


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК
Заведующий кафедрой
(к.ф.-м.н.)


_____ А. П. Девятков
19 июня 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистра

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ
ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА**

01.04.01 «Математика»

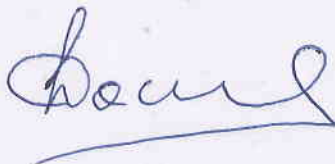
Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной
формы обучения



Конькова
Юлия
Сергеевна

Научный руководитель
д.ф.-м.н., ст.науч.сотр.



Родионов
Сергей
Павлович

Рецензент
к.ф.-м.н., доцент



Шевелев
Александр
Павлович

Тюмень
2023 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. Теоретическая часть.....	4
1. Гидродинамические исследования скважин.....	4
1.1. Виды гидродинамических исследований.....	9
1.2 Процесс гидродинамических исследований и формулировка задачи гидродинамики.....	12
1.3 Определение фильтрационно-емкостных характеристик пласта	16

ВВЕДЕНИЕ

Интенсивное развитие нефтегазовой отрасли в условиях постоянного роста числа кустов и падения угла залегания пласта требует от геологоразведочных служб совершенствования методов исследования нефтегазовых месторождений. Для определения фильтрационно-емкостных параметров пласта используются различные методы гидродинамических исследований скважин. Однако, необходимо проводить дальнейшее исследование перспективных методик, чтобы повысить эффективность процесса и полученную точность данных.

Цель данной работы – изучение и анализ гидродинамических методов исследования скважин для определения фильтрационно-емкостных параметров пласта и улучшения эффективности процесса обработки данных.

В соответствии с поставленной целью были определены следующие задачи:

- Рассмотреть теоретические основы гидродинамических методов исследования скважин и фильтрационно-емкостных свойств пласта;
- Изучить основные методы гидродинамической идентификации пластов и расчет фильтрационных параметров методами математического моделирования;
- Провести исследование скважины и собрать необходимые данные для последующего анализа;
- Выполнить расчет фильтрационных и емкостных параметров пласта на основе кривой восстановления давления;
- Оценить точность полученных данных и сделать выводы об эффективности гидродинамического метода идентификации пластов для определения фильтрационно-емкостных параметров пласта.

Данная работа актуальна в современных условиях, когда эффективность работы месторождений напрямую зависит от точности данных о фильтрационных и емкостных параметрах пласта. Улучшение работы по

исследованию ФЕС пластов является приоритетным для геологоразведочных служб, поскольку позволяет повысить результативность работы нефтегазовой отрасли в целом.

ГЛАВА 1. Теоретическая часть

1. Гидродинамические исследования скважин

К числу возможных способов определения параметров продуктивного пласта относятся гидродинамические исследования скважин (ГДИС), являющиеся одним из наиболее эффективных направлений контроля разработки нефтяных и газовых скважин.

ГДИС – система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам, направленных на регистрацию определенных параметров во времени, то есть на замеры ряда величин (замер с помощью глубинных приборов изменения забойных давлений, дебитов, температур и др.), последующую обработку и интерпретацию замеряемых данных с определением параметров пласта.

То есть, в результате исследования (системы мероприятий), могут быть получены данные о некоторых параметрах системы скважина-пласт.

Гидродинамические методы исследования играют важную роль в изучении скважин и пластов, так как являются базовыми способами, использующихся для обеспечения систематической работы связанной с контролем и присмотром за процедурами добычи в месторождениях газа и нефти. Продуктивность проводимых работ для увеличения эффективности добычи газа и нефти выявляется путем использования гидродинамических способов исследования. Для того, чтобы тщательно изучить распространенность нефтенасыщенности, оценить точность данных о местонахождении профилей притоков, выявить информацию о распределении давлений, и обнаружить контуры нефтеносности широко используется данный тип исследования, что также делает его важной частью процесса промышленного использования добытых залежей.

