**1.Приток нефти к совершенной и несовершенной скважинам в однородном изотропном пласте. Виды несовершенства скважин.**

Целесообразно выделить следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин :

1) по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину;

2 )  по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытую боковую поверхность скважины, а только через перфорационные отверстия в обсадной колонне;

3 ) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

**Совершенная скважина** вскрывает пласт на всю его мощность и при этом вся поверхность скважины является фильтрующей.

Установившийся одномерный поток жидкости или газа реализуется в том случае, когда давление и скорость фильтрации не изменяются во времени, а являются функциями только одной координаты, взятой вдоль линии тока. Плоскорадиальный поток возможен только к гидродинамически совершенной скважине радиусом rс, которая вскрыла пласт мощностью h с круговым контуром питания радиусом Rк, а давления на скважине и контуре питания равны рс и рк соответственно.

Формулу называют формулой Дюпюи; по ней определяется объемный дебит одиночной скважины в пластовых условиях.При подъеме нефти в скважине происходит ее разгазирование и, вследствие этого, уменьшение объёма. Это уменьшение учитывается введением объёмного коэффициента нефти. Кроме того, на практике чаще всего используется массовый дебит (т/сут.) С учётом этого коэффициента формула записывается

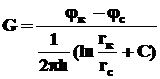
C:\Users\User\Desktop\image033.gif

**Гидродинамическое несовершенство скважины** проявляется в том, что в призабойной зоне пласта с конечной мощностью отсутствует радиальность потока по причине, обусловленной конструкцией забоя или фильтра.

На практике чаще всего встречаются скважины несовершенные как по степени, так и по характеру вскрытия пласта.

Дебит G несовершенной скважины чаще всего меньше дебита Gс совершенной, действующей в тех же условиях, что и данная несовершенная скважина. В некоторых случаях    (при торпедной или кумулятивной перфорации, когда глубина прострела достаточно велика) может наблюдаться обратная картина. Отношение данных дебитов d характеризует степень несовершенства скважины и  называется параметром несовершенства

C:\Users\User\Desktop\image204.gif

Таким образом, дебит несовершенной скважины можно определить, если известен параметр несовершенства  d или приведённый радиус rпр , а также известна соответствующая формула дебита совершенной скважины. Влияние несовершенства скважины на приток при существовании закона фильтрации Дарси можно учесть величиной коэффициента С, основываясь на электрической аналогии. Согласно данной аналогии различие в дебитах совершенной Gc и несовершенной G скважин объясняется наличием добавочного фильтрационного сопротивления несовершенной скважины величиной С/2ph, т.е. дебит несовершенной скважины можно представить в виде:

**2. Удельная поверхность горных пород**

C:\Users\User\Desktop\image032.gifУдельная поверхность горной породы (Sуд) - это величина суммарной поверхности частиц, приходящаяся на единицу объема образца.

Следовательно, чем больше в породе мелких частиц, тем больше ее удельная поверхность. Согласно принятой классификации удельная поверхность породы, состоящей из: псефитов и псаммитов, не превышает 950 см2/см3; алевритов - от 950 до 2300 см2/см3; пелитов - более 2300 см2/см3.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и т.п. Удельную поверхность нефтеносных пород особенно важно знать потому, что на процессы фильтрации большое влияние оказывают молекулярно-поверхностные силы, действующие на контакте "флюид - порода". Эти молекулярные явления могут существенным образом изменять характер фильтрации. Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обуславливаются молекулами, находящимися внутри жидкости, поэтому при фильтрации жидкости через крупно зернистую городу с относительно небольшой удельной поверхностью роль молекул, входящих в контакт с поверхностью невелика, т.к. их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда, через которую движется жидкость, имеет большую удельную поверхность (состоит из мелких зерен), то число поверхностных молекул становится сравнимым с числом объемных молекул.

В действительности не все пустоты породы могут быть заполнены жидкостью, т. е. при определении объема пустот насыщением жидкостью часть пор внутри образца остается незаполненной (поры изолированы от поверхности образца). Кроме того, есть так называемые непроточные пустоты - это тупиковые и субкапиллярные поры. Поэтому удельную поверхность пород разделяют на 3 группы - полную, открытую, эффективную:

**Полная удельная поверхность** определяется для абсолютно всех пустот в породе.

**Открытая удельная поверхность** определяется для пустот, связанных с поверхностью образца, в т.ч. тупиковых и непроточных пор.

