

Специальные лабораторные исследования

Современные требования к проектным документам разработки нефтегазовых месторождений, предусматривают развитие и внедрение процессов геологического, гидродинамического моделирования на всех стадиях нефтедобычи.

Повышаются требования к качеству проектной документации, обоснованности исходных данных для построения фильтрационных моделей.

Одни из первых в этом списке - коэффициент вытеснения (Квыт) и остаточная нефтенасыщенность (Кон).

Основным методом определения величины коэффициента вытеснения (остаточной нефтенасыщенности) является метод лабораторного моделирования процесса заводнения на образцах керна с соблюдением пластовых условий в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ-39-195-86

Вытеснение нефти водой на керне –позволяет оценить извлекаемые объемы нефти и если рассматривать более полно, то и процессы, протекающие при извлечении нефти в пласте, такие как:

- скорости вытеснения,**
- градиенты давления при вытеснении,**
- фазовые проницаемости и т.д.**

Коэффициент нефтеотдачи

Коэффициент нефтеотдачи - отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под текущей нефтеотдачей понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным ее запасам. Ее величина переменна во времени и возрастает по мере увеличения количества извлеченной из пласта нефти. Конечная нефтеотдача - отношение количества добытой нефти к первоначальным ее запасам в конце разработки пласта.

Коэффициент извлечения нефти при водонапорном режиме много больше чем КИН при режиме истощения.

Заводнение – наиболее широко применяемый метод увеличения нефтеотдачи.

Цель заводнения:

- **Поддержание пластового давления.**
- **Вытеснение нефти водой.**

Коэффициент нефтеотдачи при заводнении

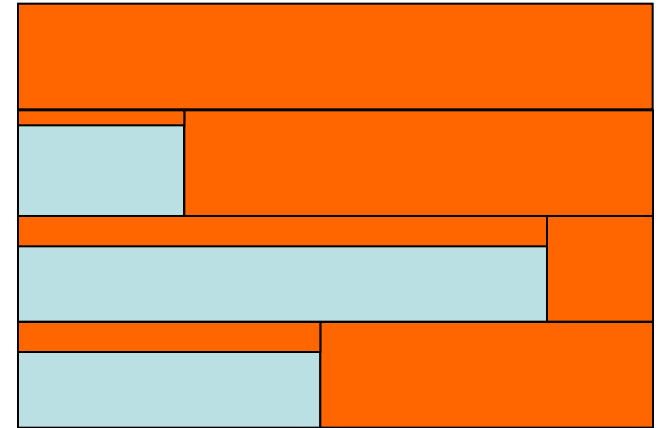
$$K_{но} = \frac{V_{доб}}{V_{зап}} = K_{выт} \cdot K_{охв} \cdot K_{зав} = \frac{V_{доб}}{V_{зав}} \cdot \frac{V_{охв}}{V_{зап}} \cdot \frac{V_{зав}}{V_{охв}}$$

где: $V_{доб}$ - объем добытой из пласта нефти за определенный период времени,

$V_{зап}$ - общий объем геологических запасов нефти,

$V_{охв}$ - объем запасов нефти, охваченных заводнением.

$V_{зав}$ - первоначальный объем нефти в заводненной области пласта,



$K_{выт}$ - коэффициент вытеснения нефти из пласта – величина, равная отношению количества вытесненной из пласта нефти к запасам нефти, первоначально находившимся в части пласта, вовлеченной в разработку.

Отметим, что для текущей нефтеотдачи коэффициент вытеснения величина переменная во времени.

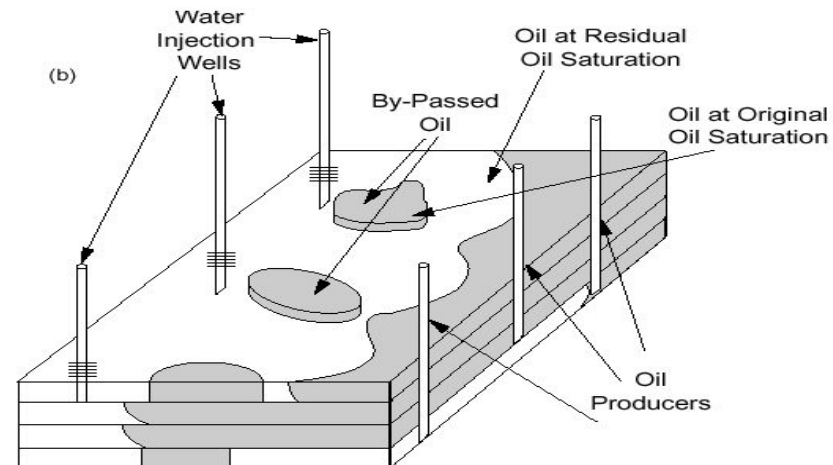
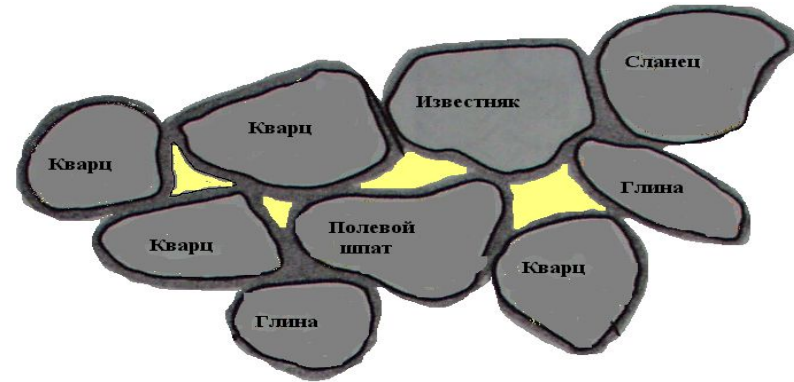
$K_{охв}$ - коэффициент охвата пласта разработкой – величина, равная отношению запасов нефти, вовлеченных в разработку, к общим геологическим запасам нефти в пласте.