Гидродинамические методы изучения в сфере нефтегазовой промышленности также используются для обеспечения важной информацией о различных свойствах пластов, которые требуются для создания проектов систем разработки залежей, контроля и регуляции рабочих процессов связанных с добычей нефти и газа. Продуктивность разрабатываемых объектов также может быть полностью изучено данным видом исследования.

Данное исследование проводится с целью получения наиболее полной информации, которую впоследствии можно будет использовать при выполнении подсчета запасов (шаг сетки, границы), моделировании пластов, подготовке проектных документов и оценки текущего состояния разработки.

Цели при проведении ГДИС, так же варьируются в зависимости от стадии и особенностей разработки месторождения.

Для разведочных скважин – количество получаемой информации значительно и её ценность высока – т.к. это первое испытание скважины. Это и измерение дебита (продуктивности), вид притока, пластовое давление, отбор проб, параметры пласта, наличие границ и пр. Поэтому для первых испытаний разведочных скважин необходимо применять высокоточные приборы замера давления и дебита, а также хорошо продумывать дизайн и ход исследования. Испытания проводить опытными подрядчиками соблюдая технологию проведения ГДИС.

Для месторождений на поздней стадии разработки, уже интересны не сами результаты ГДИС, а их изменение в сравнении с предыдущими испытаниями (обводненность, скин, пластовое давление и изменение ФЕС).

Так же ГДИС применяются для определения связности межскважинного пространства, определения эффективности работы горизонтальных скважин, наличия границ или композитного строения пласта (промытых зон при закачке воды), наличия двойной пористости/проницаемости.

Теоретической основой ГДИС является решение прямых и обратных задач подземной гидромеханики (или гидродинамики), которые относятся к классу краевых задач математической физики.

Прямая задача в общем виде представляет собой наличие известного входного сигнала и известной системы, внутри которой происходят процессы, предполагающие преобразование входного сигнала в результирующий, который и следует определить.

Обратная же задача подразумевает поиск параметров системы, исходя из известного выходного сигнала.

Гидродинамическое исследование скважины – это исследование системы скважина-пласт, и её характеристик. То есть, ГДИС относятся к обратному типу задач.

В этом случае, задается возмущение на скважине (входной сигнал), регистрируется изменение давления во времени (выходной сигнал). По полученным данным определяются параметры системы.

При этом, одному и тому же поведению изменения давления может соответствовать несколько различных наборов параметров пласта. Поэтому обратная задача является неоднозначной, т.к. может иметь множество решений, соответствующих одному и тому же набору данных. Помимо этого, её решения неустойчивы.

В связи с этим, большую роль играет опыт и навыки интерпретатора.

Ценность результатов ГДИ заключается в получении прямой информации о продуктивности скважины, а также осредненной модели скважина-пласт (проницаемость, скин, границы) в масштабе разработки месторождения. Другими словами, масштаб радиуса исследования при ГДИС близок к расстоянию сетки разработки (ячеек разработки) при анализе и проектировании разработки месторождения.

ГДИ позволяет оценить те параметры пласта, которые нельзя адекватно измерить при помощи других методов (отбор керна, ГИС, сейсморазведка и т.д.).

Также, по результатам гидродинамических исследований скважин определяются динамические параметры, в отличие от иных источников информации, т.е. являются средством оценки гидропроводности пласта.

Полученная по результатам ГДИС модель, позволяет определить, каким образом можно влиять на продуктивность скважины (очистка, ГРП, неэффективный горизонтальный ствол, композит, граница и пр).

В целях решения различных поставленных задач перед исследователями существуют специальные вычислительные формулы, с помощью которых возможно вычислить данные характеристики. Эти задачи могут относиться к различным процессам, которые могут играть значительную роль в обсуждениях и планировании проекций и промышленного использования месторождений.

В случае, если появится необходимость в определении гидродинамических свойств пластов и скважин, то потребуются данные в дополнение к исходной имеющиеся информации, известных как геолого-физические характеристики.