**Эффективная удельная поверхность** определяется только для проточных пор.

**3. Что такое насыщенность? Связь насыщенности с фазовой проницаемостью**

**Насыщенность горных пород**

|  |  |
| --- | --- |
| **Насыщенность** — это доля объема пор занимаемая данным флюидом (нефтью, водой, газом). Насыщенность важная характеристика продуктивного пласта определяющая фазовую проницаемость того или иного флюида.  ***формула нефтенасыщенности*Нефтенасыщенность**— это доля объема пор занятая нефтью:   |  | | --- | |  | |

Sн — нефтенасыщенность, д.ед.;

Vн — объем нефти в породе пласта, м3;

Vпор — объем пор, м3.

**Водонасыщенность** — это доля объема пор занятая водой:

|  |
| --- |
| *формула водонасыщенности, определение водонасыщенности,* |

*Sв* — водонасыщенность, *д.ед.*;

*Vв* — объем воды в породе пласта, *м3*;

*Vпор* — объем пор, *м3*.

**Газонасыщенность**— это доля объема пор занятая газом:

|  |
| --- |
| *определение газонасыщенности* |

*Sг* — газонасыщенность, *д.ед.*;

*Vг* — объем воды в породе пласта, *м3*;

*Vпор* — объем пор, *м3*.

Общая насыщенность породы пласта определяется суммой насыщенностей всех флюидов:

|  |
| --- |
| *общая насыщенность пород,* |

Фазовая проницаемость пористой среды для данной жидкости или газа зависит не только от физических свойств горных пород, но и от степени насыщенности их порового пространства жидкостями или газом.

**4. Пористость. Виды пористости. Методы определения.**

Под пористостью породы понимают наличие в ней пустот (пор, пустот, трещин). Различают полную (абсолютную, общую) и открытую пористость.

Коэффициентом полной пористости (*mп*) называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему.

|  |
| --- |
| *полная пористость,* |

*mп* — полная (абсолютная, общая) пористость, д.е;

*Vпор* — суммарный объем всех пор, м3;

*Vпороды* — объем породы, м3.

Наиболее важным параметром при разработке и эксплуатации месторождений является коэффициент открытой пористости. При этом важно понимать, что при упоминании пористости по умолчанию понимают именно открытую пористость.

Коэффициентом открытой пористости (*mо*) называется отношение объема открытых, сообщающихся пор в образце породы к объему образца.

|  |
| --- |
| *открытая пористость* |

*mо* — открытая пористость, *д.е*;

*Vоткр.пор* — суммарный объем всех открытых, сообщающихся пор, *м3*;

*Vпороды* — объем породы, *м3*.

Определяют пористость по методу Преображенского.

Метод Преображенского основан на насыщении пористого образца керосином под вакуумом. Определив объем керосина, заполнившего поры, и объем всего образца, получим возможность расчета коэффициента открытой пористости.

По величине поровых каналов пористость условно подразделяется на три группы:

1. сверхкапиллярные – диаметр 2 – 0,5 мм;
2. капиллярные – диаметр 0,5 – 0,0002 мм;
3. субкапиллярные – диаметр менее 0,0002 мм.

**5.Состав и физические свойства нефтей.**

Нефть — горючая маслянистая жидкость со специфическим запахом. Состоит она в основном из жидких углеводородов, которые образованы только углеродом и водородом. Причём в составе нефти углерод преобладает — его содержится 79—88%, а водорода всего 11—14%. Кроме жидких углеводородов нефть в небольших количествах (до 5%) содержит серу, кислород и азот. В очень незначительных концентрациях (до 0,03% ) в нефти присутствуют металлы — ванадий, никель, железо, алюминий, медь, магний, барий, стронций, марганец, хром, кобальт, молибден, калий, натрий, цинк, кальций, серебро, галлий, а также бор, мышьяк, йод.

