1. Жидкость и ее основные физические свойства.

Жидкость - сплошная среда, легко изменяет свою форму под действием незначительных сил, характерность – текучесть.

Текучесть – легкоподвижность частиц жидкости, обусловливаемая неспособностью ее воспринимать касательные напряжения в состоянии покоя. Способность принимать форму сосуда.

Несжимаемая (капельная) жидкость имеет свободную поверхность.

Сжимаемая жидкость (газы)

Плотность – масса жидкости в единице объема

$$\rho = \frac{M}{V}.$$

Зависит от давления и температуры

Зависимость от температуры по формуле Менделеева:

$$\rho = \frac{\rho_{20}}{1+\beta_t\left(t-t_0\right)},$$

Зависимость от давления:

$$\rho\left(P\right) = \rho_{атм} \cdot e^{\beta_P \cdot \left(P-P_{атм}\right)},$$

где βP – коэффициент объемного сжатия капельной жидкости.

Плотность капельных газов по Менделееву-Клаперона:

$$P \cdot V = R \cdot T,$$

При T = const:

$$\rho = \rho_{атм} \cdot \frac{P}{P_{атм}}.$$

На практике величина плотности жидкости определяется с по мощью простейшего прибора – ареометра.

Упругость. – изменение объема жидкости при изменении давления

Коэффициент объемного (упругого) сжатия:

$$\beta = -\frac{1}{V_0} \cdot \frac{dV}{dP},$$

Вязкость. – способность жидкости оказывать сопротивление сдвижению слоев под действием внешних сил.

Между слоями касательное напряжение:

$$\tau = \pm\mu \cdot \frac{dU}{dn},$$

где dn – толщина слоя жидкости; μ – коэффициент пропорциональ ности данного закона, называемый динамическим коэффициентом вязкости.

Кинематическая вязкость:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

Вязкость зависит от давления и температуры:

$$\mu(T) = \mu_0 \cdot e^{-\alpha_T (T - T_0)},$$

Поверхностное натяжение. В пограничном слое раздела фаз возникают напряжения, которые автоматически балансируют несбалансированные силы притяжения – поверхностные натяжения.

Под ее действием жидкость принимает сферическую форму.

Растворимость газа в капельной жидкости. Минимальное давление, при котором достигается предельная газонасыщенность, называется давлением насыщения этой жидкости газом.

2. Режимы движения жидкости.

Ламинарное течение – слоистое течение без перемешивания частиц и без пульсации скорости (струйчатое движение)

Турбулентные течения – перемешивание частиц, пульсация скорости и давления

Число Рейнольдса (Re) – критерий режима движения жидкости, безразмерная величина

В общем виде:

$$\mathrm{Re} = \frac{VD_г}{\nu},$$

Dr – гидравлический диаметр сечения,

В трубах круглого сечения:

$$\mathrm{Re} = \frac{Vd}{\nu},$$

Знаменатель – кинематический коэф вязкости жидкости

Если Re > Re крит – турбулентный режим

Если Re < Re крит – ламинарный режим

3. Общие сведения о подземной гидромеханике.

Подземная гидромеханика – наука о фильтрации жидкостей, газов и их смесей в горных породах – коллекторах нефти и газа.

Фильтрация – движение жидкостей сквозь твердые тела по каналам

Особенности фильтрации:

- Движение происходит в весьма малых каналах сложной конфигурации.
- Большую роль играют силы внутреннего трения.
- Скорости весьма малы по сравнению с обычными скоростями.
- Движение происходит на большой глубине и при больших давлениях.
- Чаще всего нефть фильтруется не как идеальная жидкость, а как сложная система.
- Объект недоступен для зрительного наблюдения.

4. Характеристика пористых сред. Модели грунта (идеальный и фиктивный).

Горные породы – проницаемые и плотные

Проницаемые – породы, способные вмещать и пропускать через себя флюид при перепаде давления. Такие породы называют коллекторами.

Коллекторы можно разделить на поровые и трещинноватые

Пористость – наличие в породах пустот в виде пор, характеризируется коэффициентом пористости m = Vпор/Vпороды

Упрощенные поровые модели – идеальный и фиктивный грунт

Идеальный грунт – пучок тонких цилиндрических труб с параллельными осями:

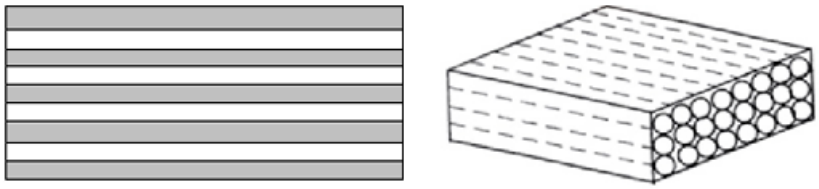


Рис. 2.1. Идеальный грунт

Фиктивный грунт – шарики одного диаметра с углом укладки частиц в грунте. Для опр пористости можно исп формулу Слитхера:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6 \cdot (1 - \cos\theta) \cdot \sqrt{1 + 2\cos\theta}},$$

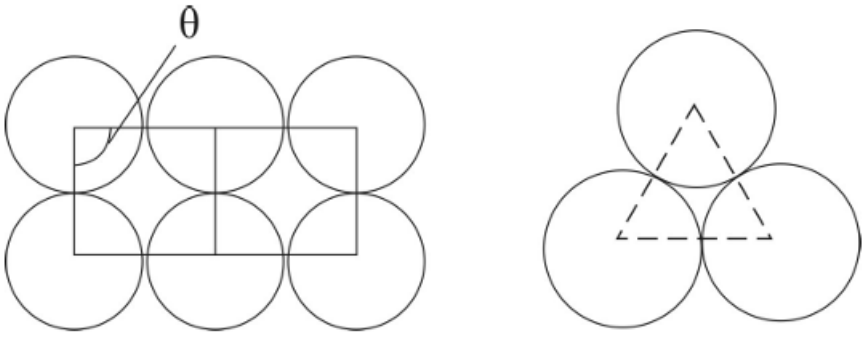


Рис. 2.2. Фиктивный грунт

5. Силы, действующие в пластовых системах. Гидродинамические режимы.

Движение флюида обусловлена силами.

Основные силы: гидростатическое давление, сила тяжести и сила вязкого трения

Гидростатическое давление – действие (напор) краевых или подошвенных вод.

Пластовое давление – гидростатическое давление, которое испытывает жидкость в залежи. До начала разработки залежи – начальное давление (статическое), в процессе – динамическое (текущее)

Сила горного давления – вес залегающих выше горных пород

$$P_{\text{гор}} = \rho_{\text{гор}} \cdot g \cdot H,$$

По типу преобладающих действующих сил различают режимы пластов: жесткий водонапорный, газонапорный, упругий, режим «растворенного газа», гравитационный.

жесткий водонапорный, газонапорный – восполнение энергии пласта, внедрение вытесняющего агента в нефтенасыщенный пласт, вытесняющий режим

упругий, режим «растворенного газа», гравитационный – режимы истощения

Упругий режим - проявление сил упругости ГП и флюидов

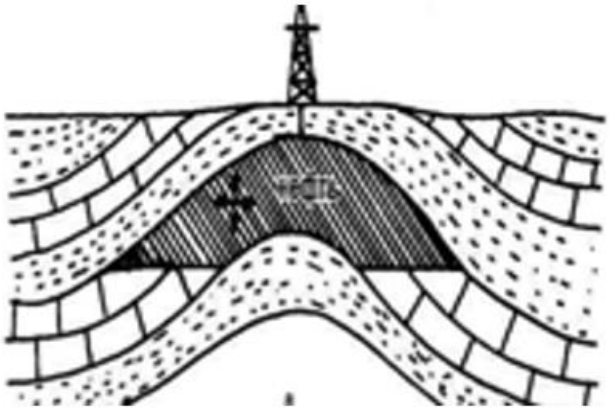


Рис. 2.3. Упругий режим

Водонапорный режим – проявление гидростатического давления

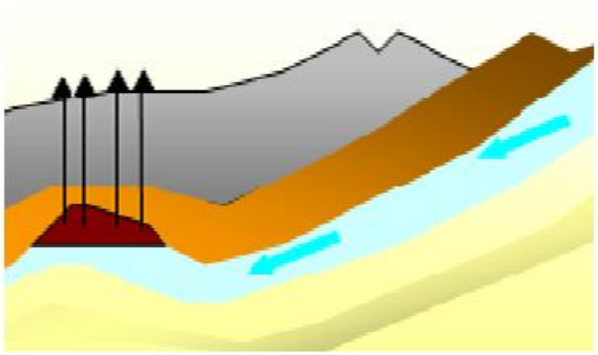


Рис. 2.4. Водонапорный режим

Режим растворенного газа (газированный режим) – проявление сил упругости выделившегося газа