$K_{зав}$ - коэффициент заводнения – отношение объема нефти, в охваченной заводнением области пласта к первоначальным запасам в этой области.

$$K_{выт} = \frac{S_{нач.нефть} - S_{ост.нефть}}{S_{нач.нефть}} = \frac{(1 - S_{ост}) - (1 - S_{кон})}{(1 - S_{ост})} = \boxed{1 - \frac{1 - S_{кон}}{1 - S_{ост}}}$$

Масштабы решаемых задач

- В процессе заводнения необходимо принимать во внимание различные масштабы в которых происходит вытеснение.
- Пора или микроскопический масштаб
- Остаточные или подвижные флюиды в зависимости от сил поверхностного взаимодействия, смачиваемости, вязкостей, размера пор и их распределения.
- В гидрофильных коллекторах в центральных частях пор и поровых каналов находится несмачивающая фаза – нефть. Вода же занимает наиболее мелкие поры, покрывает пленкой зерна минералов и межконтатное пространство.
- Большой, макроскопический масштаб
- Поведение флюидов в масштабах лабораторного эксперимента на образце керна. Определяющие параметры это проницаемость, относительная проницаемость, капиллярное давление.
- Масштаб месторождения
- Распределение флюидов в масштабе месторождения. Неоднородность пласта. Перераспределение флюидов за счет действия сил гравитации



Многофазное течение в пластах

В общем пласты содержат 2 или 3 флюида

Для расчетов многофазных систем введено понятие фазовой (эффективной) и относительной проницаемости

Абсолютная проницаемость пористой среды для однородной фазы, полностью насыщающей поровое пространство, является характеристикой самой породы. При этом следует сделать допущение – жидкость не взаимодействует с пористой средой.

При двух- или трехфазном течении проницаемость можно использовать относительно каждой фазы в отдельности. При этом проницаемость для каждой фазы зависит от ее насыщенности.

- Проницаемость фазовая (эффективная) – проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы или системы..
- Относительная проницаемость определяется отношением фазовой проницаемости к абсолютной проницаемости по какой либо из жидкостей или по газу.