По результатам гидродинамических исследований скважин определяют следующие параметры:

- пластовое, забойное давление;
- коэффициент продуктивности, определяющий приращение суточного притока в скважину при увеличении депрессий давления на 1 атм и характеризующий возможности скважины по добыче нефти;
- коэффициенты проницаемости;
- коэффициент гидропроводности, характеризующий способность пласта фильтровать флюид при напорном градиенте давления;
- коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость перераспределения давления в пласте за счёт упругого расширения жидкости и породы;
- состояние призабойной зоны пласта – скин-фактор;
- геологическое строение, наличие границ пласта.

Необходимой дополнительной геолого-физической информацией о пластах и скважинах являются толщина пласта, обозначаемая как h , пористость, ϕ , вязкость жидкости и газа в пластовых условиях, μ . Данные характеристики

могут быть найдены путем использования геофизических методов исследования или в специализированных научных лабораториях.

Во время начала исследования, на фазе промышленного наблюдения за месторождениями газа и нефти, проводятся исследования с использованием данного метода, чтобы выявить общую, и как можно полную, информацию о параметрах и устройстве пласта. Планировка использования запасов и производство эффективного проекта разработки месторождений напрямую зависят от проведения данного исследования на этом этапе. Вдобавок, исследователи также анализируют все нефтяные скважины, что необходимо для раскрытия резервуаров, которые потенциально могут быть готовы к началу промышленного использования.

Физико-химические характеристики пластовых жидкостей включающие в себя такие параметры, как показатели давления уровня насыщения, плоскость и вязкость газового фактора, и показатели объема пласта, изучаются через добычу экземпляров нефти и проведения их полного исследования. Вдобавок, во время гидродинамических исследований также выявляются изначальные пластовые давления, показатели работоспособности, гидропроводности, показатели температуры, и пьезопроводности изучаемого пласта.

Одним из главных и важных предназначений гидродинамического метода исследования является определения всех разновидностей разнообразности пластов в определенном районе исследования, которое производится во время исследования промышленного потенциала месторождения.

Цели гидродинамического исследования на разных этапах изучения месторождений состоит из следующих пунктов:

В целях продолжения процесса проектирования исследуемого объекта, ученые тщательно изучают данные о параметрах гидродинамического характера.

Информация о интенсивности разработки месторождения изучается для того, чтобы повысить эффективность регуляции рабочих процессов.

Деятельность, которая направлена на увеличения объема добываемой нефти также должна быть изучена для повышения ее эффективности. К такой

деятельности относятся технологические процессы, известные как гидроразрыв или разработка призабойного пространства и его зон.

Планирование и составление графиков будущих исследований происходят также во время этого этапа, так как во время создания данного плана, специализированные работники рассматривают оптимальную очередность и группу требуемых анализов и исследований. Для изучения уровня интенсивности разработки определенных объектов составляются специальные карты, известные как карты изобар. В данных типах карты имеется необходимая информация о различных пластовых давлениях, данные о газонефтяных контурах, показатели уровня эффективности, и проницаемости. Кроме этого, работники также производят изучение дебита жидкостей, таких как вода, нефть, и газ, и размера объема данных жидкостей в составе пластов.

1.1. Виды гидродинамических исследований

Можно определить три группы исследований: исследования на установившемся режиме фильтрации, на неуставившемся, а также исследования по взаимодействию между скважинами.

В случаях, когда Рзаб. и дебит скважины постоянны во времени, режим фильтрации называется установившимся.

Основными с точки зрения частоты проведения и количества определяемых параметров, являются, конечно, исследования на неуставившемся режиме фильтрации.

Неуставившийся режим фильтрации – режим, при котором давление и/или дебит изменяются во времени.