Газонапорный режим (режим газовой шапки) - нефть вытесняется из пласта в скважины под действием напора сжатого газа, находящегося в свободном состоянии в виде газовой шапки

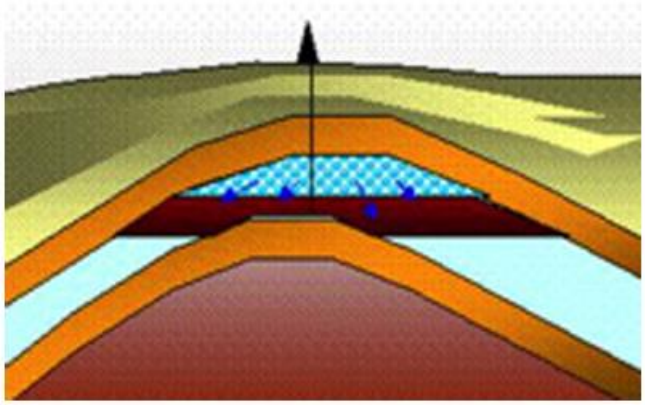


Рис. 2.5. Газонапорный режим

Гравитационный режим – нефть притекает к скважинам с помощью гравитации



Рис. 2.6. Гравитационный режим

6. Скорость движения и скорость фильтрации жидкости.

Скорость фильтрации:

$$\omega = \frac{Q}{F}.$$

Q – объемный расход жидкости, F – площадь поперечного сечения

Истинная скорость течения:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{Q}{m \cdot F} = \frac{\omega}{m}.$$

Скорость фильтрации позволяет рассматривать пласт как непрерывное поле скоростей фильтрации и давлений

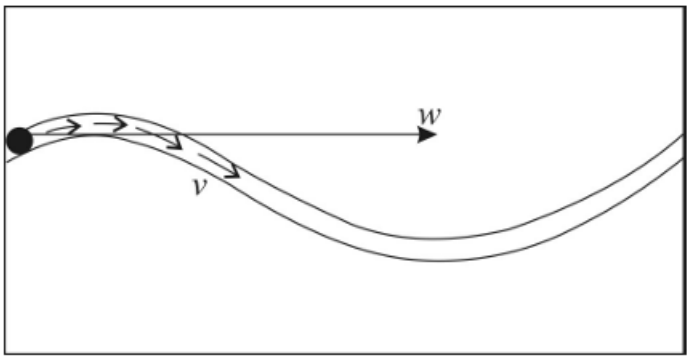


Рис. 2.7. Скорость движения и скорость фильтрации жидкости

7. Законы фильтрации. Линейный закон фильтрации.

Закон фильтрации – зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления:

$$Q = \frac{k}{\mu} \cdot \rho g \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot F$$

ρ – плотность жидкости, k – коэффициент проницаемости

Или

Линейный закон фильтрации (Дарси):

$$\bar{\omega} = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L},$$

знак «минус» - давление в направлении движения уменьшается

8. Отклонения от линейного закона. Нелинейные законы фильтрации. Классификация фильтрационных потоков

Отклонения:

1. проявления инерциальных сил при высоких скоростях фильтрации. Обуславливают верхние границы применимости закона Дарси
2. при малых скоростях фильтрации, проявление неньютоновских реологических свойств жидкости (нижняя граница применимости закона Дарси)

Границы применимости связывают некоторые числа Рейнольдса Re критическое. Число Re:

- Щелкачева:

$$\mathrm{Re} = \frac{10}{m^{2,3}} \cdot \frac{\omega \cdot \sqrt{k}}{\nu} \left(\mathrm{Re}_{кр} = 1 \ldots 12 \right);$$

- Миллионщикова:

$$\mathrm{Re} = \frac{\omega \cdot \sqrt{k}}{\nu \cdot m^{2,3}} \left(\mathrm{Re}_{кр} = 0,02 \ldots\ldots 0,29 \right),$$

Минимальные значения чисел Рейнольдса соответствуют нижней границе применимости закона Дарси, максимальные – верхней.

Расход жидкости:

$$Q = c \left(\frac{P_к - P_г}{L} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot ah$$

При Q = const распределение давления подчиняется закону:

$$P = P_к - \frac{P_к - P_г}{L} \cdot x$$

Общий вид нелинейного закона фильтрации:

$$w = -c\left(\frac{dP}{dx}\right)^{\frac{1}{n}},$$

c – скоростной коэффициент, n – показатель закона фильтрации. При n = 2 – Краснопольский, при n = 1 – закон Дарси

Формула Краснопольского:

$$Q = 2\pi hc\sqrt{\frac{P_к - P_с}{\frac{1}{r_с} - \frac{1}{r_к}}}.$$

Формула Форхгеймера:

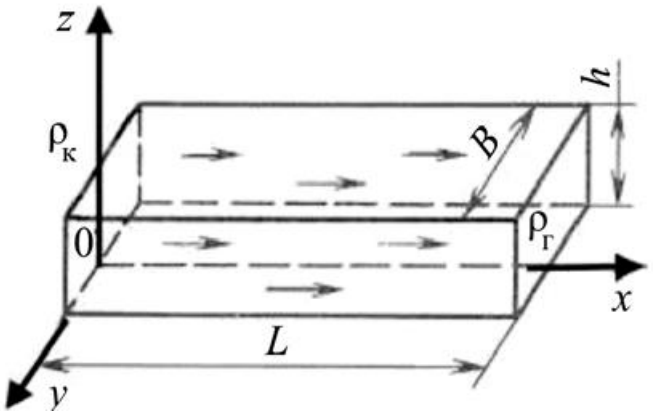
$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k}\omega + \beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}\omega^2,$$

где β – экспериментальная константа пористой среды.

Классификация фильтрационных потоков:

- одномерные **ω = f(x)**
- двухмерные **ω = f(x, y)**
- трехмерные **ω = f(x, y, z)**

Одномерное движение. Достаточно изучить одну траекторию (законы одинаковы, параллельные прямые, положение частицы определяются одной координатой)



Двухмерный поток. Вектор скорости является функцией расстояния до некоторой точки

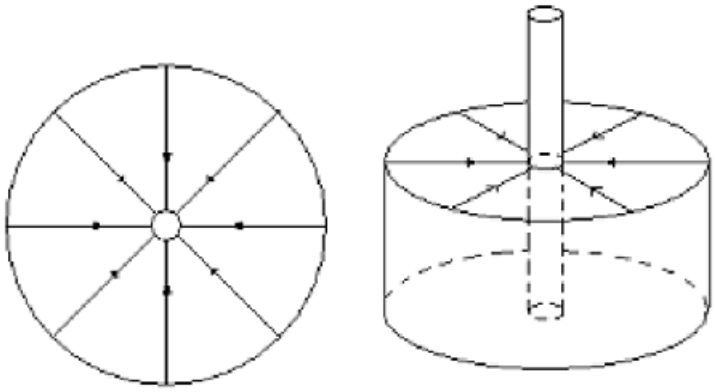


Рис. 2.10. Схема плоскорадиального потока

Трехмерный фильтрационный поток. Сферическирадиальное движение, при условии $\omega = f(r),\ r^2 = x^2 + y^2 + z^2.$