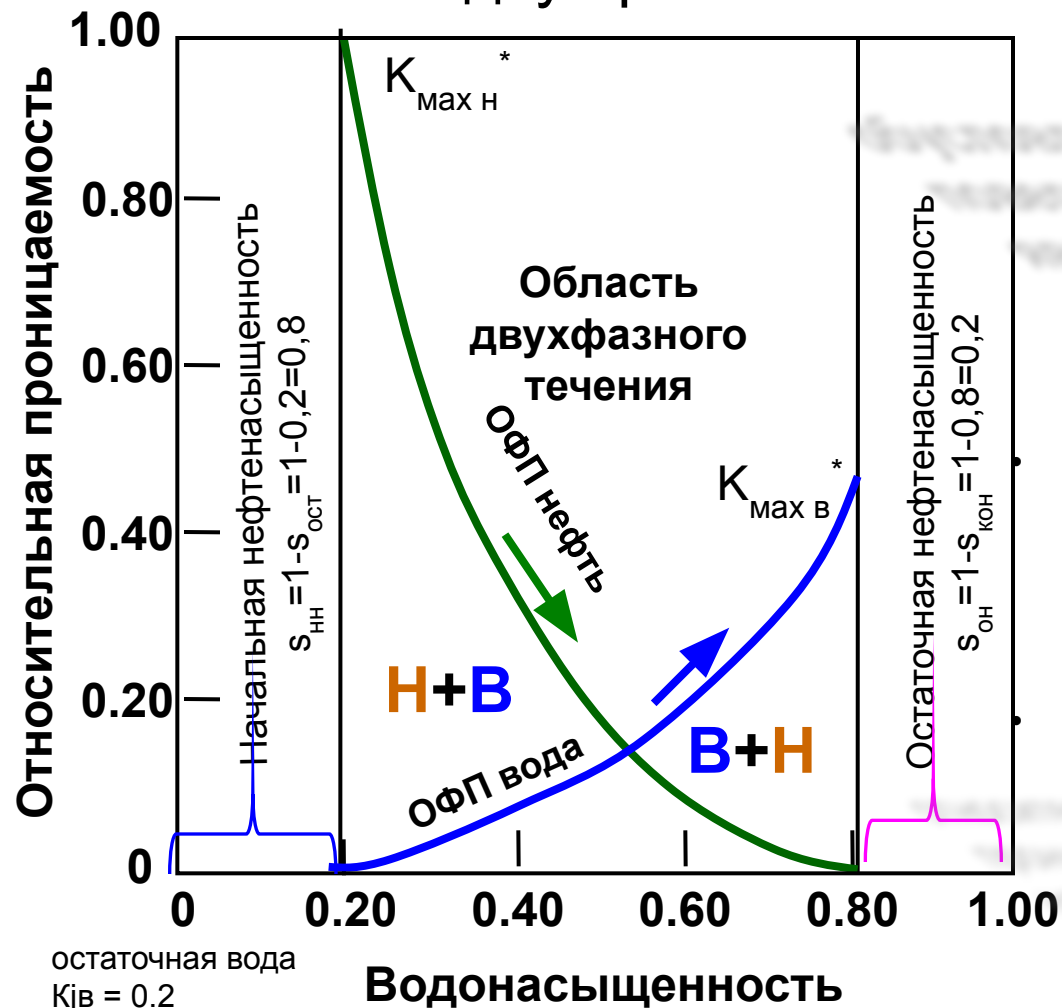
$$k_{\text{относительная}} = \frac{k_{\text{фазовая}}}{k_{\text{абсолютная}}} \quad k_i^* = \frac{k_i}{k_{np}}, \quad k_i^* = k_i^*(s_i) \quad i = н, в, г$$

Понятие относительных фазовых проницаемостей (ОФП) было введено Виковым и Ботсетом (Wickoff R.D., Botset H.C., 1936). Они показали, что закон Дарси справедлив для каждой фазы, если в уравнении использовать значения фазовых проницаемостей.

$$Q_n = \frac{k_n \cdot \Delta P_n}{\mu_n \cdot L} \cdot F \quad Q_v = \frac{k_v \cdot \Delta P_v}{\mu_v \cdot L} \cdot F \quad Q_g = \frac{k_g \cdot \Delta P_g}{\mu_g \cdot L} \cdot F$$

Q_i – объемный расход фазы, F – площадь поперечного сечения, ΔP_i – перепад давления в фазе i , μ_i – вязкость флюида фазы i , L – длина пористой среды

Типичный вид кривых относительной проницаемости в двухфазной системе вода-нефть



обусловлен природой
поверхностных и межфазных
явлений

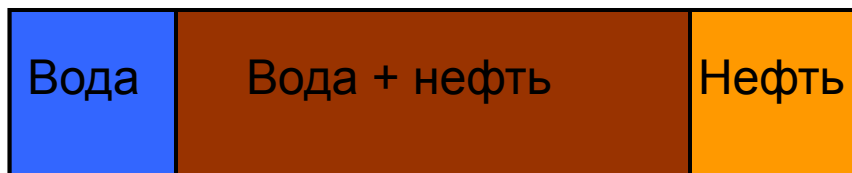
Нефть

$$Q_n = \frac{k_{np} \cdot k_n^*(s) \cdot \Delta P_n \cdot F}{\mu_n \cdot L}$$

Вода

$$Q_v = \frac{k_{np} \cdot k_v^*(s) \cdot \Delta P_v \cdot F}{\mu_v \cdot L}$$

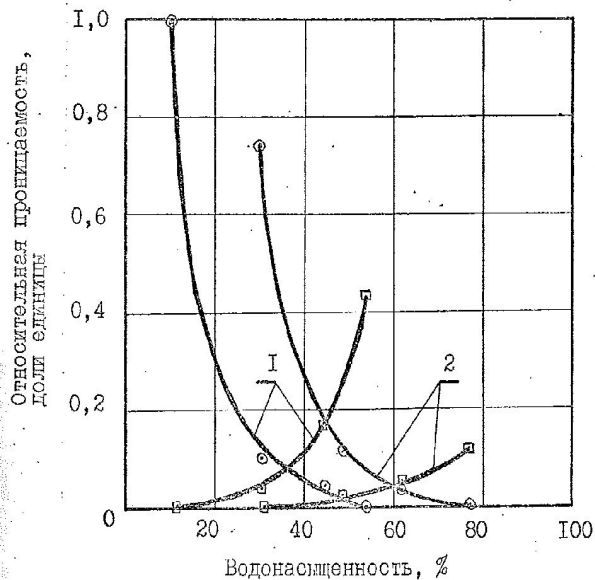
относительная фазовая
проницаемость зависит от
насыщенности – чем больше
насыщенность данным флюидом,
тем больше относительная
фазовая проницаемость