Рассмотрим основные физические свойства нефти:

1. Плотность - отношение массы к объему. Единица измерения плотности в системе СИ выражается в кг/м3. Измеряется плотность ареометром.
2. Вязкость – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Она зависит от силы взаимодействия между молекулами жидкости. Для характеристики этих сил используется коэффициент динамической вязкости . За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Пас)
3. Испаряемость. Нефть теряет легкие фракции, поэтому она должна храниться в герметичных сосудах. В пластовых условиях свойства нефти существенно отличаются от атмосферных условий.
4. Сжимаемость – способность нефти (газа, пластовой воды) изменять свой объем под действием давления. При увеличении давления нефть сжимается.
5. Газосодержание – важная характеристика нефти в пластовых условиях. Это количество газа, содержащееся в одном кубическом метре нефти.

Наиболее ценное свойство нефти газа — то, что она выделяет при горении значительное количество тепла. Отношение количества теплоты, выделяющейся при горении, к массе сгоревшего до конца (т.е. до образования углекислоты и воды) вещества называется теплотой сгорания топлива. Нефть, природный горючий газ и их производные обладают наивысшей среди всех видов топлива теплотой сгорания. Теплота сгорания природных горючих газов в среднем равна 38—40 МДж/кг, а нефти — 42—47 МДж/кг.

**6. Основные типы пород-коллекторов нефти и газа.**

Коллекторы нефти и газа - горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать УВ разного фазового состояния (нефть, газ, газоконденсат), и проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки. Среди коллекторов нефти и газа преобладают осадочные породы. В природных условиях залежи нефти и газа чаще всего приурочены к терригенным и карбонатным отложениям, в других осадочных толщах они встречаются значительно реже. Магматические и метаморфические породы не являются типичными коллекторами. Нахождение в этих породах нефти и газа - это следствие миграции углеводородов в выветрелую часть породы, где в результате химических процессов выветривания, а также под воздействием тектонических процессов могли образоваться вторичные поры и трещины.

Коллектором называют горную породу, способную содержать в себе и отдавать как полезное ископаемое нефть, газ и воду при современных технологиях их извлечения на поверхность. Данное определение предполагает, что при определенных геолого-физических условиях порода может быть коллектором как вместилище флюидов, но не коллектором с точки зрения фильтрационных свойств в рамках современных технологий добычи их.

Породы-коллекторы разнообразны как по минералогическому составу, так и по геометрии пустотного пространства, а также по происхождению - генезису. Наиболее часто они представлены гранулярными (обломочными) типами: песчаниками, песками, алевролитами, реже представлены карбонатными разностями (известняками, доломитами, мергелями). Если для первой группы колекторов пустотное пространство представлено в основном порами (реже трещинами и кавернами), то вторая группа характеризуется порово-кавернозно-трещиноватой структурой емкости коллектора.

Трещиноватость может быть развита как в гранулярных коллекторах, так и з хемогенных и даже в породах магматического происхождения. В этих случаях собственно порода-матрица может быть низкопроницаемой, как бы вложенной в блоки, ограниченные трещинами. Нередко зоны развития трещиноватости характеризуются промышленными притоками нефти или газа (например, кора выветривания фундамента на Трехозерном нефтяном месторождении или трещиноватые граниты Игримского газового месторождения Западной Сибири).

Наличие коллектора в разрезе осадочной толщи не является достаточным условием формирования и сохранения залежи углеводородов в пределах нефтегазоносного региона. Для этого необходимо наличие надежной покрышки непроницаемых пород (глин, солей, плотных карбонатных пород и т.д.). Сочетание этих двух определяющих факторов обусловлено условиями формирования толщ (фаций) в пределах нефтегазовых регионов или его частей. Непрерывные колебательные процессы приводили к трансгрессиям (наступлениям моря на сушу) или регрессиям (отступлениям береговой линии), поэтому возникали различные палеогеографические условия, обусловившие неоднородное строение осадочных пород (их слоистость, линзовидность, прерывистость и т.д.). Отсюда в разрезах продуктивных толщ выделяют шельфовые, авандельтовые, дельтовые и др. отложения. В сочетании с тектоническими факторами эти особенности обусловили различный характер ловушек-резервуаров углеводородов.

**7. Описать одномерные потоки фильтрации (плоско-параллельный, плоско-радиальный, радиально-сферический).**

**Плоско-параллельный.** Траектории всех частиц жидкости - параллельные прямые, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока равны между собой, поверхности равных потенциалов (эквипотенциальные поверхности) и поверхности равных скоростей (изотахи) являются плоскими поверхностями перпендикулярными траекториям. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока идентичны, а потому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий, которую можно принять за ось координат - ось***х*.**

**Плоскорадиальный поток.** Траектории всех частиц жидкости - прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру скважины, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока параллельны и равны между собой; изотахи и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют цилиндрические окружности с осью, совпадающей с осью скважины. Схемы линий тока в любой горизонтальной плоскости потока будут идентичными и для характеристики потока достаточно рассмотреть движение жидкости в одной горизонтальной плоскости.

