МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

КАФЕДРА РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ

МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РОЛЬ КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

КУРСОВАЯ РАБОТА

ПО ДИСЦИПЛИНЕ:

"КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ"

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ГРУППА |  | ОЦЕНКА | ДАТА | ПОДПИСЬ |
| СТУДЕНТ |  |  |  |  |
| КОНСУЛЬТАНТ |  |  |  |  |
| ОЦЕНКА ЗАЩИТЫ |  |  |  |  |

Содержание

Введение

1. Условия проявления капиллярных сил

2. Промысловые исследования капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов

3. О механизме капиллярной пропитки в реальных нефтеносных пластах

4. Характеристика капиллярных противотоков в микронеоднородной пористой среде

5. Влияние капиллярной пропитки на показатели заводнения неоднородных пластов

Выводы

Список использованных источников

# Введение

Капиллярные силы в микронеоднородной пористой среде при заводнении - это поистине "невидимые великаны".

Размеры пор и поровых каналов изменяются от 1 - 10 до 500 - 1000 *мк* и более. В таких поровых каналах на границе раздела фаз (нефти и воды) на мениске развивается капиллярное давление, которое по величине может достигать 0,03-0,3 ати более.

Эта величина кажется несущественной по сравнению с обычными при разработке внешними перепадами давления. Но эти внутренние капиллярные силы локализованы в весьма ограниченном объеме на водонефтяном разделе, а градиенты их могут быть значительно выше созданных градиентов давления, вследствие чего возможности влияния капиллярных сил на процесс вытеснения нефти водой из пластов очень большие.

До начала разработки нефтяных залежей па границе раздела фаз поверхностно-молекулярные силы уравновешены силами тяжести. При разработке залежей равновесие сил нарушается и движение жидкости в пористой среде за счет созданного перепада давления происходит при непрерывном проявлении внутренних сил, которые стремятся вновь придать многофазной системе равновесное состояние. Эти внутренние силы буквально контролируют весь процесс фильтрации несмешивающихся жидкостей в пласте и определяют текущие и конечные значения всех показателей заводнения пластов.

Без выяснения роли капиллярных процессов в заводнении и нефтеотдаче продуктивных пластов невозможно обосновать пути улучшения технологии и повышения эффективности заводнения нефтяных залежей.

Значение капиллярных сил в процессе фильтрации несмешивающихся жидкостей в пластах и пропитке пористых тел осознано уже давно. Первые исследования микропроцессов, происходящих в нефтеносных пластах при заводнении, были проведены в конце 30-х - начале 40-х годов.

Начало исследования поверхностно-молекулярных явлений при вытеснении нефти водой из пористой среды было положено П.А. Ре-биндером, Б.В. Дерягиным, М.М. Кусаковым, Ф.И. Котяховым, Г.А. Бабаляном, Л.В. Лютиным и др.

На современном этапе исследования физики микроявлений в продуктивных пластах при заводнении получили широкое развитие и успешно проводятся В.М. Рыжиком, А.Г. Ковалевым, А.А. Кочешковым, В.Г. Оганджанянцом, III.К. Гиматудиновым, А.Ф. Богомоловой, Д.Н. Некрасовым, Л.К. Курбановым, И.Л. Мархасиным, И.И. Кравченко,

В. 'Г. Лианосовым, Л.С. Мелик-Аслановьм и другими специалистами. Из зарубежных исследователей в данной области известны Мур, Слобод, Раппопорт, Ричардсон, Кэйт, Маттакс, Чатэневер, Грэхэм, Браунскомбе, Дэйс, Тервилигер, Инрайт и др.

К настоящему времени проведено очень много исследований условий и характера проявления капиллярных сил при заводнении нефтеносных пластов, которые освещают самые различные аспекты поверхностно-молекулярных явлений в пористых средах. Изучение проводилось в разных условиях и направлениях.

Как видно, исследований капиллярных явлений на искусственных образцах, кернах и моделях выполнено довольно много. Значительно меньше исследований капиллярных процессов проведено непосредственно в промысловых условиях.

Во всех этих исследованиях изучены самые различные аспекты капиллярных процессов и поверхностных явлений. Но в силу принятых упрощений моделей поровых каналов и пористой среды вследствие невозможности соблюдения, всех критериев подобия осуществляемого процесса вытеснения модели нефти водой реальному процессу заводнения неоднородных пластов полученные результаты исследований можно интерпретировать лишь для условий адекватных эксперименту. Поэтому на основе результатов отдельных исследований, по-видимому, нельзя получить полного представления о роли капиллярных сил в заводнении нефтеносных пластов и тем более выяснить возможность использования их для улучшения показателей заводнения, главным образом для повышения темпа разработки и нефтеотдачи пластов. Промысловые исследования проявления капиллярных сил объективно отражают все многообразие условий их реализации, но позволяют интерпретировать результаты лишь в интегрированном виде, не раскрывая деталей процесса.

Капиллярные процессы на пористых средах и особенно при промысловых исследованиях не поддаются непосредственному наблюдению, поэтому можно лишь предполагать их характер, исходя из теоретических представлений и полученных результатов. Ввиду этого, очевидно, только на основе данных совокупности разносторонних экспериментальных и промысловых исследований капиллярных явлений можно представить достаточно близкую к реальной объективную картину происходящих микропроцессов в пласте при заводнении. Нами сделана попытка обобщения и установления взаимосвязи результатов указанных исследований, выяснения условий проявления капиллярных сил, механизма микропроцессов в неоднородных пластах при заводнении и возможностей их регулирования.

# 1. Условия проявления капиллярных сил

В процессе заводнения нефтеносных пластов формируется весьма сложный контакт жидкостей (фаз), обладающих различной поверхностной энергией.

На границе каждой фазы возникает поверхностный слой, в котором свойства вещества отличаются от его объемных свойств. Вследствие этого поверхность раздела обладает свободной энергией *FS,* отличной от энергии объемных фаз (отнесенных к одному и тому же количеству молекул). Свободная энергия поверхности соприкосновения фаз является функцией температуры *Т* и площади *S* поверхности раздела фаз. Свободная энергия элементарной поверхности *dS*.

DFS = - λS dT + σ dS (1), или при *Т =* соnst

σ = (dFS / dS) T (2)

где σ - свободная энергия единицы поверхности при некоторой постоянной температуре (межфазное натяжение); λS - энтропия поверхности.

Стремление свободной энергии к минимуму приводит к возникновению сил, действующих тангенциально к поверхности раздела фаз и стремящихся сократить ее.

Но так как поверхность раздела фаз по периметру cоприкасается с поверхностью каких-либо каналов или пор, то величина поверхности раздела фаз зависит от характера смачиваемости жидкостями этих каналов.

Вследствие того, что поверхностные слои фаз обладают различными свойствами, в разных фазах развивается неодинаковое внутреннее давление. Разность давлений в фазах представляет собой капиллярное давление на мениске PK*,* направленное в сторону фазы, менее смачивающей поверхность каналов:

PK = PВ - PH = 2σ cosθ / r (3)

где PВ - внутреннее давление в более смачивающей фазе (воде);

PH - внутреннее давление в менее смачивающей фазе (нефти);

θ - угол избирательного смачивания;

*r -* эффективный радиус канала.

Под действием капиллярного давления в канале постоянного сечения (радиуса) движение мениска (границы раздела фаз) будет самопроизвольным. В строго горизонтальном или в вертикальном каналах это движение должно происходить на неограниченную глубину. Высота вертикального подъема мениска в канале постоянного сечения ограничивается действием гравитационных сил.

Равновесная или предельная высота капиллярного подъема мениска в вертикальном канале равна:

hK = 2σcosθ / r∆γ (4)

где ∆γ - разность удельных весов фаз.

Если же на пути движения мениска встречается резкое расширение канала, самопроизвольное продвижение его прекращается. Граница раздела фаз через расширение канала может продвинуться только под действием внешнего давления, превышающего капиллярное в расширенном сечении, которое становится противоположным по знаку, т.е. направлено в сторону более смачивающей фазы. Это приводит к тому, что в четочных каналах равновесная высота самопроизвольного подъема мениска значительно меньше, чем в каналах постоянного сечения.

Кроме того, мениск, поднятый в четочном канале выше равновесной высоты, например под действием внешнего давления, не опустится до равновесного уровня, а будет оставаться в этом положении вследствие той же причины - изменения направления капиллярного давления в расширенных сечениях каналов. Эти положения отражены графически на рис.1. Следовательно, в каналах переменного сечения капиллярные силы имеют прерывистый характер.

РK = РCM - РH = 2σ cosθ / r, РK = 2σ cosθ / (r1 + r2)

Это наглядно иллюстрируется простым опытом. Гидрофильную пористую среду одной плоскостью привести в соприкосновение с водой; уровень капиллярного подъема воды в пористую среду составит h1 от поверхности воды. Если же пористую среду сначала погрузить в воду, а затем поднять до соприкосновения с водой лишь нижней плоскости или совсем вынуть из воды, то уровень воды в пористой среде опустится до высоты h2, которая будет в несколько pаз больше h1.

Теперь следует уяснить характер и структуру среды, в которой протекают капиллярные процессы при заводнении пластов. Продуктивные нефтеносные пласты обладают макронеоднородностью или слоистостью. Вследствие этого заводнение пластов, особенно на фронте внедрения воды, носит довольно четкий послойный характер. На границе заводненных и нефтенасыщенных слоев возникает резкий скачок насыщенности, который обусловливает большой перепад капиллярного давления. Следовательно, первым направлением капиллярных процессов является вертикальная пропитка водой нефтенасыщенных слоев из смежных заводненных. Экспериментальные исследования указывают не только на возможность, но и на активность подобных процессов, хотя условия исследований, конечно, не вполне соответствовали реальным нефтяным пластам.

Процесс капиллярной пропитки, как и вообще капиллярное вытеснение менее смачивающей жидкости более смачивающей, - это отражение в интегрированном виде движения менисков в отдельных поровых каналах. Поэтому значение капиллярных процессов нельзя выяснить без правильного представления микроструктуры пористой среды. В работах проведено обстоятельное обобщение исследований внутренней структуры пористых сред и показано, что наиболее представительной моделью пористой среды может служить капиллярная модель. Микроэлемент пористой среды можно представить в виде "связки" капиллярных каналов разного диаметра, концы которых соединены в один узел. Иными словами, пористую среду можно рассматривать как множество капиллярных четочных каналов различных размеров, но постоянного сечения между узлами. Такая модель пористой среды была использована для объяснения явлений капиллярных противотоков нефти и воды в промысловых условиях.