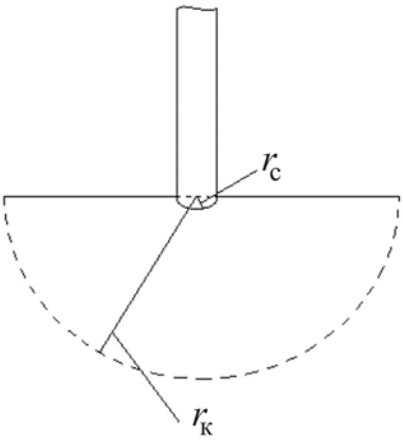
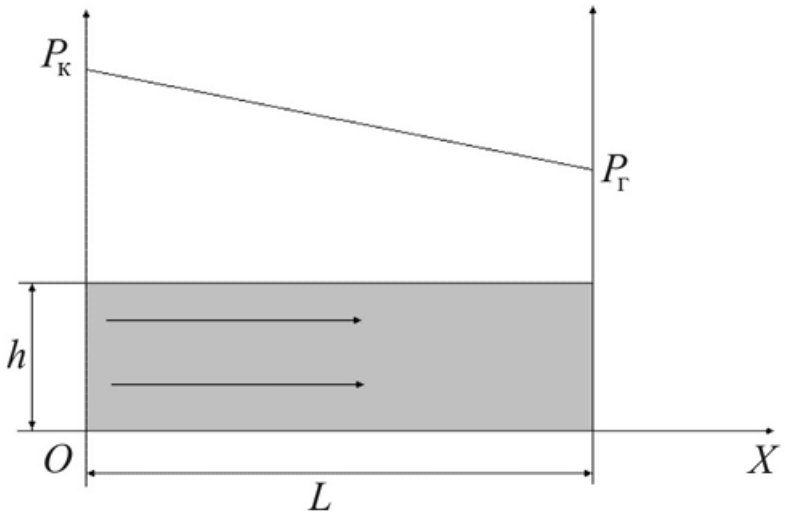


Рис. 2.11. Схема сферическирадиального движения

Установившиеся поток – постоянное во времени давление

Неустановившиеся поток – давление меняется с течением времени

9. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации



Линейный закон фильтрации:

$$\omega = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}.$$

Расход жидкости:

$$Q = \omega \cdot F = \omega \cdot a \cdot h = -\frac{k \cdot a \cdot h}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx},$$

Закон распределения давления:

$$P = P_к - \frac{P_к - P_г}{L} X.$$

10. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации.

Линейный закон фильтрации:

$$\omega = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}.$$

Расход жидкости (дебит, формула Дюпюи):

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_к - P_с}{\ln \frac{r_к}{r_с}}.$$

Распределение давления: воронка депрессии

$$P = P_к - \frac{P_к - P_с}{\ln \frac{r_к}{r_с}} \cdot \ln \frac{r_к}{r}.$$

Коэффициент продуктивности: Количество жидкости, добываемое скважиной за единицу времени при единичной депрессии

$$K_{прод} = \frac{Q}{P_к - P_с} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi kh}{\mu \cdot \ln \frac{r_к}{r_с}} = \text{const}.$$

Индикаторная диаграмма:

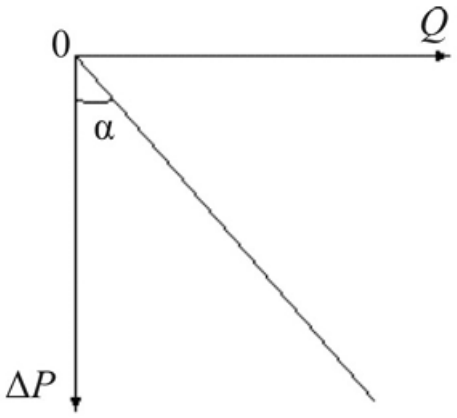


Рис. 2.18. Индикаторная диаграмма

11. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации.

Дебит:

$$Q = c\left(\frac{P_к - P_г}{L}\right)^{\frac{1}{n}} \cdot ah.$$

Распределение давления:

$$P = P_к - \frac{P_к - P_г}{L}x.$$

12. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации.

закон фильтрации:

$$\omega = C \cdot \left(\frac{dP}{dr}\right)^{\frac{1}{n}}.$$

Дебит жидкости:

$$Q = 2\pi hc \left[\frac{(n-1)\cdot(P_к - P_с)}{\left(\frac{1}{r_с}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_к}\right)^{n-1}} \right]^{\frac{1}{n}}.$$

При n = 2 (закон Краснопольского):

$$Q = 2\pi hc \sqrt{\frac{P_к - P_с}{\frac{1}{r_с} - \frac{1}{r_к}}}.$$

Распределение давления:

$$P = P_к - \frac{P_к - P_с}{\frac{1}{r_с^{n-1}} - \frac{1}{r_к^{n-1}}} \left(\frac{1}{r^{n-1}} - \frac{1}{r_к^{n-1}} \right).$$

В случае закона Краснопольского:

$$P = P_к - \frac{P_к - P_с}{\frac{1}{r_с} - \frac{1}{r_к}} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r_к} \right).$$

Индикаторная диаграмма:

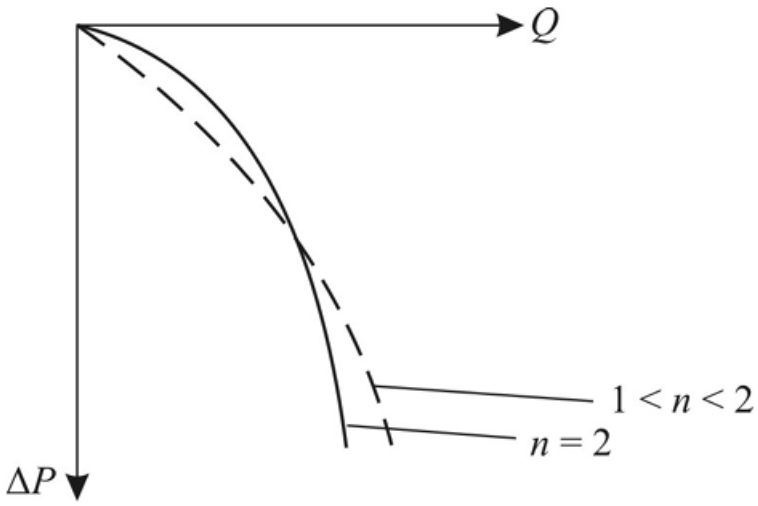


Рис. 2.19. Индикаторные диаграммы при нелинейных законах фильтрации

двухчленную формулу притока:

$$\Delta P = A \cdot Q + B \cdot Q^2 .$$

13. Исследование скважин методом установившихся отборов (при установившихся режимах).

- заключается в измерении значений дебитов и забойных давлений (депрессий) на установившихся режимах работы скважины.

Индикаторная диаграмма – график зависимости дебита скважины от депрессии на пласт.

Если линия прямая – линейный закон фильтрации

Если не прямая – Дюпюи нецелесообразно.

Если линия выгнута к оси – основная причина инерция в пласте (причина последнего является увеличение скоростей)

Если линия выпуклая к оси –

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + B \cdot Q.$$

Графическое определение коэффициента продуктивности:

$$K_{\text{прод}} = Q' / \Delta P'.$$

Коэффициент проницаемости с помощью коэффициента продуктивности:

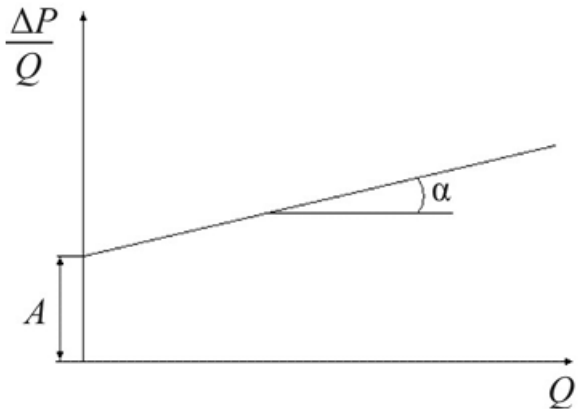
$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu \cdot \ln \frac{r_к}{r_с}}{2\pi h}.$$

Индикаторная диаграмма перестраивается по координатам $\left(\frac{\Delta P}{Q}, Q\right)$.