**Радиально-сферический поток**. Траектории всех частиц жидкости - прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру полусферического забоя; изотахи и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют сферические поверхности. Скорость фильтрации в любой точке потока является функцией только расстояния этой точки от центра забоя. Следовательно, этот вид фильтрационного потока также является одномерным.

**8. Смачивание и краевой угол.**

Смачивание — физическое взаимодействие жидкости с поверхностью твёрдого тела или другой жидкости. Смачивание бывает двух видов:

Иммерсионное (вся поверхность твёрдого тела контактирует с жидкостью)

Контактное (состоит из трёх фаз — твердая, жидкая, газообразная)

Смачивание зависит от соотношения между силами сцепления молекул жидкости с молекулами (или атомами) смачиваемого тела (адгезия) и силами взаимного сцепления молекул жидкости (когезия).

Если жидкость контактирует с твёрдым телом, то существуют две возможности:

молекулы жидкости притягиваются друг к другу сильнее, чем к молекулам твёрдого тела. В результате силы притяжения между молекулами жидкости собирают её в капельку. Так ведёт себя ртуть на стекле, вода на парафине или «жирной» поверхности. В этом случае говорят, что жидкость не смачивает поверхность;

молекулы жидкости притягиваются друг к другу слабее, чем к молекулам твёрдого тела. В результате жидкость стремится прижаться к поверхности, расплывается по ней. Так ведёт себя ртуть на цинковой пластине, вода на чистом стекле или дереве. В этом случае говорят, что жидкость смачивает поверхность.

Краевым углом (углом смачивания)обозначается угол, который образует капля жидкости на поверхности твердого вещества к данной поверхности. Размер краевого угла между жидкостью и твердым веществом зависит от взаимодействия между веществами на контактной поверхности. Чем незначительнее взаимодействие, тем больше значение краевого угла. Определив краевой угол можно узнать определенные свойства поверхности, как например, поверхностную энергию. Чем больше краевой угол, тем труднее смочить поверхность и тем меньше приставание чужеродных веществ к поверхности.

**9. Тепловые свойства горных пород.**

Тепловые свойства горных пород - свойства, определяющие термодинамическое состояние и тепловые процессы, идущие в горных породах. К тепловым свойствам относятся теплопроводность, теплоёмкость, термостойкость и др. Для расчёта тепловых процессов необходимо знать температуры плавления, кипения и разложения породы, а также — удельную теплоту плавления и испарения.

Тепловые свойства горных пород должны определяться для тех же участков разрезов скважин, на которых измерялись температуры. Это требование, к сожалению, не всегда удается выполнить из-за отсутствия необходимого количества образцов пород. В этих случаях приходится использовать значения К и - определенные по образцам пород, отобранным из соседних скважин или даже в других районах, что безусловно снижает точность определения теплового потока.

Указанные тепловые свойства горных пород определяют характер распределения естественного и искусственного тепловых полей в земной коре. От тепловых свойств горных пород и закономерностей их изменения по геологическим разрезам зависит эффективность результатов температурных измерений в скважинах. Эти данные являются основой методов геологической интерпретации материалов геотермии и способствуют решению ряда важнейших задач.

На тепловые свойства горных пород в условиях их естественного залегания оказывают влияние, кроме рассмотренных выше, многие другие факторы, среди которых особое значение имеют тепловая анизотропия, температура и давление.

К тепловым свойствам горных пород, чаще всего используемым в процессе поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, относятся их теплопроводность, теплоемкость и температуропроводность.

Сведения о тепловых свойствах горных пород необходимы для тепловых расчетов, широко применяемых в настоящее время в нефтепромысловой практике и теоретических исследованиях, связанных с рациональными методами эксплуатации, и контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Большое влияние на тепловые свойства горных пород оказывает их минералого-петрографический состав. Например, породы с ожелезненными прожилками, с включениями пирита и сидерита, с прожилками кальцита и других хорошо проводящих тепло минералов характеризуются более высокими значениями теплопроводности.