Следовательно, при избирательной фильтрации жидкости в пористой среде отдельные норовые каналы обладают различной фильтрационной характеристикой, вследствие чего за фронтом внедрения воды в заводненных слоях нефть остается сосредоточенной в наиболее мелких поровых каналах, обладающих большим фильтрационным сопротивлением, и в каналах, не совпадающих с направлением движения фронта. Поэтому вторым направлением действия капиллярных сил являются пропитка, замещение нефти водой в наиболее мелких поровых каналах и вытеснение нефти в более крупные обводненные каналы.

До начала формирования нефтяных залежей продуктивные пласты были полностью водонасыщены и обладали гидрофильной поверхностью. Формирование нефтяных залежей осуществлялось за счет вытеснения воды нефтью, т.е. менее смачивающей жидкостью. Следовательно, на поверхности пор первоначально оставалась непрерывная пленка воды. Однако, как уже отмечалось, в работах показано, что эта пленка длительное время существовать не может. Под действием активных компонентов нефти, содержащей растворенный газ, происходят разрыв ее и частичное оттеснение воды от поверхности пор. Вследствие этого поверхность поровых каналов становится неоднородной не только по диаметру (сечению), но и по характеру смачиваемости: наряду с гидрофильной появляются участки с гидрофобной поверхностью. Микронеоднородность пористой среды усложняется еще энергетической неоднородностью, так как в различных точках пор граница раздела фаз (мениски) будет находиться под влиянием различного баланса энергии.

В этих условиях, когда норовые каналы не только непостоянны по своему сечению, но и обладают различной смачиваемостью поверхности, капиллярные силы имеют резко прерывистый характер, а условия для самопроизвольной глубокой пропитки резко ухудшаются.

В работе показано, что самопроизвольная капиллярная пропитка пористой среды прекращается, если угол избирательного смачивания θ становится равным или больше 60°. В пористой среде со смешанной (гидрофильной и гидрофобной) смачиваемостью осредненный угол смачивания при движении мениска, очевидно, будет не менее 60°.

Первоначальное распределение насыщенности неоднороднослоистых пластов в реальных залежах, очевидно, отражает капиллярное равновесие, которое установилось при более высокой "связанной" водонасыщенности менее проницаемых слоев и наименьшей водонасыщенности высокопроницаемых слоев. В послойно заводненном же пласте при его разработке высокопроницаемые слои оказываются заводненными (водонасыщенными), а менее проницаемые слои остаются нефтенасыщенными. Исходя из физических представлений о стремлении двухфазной системы к уменьшению и даже исчезновению капиллярного перепада давления на контакте слоев, следовало бы ожидать постепенного перехода от насыщенности заводненных слоев к насыщенности менее проницаемых нефтенасыщенных слоев. Однако даже длительный контакт заводненных и нефтенасыщенных слоев в реальных условиях не обусловливает выравнивания их насыщенности. Скачок насыщенности остается.

Следовательно, капиллярная пропитка в послойно заводненных слоях и особенно на фронте заводнения или не реализуется совсем или условия для нее сильно затруднены и она происходит очень медленно. Вместо с тем капиллярные процессы в реальных нефтеносных пластах могут происходить и при некоторых условиях протекают весьма активно.

# 2. Промысловые исследования капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов

В процессе разработки нефтяных месторождений возникают самые разнообразные условия проявления капиллярных сил. Однако в большинстве случаев эти проявления или проходят незамеченными, или специально не фиксируются.

Длительные наблюдения за различными процессами заводнения нефтяных пластов позволили отметить капиллярные процессы:

1) при вскрытии и бурении пласта раствором на водной основе;

2) при выносе керна из пластов;

3) при простое и консервации обводненных эксплуатационных и нагнетательных скважин;

4) при консервации послойно заводненных залежей;

5) при обычном заводнении неоднороднослоистых или трещиноватых пластов.

Рассмотрим результаты исследований и наблюдений, свидетельствующих о ходе капиллярных процессов в этих условиях.

1. В нефтепромысловой практике широко известны факты нефте-газопроявлении продуктивных пластов при бурении на растворе с водной основой. Иногда нефтепроявлепия приводят к катастрофическим последствиям - к выбросу глинистого раствора из необсаженной скважины и аварийному, нерегулируемому фонтанированию, как это было, например, на скв.1 Красноярского месторождения, которая фонтанировала с дебитом более 2000 м3/суткив течение месяца в 1955 г. Обильные нефтепроявления и кратковременные выбросы раствора из скважин наблюдались на Покровском, Зольненском, Мухановском и других месторождениях Куйбышевской области.

Интересно отметить, что все нефтепроявления происходят при давлении в скважинах значительно выше пластовых. Так, например, в упомянутой скв.1 Красноярского месторождения давление столба раствора было на 25-30 *ат* выше пластового, но через несколько суток простоя произошел выброс раствора.

Вместе с тем, также хорошо известно, что при вскрытии продуктивных пластов раствором на водной основе выбуриваемый керн промывается водой, а в призабойную зону скважин внедряется фильтрат раствора. Глубина проникновения последнего в пласты может достигать 8-12 *м*. Существующие объяснения этих двух одновременно происходящих явлений противоречивы.

Промывка водой выбуриваемых кернов из пласта и призабойных зон скважин обычно объясняется опережающим оттеснением нефти из-под долота и от стенок скважин фильтратом раствора, а нефтепроявления продуктивных пластов при бурении объясняются:

1) увлечением нефти из призабойных зон пласта движущимся в скважине раствором,

2) поршневым всасыванием нефти из пласта при подъеме инструмента и 3) отмывкой остаточной нефти из выбуренной породы (шлама).

Несоответствие этих объяснений реальным условиям и противоречивость их можно показать на примере нефтепроявлений при бурении скв.402 Мухановского месторождения. Обычно в промысловой документации нефтегазопроявления отмечаются лишь как факты. В скв.402 процесс нефтепроявления изучался специально. Ее бурили с промывкой глинистым раствором удельного веса 1,27 - 1,29 *Г/см3.* При глубине забоя 2542 *м* бурение было приостановлено для проведения каротажа. Скважина простаивала 36 ч. Продуктивные нефтеносные пласты нижнего карбона залегают на глубине 2150-2250 *м.* Давление от столба раствора на уровне пластов было на 35-45 *ат* выше пластового. После каротажа бурение и промывка были возобновлены.

Сначала из затрубного пространства выходил раствор удельного веса 1,27-1,29 *Г/см3,* затем в нем появилась обильная пленка нефти, постепенно увеличивающаяся. Удельный вес раствора замерялся через каждые 5 *мин* до полного обновления раствора в скважине. С появлением пленки нефти в растворе удельный вес его постепенно снижался с 1,29 до 1,22-1,16 и даже до 1,13 *Г/см3.* Обильная пленка нефти с раствором выходила из скважины в течение 1,2-1,5 *ч.* В течение 25-30 *мин* выходил раствор удельного веса 1,13-1,16 *Г/см3* свключениями нефти в виде крупных "хлопьев".

Приближенная оценка по формуле:

γсм = γн χ + γр (1 - χ) (5)

(где γсм, γн, γр - удельные веса соответственно смеси раствора с нефтью, нефти и чистого раствора; χ - содержание нефти в растворе) показывает, что снижение удельного веса глинистого раствора с 1,27-1,29 до 1,14-1,16 *Г/см3* обусловлено содержанием нефти в нем в количестве 24-30%. Расход промывочной жидкости при бурении составлял 30-40 *л/сек.* Следовательно, при концентрации нефти в растворе 24-30% за 25-30 *мин* из скважины раствором вынесено более 15-17 *м3* нефти или в пластовых условиях 18-20 *м3.* Если учесть, что обильная пленка нефти в растворе была в течение 1,2-1,5 ч, то общее количество нефти, вынесенной раствором, будет достигать 35-40 *м3* и более. Аналогичный вынос нефти с раствором неоднократно наблюдался после каждого прекращения бурения скв.407, 277 и многих других.

Как видно, результаты нефтепроявлений пластов по скв.402 Мухановского месторождения исключают возможность объяснения их указанными причинами. Накопление нефти в стволе скважины произошло во время простоя, когда не было движения раствора. До прекращения процесса бурения и после простоя содержание нефти в растворе было менее 1%. Забой скважины был на 300 *м* ниже нефтяных пластов, и поршневого действия инструмента на пласты также не было. Иначе на индикаторе веса фиксировался бы вес не только инструмента, но и всего столба раствора. По этой же причине в растворе не было остаточной нефти из выбуренной породы. Кроме того, из всей мощности нефтяных пластов (100 *м)* было выбурено 30-35 *м3* породы, которые содержали всего 5-7 *м3* нефти и могли дать остаточной нефти не более 1,5 *м3.*

Изложенные результаты нефтепроявлений скв.402 не допускают также возможности объяснения попадания фильтрата глинистого раствора в пласт путем обычного опережающего оттеснения нефти из-под долота и от стенок скважины. Если бы это происходило, то не было бы нефтепроявлений, так как непосредственно призабойная зона пласта оказалась бы промытой и содержащей лишь остаточную нефть.

Следовательно, эти взаимозависимые явления (внедрение фильтрата раствора в пласт и приток нефти из него в скважины, где давление столба раствора выше, чем в пласте) можно объяснить лишь одновременным встречным движением в пористой среде воды и нефти. Такие условия могут возникнуть только вследствие активных капиллярных процессов, а именно капиллярного противотока фильтрата раствора из скважины в пласт, а нефти во встречном направлении из пласта в скважину.

Рассмотренные результаты исследований нефтепроявлений пластов при бурении позволяют сделать важную практическую рекомендацию. Для предотвращения аварийного выброса раствора из бурящихся скважин необходимо с появлением первых признаков нефти в растворе не прекращать бурения и промывки скважин раствором, а наоборот, промывку следует усиливать.

Тогда притекающая в скважину нефть будет примешиваться к раствору в небольшой концентрации, облегчение раствора будет незначительным, а выброс его невозможен.

2. Следующим промысловым примером, иллюстрирующим проявление капиллярных сил в нефтенасыщенной пористой среде, является промывка керна фильтратом глинистого раствора.

Широкий опыт исследования нефтенасыщенности кернов, извлеченных из различных пластов, свидетельствует о том, что происходит промывка их фильтратом глинистого раствора, поскольку содержание нефти в кернах существенно ниже, а воды определенно выше, чем в пластовых условиях. Причем вода в кернах имеет явные признаки фильтрата промывочного раствора.

