Тема: Разобщение пластов. Крепление скважин. Цели крепления и способы разобщения пластов. Выбор конструкции скважины. Построение графика совмещенных давлений.

Определение .

Под **заканчиванием** скважин понимают комплекс технологических процессов от момента вскрытия продуктивного пласта бурением до момента его освоения и испытания как промышленного объекта

В комплекс технологических процессов заканчивания скважин входит :

- **Вскрытие** продуктивного пласта(ов) бурением (иначе этот процесс называют первичным вскрытием продуктивного пласта);
- **Испытание** продуктивного пласта(ов) в период бурения;
- **Крепление** ствола скважины и **разобщение пластов** обсадными трубами, тампонажными материалами и специальным внутрискважинным оборудованием;
- **Вторичное вскрытие** продуктивных пластов перфорацией;
- **Установка фильтра** между продуктивными пластами и скважиной (при необходимости);
- **Вызов притока флюида** из пластов;
- **Работы по интенсификации притока** флюида из пластов (при необходимости).

Качество заканчивания скважин

Качество заканчивания скважин может быть оценено по результатам проведения испытаний пласта как эксплуатационного объекта, на финальной стадии заканчивания.

Реальная скважина оценивается по степени её **несовершенства** по сравнению с гидродинамически совершенной скважиной.

Существует несколько **видов несовершенств** скважины:

- скважина несовершенная по степени вскрытия;
- скважина, несовершенная по характеру вскрытия;
- скважина несовершенная по качеству вскрытия.

- Скважина несовершенная по **степени** вскрытия вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину.

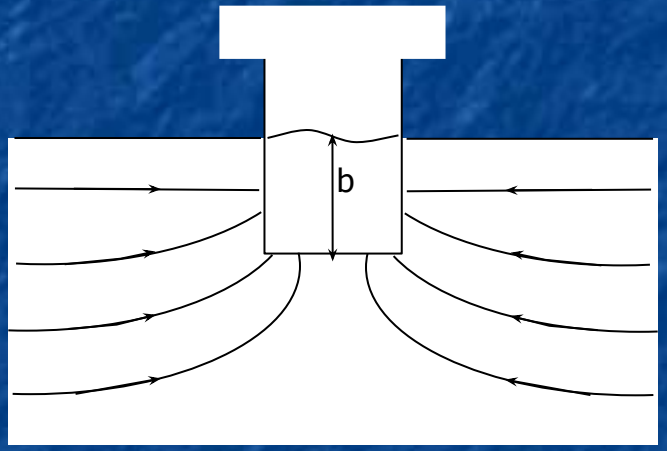


Схема притока в скважину несовершенную по степени вскрытия

- Степень совершенства по степени вскрытия оценивается отношением толщины вскрытой части пласта к его мощности $\delta 1 = b/h$, где b - толщина вскрытой части пласта, h - мощность пласта.

- Скважина считается **несовершенная по характеру вскрытия**, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы.

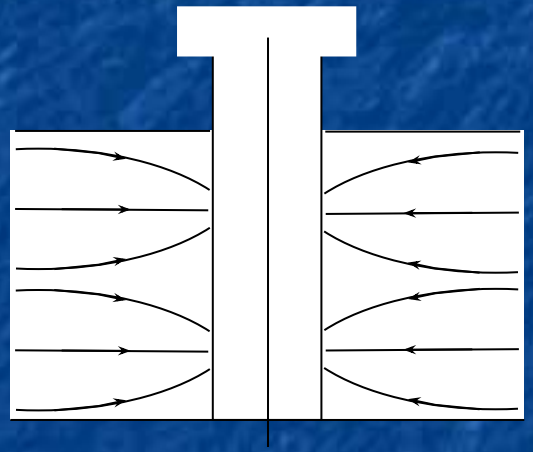


Схема притока в скважину, несовершенную по характеру вскрытия

- Степень совершенства по характеру вскрытия оценивается отношением

$$\delta_2 = \Sigma S_{перф} / S_{скв},$$

- где $\Sigma S_{перф}$ – суммарная площадь перфорационных отверстий, а $S_{скв}$ - площадь стенки скважины в интервале продуктивного пласта.