**10. Движение жидкости в трещиноватых и трещиновато-пористых пластах.**

Особенностей фильтрации жидкости и газа в трещиноватых породах в нефтегазовой подземной гидромеханике рассматривают две модели пород - чисто трещиноватые и трещиновато-пористые. В чисто трещиноватых породах блоки породы, расположенные между трещинами, практически непроницаемы, движение жидкости и газа происходит только по трещинам (на рисунке показано стрелками), т.е. трещины служат и коллекторами, и проводниками жидкости к скважинам. К таким породам относятся сланцы, кристаллические породы, доломиты, мергели и некоторые известняки.

Рассматривая трещиноватую породу с жидкостью как сплошную среду, нужно за элемент породы принимать объем, содержащий большое количество блоков, и усреднение фильтрационных характеристик проводить в пределах этого элемента, т.е. масштаб должен быть большим, чем в пористой среде. Если представить себе блок в виде куба со стороной а = 0,1 м, то в качестве элементарного объема надо взять куб со стороной порядка 1 м.

**Трещиновато-пористая** среда представляет собой совокупность пористых блоков, отделенных один от другого развитой системой трещин. Жидкость и газ насыщают и проницаемые блоки, и трещины. При этом размеры трещин значительно превосходят характерные размеры пор, так что проницаемость системы трещин k1 значительно больше, чем проницаемость системы пор в блоках k2. В то же время трещины занимают гораздо меньший объем, чем поры, так что коэффициент трещиноватости m1 - отношение объема, занятого трещинами, к общему объему породы существенно меньше пористости отдельных блоков m2. Трещиновато-пористые коллекторы - это в основном известняки, иногда песчаники, алевролиты, доломиты.

Рассмотрим характеристики чисто трещиноватой породы. Трещина представляет собой узкую щель, два измерения которой во много раз больше третьего. Коэффициент трещиноватости составляет обычно доли процента (в то время, как коэффициент пористости зернистой породы составляет 10-20%). Коэффициент трещиноватости m1 так же, как и коэффициент проницаемости k1, определяется густотой и раскрытием трещин. Густотой трещин Г называется число трещин n, отнесенное к длине нормали L, проведенной к поверхностям, образующим трещины.

Движение жидкости или газа в трещине можно представить себе как движение в узкой щели между двумя параллельными плоскими стенками с расстоянием между ними δ; для такого движения справедлива формула Буссинеска,

**11. Записать линейный закон фильтрации Дарси. Описать эксперимент Анри Дарси.**

Одним из важнейших законов подземной гидромеханики, на который опираются при разработке математических моделей количественного описания процессов, связанных с извлечением углеводородов из недр, является закон Дарси, который описывает скорость движения жидкости в некоторой проницаемой среде под влиянием перепада давления в разных точках проницаемого пространства. Закон назван по имени его первооткрывателя, французского инженера Анри Дарси, который на основании многочисленных наблюдений и опытов вывел закон фильтрации однородной жидкости или газа в пористой среде. Дарси исследовал фильтрацию воды в грунтах. Все известные законы фильтрации базируются на этом основном законе.

Поток жидкости, движущейся в пористой среде, можно характеризовать его объёмным расходом Q. При этом отношение его к площади поперечного сечения потока S есть скорость фильтрации C:\Users\User\Desktop\image086.gif

Эта скорость – фиктивная величина, так как жидкость движется лишь по активному поровому пространству и фактическая её скорость будет больше n. Если обозначить через Sп площадь просветов в сечении пористой среды, то фактическая скорость будет

C:\Users\User\Desktop\image088.gif

где C:\Users\User\Desktop\image090.gif – просветность.

Одним из основных законов фильтрации является закон Дарси, который записывается для одномерного течения в виде

C:\Users\User\Desktop\image106.gif

где **k** – коэффициент проницаемости пористой среды; **m** и **g** – вязкость и удельный вес фильтрующейся жидкости; **р1** и **р2** – давление в сечениях 1 и 2, отстоящих на расстоянии ***l*** друг от друга; **z1** и **z2** – высоты положения сечений 1 и 2.