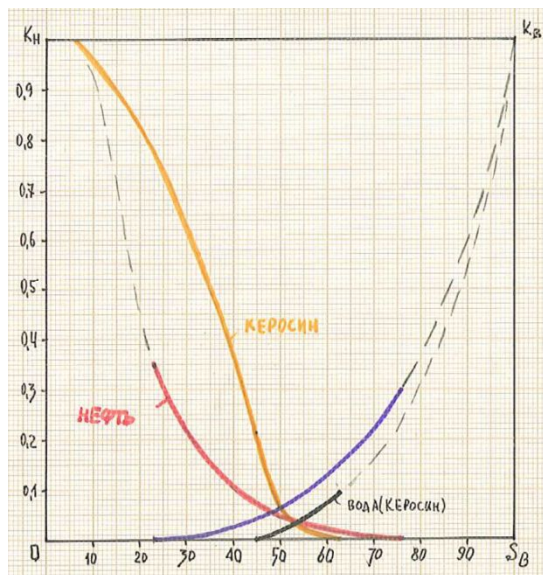
Фазовые проницаемости зависят от геометрии порового пространства, характеристики смачиваемости поверхности пор и физико-химических свойств флюидов. Также на значения фазовых проницаемостей влияет скорость фильтрации и направление изменения насыщенности [2,4].

Для гидрофобных сред характерно смещение кривых ОФП влево, точка пересечения соответствует водонасыщенности менее 50 % и высокое значение проницаемости для воды в конечной точке. У гидрофильных пород кривые смещены вправо, точка пересечения выше 50 % водонасыщенности и низкое значение $K_{\text{внО}}$. Тип жидкости влияет на форму кривых и величину $K_{\text{но}}$, и при росте скорости фильтрации фазовые проницаемости возрастают.

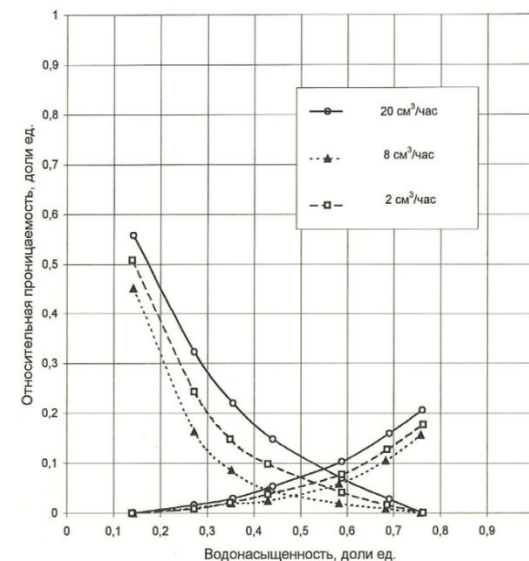
Диаграммы ОФП для гидрофобного известняка (1) и гидрофильного песчаника (2)



Диаграммы ОФП для одного и того же образца для систем нефть-вода и керосин-вода



Диаграммы ОФП для одного и того же образца при разных скоростях фильтрации



Компоновка составного образца

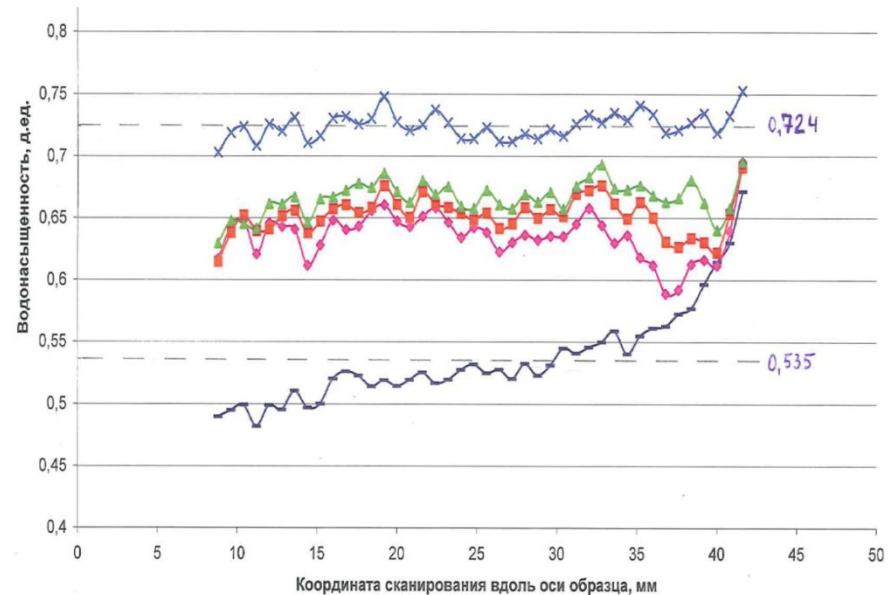
Составные образцы используются для повышения точности замеров, за счет увеличения измеряемых объемов жидкостей и уменьшения влияния концевых эффектов.