Обычно факт промывки кернов объясняется опережающим оттеснением нефти фильтратом раствора из-под долота, т.е. предполагается, что это процесс локального заводнения за счет гидростатического перепада давления. Однако такое представление недостаточно обосновано и многие фактические данные противоречат ему. В качестве примера можно рассмотреть результаты анализа кернов пласта Д1 из скв.1283 Туймазинского месторождения, проведенного в лаборатории физики пласта ВНИИ (Ф.И. Котяхов, Ю.С. Мельникова и др.). Эти результаты (табл.1) особенно показательны потому, что исследование керна намечалось и проводилось по специальному плану и был обеспечен высокий вынос его из пласта. Но аналогичные данные имеются и по другим месторождениям.

Многочисленные лабораторные исследования вытеснения нефти водой из образцов керна показывают, что нефтеотдача их зависит от проницаемости (чем она выше, тем больше коэффициент вытеснения). Это вполне естественно. Как уже отмечалось, исследованиями В.М. Березина для девонских песчаников Туймазинского месторождения установлено, что при увеличении проницаемости от 70 до 1080 *мд* коэффициент вытеснения изменяется от 0,57 до 0,77. Исходя из представления опережающего оттеснения нефти фильтратом раствора из-под долота в глубь пласта, следовало бы ожидать такую же зависимость степени промывки керна от их проницаемости, т.е. остаточная нефтенасыщенность менее проницаемого керна должна была бы быть выше нефтенасыщенности более проницаемого керна.

Как видно из рис.2, довольно четко отмечается, что с увеличением проницаемости кернов нефтенасыщенность их увеличивается, а водонасыщенность уменьшается. Содержание хлоридов в воде из кернов свидетельствует о меньшей степени промывки высокопроницаемых кернов и более слабом разбавлении погребенной воды фильтратом раствора.

Эти результаты явно противоречатпредставлению промыва кернов вследствие опережающего оттеснения нефти из-под долота при выбуривании.

### Таблица 1

Физические свойства образцов керна из пластов Д1 и Д2 Туймазинского месторождения, выбуренных с раствором на водной основе (скв.1283)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина, *м* | Пористость,% | Проницаемость,*мд* | Водонасыщенность | Нефтенасыщенность | Суммарная водонефтенасыщенность | Среднийрадиуспор,мк | Удельная поверхностьсм2/см3 | Концентрацияхлоридов,% |
| % от объма пор | | |
| 16281629 | 21,4 | 927 | 27,9 | 20,5 | 48,5 | 5,9 | 720 | 1,08 |
| 16281629 | 23,3 | 1245 | 23,3 | 26,7 | 50,0 | 6,5 | 700 | 0,787 |
| 16281629 | 19,5 | 627 | 34,4 | 22,6 | 57,0 | 5,1 | 760 | 0,66 |
| 16281629 | 17,6 | 483 | 24,8 | 23,6 | 48,4 | 6,2 | 740 | 1,01 |
| 1629,91631 | 21,8 | 610 | 33,13 | 32,5 | 65,7 | 4,7 | 900 | 0,723 |
| 1629,91631 | 22,6 | 890 | 42,0 | 25,8 | 67,8 | 5,6 | 790 | 0,599 |
| 1629,91631 | 23,0 | 735 | 34,0 | 25,4 | 59,54 | 5,1 | 895 | 0,63 |
| 1629,91631 | 24,5 | 1515 | 25,9 | 36,4 | 62,3 | 7,1 | 690 | 0,743 |
| 16391640 | 22,7 | 470 | 28,4 | 24,6 | 53,0 | 4,12 | 1105 | 0,475 |
| 16411642 | 23,6 | 403 | 18,8 | 15,5 | 34,3 | 3,7 | 1255 | 0,75 |
| 16411642 | 23,8 | 1450 | 26,2 | 38,1 | 64,4 | 6,9 | 715 | 0,478 |
| 16411642 | 24,5 | 1730 | 33,2 | 23,3 | 56,6 | 7,7 | 640 | 0,473 |
| 16411642 | 21,8 | 1370 | 18,0 | 38,8 | 56,9 | 7,1 | 610 | 1,21 |
| 16411642 | 22,3 | 1720 | 14,4 | 47,8 | 62,3 | 7,9 | 564 | 1,00 |
| 16601662 | 21,7 | 471 | 38,8 | 9,14 | 67,9 | 4,2 | 1030 | 0,55 |
| 16601662 | 21,7 | 552 | 28,1 | 16,5 | 45,2 | 4,5 | 950 | 0,89 |
| 16601662 | 22,1 | 70 | 32,1 | 30,2 | 62,8 | 1,6 | 2720 | 0,345 |
| 16601662 | 22,6 | 542 | 23,7 | 34,1 | 63,9 | 4,45 | 1030 | 0,539 |
| 16641666 | 25,5 | 1337 | 15,5 | 37,6 | 53,1 | 6,5 | 780 | 3,27 |
| 16671669 | 23,7 | 335 | 31,4 | 31,2 | 62,6 | 3,4 | 1400 | 0,607 |
| 1673,61675 | 22,4 | 275 | 41,6 | 15,45 | 57,05 | 3,1 | 1430 |  |
| 1673,61675 | 23,0 | 409 | 35,5 | 15,8 | 51,3 | 3,8 | 1210 | 0,444 |

Низкую водонасыщенность кернов (в среднем 20-35%) и суммарную нефте-водонасыщенность кернов (в среднем 50-65%) также невозможно объяснить указанной схемой промыва. Суммарная нефте-водонасыщенность кернов на забое составляет 100% от объема пор. При выносе кернов на поверхность она может быть снижена лишь за счет выделения и расширения газа из остаточной нефти. Но если перенасыщенность кернов на забое составляет всего 25-30%, то газ из этой нефти не может вытеснить 35-50% от объема пор жидкости из гидрофильных кернов и тем более воды, которая удерживается в порах капиллярными силами.

И, наконец, невозможность промыва кернов за счет опережающего оттеснения нефти из-под долота фильтратом раствора становится очевидной из сопоставления скоростей бурения и водоотдачи глинистых растворов. Водоотдача обычно применяемых при бурении растворов составляет 5-12 см*3* за 30 минчерез поверхность в 75 *см2.* Через 1 см2 поверхности забоя водоотдача раствора с учетом большого перепада давления между забоем и пластом не превышает 0,2-0,3 см*3.* При пористости пласта 20% и коэффициенте вытеснения 0,5 скорость водоотдачи глинистого раствора в пласт будет не более 4-6 см*/*чтогда как долото при бурении в продуктивном пласте проходит со скоростью не менее 5-6 м/ч. Как видно, скорость проходки долота не менее чем в 100 раз выше скорости водоотдачи раствора. Поэтому керн, выбуриваемый из пласта, никак не может быть промыт фильтратом раствора прежде, чем он войдет в керновую трубу.

Следовательно, промывка кернов фильтратом глинистого раствора происходит после его выбуривания, в стволе скважины, до выноса на поверхность. Процесс этот может осуществляться только под действием капиллярных сил, обусловливающих проникновение фильтрата раствора в керн, а нефти из керна в окружающий раствор. В зоне, где давление в скважине становится ниже давления насыщения, одновременно с капиллярной пропиткой происходят выделение газа из нефти и дополнительное вытеснение ее.

Таким образом, вода в керн внедряется только под действием капиллярных сил, а нефть из керна вытесняется вследствие совместного действия капиллярных сил и энергии расширяющегося газа. Исходя из такого процесса промывки кернов, становятся понятными и объяснимыми все отмеченные особенности нефтенасыщенности и водонасыщенности кернов в зависимости от проницаемости (рис.2).

3. Наиболее показательный и доступный для контроля процесс капиллярной пропитки водой нефтяного пласта наблюдается при простое или консервации обводненных эксплуатационных скважин.

В промысловой практике весьма распространены случаи, когда остановленные сильно обводненные скважины через некоторое время оказываются полностью заполненными нефтью. Бесспорно, что процесс этот протекает при встречном движении нефти и воды и всегда в нем преобладают капиллярные силы. Но когда в период простоя одних скважин другие скважины на залежи продолжают работать, можно предположить, что поступление нефти в простаивающие скважины происходит вследствие продолжающегося движения нефти в пласте к действующим скважинам, а не под действием капиллярных сил. Поэтому убедительными и однозначными данными, свидетельствующими о капиллярном характере замещения в скважинах воды нефтью, могут служить результаты по скважинам, когда совсем не было отбора нефти из залежи, т.е. в период консервации их.

Примеров полной временной консервации залежей в нефтепромысловой практике немного. Однако в Куйбышевской области проведены два таких опыта - на залежах пласта Б2 месторождении Яблоновый Овраг и Губинском месторождении.

Залежь пласта Б2 была законсервирована в октябре 1957 г., когда обводненность добываемой продукции всех скважин составляла 95-97%. Консервация продолжалась в течение года. Пластовое давление в залежи за 3-4 месяца восстановилось до начального. За 6-8 месяцев все скважины оказались заполненными нефтью, давление на устьях поднялось до 5-10 *ат.* Когда они были введены в эксплуатацию, в первые сутки была получена безводная нефть.

Залежь пласта Б2 Губинского месторождения была законсервирована в октябре 1964 г. на 1-1,5 месяца в соответствии с экспериментом импульсного воздействия на пласт (цикличный отбор жидкости). Продукция скважин также была обводнена на 95-99% (табл.2). Так же, как и на месторождении Яблоновый Овраг, во всех скважинах происходило замещение воды нефтью.

Таким образом, данные по обводненным эксплуатационным скважинам пласта Б2 месторождения Яблоновый Овраг и Губинское в период их полной консервации свидетельствуют о довольно активном процессе замещения воды в скважинах нефтью из пласта. Процесс этот также протекает при встречном движении нефти и воды, когда давления на забое скважин выше, чем давления в нефтенасыщенных слоях пласта, поэтому обусловлен он определенно проявлением капиллярных сил.

4. Еще более интересные капиллярные процессы происходят в нагнетательных скважинах. Промысловые исследования при помощи расходомера показывают определенную зависимость профиля приемистости или эффективной мощности от объема закачиваемой в скважины воды. При уменьшении его снижается "эффективная мощность и проводимость пласта" (k/h), при увеличении объема закачки, наоборот, наблюдается увеличение "эффективной мощности пласта".