Прямая линия отсекает на оси ординат отрезок А:

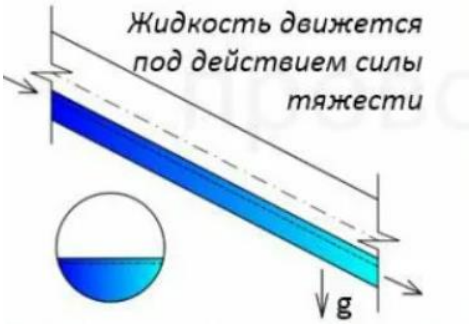
$$A = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{r_к}{r_с}.$$

По углу наклона прямой определяют коэффициент В



14. Установившееся безнапорное движение жидкости. Безнапорное движение жидкости к прямолинейной

Безнапорное – движение жидкости под действием гравитации, сечение не полностью заполнено водой



Дренажный грунтовый поток – движение жидкости под действием напора между контуром питания и прямолинейной галереей

При линейном законе фильтрации:

$$\nu = \frac{Q}{F(x)} = \frac{k \cdot \gamma}{\mu}\left(-\frac{dz}{dx}\right),$$

Расход жидкости:

$$Q = \frac{a \cdot k \cdot \gamma}{2\mu} \cdot \frac{h_к^2 - h_г^2}{L_к}.$$

При нелинейном законе фильтрации:

$$\nu = \frac{Q}{F(x)} = a \cdot z \cdot c\left(-\frac{dz}{d}x\right)^{\frac{1}{n}},$$

отметка свободной поверхности z

Приток жидкости к грунтовому колодцу. под действием перепада напоров на контуре питания к hк и на забое колодца hc

При линейном законе фильтрации:

$$\nu = \frac{Q}{F(r)} = \frac{k \cdot \gamma}{\mu} \cdot \left(\frac{dz}{dr}\right),$$

Дебит грунтового колодца

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{h_к^2 - h_c^2}{\ln \frac{r_к}{r_c}}.$$

При нелинейном законе фильтрации

$$\nu = \frac{Q}{F(r)} = \frac{Q}{2\pi \cdot r \cdot z} = c\left(\frac{dz}{dr}\right)^{\frac{1}{n}},$$

$$Q = 2\pi \cdot c \left[\frac{n-1}{n+1} \cdot \frac{h_к^{n+1} - h_с^{n+1}}{\left(\frac{1}{r_с}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_к}\right)^{n-1}} \right]^{\frac{1}{n}},$$

Безнапорное движение жидкости к прямолинейной галерее.

движение жидкости со свободной поверхностью к прямолинейной галерее к одномерному движению жидкости. Отсчет будет вестись от подошвы пласта.

$$\nu = \frac{k\gamma}{\mu} \cdot \frac{dz}{dx},$$

$$Q = \nu \cdot F = a \cdot z \cdot \nu = a \cdot z \cdot \frac{k\gamma}{\mu} \cdot \frac{dz}{dx},$$

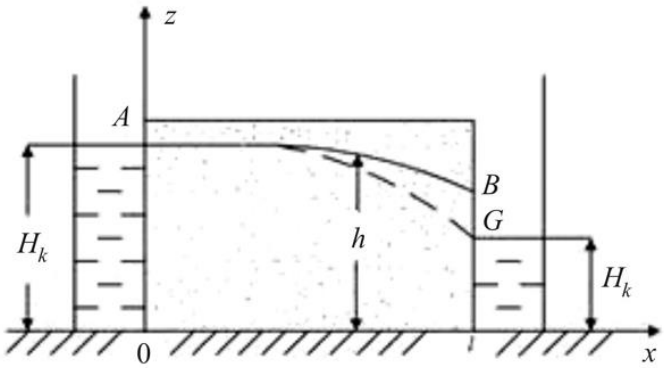


Рис. 2.22. Безнапорное движение жидкости к прямолинейной галерее

17. Гидродинамические исследования скважин при неустановившихся режимах (методом восстановления давления).

метод восстановления давления – метод определения фильтрационных параметров (спуск глубинного манометра)

Скважина останавливается, забойное давление постепенно восстанавливается до величины пластового.

кривая восстановления давления (КВД) – график по результатам замеров манометра

процесс восстановления давления можно описать уравнением упругого режима:

$$\Delta P_c = A + B \cdot \ln t.$$

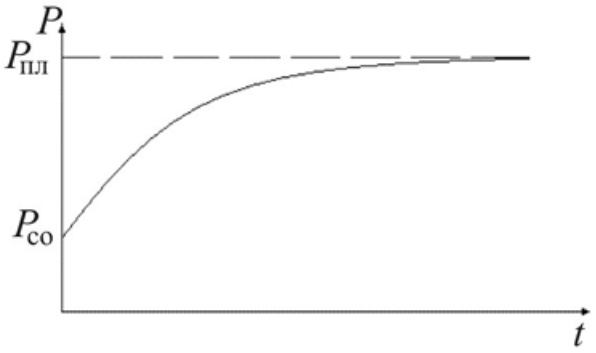


Рис. 2.62. КВД в координатах *P–t*

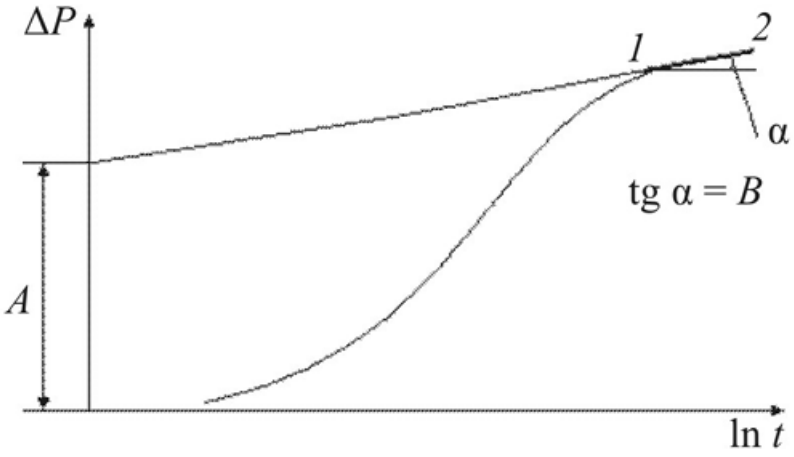


Рис. 2.63. КВД в координатах Δ*P*, ln *t*

B – угловой коэффициент

План КВД:

1. КВД в координатах P-t
2. КВД в координатах delta P – ln t
3. На КВД выделяется прямолинейный участок
4. Определяется уклон B соответствующих началу и концу участка

$$B = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}.$$

5. Определяется гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{q}{4\pi B}.$$

6. Определяется проницаемость

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h}.$$

18. Неустановившаяся фильтрация жидкости при работе скважин с переменным дебитом.

Характерная особенность - невозможность практического применения в условиях, когда дебит скважин изменяется с течением времени.

Реальная скважина, работающая с переменным дебитом, заменяется на группу взаимодействующих фиктивных скважин, работающих с постоянными дебитами и расположенных в одной точке пласта

Дебит скважины – разница между последующим и предыдущими дебитами реальной скважины, продолжительность – с момента изменения дебита реальной скважины

Изменение давления в точке, вызванная работой скважины с переменным дебитом:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i,$$

где n – количество фиктивных скважин

$$\Delta P_i = \frac{\mu}{4\pi kh} \cdot (q_i - q_{i-1}) \cdot \left[-E_i\left(-\frac{r^2}{4\chi t_i} \right) \right],$$

19. Установившееся движение сжимаемой жидкости.

Упругие свойства жидкости проявляются в увеличении ее объема при снижении давления.

Коэффициент объемного сжатия: на какую часть изменится объем жидкости при изменении давление на единицу

$$\beta_{ж} = -\frac{1}{V_0} \cdot \frac{dV}{dP}.$$

Знак «минус» означает, что с увеличением давления объем уменьшается.

Уравнение состояния упругой жидкости (сжимаемой) капельной жидкости:

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{\beta_ж (P - P_0)}.$$

Дебит будет изменяться по мере изменения давления и также учитывать зависимость вязкости от давления

Функция Лейбензона:

$$\tilde{P} = \int \frac{k(P) \cdot \rho(P)}{\mu(P)} dP + C,$$

$$\tilde{P} = \int \rho(P) dP + C.$$

Для установившегося плоскорадиального потока сжимаемой жидкости расход:

$$Q_м = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\tilde{P}_к - \tilde{P}_с}{\ln \frac{r_к}{r_с}},$$

Или

$$Q_м = \frac{2\pi kh}{\mu \cdot \beta_ж} \cdot \frac{\rho_к - \rho_с}{\ln \frac{r_к}{r_с}},$$

Изменение плотности жидкости вдоль линий жидкости вдоль линий тока:

$$\rho = \rho_к - \frac{\rho_к - \rho_с}{\ln \frac{r_к}{r_с}} \cdot \ln \frac{r_к}{r}$$

Или

$$\rho = \rho_c + \frac{\rho_к - \rho_c}{\ln \frac{r_к}{r_c}} \cdot \ln \frac{r}{r_c}.$$

20. Установившееся движение идеального газа.