Концевые эффекты (КЭ) обусловлены переходом фильтрации из свободного пространства в подводящих трубках (в них нет разного капиллярного давления) к пористой среде, где имеется разность капиллярных давлений в нефтяной и водной фазах.

Проявляются КЭ в повышенной насыщенности смачивающей фазой на выходной части образца (такой же эффект отмечается в призабойной зоне добывающих скважин) и пониженных величинах насыщенности смачивающей фазой на входе.

Это означает, что разным участкам образца соответствуют разные значения ФП для нефти и воды, т.к. они прямо зависят от насыщенности.

Концевые эффекты существуют всегда при двух- и трехфазном течении, и зона его распространения зависит от скорости течения (суммарного расхода) жидкостей. Чем выше скорость, тем зона КЭ меньше.



Распределение водонасыщенности по длине образца

Компоновка составного образца

Для уменьшения влияния концевого эффекта на замеры ФП можно использовать следующие приемы:

- увеличение скорости фильтрации (не должна превышать 2 м/сут);
- увеличение длины образца, в этом случае зона проявления КЭ становится незначительной по сравнению с общей длиной образца;

Поскольку длина высверливаемых параллельно напластованию образцов ограничена диаметром керна (100 мм), то была предложена схема проведения экспериментов на составных образцах, что позволяет увеличить общую длину образца. Единичные образцы для составного образца подбираются таким образом, чтобы средняя проницаемость сборки соответствовала средней проницаемости пласта:

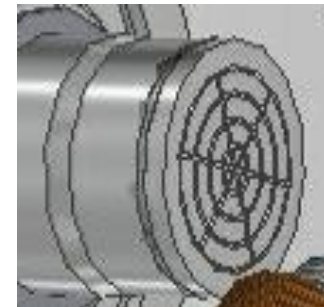
$$k_{np} = \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_{np_i}}}$$



В манжету образцы монтируются по убывающей проницаемости, т.е. входной цилиндр имеет самую большую проницаемость, а выходной – самую низкую. При компоновке составного образца проницаемость отдельных цилиндров не должна отличаться от средней проницаемости сборки более чем на 50%.

Торцы цилиндров должны быть строго параллельны, в противном случае каждый цилиндр притирается вручную с каждым соседним цилиндром. Между каждым единичным образцом прокладывается слой фильтровальной бумаги для обеспечения капиллярного контакта.

На входе и выходе кроме фильтровальной бумаги обязательно устанавливаются «звездочки» (шайбы с фигурными канавками или сетки из нержавеющей стали) для обеспечения равномерного распределения жидкостей на входном и выходном торцах.



- замер перепада давления и насыщенности на серединной части образца.

Подготовка моделей рабочих жидкостей

Модель нефти

Предпочтительнее в экспериментах по определению коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) и ОФП в качестве модели нефти использовать комбинированную пробу нефти, особенно при высоких значениях газового фактора. Однако при использовании комбинированной пробы увеличивается время проведения эксперимента и требуются специальные контейнеры высокого давления. Поэтому в качестве модели чаще используют изовязкозные модели дегазированной нефти.

Изовязкозная модель готовится из дегазированной нефти изучаемого пласта понижением вязкости до пластовых значений за счет добавления растворителя.

В качестве растворителя используются: керосин, индивидуальные жидкие углеводороды $C_8 - C_{12}$, петролейный эфир. Количество растворителя не должно превышать 30% от объема модели. Поэтому, если 30% керосина не снижают вязкость до нужной величины, выбирается другой растворитель. При этом существует опасность выпадения твердой фазы из нефти при использовании сильных растворителей. Керосин перед использованием должен обязательно очищаться аналогично как и при определении пористости.

В любом случае при разведении нефти необходимо профильтровать модель нефти через фильтровальную бумагу для удаления твердой фазы и только после этого измерять вязкость модели нефти.

Особое внимание необходимо уделять условиям отбора, транспортировки и хранения дегазированной нефти. Ее нельзя охлаждать ниже 15°C , недопускается попадание солнечных лучей и контакт с кислородом воздуха.

Модель воды

Желательно делать шестикомпонентную модель воды, но чаще используются растворы NaCl с минерализацией равной пластовой. Такой подход допускается, если изучаемая система (порода-коллектор+нефть+ вода) хорошо известна. Если же исследуется совершенно новый объект – нужно делать шестикомпонентную модель воды.

Модель газа

При определении ОФП для нефти и газа, $K_{\text{выт}}$ нефти газом необходимо использовать углеводородный газ индивидуального состава. При определении ОФП методом стационарной фильтрации допускается использовать метан и даже азот. Но в любом случае нефть должна быть предварительно моделью газа для исключения массообмена при совместном течении.