Как видно из рис.3, при малом объеме закачки (600 м3/сутки*)* верхние интервалы пласта воду не принимали, поэтому их можно было бы считать слабопроницаемыми, но с увеличением объема закачки до 1500 м3/суткиприемистость верхних и нижних интервалов пласта стала одинаковой, а при дальнейшем увеличении объема закачки воды в пласт до 2700 м3/сутки*,* наоборот, приемистость верхних интервалов стала значительно выше, чем нижних. Иными словами, с увеличением депрессии на пласт произошло обращение приемистости различно проницаемых интервалов пласта. Аналогичная картина наблюдается и на других месторождениях (Ромашкинском, Мухановском, Покровском и др.). Исходя из законов гидродинамики (закона Дарси), объяснить это явление обращения приемистости разных слоен нельзя. В работах увеличение гидропроводности с повышением депрессии объясняется существованием в неоднороднослоистых пластах так называемого порога давления. Однако при этом остается необъяснимым обращение приемистости различных интервалов при изменениях объема закачки воды или депрессии на пласт.

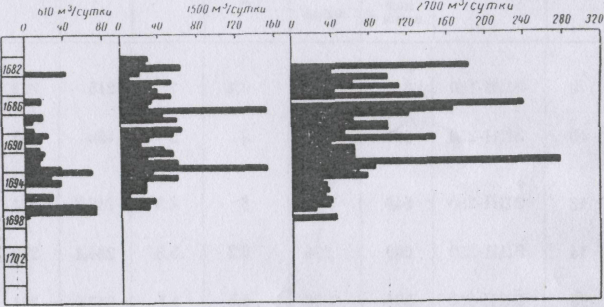


Рис.3 Профиль приемистости скв. 205 пласта А3 Кулешовского месторождения при различных расходах воды. Расходомер РГД.

Эти необычные явления могут быть обусловлены и эффективно объяснены лишь проявлением капиллярных сил при закачке воды. На фронте заводнения, в данном случае на стенке скважины, вследствие образования скачка насыщенности различных фаз на границе двух сред возникает градиент капиллярного давления, направленный на выравнивание насыщенности фазами разных сред. Вследствие неоднородности пластов капиллярный градиент давления является причиной того, что при ограниченной закачке воды в скважину при невысоких гидростатических перепадах (градиентах) давления вода внедряется лишь через некоторую часть поверхности стенки скважины, а через другую часть вода не внедряется совсем или даже нефть может поступать из пласта в скважину. С увеличением объема закачки и гидростатического перепада давления капиллярный градиент давления преодолевается и вода начинает внедряться в пласт через ту часть поверхности, через которую при малом объеме закачки поступлению ее в пласт препятствовали капиллярные силы. Практически в скважине с перфорированной обсадной колонной, очевидно, в одни отверстия вода поступает, а в другие, поскольку капиллярные силы препятствуют, нет.

Данные исследования скважин пласта Б2 Губинского месторождения в период консервации в октябре-ноябре 1964г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №скв. | До консервации | | | | | | | | | | | В период консервации | | | | |
| Параметры режима работы | | | | Дебит, т/сут | | | обводнениепообъёму,% | забойноедавление, ат | датаостановки | Датазамера | Статуровень | водонефт.раздел | нач.столб нефти | Пластовоедавление, ат | обводненность продукции после консерваци % |
| насос | Глубина, м | | Мощностьпласта,м | нефти | воды | жидкости |
| подвески | забоя | Размеры в м | | |
| 9 | эцн160 | 610 | 745 | 9,4 | 7 | 215 | 122 | 96 | 17 | 1/X3/XI | 13/X3/XI | 170125 | 430481 | 910 |  | 97 |
| 10 | эцн250 | 594 |  | 3 | 5 | 150 | 155 | 96 |  | 22/IX | 17/X26/X7/XII | 225170161 | 464423425 | 24 | 91,8 |  |
| 13 | эцн250 | 546 | 961 | 8 | 8,8 | 212,2 | 221 | 95 | 48 | 1/X | 13/X2/XI | 192167 | 290270 | 26 |  | 97,2 |
| 14 | эцн250 | 590 | 894 | 6,2 | 5,6 | 264,4 | 270 | 97,5 | 35 | 1/X | 14/X12/XI | 193166 | 310280 | 10 |  | 99,3 |
| 15 | эцн250 | 575 | 1096 | 8,6 | 5,5 | 217,5 | 223 | 97 | 60 | 22/IX | 16/X26/X5/XI | 291192184 | 360284276 | 19 | 85,288,8 |  |
| 16 | эцн160 | 534 | 1108 | 12,9 | 5,3 | 127,5 | 133 | 96 | 64 | 1/X | 14/X10/XII | 212326 | 245390 | 27 | 98,2 |  |
| 17 | эцн160 | 620 | 1065 | 6,5 | 3 | 236 | 239 | 98,4 | 50 | 1/X | 12/X27/X5/XII | 182160253 | 226206200 | 9 | 9797 |  |
| 18 | нгн270 | 530 | 1072 | 7,2 | 0,4 | 83,6 | 84 | 99,4 | 61 | 1/X | 27/X15/X2/XII | 170182235 | 214225275 | 5 | 98,297 |  |
| 19 | нгн270 | 560 | 1104 | 12 | 0,6 | 59,4 | 60 | 98,9 | 61 | 1/X | 17/X12/XI | 201179 | 225203 | 7 | 98,2 | 99,4 |

Только так можно объяснить наличие нефти буквально у стенок нагнетательных скважин после прокачки огромных объемов воды и поступление сразу же нефти при самоизливе имеете с водой. Это наблюдалось также на многих месторождениях (Покровском, Кулешовском, Азнакаевскойплощади, Ромашкинскогоместорождения н др.).

Подобное явление установлено и экспериментально на линейных гидрофильных моделях пласта. При нагнетании воды был обнаружен концевой эффект на входном сечении модели пласта - вода внедрялась только через часть входного сечения, а из другой части сечения вытекала нефть во входную камеру. Затем с увеличением: закачки встречное движение нефти прекращалось, но вода по-прежнему поступала только через первоначальную обводненную часть входного сечения модели пласта.

5. И, наконец, наибольший интерес представляют промысловые данные о проявлении капиллярных сил в процессе заводнения продуктивных пластов. Показательные данные в этом отношении получены при заводнении карбонатных трещиновато-пористых пластов. В Куйбышевской области заводнение карбонатных пластов осуществляется с 1947 г. на многих месторождениях (Калиновском, Мухановском, Яблоновом Овраге, Покровском, Якушкинском и др.).

Роль капиллярных процессов в заводнении продуктивных карбонатных пластов всех этих месторождений отчетливо устанавливается сравнением скоростей движения первоначального фронта заводнения и воды с индикатором (флюоресцином) уже в заводненном пласте. Анализ результатов заводнения пластов и опытной закачки воды с различными индикаторами с целью определения направления и скорости движения воды проведен в работах.

В качестве примера можно рассмотреть наиболее ранние результаты заводнения пласта I кунгурского яруса Мухаповского месторождения. Залежь разрабатывается с 1947 г. Проницаемость пласта по керну не более 30-50 *мд,* по промысловым данным 200 - 250 *мд.* Вязкостьнефти 3-5 *спз.* Запасы нефти около 2 млн. т. На залежи пробурено более 50 скважин с плотностью сетки 2-6 га/скв. До начала 1949 г. из залежи было извлечено примерно 12% запасов нефти - давление снизилось от начального (44 ат*)* до 22-26 ат. Отмечалось внедрение в залежь контурных пластовых вод. Через 1-1,5 года эксплуатации появилась вода в приконтурных скважинах. В июне 1949 г. начата опытная закачка в приконтурную скв. 19, а затем в скв.41, 102, 63, 99 на восточном участке. В октябре 1950 г. в скв. 19 была закачана вода с раствором флюоресцина. К этому времени все скважины участка (39 скважин) были в разной степени обводнены от 5-6 до 90-95%. Средняя обводненность продукции с участка составляла 43%. Вода с индикатором от скв. 19 была получена в 11 эксплуатационных скважинах (скв.62, 39, 32, 31, 61 и др.), расположенных в первом, втором и третьем рядах от контура нефтеносности на расстоянии 200-850 *м* от нагнетательной скв. 19. В ближайших скважинах флюорсцен был отмечен через 21-24 ч, а в дальних скважинах - через 2,5 суток после закачки его в скв. 19. Средняя скорость движения воды с флюоресциномсоставила 12,6 м/ч или 300 м/сутки. Повторные исследования закачки флюоресцина в скв.68, расположенную на противоположном крыле залежи, в 1951г. показали среднюю скорость движения воды 13,6 - 15,2 *м/ч*, или 360 м/сутки*.* Скорость молекулярнойдиффузии флюоресцина (по лабораторным исследованиям) не превышает 0,35 - 0,5 *м/ч*. Кроме того, флюоресцин адсорбируется породой пласта. Отбор жидкости из залежи в пластовых условиях оставался постоянным и даже в период закачки флюоресцина был меньше, чем в предшествующий период заводнения.

Аналогичные результаты были получены при исследовании скорости движения воды в заводненных пластах и всех других указанных месторождений Куйбышевской области. На Восточно-Степановском участке площадного заводнения Калиновского месторождения в 1948 г. скорость движения воды в заводненном пласте составляла 30-50 м/сутки*.* На месторождении Яблоновый Овраг 240 - 280 м/сутки*,* на Якушкинском и Покровском месторождениях 120-250 м/суткии на месторождении Карабулак-Ачалуки 30 - 45 м/сутки. Такие скорости движения воды возможны, конечно, только в сильно трещиноватых пластах. Но скорость движения первоначального фронта заводнения на этих же месторождениях при той же трещиноватости пластов не превышала 250 - 500 м/год*,* или 0,65-1,5 м/сутки*.*

Как видно, скорость движения воды (с флюоресцином**)** в заводненных пластах значительно (в 50-150 раз) выше, чем скорость движения первоначального фронта заводнения - фронта вытеснения нефти водой. Если учесть более высокие фильтрационные сопротивления пластов при первоначальном заводнении за счет вязкости нефти, то и тогда это отношение скоростей движения будет не менее чем в 10-20 раз больше.