Газ который сжимается бесконечно – идеальный

Уравнение состояния идеального газа:

$$\rho = \rho_{атм} \cdot \frac{P}{P_{атм}}.$$

Функция Лейбензона у газа:

$$\tilde{P} = \int \rho dP + C = \int \rho_{атм} \cdot \frac{P}{P_{атм}} dP + C = \frac{\rho_{атм}}{P_{атм}} \cdot \frac{P^2}{2}.$$

При плоскорадиальной фильтрации массовый расход:

$$Q_м = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\tilde{P}_к - \tilde{P}_c}{\ln \frac{r_к}{r_c}} = \frac{\pi kh \cdot \rho_{атм}}{\mu \cdot P_{атм}} \cdot \frac{P_к^2 - P_c^2}{\ln \frac{r_к}{r_c}}.$$

Объемный расход, приведенный к атмосферному давлению:

$$Q_{атм} = \frac{Q_м}{\rho_{атм}} = \frac{\pi kh}{\mu \cdot P_{атм}} \cdot \frac{P_к^2 - P_c^2}{\ln \frac{r_к}{r_c}}.$$

21. Установившееся движение реального газа в простейших фильтрационных потоках при линейном и нелинейном законах фильтрации.

функция Лейбензона:

$$\tilde{p} = k \cdot \int \frac{\rho(p)}{\mu(p)} dp + C = \frac{k p_{атм}}{p_{атм}} \cdot \int \frac{p dp}{\mu(p) z(p)} + C,$$

где z (p) – коэффициент сверхсжимаемости реального газа (определяется по графику Д. Брауни).

Массовый дебит газовой скважины:

$$Q_{\text{м}} = \frac{2\pi kh \cdot \left(\tilde{p}_{\text{к}} - \tilde{p}_{\text{с}}\right)}{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} = \frac{2\pi khp_{\text{атм}}}{P_{\text{атм}} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \cdot \int_{p_{\text{с}}}^{p_{\text{к}}} \frac{p}{\mu(p) z(p)} dp.$$

объемный дебит газовой скважины:

$$Q_{\text{атм}} = \frac{Q_{\text{м}}}{p_{\text{атм}}} = \frac{\pi kh \cdot \left(p_{\text{к}}^2 - p_{\text{с}}^2\right)}{P_{\text{атм}} \cdot \overline{\mu} \cdot \overline{z} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}.$$

При нелинейном законе фильтрации на основе двучленной Формулы:

$$p_{\text{к}}^2 - p_{\text{с}}^2 = \frac{p_{\text{атм}} \cdot \overline{\mu} \cdot \overline{z} \cdot Q_{\text{атм}}}{\pi kh} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + \frac{p_{\text{атм}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot \overline{z} \cdot \beta \cdot Q_{\text{атм}}^2}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c \cdot \sqrt{k}}.$$

Распределение давления:

$$P = \sqrt{P_{\text{к}}^2 - \frac{P_{\text{к}}^2 - P_{\text{с}}^2}{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r}}.$$

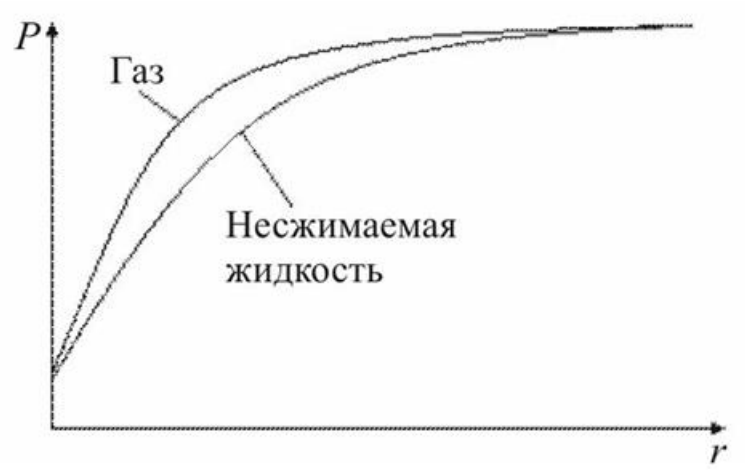
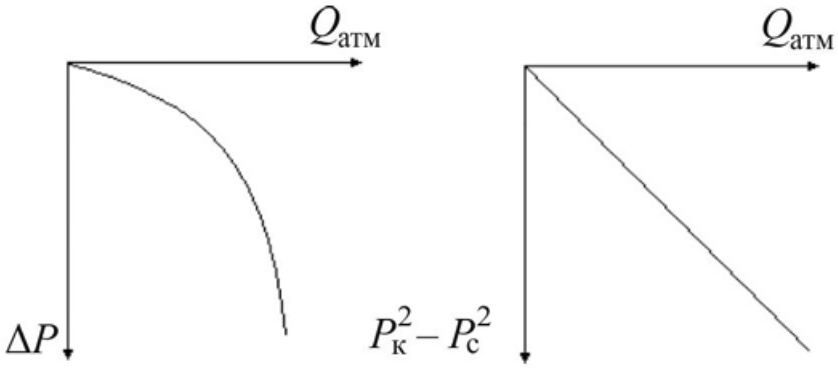


Рис. 2.24. Сравнение распределения давления для несжимаемой жидкости и идеального газа

основные потери давления происходят в непосредственной близости от скважины.

22. Исследование газовых скважин методом установившихся отборов (при установившихся режимах).



ис. 2.25. Индикаторные диаграммы газовой скважины в условиях линейного закона фильтрации

Второй график нужен для установления закона фильтрации газа двухчленная формула притока при нарушении линейности:

$$P_к^2 - P_с^2 = A \cdot Q_{атм} + B \cdot Q_{атм}^{\ 2},$$

где А – коэффициент фильтрационного сопротивления, учитывающий потери давления на трение; В – коэффициент, учитывающий инерционную составляющую фильтрационного сопротивления

$$A = \frac{\mu \cdot P_{атм}}{\pi k h} \cdot \ln \frac{r_к}{r_с},$$

$$B = \frac{\rho_{атм} \cdot P_{атм} \cdot \beta}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot r_с \cdot \sqrt{k}},$$

где β – экспериментальная константа пористой среды.

Если снизить забойное давление до атмосферного, то дебит скважины - абсолютно свободный.

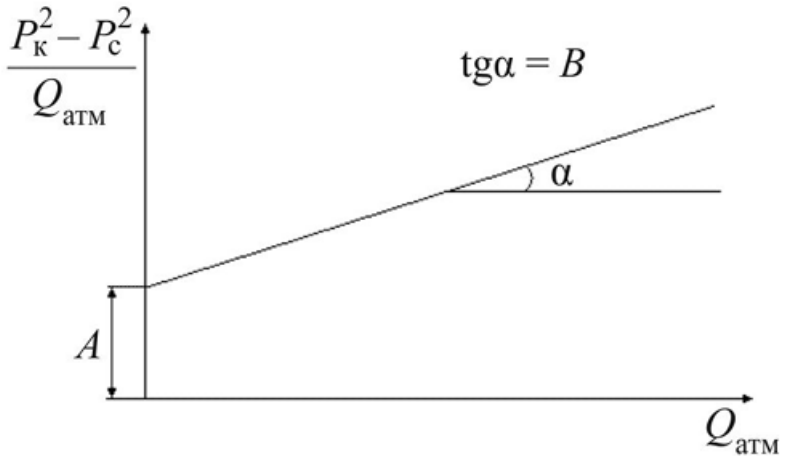


Рис. 2.26. Обработка индикаторной диаграммы по двухчленной формуле притока

При наличии песчаной или жидкостной пробки увеличение скорости приводит к разрушению и постепенному уносу пробки.

При скапливании породы или жидкости на забое газовой скважины будут увеличиваться коэффициенты фильтрационных сопротивлений, а индикаторная диаграмма в координатах Δp2/Q от Q вместо прямой будет кривой, выпуклой к оси дебитов.

При испытании скважины, вскрывшей низкопроницаемые пласты, несоблюдение условий по полной стабилизации pз, T и Q на отдельных режимах и восстановлению давления между режимами приводит к нарушению достижения контура питания на каждом режиме.

23. Установившееся движение нефтегазовых смесей (окклюзий) в пористых средах.

Образование окклюзий:

1. образуется в результате снижения пластового давления ниже давления насыщения
2. результатом техногенных факторов

Кривая резгазирования – изменение содержания газа в 1 м3 нефти (в растворенном состоянии)

Газосодержание:

$$s_{г}(p)=\frac{W_{г}}{W_{н}}\frac{p}{p_{атм}},$$

где $W_{г}$ – объем газа, растворенного в объеме нефти $W_{н}$, при давлении p.