Проведение экспериментов по вытеснению нефти водой

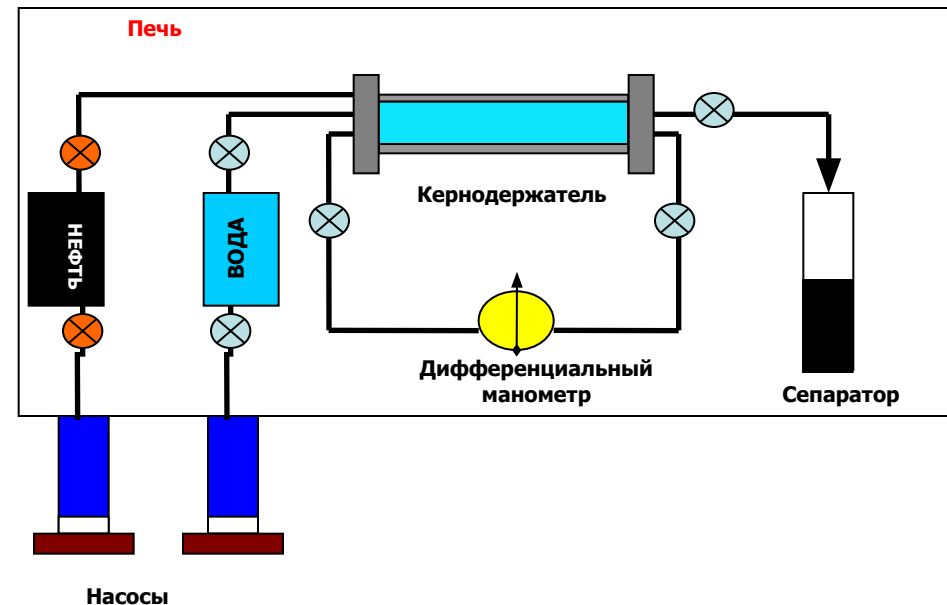
Эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водой, определению относительных фазовых проницаемостей (т.е. экспериментов по оценке фильтрационных свойств породы) должны проводиться при пластовых температурах, а последовательность подготовки эксперимента должна предусматривать создание остаточной водонасыщенности, затем насыщение образца керосином, который в свою очередь заменяется моделью нефти.

Наиболее правильным является вариант, когда остаточная водонасыщенность ($s_{ост}$) создается с помощью капилляриметра или ультрацентрифуги. В этом случае достигаются значения $s_{ост}$, соответствующие зоне предельного нефтенасыщения.

После прокачки 3-4 поровых объемов нефти образец необходимо выдержать не менее суток при температуре на 20° выше пластовой. Выдержка образцов при повышенной температуре обеспечивает растворение возможно выпавшей твердой фазы (парафины, асфальтены) при фильтрации модели нефти через пористую среду.

По ОСТу - Линейная скорость закачки воды должна быть 1м/сут, что в среднем соответствует скорости перемещения границы раздела вода – нефть большинства разрабатываемых месторождений Зап.Сибири.

По ОСТАм и СТП фильтрация вытесняющей жидкости проводится непрерывно до полного обводнения выходящей жидкости. Затем объемную скорость увеличивают в 10 раз и прокачивают еще от двух до десяти поровых объемов воды.



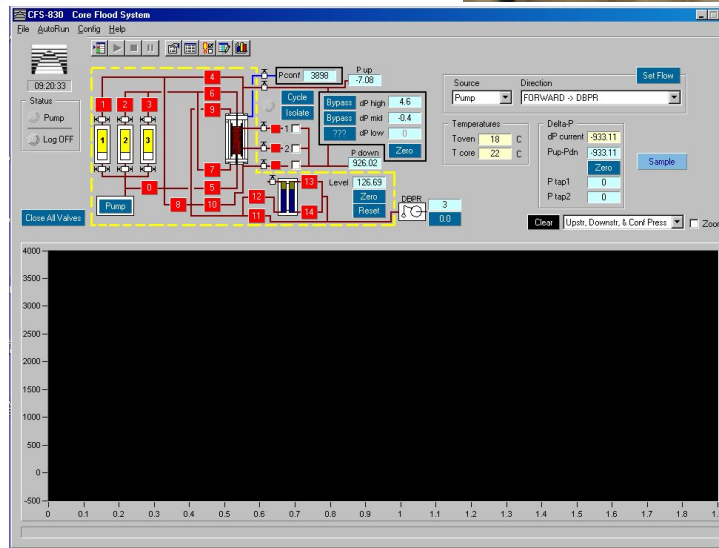
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определяется ретортным способом или в аппаратах Закса и контролируется методом материального баланса, который базируется на точных замерах объемов, закачиваемых насосами, и высокоточных замерах ультразвуковыми сепараторами, измеряющими объемы вышедших жидкостей.