Без участия капиллярных сил в процессе заводнения продуктивных пластов невозможно объяснить столь огромную разницу в скоростях движения первоначального фронта воды и воды "меченой" флюоресцином после заводнения пластов. Очевидно, при первоначальном внедрении воды в нефтенасыщенную зону залежи происходило замедление, "торможение" движения фронта вытеснения нефти водой, которое обусловливалось капиллярной пропиткой. Вследствие трещиноватости и слоистой неоднородности пластов внедрение воды в нефтяные залежи было неравномерным с опережающим заводнением трещин и наиболее проницаемых слоев. Это можно назвать первичным охватом пластов заводнением. Между обводненными трещинами и нефтенасыщенными пористыми блоками создается скачок насыщенности и как следствие высокий капиллярный градиент давления, который направлен на выравнивание насыщенности разных сред. Под действием капиллярного градиента давления происходит пропитка пористых нефтенасыщенных блоков, т.е. вторичный, дополнительный охват заводнением пластов, а следовательно, отток воды из трещин в блоки, что и является причиной "торможения" или замедленного движения первоначального фронта вытеснения нефти водой. После заводнения наиболее крупных трещин и капиллярной пропитки прилегающих к ним окрестностей пористых блоков закачиваемая вода без замедления проходит путь от нагнетательных скважин к эксплуатационным.

Таким образом, изложенные результаты исследования скоростей движения воды в карбонатных трещиноватых пластах свидетельствуют о том, что заводнение их сопровождалось капиллярными процессами. Помимо основного заводнения, обусловленного гидростатическим перепадом давления, происходил дополнительный охвват заводнением плотных пористых блоков.

При опережающем внедрении воды по трещинам даже при установившемся течении и μн > μв эпюра давлений между контуром питания и зоной отбора такова, что давление в заводненном слое или трещине выше, чем в смежном нефтенасыщенном пористом блоке. Следовательно, в течение всего периода продвижения фронта вытеснения нефти водой из трещин между ними и нефтенасыщенными менее проницаемыми пористыми блоками существует некоторый непостоянный перепад давления. Кроме того, во всех рассматриваемых залежах до закачки воды с индикатором искусственное заводнение осуществлялось при периодически изменяющемся объеме, что также создавало попеременный перепад давления. Однако пропитка пористых блоков за период продвижения фронта вытеснения нефти водой по трещинам полностью не завершена. Достаточно сказать, что по всем указанным месторождениям достигнутая нефтеотдача при заводнении составляет 30-43%. Очевидно, глубина капиллярной пропитки блоков была небольшая.

По пласту Б2 месторождения Яблоновый Овраг межслойная капиллярная пропитка наблюдалась на конечной стадии разработки залежи в период консервации ее в 1957 г. При вводе после консервации в эксплуатацию всех скважин обводненность продукции их возросла и достигала даже 100%. Затем через 3-4 месяца обводненность стала снижаться, достигла 92% и в течение последующих 1,5-2 лет оставалась ниже, чем была до консервации. За этот период дополнительная добыча нефти составила более 12,5 тыс. т*,* что соответствует повышению нефтеотдачи на 0,6-0,75%. Столь значительное снижение обводненности добываемой продукции свидетельствовало о повышении содержания подвижной нефти в заводненных слоях и трещинах, т.е. о явлении "перемешивания" нефти и воды в послойно обводненном пласте.

Эти результаты могли быть обусловлены, очевидно, только проявлением капиллярных сил, т.е. межслойной капиллярной пропиткой. В результате происходил переток нефти из менее проницаемых нефтенасыщенных слоев в высокопроницаемые заводненные, снижение фазовой проницаемости для воды и повышение ее для нефти.

Таким образом, капиллярные процессы происходят в самых разнообразных условиях при заводнении продуктивных нефтеносных пластов.

# 3. О механизме капиллярной пропитки в реальных нефтеносных пластах

Теория и механизм капиллярных процессов в пористых средах изучались в работах. На основе экспериментальных и промысловых исследований нами сделана попытка выяснить лишь элементы механизма - направление линий тока при капиллярнойпропитке и условия преодоления прерывистости капиллярных сил в пористой среде.

Для выяснения этих вопросов полезно отметить одно не имеющее удовлетворительного объяснения явление. Не вызывает сомнения, что пласты, занимаемые современными залежами нефти, первоначально были полностью водонасыщенными и гидрофильными. В период формирования нефтяных залежей, следовательно, происходило вытеснение воды нефтью, т.е. вытеснение более смачивающей поверхность пор жидкости менее смачивающей. Причем образование нефтяных залежей в структурных ловушках произошло при однократном замещении объема воды нефтью. И тем не менее нефтенасыщенность неоднородного по свойствам объема залежей или водоотдача их при вытеснении воды нефтью достигла 90-94%. Даже из наименее пористых и проницаемых слоев пласта нефть вытеснила более 70 - 80% воды, а слоев, линз и зон, не охваченных "занефтением" (противоположно заводнению), в объеме нефтяных залежей, как правило, не наблюдается, т.е. коэффициент охвата пласта "занефтением" равен единице.

В процессе же разработки нефтяных месторождений при вытеснении менее смачивающей жидкости (нефти) более смачиваемой (водой) нефтеотдача в лучших физико-геологических условиях не превышает 0,0-0,65, в заводненных слоях коэффициент вытеснения не превышает 0,7-0,8, а коэффициент охвата заводнением значительно меньше единицы (0,6 - 0,85) даже при многократнойпромывке залежей водой.

Чем же объясняется высокая эффективность вытеснения из гидрофильных неоднороднослоистых пластов воды нефтью и меньшая эффективность вытеснения нефти водой? Почему капиллярные силы не воспрепятствовали гравитационным силам в формировании единых нефтяных залежей в сильно неоднородных и расчлененных пластах? По-видимому, только в условиях нейтрализации или многократного нарушения равновесия капиллярных сил могло происходить заполнение объема заложи в полном соответствии с проявлением сил тяжести. Нейтрализация или нарушение равновесия поверхностно-молекулярных сил в процессе формирования нефтяных залежей могли обуславливаться различного рода колебаниями пласта и изменениями структуры пористой среды - тектоническими и колебательными процессами в земной коре, динамическим метаморфизмом пластов, пластической необратимой деформацией пористой среды и др.

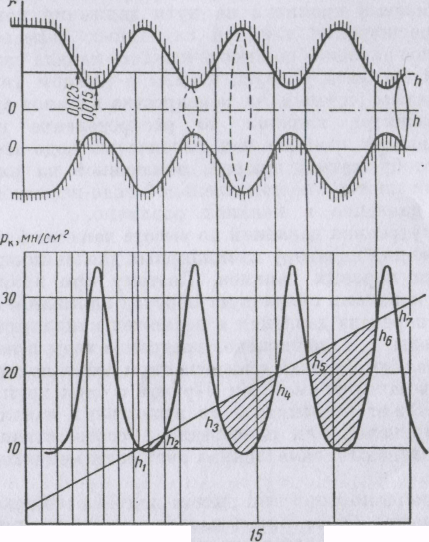
На основе многочисленных и разнообразных исследований капиллярных процессов от отдельных поровых каналов до реальных продуктивных пластов можно констатировать, что механизм движения воды и нефти в пористой среде под действием внутренней энергии весьма сложен и описать все его признаки для разнообразных реальных условий, по-видимому, невозможно. Вместе с тем доказано, что движение нефти и воды в пористой среде обуславливается не только природными физико-геологическими свойствами системы нефть - вода - порода, но и внешними факторами: величиной давления, скоростью фильтрации, температурой и др. Следовательно, и механизм и активность капиллярных процессов при заводнении нефтеносных пластов не являются неизменными и нерегулируемыми. Наиболее доступно для воздействия на капиллярные процессы в реальных условиях, очевидно, изменение давления и скорости фильтрации, которые поддаются регулированию при разработке нефтяных залежей. Можно определить, какое состояние этих внешних факторов - установившееся или неустановившееся - благоприятствует проявлению капиллярных процессов при заводнении.

Микроскопическими исследованиями процесса заводнения гидрофильных пород установлено, что вытеснение нефти водой за счет поверхностно-молекулярных сил может происходить в двух формах (видах):

1. вытеснение нефти, вызванное течением воды по пленке, находящейся на гидрофильной поверхности пор, - пленочное внедрение воды в нефтенасыщенную зону пласта;
2. вытеснение нефти из мелких поровых каналов, соединенных с крупными порами, движущимися менисками, - менисковое вне- дрение воды в нефтенасыщенную зону пласта.

В послойно заводненном пласте капиллярное движение нефти и воды обоих этих видов обусловливает выравнивание насыщенности заводненных и нефтенасыщенных слоев вследствие взаимного обмена жидкостями и межслойных противотоков нефти и воды. При пленочном внедрении воды встречное движение происходит в пределах отдельных поровых каналов. По поверхности каналов вода внедряется в нефтенасыщенную зону, а по центральной части их нефть движется во встречном направлении в водонасыщенную зону. Менисковое внедрение воды в нефтенасыщенную зону происходит по каналам меньшего диаметра (сечения), нефть из них вытесняется в более крупные каналы, а по ним - в заводненную зону.

В реальных условиях нефтеносных пластов, т.е. с четочной структурой и неоднородной внутренней энергетической характеристикой (изменчивой смачиваемостью) поровых каналов, этот процесс капиллярного движения жидкостей значительно усложняется.



**Рис.4 Капиллярное движение жидкости в канале переменного сечения (по М.М. Кусакову и Д.Н. Некрасову).**

Наличие гидрофобных участков на поверхности пор и изменяющийся диаметр поровых каналов обусловливают так называемый капиллярный гистерезис и прерывистый характер капиллярного движения нефти и воды. На гидрофобных участках пор и расширениях поровых каналов самопроизвольное пленочное и менисковое движение воды прекращается вследствие изменения формы менисков и величины контактных углов смачивания.

Движение жидкости в каналах переменного сечения (рис.4) под давлением, возникающим на мениске, изучалось М.М. Кусаковым и Д.Н. Некрасовым. Было установлено, что самопроизвольное перемещение границы раздела жидкостей продолжается до тех пор, пока приращение потенциальной энергии по высоте (длине) канала не становится равным нулю (dU/dh=0), т.е. до отметки, на которой достигается равенство капиллярного давления гравитационному перепаду его. Эти отметки в каналах авторами названы "равновесными высотами". На рис.4 равновесные высоты фиксируются пересечением эпюр капиллярного давления и гравитационного перепада по длине канала.