Максимальное количество газа, растворяющееся в нефти:

$$s_0 = s_{г}(p)+\vartheta_{г}(p),$$

где $\vartheta_{г}(p)$ – количество газа, выделившегося в свободное состояние из 1 $м^3$ нефти.

Основная сила вытесняющая окклюзии – режим газированной жидкости (или режим растворенного газа)

Этот режим относится к группе режимов истощения, и по своей сути фильтрация окклюзии оказывается всегда неустановившейся.

Процесс разгазирования (выделение свободного газа) происходит постепенно, по мере снижения пластового давления, но исходя из требований точности кривая разгазирования может быть заменена ступенчатой линией.

Пузырьки свободного газа подвержены: силе упругости пузырьков свободного газа, вышедшего из растворенного в нефти состояния, и подъемной силе

Пузырьки перемещается в зону пониженного давления

Функция Христиановича – описание движения нефтегазовой смеси:

$$\text{Н} = \int \overline{k}_{\text{н}} dP + C.$$

формула объемного расхода (дебита) жидкой фазы (нефти) при установившейся фильтрации нефтегазовой смеси по линейному закону:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu_{\text{н}}} \cdot \frac{\text{Н}_{\text{к}} - \text{Н}_{\text{с}}}{\ln \dfrac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}.$$

Введем понятия приведенного $P_{\text{пр}}$ и безразмерного P^* давлений и безразмерной функции Христиановича Н^*:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{атм}}}, \tag{2.140}$$

$$P^* = \frac{P_{\text{пр}}}{\xi}, \tag{2.141}$$

где

$$\xi = \Gamma \cdot \frac{\mu_{\text{г}}}{\mu_{\text{н}}}, \tag{2.142}$$

где Г – газовый фактор, или объемный расход газа, фильтрующегося совместно с 1 м^3 нефти; $\mu_{\text{г}}$ и $\mu_{\text{н}}$ – соответственно динамическая вязкость газа и нефти в пластовых условиях.

Распределение функции Христиановича вдоль линий тока подчиняется логарифмическому закону:

$$\text{Н} = \text{Н}_{\text{с}} + \frac{\text{Н}_{\text{к}} - \text{Н}_{\text{с}}}{\ln \dfrac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \ln \frac{r_{\text{с}}}{r}, \tag{2.162}$$

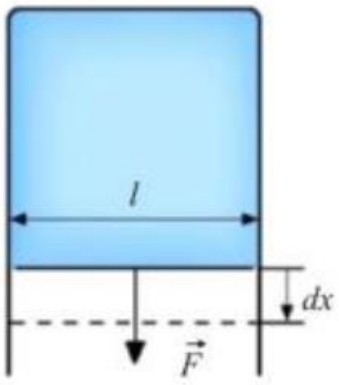
$$\text{Н} = \text{Н}_{\text{к}} - \frac{\text{Н}_{\text{к}} - \text{Н}_{\text{с}}}{\ln \dfrac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \ln \frac{r_{\text{к}}}{r}. \tag{2.163}$$

24. Явления на границе раздела газа, жидкости и твердого тела.

Поверхность жидкости стремится принять форму, обеспечивающую минимальную площадь (силы поверхностного натяжения способствуют этому).

Жидкость – газ. Поверхностное натяжение – сила вдоль раздела фаз. Возникает из-за того, что молекулы на границе чувствуют притяжение со стороны «своей» фазы, например между жид – газ поверхностное натяжение жидкости. Чем выше пов нятяжение тем труднее пузырьку газа пройти через жидкость

$F = 2\,\sigma\,l$. σ – поверхностное натяжение, двойка в формуле - пленка жидкости имеет две поверхности, сила F равна силе поверхностного натяжения. Величина силы поверхностного натяжения численно равна произведению поверхностного натяжения σ на длину линии контакта пленки и перемычки 2l.

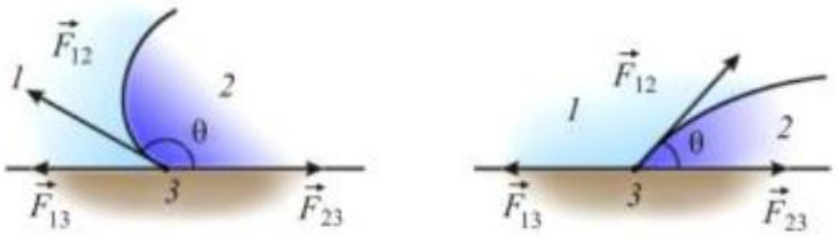


Сила поверхностного натяжения на границе раздела жидкости и газа будет стремиться придать капле сферическую форму.

Применение: При проектировании насосов, сепараторов, также при анализе капиллярного давления в пластах.

Смачивание и углы смачивания. Когда жидкость контактирует с тв телом, она может распространяться (смачивать) или собираться в каплю (не смачивать).

Это зависит от угла между поверхностями – угла смачивания (контактного угла). Если угол <90 – хорошее смачивание, если >90 – плохое смачивание



$\cos\theta = \frac{\sigma_{13} - \sigma_{23}}{\sigma_{12}}$. - краевой угол смачивания величины, где σ12, σ13, σ23 равны поверхностному натяжению на границах раздела «газ – жидкость», «газ – твердое тело» и «жидкость – твердое тело».

Это влияет на эффективность вытиснения флюида

Капиллярные явления. Возникают из-за поверхностного натяжениея и смачивания.

Жидкости в пористой среде могут подниматься и опускаться по капиллярам (микропорам), вопреки графитации. Высота зависит от плотности, примесей, температуры и радиуса капилляра

$h = \frac{2\sigma}{\rho g r}$ где r — радиус капилляра, σ — поверхностное натяжение жидкости, ρ — плотность жидкости. Если жидкость полностью не смачивает капилляр, то h — глубина, на которую она опускается в капилляре.

Дает инфу про начальное насыщение пластов, вторичном заводнении, извлечение остаточной нефти.

Межфазные переходы. Это переход из одной фазы в другую. Испарение, конденсация, растворение газа и т.д.

В скв при снижении давления растворенный газ выходит из нефти – происходит дегазация

Роль. В фильтрации и вытеснении флюидов в пластах, работе скважинного оборудования, моделировании притока нефти и газа в скважине.

25. Взаимное вытеснение жидкостей и газов.

Описывает как один флюид вытесняет другой. Между ними действует капиллярное давление, а движение подчиняется законам Дарси. Основная сложность - линии тока на границе раздела жидкостей преломляются, но при одномерном и плоскорадиальном потоках пренебрегаем этим фактом.

Горизонтальное вытеснение. Неустоновившися процесс (несмотря, что между давлением на контуре и скважине поддержвиается постоянно)), т.к есть различие вязкостей. $S_н = 1 - S_{ост} - S_{св.вод}$

Поршневое (фронтальное) – идеальный случай без смешивания (исп в моделях) и не поршневое.

некоторый шаг перемещения фронта вытеснения: Lф = L.

меняется лишь внешнее фильтрационное сопротивление перед первым действующим рядом (батареей) скважин:

$$\Omega_1 = \frac{\mu_в}{a\ k\ h} L_ф + \frac{\mu_н}{a\ k\ h}(L_к - L_ф),$$

$$\Omega_1 = \frac{\mu_в}{2\pi\ k\ h} \ln\frac{r_к}{r_ф} + \frac{\mu_н}{2\pi\ k\ h} \ln\frac{r_ф}{r_1}.$$

(вместо Ω - R)

$Q_i = f(L_ф)$ - рядная система

$Q_i = f(r_ф)$ - батарея

Продолжительность интервала времени, в течение которого фронт вытеснения перемещается на один шаг:

$$t = \frac{\sigma_н\ m\ a\ h\ \ L}{Q_i(L_ф)},$$

$$t = \frac{\sigma_н\ m\ \pi\ h\left(r_ф + \ r\right)^2 - r_ф^2}{Q_i(r_ф)}.$$

Вертикальное вытеснение нефти водой. Гравитация имеет ключевую роль. Залежь нефти подстилается водой, при разработке максимальные

скорости наблюдаются в призабойной зоне и здесь же будет макс скорость перемещения ВНК. Под ними образуются всхолмленная поверхность ВНК – конуса обводнения. Это снижает коэффициент нефтеотдачи и увеличивает объем потерь нефти в пласте.