Такой режим условно можно разбить на две группы:

- исследования, перед началом которого скважина не эксплуатировалась: то есть, к примеру, замеры давления в период освоения скважины и вывода на режим;

- исследования, перед проведением которого скважина эксплуатировалась: в данном случае, наоборот, примером является исследования в период остановки скважины, после некоторой динамики работы.

Исследования по взаимодействию скважин – исследования, при котором производятся изменения режима на одной скважины и фиксируются изменения параметров на другой.

Установившийся режим фильтрации

Для достоверности результатов дебит жидкости и давление на забое скважины измеряют как минимум на трех-четырех режимах эксплуатации.

Полученная зависимость «дебит – забойное давление (или депрессия)» носит название «индикаторная диаграмма». По индикаторной диаграмме определяются пластовое давление и коэффициент продуктивности.

Остальные параметры определяются расчетным путём.

Данный метод был широко распространен во время, когда не было возможности записывать всю кривую изменения давления непрерывно, а замерялись лишь точки в конце режима.

Гидродинамические исследования на установившихся режимах позволяют определить такую важную характеристику работы скважины как коэффициент продуктивности. Определение остальных параметров носит оценочный характер, наиболее достоверные данные получаются по результатам интерпретации исследований на неуставившихся режимах.

Неустановившийся режим фильтрации

Основной метод данного исследования заключается в глубоком анализе и сборе данных о давлениях и дебитах, и концентрации на интересующем периоде, который обычно является периодом остановки работы скважины.

Далее приведены методы исследования, когда скважина до момента записи давления не эксплуатировалась.

Кривая стабилизации давления

Кривой стабилизации давления (КСД) называется метод, при котором запись изменения давления на забое скважины осуществляется после запуска скважины на работу (добычу жидкости или закачку воды).

При пуске добывающей скважины давление в стволе падает, нагнетательной – давление растет.

Для добывающей скважины данное исследование – это Кривая падения давления, сокращенно КПД.

Для нагнетательной скважины данное исследование – это восстановления давления (КВД).

Скважина в процессе регистрации КСД должна работать со стабильным расходом не менее 2-3 суток. Исследованиям КСД должен предшествовать период простоя или стабильной работы скважины длительностью того же порядка, что и длительность КСД.

В добывающей скважине измерение проводят на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине измерения возможны вблизи устья, но ниже уровня воды.

Ниже приведены методы исследования, когда до момента записи давления скважина находилась в работе.

Кривая восстановления давления

Добывающие скважины, стабильно работающие продолжительное время, останавливаются для регистрации кривой изменения забойного давления.

Необходимая продолжительность исследования – минимум 3-5 дней.

Кривая восстановления уровня

Объектом исследования являются добывающие нефонтанирующие скважины, работающие со стабильным дебитом продолжительное время.

Из пласта продолжается затухающий со временем приток и подъем уровня в стволе скважины. Изменение давления в основном определяется подъемом уровня за счет продолжающегося притока жидкости из пласта.

Необходимая продолжительность исследования – минимум 1-2 дня.

Кривая падения давления

Нагнетательные скважины исследуются после остановки закачки. Исследование подразумевает, что скважина стабильно работала в режиме нагнетания продолжительное время.

Скважины закрывают на устье и проводят регистрацию кривой давления на забое. Время работы скважины под закачкой до остановки должно в 3-5 раз превышать время проведения исследования.

Необходимая продолжительность исследования – 7-10 дней.

1.2 Процесс гидродинамических исследований и формулировка задачи гидродинамики

Фаза индустриального разведывания месторождений предполагает проведение следующих комплексных исследований на всех нефтяных скважинах, открывающих промышленно разрабатываемые объекты:

1) Выполняют исследование методом стационарных отборов, проводя его не менее чем в трех режимах. При этом строятся индикаторные диаграммы и выявляется гидропроводность для каждого вскрытого пропластка.

2) Проводят исследование способом полного восстановления давления.

3) Осуществляют измерения начального пластового давления и температуры пласта.