В послойно заводненных пластах капиллярная пропитка происходит вследствие менискового внедрения воды в нефтенасыщенные слои или пористые блоки из заводненных слоев или трещин по бесчисленному множеству сообщающихся неточных поровых каналов. Причем четочный характер каналов, по которым происходит капиллярное внедрение воды, обусловливается пересечением их каналами в направлении, не совпадающем с капиллярной пропиткой. Поэтому даже при избирательной фильтрации жидкости в поровых каналах в процессе пропитки на пути движения менисков будут встречаться расширения каналов случайных размеров.

Капиллярное давление по высоте каждого канала является обратной функцией среднего радиуса канала в каждом сечении. Если ограничить радиус сечения на перекрестке каналов суммой радиусов пересекающихся каналов, то распределение капиллярного давления по высоте каналов над плоскостью водо-нефтяного контакта будет отображаться эпюрой, показанной на рис.5. Как видно, в любой плоскости, параллельной водо-нефтяному контакту, капиллярное давление в каналах различно.

Разница внутренних давлений по высоте каналов будет еще большей при наложении на эпюру капиллярных давлений энергетической неоднородности поровых каналов. Поэтому при наличии сообщаемости между каналами существует перепад капиллярных давлений. За счет этого перепада давления и возможен капиллярный противоток нефти и воды, т.е. менисковое внедрение воды в нефтенасыщенную зону по мелким каналам с вытеснением нефти по наиболее крупным каналам в заводненные слои. Причем в один крупный поровый канал нефть может вытесняться из нескольких каналов меньшего сечения одновременно или поочередно в соответствии с балансом расхода нефти и воды и замедлением движения менисков в расширениях каналов.

Глубина проникновения или высота подъема менисков в каналах меньшего диаметра будет определяться "равновесными высотами". На рис.5 эти высоты отмечены штриховкой. Теоретически равновесных высот может быть бесконечно много.

Для каждого канала высота капиллярного подъема границы раздела нефть - вода (мениска) согласно работе определяется из соотношений:

#### Hpg = 2σ \*cosθ/ r, r = f (h) (6)

#### Исходя из энергетической неоднородности пористой среды, т.е. разнород-ности смачиваемости поверхности пор, к этим соотношениям следует добавить еще одно:

#### cosθ = φ (h) (7)

где φ (h) - некоторая зависимость смачиваемости поверхности канала от высоты над водонефтяным контактом; f (h) - зависимость радиуса r канала от высоты над плоскостью контакта заводненных и нефтенасыщенных слоев.



Расчеты, проведенные по рассмотренной схеме (рис.5) и реальные размеры поровых каналов смачиваемости и плотности нефти и воды, показывают, что средняя минимальная равновесная высота подъема менисков в микронеоднородной пористой среде при статических условиях, т.е. за счет лишь внутренней энергии, не превышает 10-15см. Следовательно, самопроизвольная капиллярная пропитка нефтенасыщенных пористых сред и, в частности, в послойно заводненном пласте происходить может, но глубина ее незначительна. Очевидно, для преодоления менисками в четочных поровых каналах равновесных высот и увеличения глубины капиллярнойпропитки необходима некоторая дополнительная внешняя энергия.

Затемненныеплощади рис.5, образованныепересечением эпюр капиллярного давления и гравитационного перепада по высоте каналов, эквивалентны дополнительной внешней энергии (работе), необходимой для преодоления мениском равновесных высот. Видимо, глубокая капиллярная пропитка нефтенасыщенныхпористых сред будет происходить при условии, когда равновесные высоты будут преодолеваться мениском при помощи внешних сил. В условиях прерывистой и разнородной смачиваемости поверхности пор пленочное движение воды также возможно, только оно не обеспечивает существенной пропитки водой нефтенасыщенных слоев.

Однако смачиваемость поверхности пор переменна. Под действием внешних факторов может происходить усиление или даже инверсия смачиваемости пористой среды, для чего, очевидно, также требуется дополнительная внешняя энергия.

Как показано, капиллярная пропитка нефтеносных пластов происходит в самых разнообразных условиях заводнения и может быть довольно существенной и глубокой. Но всем наблюдаемым в реальных условиях заводнения пластов капиллярным явлениям свойственна общая аналогия - капиллярные процессы происходили при наличии избыточного или неустановившегося (переменного по знаку) давления в водонасыщенной среде. По-видимому, именно эти условия в пласте являются благоприятными для активной капиллярной пропитки. Неустановившееся состояние в пласте или избыточное давление в водонасыщенной среде, созданное искусственно при заводнении, очевидно, и представляет ту дополнительную внешнюю энергию, необходимую для преодоления менисками равновесных высот и инверсии смачиваемости гидрофобных участков поверхности пор.

Следовательно, капиллярные процессы при заводнении неоднородных нефтеносных пластов регулируемы и воздействовать на ход этих процессов можно обычными технологическими средствами.

Это подтверждается многочисленными экспериментальными исследованиями. Установлено, что с повышением гидрофильности пород уменьшается остаточная нефтенасыщенность, т.е. увеличивается полнота вытеснения нефти. Поэтому для повышения степени заводнения нефтенасыщешшх слоев и более полной отмывкинефти в послойно обводненных пластах, обладающих разнородной смачиваемостью, следует стремиться к увеличению гидрофилизации пластов.

Ряд исследований указывает на то, что гидрофильность пород можно увеличивать искусственно путем повышения давления, температуры и скорости фильтрации. В работах показано, что с повышением давления увеличивается поверхностное натяжение на границе нефти с водой, происходят уменьшение избирательного угла смачивания водой поверхности пор и увеличение капиллярного вытеснения.

Интересное явление установлено в работе. Пористая среда,обладающая разнородной смачиваемостью, не имеет на поверхности пор непрерывного слоя воды, который разорван проникшей нефтью, и на отдельных участках нефть контактирует непосредственно с поверхностью пор. При малых скоростях движения жидкости в пористой среде такая прерывистая пленка воды на поверхности пор сохраняется, однако с увеличением скорости фильтрации происходят отрыв капель нефти от поверхности пор и восстановление сплошного слоя воды. Иными словами, пористая среда, обладающая смешанной смачиваемостью, при высоких скоростях движения жидкости становится гидрофильной. Инверсия смачиваемости обусловливается искусственно созданными градиентами давления.

По-видимому, повышением гидрофилизации пласта, а следовательно, и усилением капиллярной пропитки неоднородной пористой среды при высоких скоростях вытеснения объясняются результаты работ, в которых получено, что с увеличением скорости вытеснения повышается нефтеотдача неоднородной системы за счет более полного заводнения менее проницаемых и застойных зон. Причем в работе отмечается "разрушение" застойных зон, капиллярная пропитка их при высоких скоростях движения жидкости. Наличие же внешнего перепада давления между водонасыщенной и нефтенасыщенной средами способствует преодолению менисками расширений поровых каналов при четочном строении их. Таким образом, в реальных нефтеносных пластах, обладающих слоистой макронеоднородностыо и неоднородностью внутренней структуры пористой среды, происходят капиллярные процессы, направленные на повышении водонасыщенности нефтенасыщенных слоев и увеличение нефтенасыщенности заводненных слоев. Эти процессы сопровождаются встречным движением (противотоками) нефти и воды под действием внутренней энергии пластов. Однако при стационарных условиях в пласте возможности самопроизвольной капиллярной пропитки в послойно заводненных слоях весьма ограничены. Чтобы капиллярные процессы при заводнении пластов имели практическое значение и способствовали повышению охвата пластов заводнением, требуются определенные технологические условия разработки и мероприятия по регулированию их.

Для повышения гидрофильности пластов, усиления капиллярного вытеснения нефти водой из слабопроницаемых слоев и зон в заводненные высокопроницаемые, для повышения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата заводнением неоднородных пластов необходимо увеличивать скорости движения жидкости и создавать неустановившееся состояние давления в пластах или избыточное давление в водонасыщенных слоях. На практике это осуществимо при импульсном воздействии на пласты или цикличной закачке воды.

# 4. Характеристика капиллярных противотоков в микронеоднородной пористой среде

На основе экспериментальных и промысловых исследований было показано, что капиллярные процессы при заводнении нефтеносных пластов сопровождаются встречными движениями, противотоками нефти и воды. В работе получены экспериментальные зависимости для расхода, скорости и глубины капиллярной пропитки.

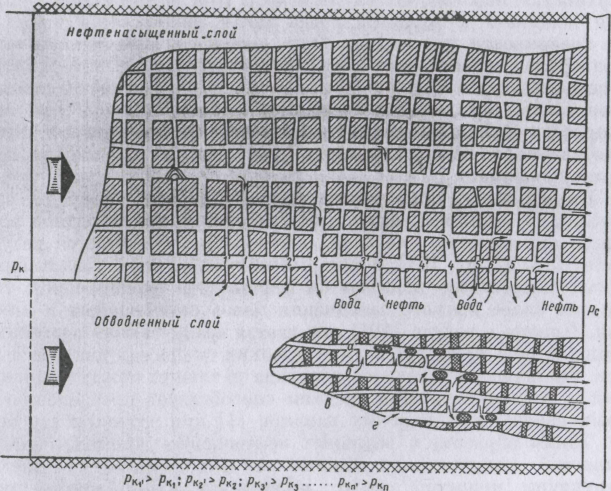


Рис.6 Схема микронеоднородной пористой среды, мсжслойных и капиллярных противотоков нефти и воды и вытеснения остаточной нефти при pk - pc ≠ const

Аналогичные зависимости можно получить и аналитическим путем. Как уже отмечалось, исследованиями установлено, что микронеоднородность пористой среды может выражаться некоторой функцией распределения пор по размеру F (δ). Для песчаника, например, распределение пор по размеру подчиняется нормальному или логарифмически нормальному закону с диапазоном изменения размеров пор от нуля до 500 мки более. В этих условиях, исходя из классической зависимости между капиллярным давлением и размером поровых каналов, очевидно, что при капиллярном межслойном противотоке внедрение воды в нефтенасыщенные слои происходит по наиболее мелким, а переток нефти по более крупным поровым каналам (рис.6). Расход жидкости и скорость внедрения воды при капиллярной пропитке можно выразить через функцию распределения размеров пор.

Плотность вероятности распределения размеров пор при логарифмически нормальном законе описывается выражением

f (δ) = (8)



где δ - размер, или сечение, поровых каналов; σ - стандартное отклонение; lnε - среднее значение ln δ.

Функция распределения размеров пор

F (δ) = f (δ) d (δ) (9)



Связь между средней проницаемостью среды kср и размерами поровых каналов устанавливается в виде

(10)



где Г0 = χ / *l* - коэффициент извилистости, т.е. отношение длины пути χ, пройденного жидкостью, к геометрической длине *l* пористой среды.