зависимость объема безводной добычи нефти от параметров пласта и жидкости и от геометрии потока.:

$$W_н = \sigma_н \; m \, h_н \sqrt{\frac{k_г}{k_в}} \; f(\eta),$$

$$\text{где} \quad \eta = \frac{b}{h}$$

b - вскрытая толщина пласта; $h_н$ – нефтенасыщенная толщина,

$k_г$, $k_в$ – проницаемость горизонтально и вертикально напластованию.

Вытеснение газа водой. Вода нагнетается снизу. Сложности: газ слишком легок по сравнению с водой – гравитация сильно влияет на нее, менее вязкий газ – пальцевание водой, газ хуже вытесняется из пор по сравнению с нефтью

Время вытеснения:

$$T = \frac{m \, a \, h \, (L_x - x_0) \, p_0}{p_{атм} \, Q_г}.$$

Вытеснение нефти с помощью активных примесей. В воду добавляют вещества, которые приводят к увеличению ее вязкости, снижению проводимости пористой среды и выравниванию фронта вытеснения – ПАВы, полимеры, щелочи. ПАВы вызывают снижение поверхностного натяжения, концентрируются на поверхности раздела фаз.

Адсорбция – концентрирование какого-либо вещества (адсорбата) на поверхности другого жидкого или твердого тела (адсорбента) в результате самопроизвольного перехода его из объема фазы.

Термодинамическое уравнение адсорбции Гиббса:

$$\Gamma = -\frac{\partial \sigma}{\partial c} \cdot \frac{c}{RT},$$

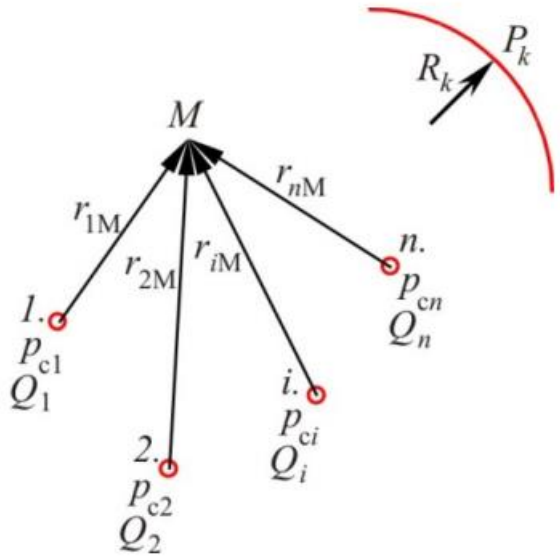
где σ – поверхностное натяжение; c – концентрация растворенного в объеме вещества; R – газовая постоянная; T – абсолютная температура.

Уравнение линейного вытеснения нефти водой, учитывающее сорбционные процессы:

$$\frac{\partial}{\partial x}(v_в c) = -m\frac{\partial}{\partial t}\left[sc + \frac{b(s)g(s)}{m}\right],$$

где в v – скорость фильтрации воды; в v c – объемная скорость фильтрации ПАВ; g ( )s – количество вещества, адсорбированного объемом пористой среды при насыщенности раствором, равной s; b s( ) – безразмерная, экспериментально определяемая функция, характеризующая степень уменьшения адсорбции вследствие неполного контакта удельной поверхности породы с раствором.

26. Интерференция скважин.



Под влиянием изменения режима работы (в том числе пуска, остановки) одной скважины, называемой возмущающей, изменяются дебиты и (или) забойные давления группы скважин (реагирующих), эксплуатирующих тот же пласт.

Скважина начинает отбор - вокруг нее зона пониженного давления и это снижение давления может распространяться и на них.

Падение давления в точке М определяется:

$$\Delta p_1(r_{1M}) = p_к - p(r_{1M}) = \frac{\mu Q_1}{2\pi kh} \ln\left(\frac{R_к}{r_{1M}}\right).$$

Расстояние от оси первой скважины до точки М – r_{1M}

Общее давление по формуле:

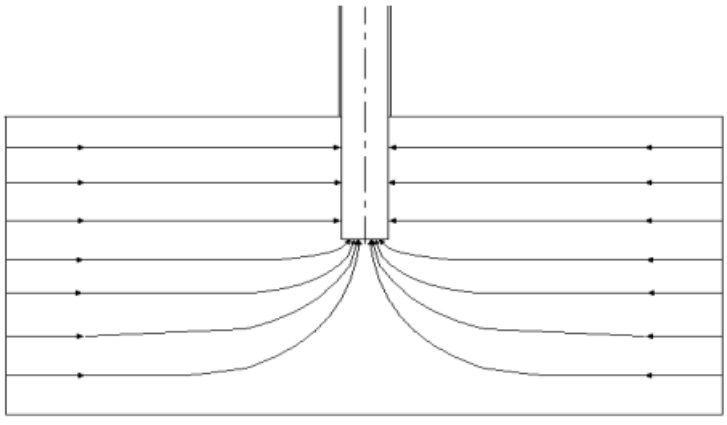
$$\Delta p_1(M) = \sum_{i=1}^{n} \Delta p_i(r_{iM}) = \sum_{i=1}^{n} \frac{\mu Q_i}{2\pi kh} \ln\left(\frac{R_к}{r_{iM}}\right).$$

27. Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам

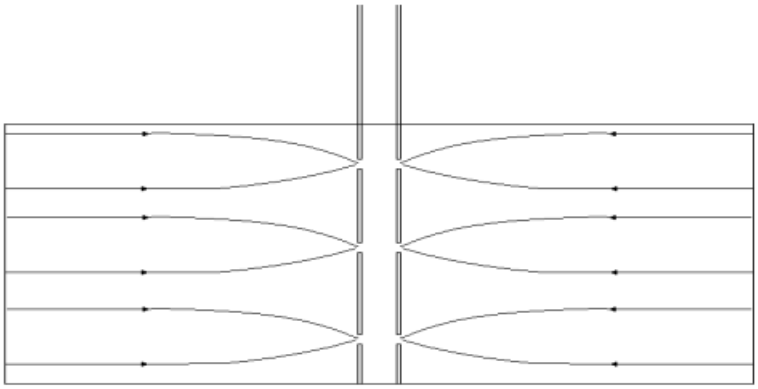
Типы несовершенства:

1. По степени (вскрытая не на всю толщину)
2. По характеру (пласт сообщается со скважиной через перфорационные отверстия)

При движении жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам линии тока искривляются



Не совершенная по степени



Не совершенная по характеру

В этих случаях нефть преодолевает доп расстояние – доп потери пластовой энергии (это будет доп фильтрационное сопротивление)

Общее фильтрационное сопротивление:

$$R = R_{\text{осн}} + R_{\text{доп}}.$$

Формула Дюпюи с учетом несовершенства скважины (добавили коэффициент С):

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{с}}}{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C}.$$

Степень вскрытия:

$$\delta = \frac{b}{h},$$

b – вскрытая толщина

на дебит также влияет относительный размер скважины:

$$a = \frac{h}{D},$$

D – диаметр скважины

Коэффициенты С можно определить с помощью графика Щурова или по формуле Пирвердяна:

$$C_1 = \left(\frac{b}{h} - 1\right)\left(\frac{1}{1 - \frac{r_c}{b}} \cdot \ln\frac{b}{r_c} - 1\right).$$

Дебит скважины, гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия, зависит от ее сообщаемости с пластом, которая зависит от количества отверстий перфорации N и их диаметра d.