В своих опытах Дарси применял прибор, состоящий из вертикального цилиндрического сосуда, заполненного слоем песка, через который при различных давлениях между входом и выходом пропускался поток воды в направлении сверху в низ (рис 1.4.1). Изменяя высоту, толщину слоя, состав песка и измеряя расход воды, Дарси в 1856 году установил, что расход несжимаемой жидкости (воды) Q пропорционален потере гидростатического напора жидкости h и площади поперечного сечения сосуда F и обратно пропорционален высоте слоя грунта L:

C:\Users\User\Desktop\image134.gif

**12. Гранулометрический состав горных пород. Методы определения.**

Гранулометрический состав горной породы характеризует количественное содержание в ней частиц различной крупности. Характерный график суммарной концентрации частиц в зависимости от их диаметра. От гранулометрического состава зависят коллекторские свойства пласта: пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды.

Гранулометрический состав горных пород означает количественное содержание в ней разных по размерам зерен, слагающих данную горную породу.

Гранулометрический состав горных пород определяют методом ситового и седиментационного анализа.

Гранулометрический состав горной породы характеризует количественное содержание в ней частиц различной величины. Гранулометрический состав влияет также на особенности эксплуатации нефтесодержащих коллекторов, нефтеотдачу и различные биохимические процессы в продуктивных пластах.

Под гранулометрическим составом горной породы понимают количественное содержание в ней разных по размеру зерен составляющих данную породу. От гранулометрического состава зависят пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды, капиллярные свойства и др. Как уже отмечалось, если породы представлены неоднородными по размерам зернами, они обладают меньшими коэффициентами пористости и проницаемости. Поэтому гранулометрический состав обуслов ливает общую поверхность пористой среды, контактирующей с нефтью. От него зависит количество оставшейся в порах л ласта нефти в виде тонких пленок после окончания эксплуатации залежей.

**13. Записать формулу Дюпюи для дебита совершенной скважины.**

Формулу называют формулой Дюпюи; по ней определяется объемный дебит одиночной скважины в пластовых условиях.При подъеме нефти в скважине происходит ее разгазирование и, вследствие этого, уменьшение объёма. Это уменьшение учитывается введением объёмного коэффициента нефти. Кроме того, на практике чаще всего используется массовый дебит (т/сут.) С учётом этого коэффициента формула записывается

C:\Users\User\Desktop\image033 (1).gif

где k-коэффициент проницаемости, дарси; h - мощность пласта, см; Рк и Рс-давление на контуре питания и в скважине, ат; Rк и Rс-радиусы контура питания и скважины, см; μ - вязкость жидкости, сантипуазы; Qr - дебит скважины, см3/сек. Ф. Д. широко применяется в нефтепромысловом деле.

**14. Механические свойства горных пород, пластовое, горное и давление гидроразрыва пород.**

Механические свойства — прочность, упругость, пластичность, крепость, твердость, контактная прочность, абразивность.

Прочность — одно из основных механических свойств горных пород, она характеризует их способность в определенных условиях воспринимать те или иные силовые воздействия, не разрушаясь.

Упругость — свойство горной породы восстанавливать свои первоначальные форму и объем по прекращению действия внешних сил.

Пластичность в противоположность упругости — свойство породы сохранять остаточную деформацию после прекращения действия внешних сил.

Крепость — способность породы сопротивляться разрушению от действия внешних сил при различных технологических процессах разрушения (бурение, резание, взрывание и др.).

Твердость — это способность горной породы сопротивляться местному разрушению при вдавливании в нее инструмента или индентора.

Контактная прочность породы рк (МПа) определяется по методу Л.И. Барона и Л.Б. Глатмана путем вдавливания цилиндрического индентора (штампа) диаметром 2 — 5 мм в естественную (не шлифованную, как при определении твердости) поверхность образца породы.

Абразивность — свойство горной породы изнашивать при трении о нее металлы, твердые сплавы и другие твердые тела.

ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ — давление, которое пластовые флюиды оказывают на вмещающие их породы.

ГОРНОЕ ДАВЛЕНИЕ — напряжения, возникающие в массиве горных пород, вблизи стенок выработок, скважин, в целиках, на поверхностях контакта порода — крепь в результате действия главным образом гравитационных сил, а также тектонических сил и изменения температуры верхних слоев земной коры.

Давление гидроразрыва горной породы рг.д (МПа) - давление столба жидкости в скважине на глубине H, при котором происходит разрыв связной породы и образование в ней трещин. Определяется опытным путем.

