической формы с размером 6-7 см за 25-30 дней. С увеличением объема образцов темп и эффективность извлечения нефти значительно уменьшаются.

Многие исследователи считают, что во всех случаях воды с высокими значениями величин αсоsΘ, т. е. развивающие повышенные капиллярные давления в пористой среде, более предпочтительны для заводнения нефтяных залежей.

Но вывод о благоприятном влиянии капиллярных процессов перераспределения жидкостей в зоне контакта нефти и воды на нефтеотдачу неоднородного пласта, в котором трещиноватость пород развита слабо, не подтверждается практическими данными эксплуатации ряда нефтяных месторождений, приуроченных к зернистым коллекторам. Известно, что залежи, содержащие щелочные воды с низким поверхностным натяжением на границе с нефтью (т. е. когда капиллярное пропитывание и перераспределение в значительной степени ослаблены), характеризуются особо высокими коэффициентами нефтеотдачи. По большому числу опытов установлено, что данные, полученные для однородных пористых сред, двух- и многослойных моделей пластов, состоящих из пропластков различной проницаемости, нельзя полностью использовать для природных пластов.

Естественные отложения, невидимому, обладают дополнительными специфическими особенностями, значительно изменяющими характер проявления капиллярных сил. Одна из таких особенностей естественных пластов — сложный характер неоднородности физических свойств пород. В этих условиях и закономерности проявления капиллярных сил должны быть более сложными.

Представление о благоприятной роли процессов капиллярного проникновения воды в нефтяную часть пласта возникло, по-видимому, из-за упрощенного моделирования неоднородных пластов.

Естественные коллекторы нефти обладают неоднородностью физических свойств пород одновременно по площади залегания и в вертикальном направлении, характеризующейся случайным законом распределения его параметров. В результате местной неоднородности пород образуется неровный (рваный) водонефтяной контакт и появляются в различные моменты времени зоны и небольшие участки, обойденные фронтом воды. В этих условиях в пограничных областях, охваченных водой участков, интенсивно образуются водонефтяные смеси вследствие капиллярного проникновения в них воды. Нефтеотдача участков, заводняющихся под действием капиллярных сил, как правило, низка, так как нефть при этом не вытесняется из пористой среды оплошным фронтом вследствие неоднородности размера пор и сравнительно небольшого давления, развиваемого менисками в средних и крупных капиллярах, по сравнению с давлением мениска в мелких порах. Поэтому нефтенасыщеиные участки, прилегающие к водонефтяному контакту, вначале пронизываются водой, проникающей в пласт по мелким и средним породам под действием капиллярных сил, что способствует быстрому формированию в этой зоне водонефтяной смеси с потерей оплошности нефтяной фазы.

В результате, как показывают данные опытов, из нефтенасыщенных образцов при погружении их в воду вытесняется не более 30-40 % (редко 50%) нефти, даже если время пребывания их в воде длительное. Образующиеся же при этом смеси затрудняют последующее вытеснение нефти из зон пласта, охваченных водой. Следовательно, капиллярные процессы пропитывания у водой в пластах, обладающих неоднородностью по площади и в вертикальном направлении, способствуют уменьшению нефтеотдачи, значительно ухудшая условия вытеснения нефти водой.

Резюмируя сказанное о роли капиллярных сил в зоне совместного движения воды и нефти, необходимо отметить, что задача - следует ли увеличивать или уменьшать капиллярные силы так же, кате и многие другие задачи физики вытеснения нефти водой, не имеет однозначного ответа. В условиях зернистых неоднородных коллекторов, как мы видели, процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям сплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водонефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи. В трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

**2. Расчетно-практический раздел**

Нефтяная залежь, эксплуатируемая при водонапорном режиме, имеет сравнительно однородный состав пород. Требуется приближенно оценить нефтеотдачу этой залежи для двух периодов времени. К концу первого периода добывали 4100 м3/сут. нефти и 1100 м3/сут. воды. К концу второго периода добычу составила 1100 м3/сут. нефти и 4100 м3/сут воды. Кроме того, известны вязкости нефти и воды в пластовых условиях: μн = 7,3 мПа\*с и μв= 1 мПа\*с; объемные коэффициенты нефти и воды: bн = 1,2 и bв = 1.

При одновременном притоке в скважину нефти и воды процентное содержание воды в добываемой жидкости будет

Qв

С=100 (1.1)

Qн + Qв

Процентное содержание воды зависит от величин фазовых проницаемостей kн и kв, вязкостей μн и μв и объемных коэффициентов bн и bв (нефти и воды) и может быть также определено из выражения

100

С = (1.2)

1 + М \*kн /kв

где М *—* коэффициент, зависящий от физических свойств пластовых жидкостей, выражается соотношением

μв bв

М = (1.3)

μн bн

При μн= μв и bн= bв коэффициент М= 1. Чем больше вязкость и объемный коэффициент нефти (при неизменном μв и bв), тем меньше значением имеет коэффициент М.

Нефтеотдача зависит от содержания воды в добываемой жидкости и коэффициента М*.* Имея эти данные для сравнительно однородного коллектора, можно определить нефтеотдачу (в %)по графику (рис. 1.)

Для условий нашей задачи, пользуясь формулами (1.2) и (1.3), предварительно найдем значения Си М*.*

Для первого периода С1=100 \* 1100 / 4100+1100 = 21%

М=10-3\*1 / 7,3\*10-3\*1,2= 10-3 \* 1 / 7,3\*10-3\*1,2 = 1/7,3\*1,2 = 1/8,76 = 1,8

Для второго периода С2 =100\* 4100 /1100+4100 = 78 %

Величина М для второго периода остается прежней, равной 1/8, так как μн и bн не изменились.

Теперь для определения нефтеотдачи по периодам вопользуемся графиком ( рис. 11.), на котором отточки 21%на оси абсцисс проведем вертикаль до пересечения с кривой М = 1/8. От найденной точки проведем горизонталь влево и на оси координат находим нефтеотдачу для первого периода К01 = 25%. Таким же путем найдем нефтеотдачу для второго периода Кот.2=47%.

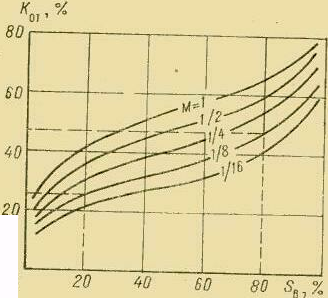


Рис.1.График зависимости нефтеотдачи от содержания воды в добываемой жидкости для разных значений