4) Производят сбор и исследование образцов нефти из глубоких слоев для оценки давления насыщения, диагностики состава растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости нефти и других пластовых параметров.

Производится аналогичный набор исследований для нефтяных скважин, которые являются обсаженными и характеризуются как разведывающие промежуточные горизонты и не подготавливаемые к немедленной промышленной разработке. Однако, при выявлении факта, при котором пластовое давление выше давления насыщения и вскрытый объект является целым нерасчлененным пластом по разрезу, исследования путем стационарных отборов происходят только на одном режиме.

В дополнение к упомянутым работам на этапе индустриальной разведки также проводятся специальные исследования, или те же самые, но с определенной периодичностью для каждой скважины, согласно заранее составленным и согласованным планам, которые разрабатываются научно-исследовательскими организациями, занимающиеся введением отсчетов по запасам и проектированием разработки.

Во время фазы пробной эксплуатации объекта проводятся следующие исследования:

1) По завершению освоений новых скважин, то есть при достижении нефтяного притока, проводится комплекс исследований, включающий пункты из стадии промышленной разведки месторождений.

2) Ежемесячно производятся измерения забойного давления на всех работающих скважинах и записываются кривые восстановления давления для создания карт изобар.

3) Для всех пьезометрических скважин осуществляется непрерывный, или периодический замер динамических уровней.

4) Осуществляются исследования с применением метода гидропрослушивания в соответствии с составленными планами, заранее разработанными научно-исследовательскими организациями, которые контролируют проектирование объекта на время его пробной эксплуатации.

Далее следует фаза промышленной разработки объекта. На этапе промышленной разработки:

1) Ряд исследований проходят для новых скважин, а также для скважин, в которых был проведен капитальный ремонт по различным причинам. Например, по причине изменений кондиций призабойной зоны, в которую входят гидроразрыв, кислотная обработка. При изменениях поэтапной или свойственного вскрытия пласта также проводится капитальный ремонт, например при заливке, или дострела. Данный комплекс исследований проводится таким же образом, как на стадии промышленной разведки месторождений.

2) Методике восстановления давления подвергаются абсолютно все скважины, которые на момент исследования находятся в эксплуатационном или нагнетательном процессе. Данный тип метода проходит в определенный период времени, но важно проводить его ежегодно. Однако важно отметить, что временной период проведения метода восстановления давления решается научно-исследовательскими организациями. Они также имеют контроль над процессом разработки месторождений.

Над месторождениями также производятся исследования по определенным периодам времени, а точнее исследуются скважины с использованием метода стационарных отборов. Однако, данные залежи должны быть разрабатываемыми в режиме растворенного газа, при условии, что пластовое давление составляет менее 90% от изначального указателя давления насыщения.

3) Каждые полгода производственные и нагнетательные скважины подвергаются выявлению забойных давлений для того, чтобы получить необходимую информацию для создания карт изобар.

Частота измерений давления для создания карт изобар решается нефтепроводным управлением, которые работают над этим вместе с научно-исследовательскими организациями, ответственными за контроль разработки объекта.

С таким же временным промежутком проводятся измерения для месторождений, которые разрабатываются в режиме растворенного газа. Однако важно, чтобы их пластовое давление составляло менее 90% от изначального показателя давления.

4) Нефтепроводное управление с помощью научно-исследовательскими организациями составляют общий план, следуя которому они проводят свой анализ всех пар скважин прибегая к способу исследования под названием гидропрослушивание.

При выполнении исследований гидродинамики водоносных пластов и нефтегазовых месторождений требуется решить две проблемы, которые также являются ключевыми.

Во-первых, необходимо решить прямую задачу, связанную с определением показателей давления в произвольной точке пласта. Это возможно при известных коллекторских и геометрических характеристик, а также при процессе активной работы возмущающей скважины с меняющимся дебитом, соответствующим определенному закону, или с переменным давлением на скважине.