Плотность перфорации:

$$nD = \frac{N}{h} \cdot D$$

Относительное проникновение пуль в породу (здесь l′ – абсолютная глубина проникновения пуль в породу, соответствует длине каналов, образуемых в теле продуктивного пласта).

$$\left(l = \frac{l'}{D}\right),$$

Дебит несовершенной по характеру:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_к - P_c}{\ln\frac{r_к}{r_c} + C_2} = \frac{P_к - P_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\frac{r_к}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_2}.$$

Одновременно несовершенной и по степени, и по характеру вскрытия, ее принято называть гидродинамически несовершенной. Ее дебит:

$$Q = \frac{P_к - P_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \left(\ln\frac{r_к}{r_c} + C\right)} = \frac{P_к - P_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\frac{r_к}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C} = \frac{P_к - P_c}{R_{осн} + R_{доп}}.$$

первое слагаемое знаменателя – основное фильтрационное сопротивление, второе слагаемое – дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное гидродинамическим несовершенством скважины

Несовершенство также можно выразить через ее приведенный радиус (1), по соотношению фильтрационных сопротивлений гидродинамически совершенной и несовершенной скважин (2):

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{с}} \cdot e^{-c}. \qquad (1)$$

$$\lambda = \frac{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \left(\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C \right)}. \qquad (2)$$

30. Фильтрация неньютоновской жидкости

скорости сдвига:

$$\left(\gamma = \frac{dv}{dr} \right)$$

Системы, для которых скорость сдвига зависит только от величины касательного напряжения являются неньютоновскими вязкими жидкостями.:

$$\frac{dv}{dr} = f(\tau),$$

Вязкопластичные жидкости (ВПЖ)

Закон фильтрации (Бингама-Шведова):

$$v = -\frac{k}{\mu}\left(\frac{dP}{dr} - \gamma^* \right) \text{ при } \frac{dP}{dr} > \gamma^*,$$

$$v = 0 \text{ при } \frac{dP}{dr} < \gamma^*,$$

$$\gamma^* = \frac{4}{3}\sqrt{\frac{m}{2\varphi_a}} \cdot \frac{\tau_0}{k},$$

где φ_a – структурный коэффициент,

$$\varphi_a = \frac{m}{n}.$$

Формула дебита:

$$Q = \frac{2\pi kh\left(P_к - P_с - \gamma^*\left(R_к - r_с\right)\right)}{\mu \cdot \ln\frac{R_к}{r_с}}.$$

Распределение давления:

$$P = P_с + \frac{P_к - P_с - \gamma^* R_к}{\ln\frac{R_к}{r_с}} \ln\frac{r}{r_с} + \gamma^*\left(r - r_с\right).$$

повышения нефтеотдачи пластов, насыщенных высоковязкими нефтями, является применение тепловых методов:

1. **Заказчка пара**
2. **Внутрипластовое горение**
3. **Нагнетание горячей воды**

28. Движение жидкости в слоисто-неоднородных коллекторах

$$P=P_K-\frac{P_K-P_Г}{L_K}\cdot x$$

Перепад давления между контуром питания и скважиной (стоком) по всем прослоям одинаков.

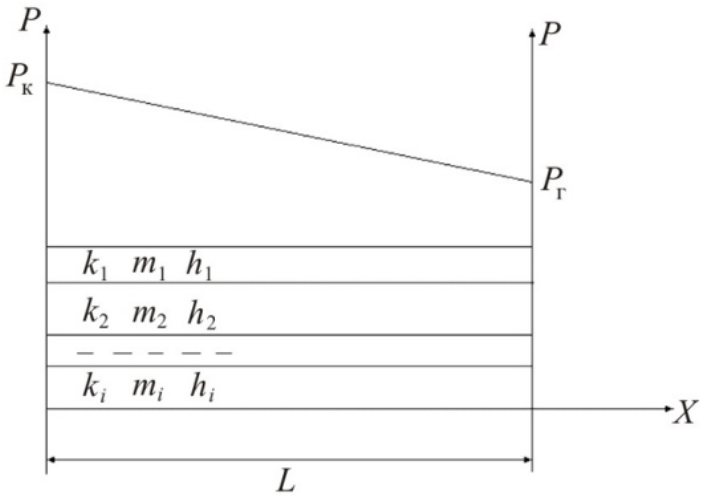


Рис. 2.41. Вертикальное сечение и линия распределения давления в условиях одномерного потока в слоисто-неоднородном пласте (линия $P_к - P_г$)

Градиент давления равны:

$$grad\,P=-\frac{P_K-P_Г}{L_K}=const$$

Скорости фильтрации по пропласткам:

$$V_1=-\frac{K_1}{\mu}gradP_1=\frac{K_1}{\mu}\cdot\frac{P_K-P_Г}{L_K}$$

$$V_2=-\frac{K_2}{\mu}gradP_2=\frac{K_2}{\mu}\cdot\frac{P_K-P_Г}{L_K}$$

Дебит:

$$Q_1=V_1\cdot F_1=\frac{K_1}{\mu}\cdot\frac{P_K-P_Г}{L_K}Bh_1$$
$$Q_2=V_2\cdot F_2=\frac{K_2}{\mu}\cdot\frac{P_K-P_Г}{L_K}Bh_2$$

$$Q=Q_1+Q_2=\frac{B(P_K-P_Г)}{\mu L_K}(K_1h_1+K_2h_2)$$

$$Q=\sum_{i=1}^{n}Q_i=\sum_{i=1}^{n}k_ih_i\frac{a\cdot\left(P_к-P_г\right)}{\mu\cdot L}.$$

сумма дебитов в отдельных пропластках

При плоскорадиальном движении жидкости:

$$P=P_к-\frac{P_к-P_г}{\ln\frac{r_к}{r_c}}\cdot\ln\frac{r_к}{r}.$$

Дебит потока:

$$Q=\sum_{i=1}^{n}Q_i=\sum_{i=1}^{n}k_ih_i\cdot\frac{2\pi}{\mu}\frac{\left(P_к-P_г\right)}{\ln\frac{r_к}{r_c}}.$$

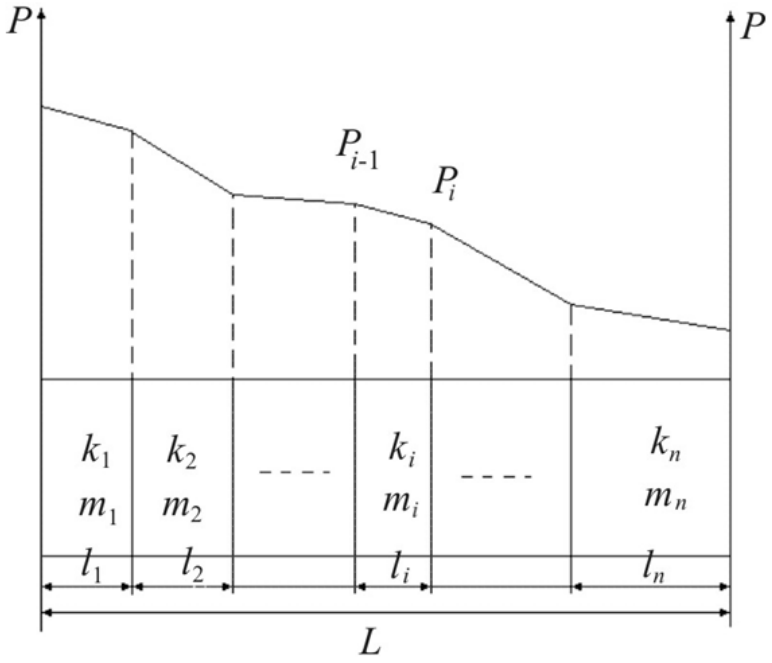
29. Движение жидкости в зонально-неоднородных коллекторах

распределение давления в каждой зоне линейное и определяется выражением:

$$P_i\left(x\right)=P_{i-1}-\frac{P_{i-1}-P_i}{l_i}x,\quad \text{где}\ \ 0\le x\le 1,$$

$$P_1(x)=P_K-\frac{P_K-P'}{l_1}\cdot x \quad 0\le x\le l_1$$

$$P_2(x)=P'-\frac{P'-P_\Gamma}{l_2}\cdot x \quad 0\le x\le l_2$$



'ис. 2.43. Вертикальное сечение и линия распределения давления в условиях одномерного потока в зонально-неоднородном пласте

Расход жидкости в потоке:

$$Q=\frac{a\cdot h}{\mu}\cdot\frac{P_к-P_г}{\sum_{i=1}^{n}\frac{l_i}{k_i}}.$$

Градиент давления:

Градиенты давления в каждой зоне постоянны, но не равны между собой, поскольку:

$$gradP_1=-\frac{P_K-P'}{l_1} \quad (5.13)$$

$$gradP_2=-\frac{P'-P_\Gamma}{l_2} \quad (5.14)$$

Скорость фильтрации:

Скорости фильтрации по пропласткам:

$$V_1 = -\frac{K_1}{\mu} gradP_1 = \frac{K_1}{\mu} \cdot \frac{P_K - P'}{l_1}$$

$$V_2 = -\frac{K_2}{\mu} gradP_2 = \frac{K_2}{\mu} \cdot \frac{P' - P_Г}{l_2}$$

Дебит потока одинаков:

$Q=V_1F_1=V_2F_2$. Это означает, что $V_1=V_2$, т.к.

$F_1=F_2=Bh$.

$$Q = \frac{2\pi h}{\mu} \cdot \frac{P_к - P_г}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{k_i} \cdot \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}.$$