CFS-830



$$K_{\text{выт}} = 1 - \frac{1 - S_{\text{кон}}}{1 - S_{\text{ост}}}$$

FFES-655



Особенности проведения экспериментов по определению ОФП

При определении насыщенности рентгеновским методом требуется сканирование сухого и полностью водонасыщенного образца. В этом случае остаточная водонасыщенность создается методом вытеснения.

Вытесняя воду из образца моделью нефти, достичь значений $k_{во}$, соответствующих пластовым, невозможно.

В этом случае остаточная водонасыщенность всегда на 10 - 15% выше значений остаточной водонасыщенности, характерной для зоны предельного нефтенасыщения и рассчитывать $k_{выт}$ по лабораторным значениям $k_{во}$ некорректно.

Для приближения к нужным значениям $k_{во}$ необходимо на заключительной стадии вытеснения воды из составного образца кратно увеличивать скорость вытеснения (расход), или проводить вытеснение высоковязким маслом с последующим переходом на модель нефти. После насыщения образца нефтью, которое фиксируется по стабилизации перепада давления измеряется фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности, необходимо поднять температуру кернодержателя на 20 °С выше пластовой (рабочей) температуры и выдержать его в таких условиях не менее 24 часов. Это необходимо для восстановления естественной характеристики смачиваемости и полного растворения твердой фазы в нефти.

Непосредственно эксперимент по определению ОФП заключается в совместной фильтрации нефти и воды при различных соотношениях в потоке и постоянном суммарном расходе.

Режим №1 – фильтрация нефти (100% в потоке) при $k_{во}$.

Именно к величине проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности следует относить значения фазовых проницаемостей при расчете ОФП.

На следующих режимах доля воды в потоке ступенчато увеличивается и на последнем режиме фильтруется только вода (последний режим 100% воды в потоке).

Рекомендуемые соотношения нефти и воды в потоке:

100:0 90:10 75:25 50:50 25:75 10:90 0:100

Таким образом, получаем на диаграмме по 7 точек для воды и нефти.

Количество режимов и соотношения нефти и воды в потоке могут варьироваться, но их должно быть не менее 5.

Суммарный расход (Q) нефти и воды на всех режимах должен оставаться постоянным.

Определение ОФП

На каждом режиме фильтрация производится до достижения установившегося (стационарного) течения, которое фиксируется по стабилизации замеров насыщенности и перепада давления.

Для достижения стационарного состояния обычно требуется прокачать 2-3 Vпор, при этом для сокращения времени эксперимента допускается первый объем пор с новым соотношением фаз в потоке прокачивать при повышенной скорости.

Фиксация стационарного состояния имеет важное значение, поскольку искусственно затягиваются эксперименты, что приводит к снижению производительности лабораторного оборудования.

Измерение перепада давления имеет важное значение, поскольку точность замера ΔP напрямую связана с точностью расчета проницаемости по закону Дарси.

Наиболее правильно измерение перепада давления проводить на срединной части составного образца, для исключения влияния концевого эффекта.

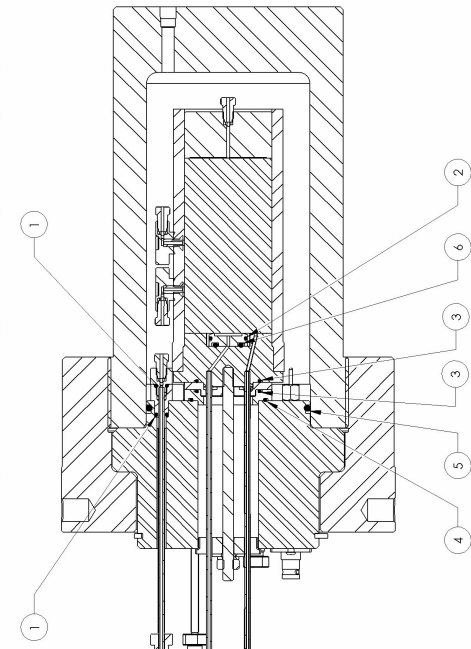
Используемые в некоторых установках гидравлические схемы устроены так, что перепад давления измеряется в точках, вынесенных за кернодержатель.

В этом случае могут быть значительные искажения результатов:

- за счет концевых эффектов формируются зоны измененной насыщенности, градиент давления в которых отличается от основной части образца.
- во время эксперимента происходит загрязнение входного торца, что приводит к увеличению общего перепада давления не связанному с изменением режима фильтрации.
- при замерах ΔP в трубках за пределами кернодержателя неизвестно какая фаза находится в трубках, а следовательно могут быть ошибки на величину капиллярного давления.

СНУН-068-100-2 ПТЕРНХ

ITEM NO.	PART NUMBER	DESCRIPTION	VENDOR	QTY.
1	4-75XV2-008	1/16 O-Ring	CSI	6
2	4-75XV2-018	1/16 O-Ring	CSI	1
3	4-75XV2-028	1/16 O-Ring	CSI	2
4	4-75XV2-030	1/16 O-Ring	CSI	1
5	4-75XV2-236	1/8 O-Ring	CSI	1
6	4-75XV2-112	3/32 O-Ring	CSI	1



Определение насыщенности

Существуют прямые и косвенные методы определения насыщенности.