Во-вторых, существует обратная задача, связанная с гидродинамикой подземных пластов. Здесь требуется выявить коллекторские и геометрические характеристики пласта на основе данных, полученных измерениями изменений дебита и давления в ходе проводимых исследований.

Для решения данных проблем применяются формулы подземной гидродинамики, которые связывают давление, дебит и параметры пласта. Результаты полученных решений представляют собой зависимости изменения давления ΔP в произвольной точке пласта от времени t , расстояния r от возмущающей скважины до изучаемой точки, дебита скважины $Q(t)$, гидропроводности пласта kh/μ , пьезопроводности, обозначаемой как χ и геометрических свойств изучаемого пласта.

В определенных сценариях может остаться только одна неопределенная характеристика, и это показатель гидропроводности. Это является наблюдаемым фактом, например, при стационарном притоке воды или нефти к скважине. Используя уравнения стационарного притока, мы можем получить взаимосвязь показателя гидропроводности от показателей добычи, то есть коэффициента продуктивности и других известных величин, таких как приведенный радиус скважины и радиус условного контура питания.

Но, важно отметить, что в случае уравнений, используемых для определения нестационарных процессов, когда происходит полное перераспределение давления, явная взаимосвязь не может быть получена.

Причина в том, что в результате появляются как минимум два неопределенных характеристик. Одним из неизвестных параметров является коэффициент пьезопроводности. Он входит в состав уравнения в виде трансцендентных функций. Таким образом, при нестационарных потоках применяются разные методы, которые позволяют выявить два или более неизвестных свойств скважины.

1.3 Определение фильтрационно-емкостных характеристик пласта

Фильтрационно-емкостные свойства пород являются важными характеристиками, определяющими способность породы пропускать или удерживать жидкость при ее проникновении через нее. Эти свойства имеют большое значение в геологическом и инженерном изучении пород и используются для анализа и моделирования потоков жидкости в подземных системах.

Основными фильтрационно-емкостными свойствами пород являются пористость, проницаемость и насыщенность:

Пористость, также известная как пустотность в нефтяной геологии, является одним из основных параметров горных пород и обратно зависит от их плотности. В осадочных породах на глубине можно выделить три фазы: твердая фаза, включающая минералы и твердые органические материалы, жидкая фаза, представленная водой или нефтью, и газообразная фаза.

Пористое пространство в горных породах, заполненное жидкой и газообразной фазами, обычно называется пористостью или, по традиции, пустотностью. Пористость представляет собой долю объема горных пород, не занятую минеральными или органическими твердыми веществами. Ее вычисляют как отношение объема пустотности к общему объему горных пород, при этом включая пустоты, как указано в формуле ниже. В большинстве случаев пористость выражается в процентах или долях единицы.

$$K_{\text{п}} = \frac{V_{\text{пуст.}}}{V_{\text{породы}}} \cdot 100\%.$$

Коэффициент пористости или пористость – это важный параметр, который часто используется в геологии нефтегазовых отложений. Пористость можно разделить на четыре основных типа: общую (абсолютную или полную), открытую, эффективную и закрытую.

Общая пористость определяется как соотношение объема всех пор в горной породе к ее общему объему. Глины обычно имеют более высокую пористость по сравнению с песчаниками из-за своих свойств в сухом состоянии. Общая пористость включает все типы пор, включая мелкие поры.

Открытая пористость относится к порам, которые сообщаются между собой и характеризуются способностью поглощения жидкости или газа. Песчаники обычно имеют более высокую открытую пористость на 10-30% по сравнению с песками, а глины - на 50% и выше. Каменная соль обычно не имеет открытой пористости.

Эффективная пористость отражает количество пор, через которые может протекать миграция флюида. Она включает поры, через которые флюид может проникать или быть извлеченным. Значения эффективной пористости различаются для воды, нефти и газа, и они зависят от их соотношения и характеристик.