***15. Виды проницаемости горных пород. Способы определения.***

Проницаемость - способность горных пород фильтровать сквозь себя флюиды при наличии перепада давления.

Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

Эффективная проницаемость характеризует способность среды пропускать через себя жидкость (нефть, воду) или газ в зависимости от их соотношения между собой.

Относительной проницаемостью называется отношение эффективной проницаемости к абсолютной проницаемости.

Проницаемость породы определяется при фильтрации флюидов через керн. Для оценки пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости:

V = Q / F = K × ΔP / (μ × L)

K = Q × μ × L / (ΔP × F), где

V - скорость линейной фильтрации (см/с),

Q - объёмный расход флюида (см3/с),

μ - вязкость флюида (сП),

ΔP - перепад давления (атм),

F - площадь фильтрации (см2),

L - длина образца (см),

K - проницаемость (Д).

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений чаще всего в породе присутствуют и движутся две или три фазы одновременно. В этом случае проницаемость породы для какой-либо одной фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. Эффективная и относительная проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте- , газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

**16. Что называется, коэффициентом продуктивности скважин? Записать формулу для этого коэффициента, его размерность в СИ и его размерность на производстве при добыче нефти.**

Коэффициент продуктивности скважины на практике определяется по данным исследования скважин методом пробных откачек. В данной работе предлагается метод на основе теории некорректных задач, который позволяет получить оценку коэффициента продуктивности по КВД

Коэффициент продуктивности скважин - количество нефти и газа, которое может быть добыто из скважины при создании перепада давления на ее забое 0 1 МПа. В зависимости от видов энергии, используемых при отборе флюидов из пласта, различают режимы эксплуатации залежей: водонапорный, газонапорный, растворенного, газа и гравитационный

Значение показателя продуктивности источника зависит от мощности и проницаемости пласта, компонентного состава, вязкости, совершенства вскрытия водоносного пласта, загрязненности призабойной зоны, ее физико-химических свойств и др. Также коэффициент продуктивности может меняться в зависимости от изменения свойств призабойной зоны скважины и насыщенности пласта. Численно данный показатель равен соотношению дебита источника к депрессии, которая возникает в забое:

Соотношение дебита источника к депрессии  
   
При этом сам коэффициент продуктивности  "n" измеряется в м³/(сут\*Мпа), дебит скважины  Q  - в м³/сут, а    - Депрессия, в Мпа. депрессия, в Мпа.

Пластовое давление в остановленном  источнике  - **Pk** ,  в работающем водозаборе -**Pc**.

К несовершенной скважине справедливо применить уравнение Дюпюи:  
 Cкин-фактор  
При этом  **S**- скин-фактор.

Коэффициент продуктивности способен изменяться во времени по причине изменения свойств пласта. Поэтому его можно брать за постоянную величину только в ограниченном временном интервале

**17. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей.**

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела между нефтью, газом и водой, но и поверхностные явления, происходящие на границах твёрдое тело-жидкость. Понижение скорости фильтрации может быть вызвано химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти, например кислотного типа, на активных местах поверхности минеральных зёрен.

В таких случаях может наблюдался непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки перовых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок.

Установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давлении и повышением температуры до 60-б5°С. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с этим прогревают призабойную зону или обрабатывай забой какими-либо средствами.

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

**18. Дать определение неоднородного пласта. Какие бывают неоднородности пласта?**

В природных условиях продуктивные нефтегазосодержащие пласты редко бывают однородными. Если проницаемость и пористость пласта неодинаковы в различных точках, то пласт называется неоднородным.

В пластах-коллекторах нефти и газа выделяют следующие основные виды макронеоднородности:

1. Слоистая неоднородность, когда пласт разделяется по толщине на несколько слоев, в каждом из которых проницаемость в среднем постоянна, но отлична от проницаемости соседних слоев. Такие пласты называют также неоднородными по толщине. Границы раздела между слоями с различными проницаемостями считают обычно плоским. Таким образом, в модели слоистой пористой среды предполагается, что проницаемость меняется только по толщине пласта и является кусочно-постоянной функцией вертикальной координаты.

2. Зональная неоднородность, при которой пласт по площади состоит из нескольких зон (областей пласта) различной проницаемости. В пределах одной и той же зоны проницаемость в среднем одинакова, но на границе двух зон скачкообразно изменяется. Здесь, таким образом, имеет место неоднородность по площади пласта.