Фактически коэффициент извилистости Г0отображает избирательный характер фильтрации жидкости в микронеоднородной пористой среде и, следовательно, может выражаться через плотности вероятности распределения размеров пор, т.е.

Гo = f (δ) max / f (δ) i (11)

Можно полагать, что в процессе капиллярной пропитки фильтрация жидкости происходит избирательно, как и при движении за счет внешнего перепада давления. Тогда в любом сечении пласта, нормальном направлению капиллярной пропитки, поры с размерами 0 ≤ δ ≤δi,. будут затоплены водой, а с размерами δ ≤ δi ≤ δшах нефтенасыщенны (рис.7). Причем суммарный расход жидкости через любую такую плоскость равен нулю, т.е.

qв = - qн = [S kгар (∆pk ± h∆γ)] / μcphcpГ0 (12)

где kгар - средняя гармоническая проницаемость по линии тока жидкости, определяемая по формуле:

kгар = 2/ (1/kср. в + 1/ kср. н) (13)

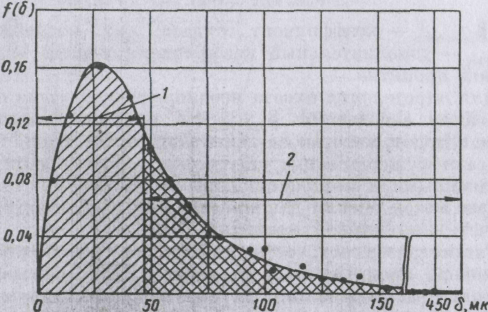


Рис.7 Распределение размеров пор в песчанике, k = 1д, m = 18,4% (по В.Н. Николаевскому и А.Ф. Богомоловой)

1 *-* размеры пор, в которые внедряется вода;

2 - размеры пор, из которых вытесняется нефть.

kcp. в, kcp. н - средняя проницаемость поровых каналов, соответственно заполненных водой и нефтью; ∆рк-разность средних капиллярных давлений в водонасыщенных поровых каналах и нефтенасыщенных:

∆рк = рк. в (0÷ δi) - рк. н (δi ÷ δmax) (14)

δср. в, δср. н - средние значения размеров водонасыщенных и нефтенасы-щенных каналов, определяемые соотношениями

(15)



**δi** - размер самого крупного порового канала, затопленного водой; h - глубина (высота) капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенный слой; ∆γ - разность удельных весов воды и нефти; *тв* и *тн -* пористость заводненных и нефтенасыщенных поровых каналов соответственно; μср= (μн+ μв) /2 - средняя вязкость жидкости по пути фильтрации; S - площадь поверхности фильтрации.

В формулах (13) и (15) kcp. в и kcp. н определяются из соотношения (10) при замене пределов интегрирования в числителе от 0 до δi и от δi до δmax соответственно.

Капиллярный перепад давления при капиллярном противотоке значительно проще можно определить другим путем. По распределению размером пор можно получить распределение капиллярного давления, которое ввиду обратной зависимости капиллярного давления от размера пор будет выражаться ввиде:

F (pk) = 1 - F (**δ)** (16)

Статистическое среднее значение капиллярного давления в микронеоднородной пористой среде можно определить через функцию распределения:

(17)



где рк0 *-* капиллярное давление в самых мелких поровых каналах;

ркт - капиллярное давление в самых крупных каналах (трещинах).

Для определения перепада капиллярных давлений при противотоке необходимы средние значения их для заводненных ркв, нефтенасыщенных ркнканалов, которые равны:

(18)



(19)



где α=4σcosθ; рк, ркi и ркт капиллярные давления соответственно в поровых каналах с размером δmin, δi и δmах.

Теперь можно определить глубину капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенные слои, застойные зоны и линзы. Из условия материального баланса

qвt = Shcp ηв δср. в/δср = V ηв ηo (20)

Из соотношений (12) и (20) можно получить зависимость для глубины пропитки пористой среды при капиллярном противотоке без учета гравитационных сил:

(21)



ηв - коэффициент вытеснения нефти водой в заводненных каналах;

η0= δср. в/δср - коэффициент охвата заводнением нефтенасыщенных слоев при капиллярном противотоке.

Остальные параметры кгар, Г*0,* δсри ∆рк определяются по соотношениям (13), (11), (15), (18) и (19). Подставив их в (21) и приняв mв = mн = m/2*,* что следует из равенства суммарного расхода жидкости при противотоке нулю, получим выражение для глубины капиллярной пропитки:

(22)



которое аналогично ранее полученному экспериментально в работе [11]. По соотношениям (21) или (22) можно определить не только среднюю глубину, но и скорость капиллярной пропитки. Приняв следующие значения параметров, входящих в формулу (22): σ = 30 *дин/см2,* соsθ = 0,6, ηв = 0,9, μср=2 *спз,* Г0 = 2, а значения *т* = 18%, кср= 1*д,* кср. н=1,6 *д,* кср. в=0,4 *д,* в соответствии с распределением размера пор реального песчаника из работы получим: средняя глубина капиллярной пропитки в течение 1сек с начала пропитки составит 0,05 *см,* через 1 *ч* достигнет 3 *см,* через 1 сутки 14,7 *см,* через 1 месяц 80,5 *см,* через 1 год 2,8 *м* и т.д. Как видно, скорость капиллярной пропитки затухает во времени, а глубина пропитки даже в идеализированных условиях пористой среды - постоянного сечепия каналов и смачиваемости - в течение длительного периода не превышает минимальной мощности нефтенасыщенных слоев при послойном заводнении реальных пластов. Если же учесть, что капиллярная пропитка в реальных условиях должна происходить в пористой среде с неточными поровыми каналами и переменной смачиваемостью, то значения глубины капиллярного внедрения воды во времени будут значительно меньшими.

# 5. Влияние капиллярной пропитки на показатели заводнения неоднородных пластов

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что вследствие слоистой неоднородности продуктивных пластов происходит их послойное обводнение, в результате чего на контакте заводненных и нефтенасыщенных слоев создается резкий скачок насыщенности.

Капиллярные силы образуют некоторую "размытую" зону, где насыщенность меняется от начальной до насыщенности в заводненном слое, подобно "стабилизированной зоне" на фронте вытеснения. Исходя из этого, процесс заводнения неоднородных пластов можно представить в следующем виде (рис.6). При фронтальном вытеснении происходит послойный охват заводнением, а под действием капиллярных сил - дополнительно межслойный охват заводнением смежных менее проницаемых нефтенасыщенных слоев. Следовательно, полный коэффициент охвата неоднородного пласта наводнением:

βохв. полн= βохв. посл + βохв. кап (23)

где βохв. посл - коэффициент охвата при послойном заводнении;

βохв. кап - дбполнительный коэффициент охвата вследствие капиллярной пропитки.

Для определения охвата неоднородных пластов при фронтальном послойном заводнении βохв. посл в настоящее время имеется уже много методов, которые не учитывают капиллярной пропитки и предполагают существование статического скачка насыщенности между заводненными и пефтенасыщенными слоями. Поэтому представляет интерес метод оценки дополнительного охвата заводнением пластов за счет капиллярной пропитки.

Рассмотрим пласт, состоящий из слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости от слоя к слою описывается некоторой функцией распределения F (к), соотношение вязкостей нефти и воды µ0= 1. Пусть на момент t*а* полностью заводнились слои с проницаемостью k ≥ kа. Слои с проницаемостью k ≤ kа заводнились лишь частично.

Текущий дополнительный коэффициент охвата заводнением пласта за счет капиллярной пропитки в общем виде равен:

βохв. кап = S h (24)

где S - текущая поверхность контакта нефти и воды; h *-* текущая высота (глубина) капиллярной пропитки или "размытой зоны".

Вследствие бессистемного случайного характера расположения заводненных слоев и объеме залежи с ними могут оказаться в контакте нефтенасыщенные слои любой проницаемости k < kа. Из этого следует, что плотность вероятности поверхности контакта отдельных заводненных слоев f (S) адэкватна плотности вероятности распределения проницаемости в пласте f (k), т.е. f (S) = f (k).

Безразмерная поверхность всех полностью заводненных слоев равна 1-f (ka). Суммарная поверхность обводнения слоев, которые затоплены водой лишь частично, равна отношению (kи. ср/ kа) L F (kа).

Вероятность того, что все обводненные слои будут по всей их поверхности контактировать с нефтенасыщенными, равна 1 - βохв. посл.

С увеличением коэффициента охвата пласта заводнением повышается вероятность слияния обводненных трубок тока, вследствие чего уменьшается и поверхность контакта нефти с водой. Следовательно, текущая безразмерная поверхность контакта нефти с водой может быть выражена следующим соотношением:

S = [1 - F (ka) + (kн. ср/ ka) L F (ka)] (1 - βохв. посл) (25)

где F (ka) - интегральная функция распределения для проницаемости ka, или доля объема пласта проницаемостью kaот общего объема; kн. ср - средняя проницаемость нефтенасыщенной части пласта; βохв. посл - текущий коэффициент охвата заводнением пласта (на момент прорыва воды по слою с проницаемостью ka); L *-* длина от контура залежи до линии отбора жидкости, которая принимается равной единице.

Для глубины капиллярной пропитки можно написать:

dh = υпропdt (26)

где υпроп - скорость капиллярной пропитки; t-продолжительность пропитки.

В работе показано, что при капиллярном противотоке сохраняется закон Дарси, поэтому:

υпроп = (∆pкапkcp) / hμ (27)

Перепад капиллярного давления при противотоке с учетом гравитационных сил равен: ∆pкап = (2σ cosθ) / c √ (kcpm) (28)

где σ - поверхностное натяжение на контакте нефти с водой; θ-угол смачивания; *т -* пористость; с = 2/7\*103 порометрический коэффициент; kcp= χ2 kн - средняя проницаемость нефтенасыщенных зон пласта для капиллярной пропитки (по нормали к поверхности контакта нефти и воды);

χ - коэффициент анизотропии, учитывающий уменьшение проницаемости в вертикальном направлении. Имея в виду, что путь, проходимый контуром при фронтальном вытеснении по какому-либо слою к моменту прорыва воды по слою с проницаемостью ka, равен x = k L / ka*,* приращение времени капиллярной пропитки *dt* можно заменить и представить в виде:

dt = (m μ L dx) / k ∆p = (L2 m kcp) / ∆p ka k (29)

Подставив (27), (28) и (29) в (26), получим соотношение:

(30)



Решение этого уравнения дает зависимость для глубины капиллярной пропитки в неявном виде. Если же учесть, что в послойно обводненном пласте она одновременно может происходить и вверх и вниз, а суммарное действие гравитационных сил при этом будет весьма малым, то, пренебрегая вторым слагаемым в скобках выражения (30) и проинтегрировав его, получим зависимость для глубины капиллярной пропитки.