В итоге, коэффициент пористости играет важную роль в определении способности породы пропускать и задерживать жидкость или газ, а также в понимании миграции флюидов в подземных системах. Изолированные и замкнутые пустоты происходят от объемного различия между общей и открытой пористостью, которые выдают размер объема закрытой пористости. Для коллекторных пород закрытая пористость не имеет весомого влияния, но важно отметить, что в ней содержатся запечатанные вещества в породах.

Проницаемость породы относится к ее пропускному свойству флюидов через себя, и данная способность зависит различных факторов, таких как размер и формы пор, которые в свою очередь определяются размером зерен породы, плотностью и взаимным расположением частиц, а также составом и типом цемента и других. Проницаемость существенно зависит от наличия трещин.

По классическим методам проницаемость измерялась в дарси (Д), однако по международной системе единиц ее единицей примерно является $1 \times 10^{(-12)}$ м². Это означает, что проницаемость такого образца горной породы, имеющего длину 1 м, площадь поперечного сечения 1 м², составляет 1 м³/сек флюида вязкостью 0,001 Па·сек, пропускающегося через него при перепаде давления в 0,1013 МПа. Обыденная водопроводная труба имеет примерно такую же способность проницаемости, но реальные горные породы имеют проницаемость меньше в сотни и более раз.

Относительная проницаемость имеет два типа - абсолютную и относительную. Для описания протекания однородного флюида, который не взаимодействует с окружающей породой, применяется определение абсолютной проницаемости. Эта форма проницаемости предполагает, что порода является однородной и не подвергается изменениям со временем.

С другой стороны, эффективная проницаемость отражает протекание определенного флюида. Это может быть смесь нефти и воды, которая взаимодействует с породой.

Проницаемость продуктивных коллекторов составляет примерно от $10^{(-14)}$ до $10^{(-13)}$ м². Эта проницаемость обусловлена наличием сообщающихся пор между частицами. В случае, если размер поры превышает 10 мкм, проницаемость как правило увеличивается пропорционально пористости породы. Флюид может свободно двигаться, если минимальный объем поры составляет более 1 мкм. В обратном случае передвижение флюида становится невозможным, так как поверхностные силы стенок поры создают капиллярное натяжение. Если рассмотреть пример глины, которая имеет пористость на уровне 30% во время пребывания в сухой кондиции, она становится непроницаемой из-за очень маленьких каналов.

Флюидонасыщенность, также известная как коэффициент насыщенности, определяется как отношение объема флюида (нефти, газа или воды) к объему пор. Интересным аспектом в геологии нефтегазовых и гидрогеологии является насыщенность пустотного пространства в горных породах различными

флюидами, такими как вода, нефть и газ. При формировании нефтяных и газовых залежей происходит вытеснение воды флюидами из пористых пород. Однако вода может частично задерживаться в порах породы в виде остаточной воды, и ее объем зависит от размера пор и характеристик породы. Это явление особенно характерно для гидрофильных пород-коллекторов.

Во время активной эксплуатации скважин остаточная вода обычно не обнаруживается. Она задерживается в пористой среде определенных нефтегазовых пластов, называемых коллекторами. Процентное содержание остаточной воды в общем объеме пор может варьироваться от нескольких процентов до 70%. В песчано-алевритовых пластах доля такой воды составляет примерно 20–30%, в то время как в полностью газовых песках этот показатель может быть значительно выше, чем в нефтяных коллекторах.

Глинистые материалы и их количество в составе коллекторных пород играет важную роль в определении их свойств. При присутствии данных минералов в составе коллекторных пород оказывается значительное влияние на их конечное водонасыщение. Остаточное водонасыщение имеет эффект на полезную емкость и значительную проницаемость пород.

В случае превышения показателей капиллярно-связанной кондиции вода может оставаться в составе пласта в свободном состоянии. Под действием перепада давления она смещается вместе с нефтью и газом к эксплуатационным скважинам и извлекается на поверхность.