3. Неоднородные пласты, в которых проницаемость является известной непрерывной или случайной функцией координат точек области фильтрации.

Таким образом, в результате схематизации фильтрационных потоков можно выделить:

· Прямолинейно-параллельный, плоскорадиальный и радиально-сферический потоки в слоисто-неоднородном пласте;

· Прямолинейно-параллельный, плоскорадиальный и радиально-сферический потоки в зонально-неоднородном пласте;

· Прямолинейно-параллельный, плоскорадиальный и радиально-сферический потоки в пластах, где проницаемость является непрерывной или случайной функцией координат точек области фильтрации.

**19. Коллекторские свойства поровых и трещиноватых коллекторов.**

Фильтрационные и емкостные свойства пород-коллекторов нефтяного и газового пласта независимо от типа коллектора характеризуются рядом основных показателей:

1) пористостью;

2) проницаемостью;

) удельной поверхностью;

) гранулометрическим составом;

) механическими свойствами;

) насыщенностью пород нефтью, водой и газом.

К трещинно-поровому и порово-трещинному типам коллекторов относятся породы, у которых извлекаемые запасы нефти или газа в порах и в трещинах соизмеримы. В первом из них извлекаемые запасы преобладают в трещинах, а во втором - в порах, хотя в обоих случаях емкость пор существенно больше емкости трещин. Характерная особенность этих коллекторов состоит в том, что если бы в них отсутствовали трещины, то приуроченные к ним нефтяные или газовые залежи не имели бы промышленного значения.

Наиболее распространенный из них порово-трещинный тип коллекторов; к нему относятся, например, значительная часть ме-нилитовой толщи терригенных отложений на нефтяных месторождениях Долина, Рыпне и Битково в Западной Украине, карбонатные отложения цехштейн верхней перми на месторождении Райнкенхаген в ГДР и др. Примером трещинно-порового типа коллектора могут служить те же карбонатные отложения цехштейн верхней перми па нефтяном месторождении Деберн (ГДР).

**20. Карбонатность горных пород. Методика определения.**

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ — горные породы, сложенные в основном карбонатами природными. К этой группе могут быть отнесены все горные породы, состоящие из кальцита, арагонита, доломита, магнезита, сидерита, анкерита, родохрозита, витерита и др. Основные минералы, слагающие карбонатные породы: кальцит, доломит и в меньшей степени магнезит. В карбонатных породах почти всегда присутствуют глинистое и органические вещество, кварц, часто глауконит, пирит, фосфорит, кремень и т.д. Основная масса карбонатных пород образовалась осадочным путём в морских и озёрных бассейнах.

Выделяется 3 главных генетических типа карбонатных пород: органогенные, хемогенные и обломочные. Карбонатные породы составляют около 20% по массе от всех осадочных образований; они известны в отложениях всех возрастов, мощность пластов может достигать нескольких сотен метров. Карбонатные породы весьма разнообразны по вещественному составу, структуре и происхождению, вследствие чего среди них выделяется много типов и разновидностей

Для определения карбонатности пород сухим способом при взвешивании самой углекислоты в фарфоровую лодочку помещают навеску исследуемой породы весом 1 - 2 г и вместе с лодочкой вставляют в стеклянную трубку из тугоплавкого стекла длиной 20 см и диаметром около 1 - 1 5 см. К одному концу этой трубки присоединяют трубку с хлористым кальцием, а к другому - две трубки с натронной известью. Через собранный прибор медленно пропускают струю воздуха, лишенного углекислоты, и приступают к постепенному нагреванию трубки с породой до сильного каления; нагревание ведут до тех пор, пока не прекратится нагревание трубок с натронной известью; после этого им дают охладиться. Затем эти трубки взвешивают и по разности их веса до начала опыта и после судят о количестве поглощенной натронной известью углекислоты.

Второй способ определения карбонатности пород основан на весовом определении углекислоты.

Оба способа определения карбонатности пород сухим методом страдают тем недостатком, что они применимы только для анализа тех пород, которые не содержат, кроме углекислоты, никаких других летучих веществ. В частности, они не могут быть применимы для определения карбонатности кернов, поскольку прокаливание кернов до 800 может вызвать удаление из них не только углекислоты, но и значительного количества содержащейся в них адсорбционной и кристаллизационной воды.