(31)



Теперь, подставив вместо S и hсоотношения (25) и (31) в (24), найдем зависимость дополнительного коэффициента охвата заводнением за счет капиллярной пропитки от поверхностно-капиллярной характеристики пласта, темпа разработки и степени заводнения залежи.

Прямым следствием капиллярной пропитки (противотоков) послойно обводненных пластов будет "перемешивание" нефти и воды - повышение нефтенасыщенности заводненных слоев и водонасыщенности нефтенасыщенных слоев, т.е. выравнивание насыщенности фаз в объеме залежи. В результате этого в заводненных слоях будет появляться подвижная нефть, а в нефтенасыщенных - подвижная вода, что в свою очередь будет обусловливать изменение соотношения расходов нефти и воды, т.е. обводненности добываемой продукции.

При наличии капиллярных противотоков в послойно обводненном пласте содержание нефти в добываемой продукции на момент прорыва воды по слою с проницаемостью kа будет определяться выражением:

(33)



Здесь hн = F *(*kа) - мощность нефтенасыщенных слоев; hв = 1-F (kа) - мощность заводненных слоев; k'н (s), k'в (s) - фазовые проницаемости для нефти и воды в заводненных слоях;

k'н, k'в - фазовые проницаемости для нефти и воды в зоне капиллярной пропитки.

Проницаемость для нефти и воды в заводненных слоях и зоне капиллярной пропитки является функцией насыщенности соответствующей фазой. Согласно исследованиям в зоне капиллярной пропитки можно принимать насыщенность нефтью и водой одинаковой sн = sв = 0,5, хотя это условие, по-видимому, необязательно для всех случаев пропитки. Нефтенасыщенность для заводненных слоев будет равна:

Sн = Sо. н + (βохв. кап 0,5/βохв.) (34)

где Sо. н - остаточная нефтенасыщешшсть заводненных слоев.

Зная насыщенности различных зон пласта на разных этапах заводнения, по графикам относительных проницаемостей можно определить фазовые проницаемости для нефти и воды и содержание нефти в добываемой продукции с учетом капиллярной пропитки.

Для определения kв`, kв`, kн`, kн`, можно использовать аппроксимационные зависимости фазовых проницаемостей работы. Тогда содержание нефти в добываемой продукции будет выражаться отношением.

Относительный объем жидкости, прокачанной через пласт при заводнении с капиллярной пропиткой, выражается отношением:

τ = kcp / ka

kор - средняя проницаемость всего пласта.

Выше рассмотрен метод определения дополнительного охвата заводнением вследствие капиллярной пропитки для неоднородно-слоистого пласта, когда изменение проницаемости слоев описывается некоторой функцией распределения F (k).Для условий трещиноватого пласта, т.е. при заводнении пласта, состоящего из системы слабопроницаемых блоков и высокопроницаемых трещин, характеристика капиллярной пропитки будет, очевидно, иной. В экспериментальных работах на основе изучения капиллярной пропитки водой пористых блоков показано, что функция пропитки достаточно хорошо для практических целей аппроксимируется зависимостью:

t=tα (36)



где *т -* пористость блоков; S*а -* насыщенность блоков водой к моменту времени t*а; S -* осредненная удельная поверхность блоков; *А -* постоянный коэффициент; μн - вязкость нефти.

Расход воды, поступающей в блоки породы через поверхность F (χ1 χ2 χ3, ν) (где χ - координаты; v - некоторый момент времени), ограничивающую объем пласта *V (*v), охваченного заводнением к моменту времени v ≤ t*,* определяется:

∫ φ [t-ν (χ1 χ2 χ3,)] dν = q (t) (37)

Если в выражении (36) время заменить интегралом (29), то оно будет идентично (31). Это дает возможность при расчетах дополнительного охвата капиллярной пропиткой трещиновато-пористых пластов глубину капиллярного внедрения воды в (24) приближенно определять как длину стабилизированной зоны, полагая, что x ≈ λ:

h = λ = ξ\* - ξ/\* = T\*a / aa (38)



где q - расход воды, отнесенный к единице мощности h*,* ширине пласта bи осредненному размеру блока l\**;* ξ\* = (χ + λ) / l\*координата фронта пропитки; ξ/\* = χ / l\* - координата фронта вытеснения за счет внешнего перепада давления; T\*a - время образования стабилизированной зоны в пористой среде со средней проницаемостью; T\* - время пропитки каждого элемента пористой среды с проницаемостью kcp\*, определяемое из опыта (практически постоянно). Распределение насыщенности в каждый момент времени, необходимое для определения относительных проницаемостей kв`, kв``, kн`, kн``, при расчете изменения содержания нефти в добываемой продукции можно находить из формулы:

Ф (S) = kв` (s) / [kв` (s) + kн` (s)], μ0 = 1 (39), (40)



При принятых допущениях q (Т) = соnst, когда

τ (ξ) = T - T\*,

Уравнение (40) принимает вид:

Ф (s) = 1 - [φ (T) λ / q (T)] (41)

Таким образом, зависимости (25), (31), (38) позволяют определять в процессе заводнения пластов наиболее интересные элементы возможной капиллярной пропитки - поверхность контакта заводненных и нефтенасыщенных слоев S и глубину межслойного проникновения воды или в пористые блоки h. На основе этих элементов зависимости (32), *(*35), (38) и (41) дают возможность оценивать влияние капиллярной пропитки на коэффициент охвата заводнением неоднороднослоистых и трещиноватых пластов и содержание нефти в добываемой продукции.

Как видно из рис.8, дополнительный коэффициент охвата заводнением за счет капиллярной пропитки при принятых условиях составляет в среднем

βохв. кап = 0,08 - 0,085. Если реальный пласт при заводнении будет представлять собой бессистемное расположение заводненных трубок тока ("шнурков") в объеме залежи или сильно трещиноватую систему, то дополнительный коэффициент охвата может достигать 0,16 - 0,20 и более.

Однако указанные значения коэффициента охвата заводнением пласта за счет капиллярной пропитки нельзя рассматривать как обязательный "прибавочный коэффициент охвата" независимо от условий эксплуатации. При определении глубины капиллярной пропитки (31) было принято допущение, что пористая среда состоит из непрерывных каналов постоянного сечения, обладающих постоянной и одинаковой смачиваемостью поверхности, В реальных пластах эти условия не соблюдаются. Поэтому, как показано выше, вода самопроизвольно проникать из заводненных слоев в нефтенасыщенные под действием капиллярных сил не может глубоко.

Чтобы дополнительный охват заводнением пластов под действием капиллярных сил был достаточно высоким, необходимо создать определенные технологические условия. Способствовать увеличению глубины капиллярной пропитки, а следовательно, и дополнительному охвату пластов заводнением можно только созданием неустановившегося давления в пластах или многократным переменным гидростатическим перепадом давления между водонасыщенной и нефтенасыщенной зонами, что практически возможно осуществить цикличной закачкой воды или цикличным отбором жидкости.

# Выводы

Капиллярные процессы в заводнении нефтеносных пластов, имеют большое значение вследствие послойного их обводнения и неоднородности внутренней структуры пористой среды.

Четочное строение поровых каналов и переменная смачиваемость их поверхности обусловливают прерывистый характер капиллярных сил и ухудшают условия для самопроизвольной капиллярной пропитки.

Промысловыми исследованиями устанавливаются капиллярные процессы в самых разнообразных условиях заводнения: при вскрытии продуктивных пластов и выносе керна, при простое обводненных эксплуатационных скважин и закачке воды в нагнетательные, при цикличном отборе жидкости из обводненных залежей и заводнении трещиновато-пористых пластов. Во всех этих условиях капиллярные процессы сопровождались встречным движением воды в нефти (противотоком) - вода внедряется по мелким поровым каналам в нефтенасыщенные зоны, а нефть - по крупным каналам в заводненные зоны.

Самопроизвольная капиллярная пропитка в реальных условиях микронеоднородных пластов протекает медленно и на небольшую глубину.

Все наблюдаемые на практике капиллярные процессы протекают или при неустановившемся попеременно изменяющемся давлении в пластах, или при избыточном давлении в водонасыщенной среде.

Капиллярные процессы в нефтеносных пластах поддаются внешнему воздействию и регулированию обычными технологическими средствами. Благоприятные условия для глубокого капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенные слои, блоки и зоны возникают при переменном давлении в пласте, что обусловливает нарушение равновесия капиллярных сил и способствует преодолению менисками равновесных высот. Такие условия могут быть созданы при цикличной закачке воды в пласт или цикличном отборе жидкости из пластов.

Получена характеристика капиллярных противотоков нефти и воды в пластах на основе отображения микронеоднородности пористой среды функцией распределения размеров пор и поровых каналов при избирательной фильтрации. Эта характеристика позволяет определять глубину и скорость межслойной капиллярной пропитки. Скорость капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенные слои из обводненных уменьшается во времени.

Рассмотрен метод прогноза показателен заводнения неоднородных пластов с учетом межслойной капиллярной пропитки в заводненных зонах пластов. Получены зависимости для определения динамики коэффициента охвата заводнением пластов и содержания нефти в добываемой продукции при условии межслойных капиллярных противотоков нефти и воды. Дополнительный коэффициент охвата заводнением пластов вследствие капиллярных процессов может достигать 8-16% и более в зависимости от состояния заводнения пластов, а также физико-геологических и поверхностно-молекулярных свойств системы.

# Список использованных источников

1. Асадов А.Ш. Влияние температуры на капиллярное вытеснение нефти водой Азерб. нефт. хоз., № 7, 1963.

2. Бабалян Г.А. Механизм нефтеотдачи пласта. Азнефтеиздат, 1956

3. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов Гостоптехиздат, 1962.

4. Баренблатт Г.И., Желто в Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ДАН СССР, т.132, № 3, 1960.

5. Везиров Д.Ш., Кочешков А.А. Экспериментальное исследование нефтеотдачи трещиновато-пористых коллекторов при заводнении. Изв. АП СССР. Механика и машиностроение, № 6, 1963.

6. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1963.