Прямые методы – ретортный и аппарат Закса.

Прямые методы можно использовать только в конце эксперимента по фильтрации.

Для определения текущих значений насыщенности используются косвенные методы, при которых измеряется величина, функционально связанная с количеством жидкости или газа в поровом пространстве. Для всех косвенных методов необходима калибровка с целью установления функциональной связи между измеряемым параметром и насыщенностью.

Из всего разнообразия в современных установках по определению ОФП используются рентгеновский метод, метод материального баланса и электрометрический.

Электрометрический метод (по электрическому сопротивлению) - измеряется параметр насыщения $P_H = f(s_g)$

Недостаток: в системе нефть-вода по мере проведения эксперимента происходит неконтролируемое изменение (загрязнение) контакта электрода с породой, значение переходного сопротивления растет и становится сопоставимым с величиной сопротивления образца между электродами. И даже использование переменного тока (1кГц) не позволяет исключить влияние этого эффекта.

Применение метода материального баланса базируется на точных замерах объемов, закачиваемых насосами, и высокоточных замерах ультразвуковыми сепараторами, измеряющими объемы вышедших жидкостей.

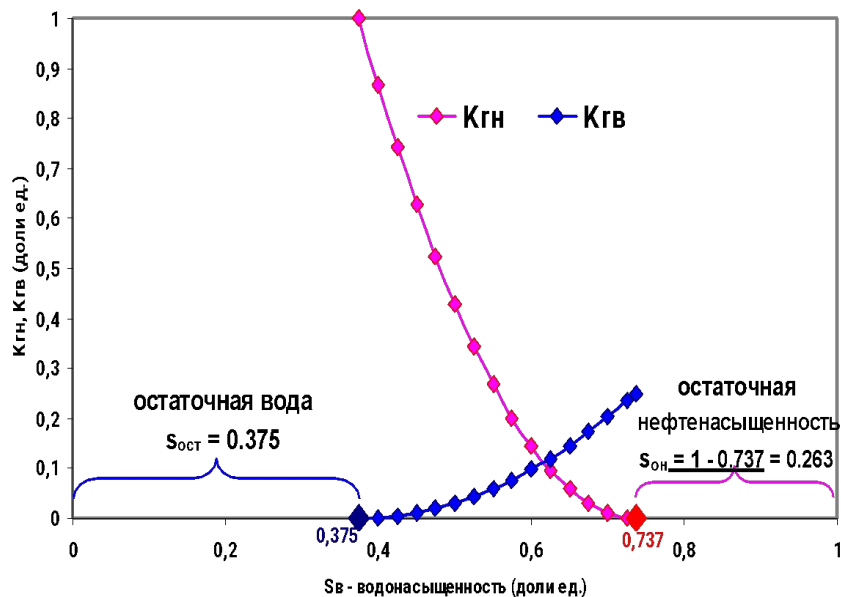
Сложности (и соответственно неточности измерений) связаны с необходимостью приводить объемы к одной температуре (если температура насосов, кернодержателя и сепаратора разные). Также для повышения точности требуется минимизация «мертвых» объемов подводящих и отводящих трубок.

Рентгеновский метод определения насыщенности основан на явлении ослабления рентгеновского излучения

Основной недостаток – необходимость добавления «меток» в водную или нефтяную фазу, которые изменяют свойства фаз иногда существенно, в частности минерализацию водной фазы.

Поэтому задачей для экспериментаторов является правильное определение помечаемой фазы и необходимой концентрации «метки».

Значения водонасыщенности (остаточной нефтенасыщенности), полученные прямым методом в аппаратах Закса, является определяющим для контроля величин насыщенности, измеренных косвенным методом во время эксперимента.



Проницаемость нефтяного пласта для нефти в зонах предельного насыщения, где остаточная вода перестает быть непрерывной фазой и не может фильтроваться, равна проницаемости этого же пласта при 100% насыщении водой, минерализация которой аналогична пластовой.

Поэтому для получения ОФП все полученные экспериментальные значения нужно относить к проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности.

Если остаточная вода создана предварительно на полупроницаемой мембране или с помощью ультрацентрифуги, то по этому значению $s_{ост}$ и значению остаточной нефтенасыщенности, полученному после опыта ретортным методом или по Заксу.

Если остаточная вода создавалась в составном образце методом вытеснения, то это значение $s_{ост}$ для расчета использовать некорректно.

В этом случае в формулу расчета $K_{выт}$ нужно подставлять значение $s_{ост}$, полученное на образцах, из которых скомпонован составной образец, или на образцах, проницаемость которых соответствует средней проницаемости составного образца.