Скважина, у которой проницаемость коллектора в ПЗП снижена по сравнению с естественной проницаемостью пласта, называется **несовершенная по качеству вскрытия**

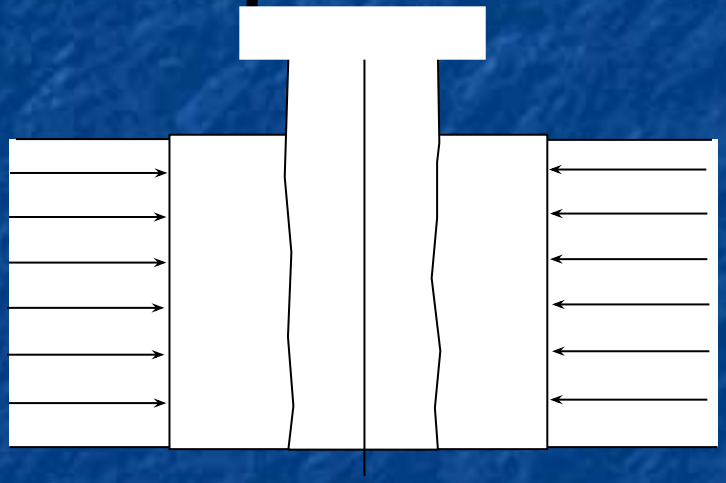


Схема притока в скважину, несовершенную по качеству вскрытия

Степень совершенства **по качеству** вскрытия оценивается отношением средней проницаемости пласта в призабойной зоне $k_{пзп}$, к проницаемости пласта $k_{пл}$ $\delta_з = k_{пзп} / k_{пл}$

Скважина совершенная по степени, характеру и качеству вскрытия называется **гидродинамически совершенной скважиной.**

Дебит гидродинамически совершенной скважины Qс в $м^3$/сек может быть рассчитан по формуле Дюпюи:

$$Q_с = 2 \pi k_{пл} h (P_{пл} – P_з)/(\mu \ln(R_{пзп} / R_с)$$

где – $k_{пл}$ – проницаемость пласта в $м^2$,

- h – мощность пласта в м,
- $P_{пл}$ – пластовое давление в МПа,
- $P_з$ – забойное давление в МПа,
- μ - вязкость пластового флюида в (МПа*с),
- $R_{пзп}$ – радиус **п**ризабойной **з**оны **п**ласта в м,
- $R_с$ – радиус скважины в м.

Формула Дюпюи для реальной скважины отличатся от формулы Дюпюи для гидродинамически совершенной скважины (1) тем, что в ней вводятся параметры, *C1, C2, C3* характеризующие несовершенную скважину, которые рассчитываются через степень совершенства скважины по формулам:

$$C_1 = \frac{1}{\delta_1} - 1 = \frac{h}{b} - 1; \quad C_2 = \frac{1}{\delta_2} - 1 = \frac{S_{скв}}{\Sigma S_{перф}} - 1; \quad C_3 = \frac{1}{\delta_3} - 1 = \frac{k_{пл}}{k_{пзп}} - 1.$$

$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h\left(P_{пл} - P_c\right)}{\mu\left(\ln\frac{R_{пзп}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3\right)}.$$

$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h\left(P_{пл} - P_c\right)}{\mu \ln\frac{R_{пзп}}{R_{пр}}}.$$

- Для расчета притока пластового флюида к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса.
- ***Приведенным радиусом*** $R_{пр}$ называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту гидродинамически несовершенной скважины.

- Для оценки качества заканчивания скважины можно использовать ***коэффициент гидродинамического совершенства*** φ, под которым понимают отношение дебита реальной скважины Q_p к дебиту Q_c этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость в ПЗП).
- Из этого определения и формул (1), (2), (3) можно записать:

$$\varphi = \frac{Q_p}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_{пзп}}{R_c}}{\ln \frac{R_{пзп}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3} = \frac{\ln \frac{R_{пзп}}{R_c}}{\ln \frac{R_{пзп}}{R_{пр}}}.$$

- За рубежом для оценки степени совершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта применяют такой **показатель загрязнения продуктивного пласта как скин-эффект $S_к$:**

$$S_к = \ln \frac{R_з}{R_с} \cdot \left(\frac{k_{пл}}{k_з} - 1 \right),$$

- Где: $R_з$ –радиус загрязнённой зоны пласта;
- $R_с$ – радиус скважины.

- Если $S_к > 0$, то это означает, что проницаемость вскрытой части пласта уменьшилась, если $S_к = 0$, то проницаемость ПЗП осталась неизменной. Если $S_к < 0$, то проницаемость ПЗП стала выше проницаемости пласта.

В процессах заканчивания важную роль играют свойства пластовых флюидов и нефтегазовых коллекторов

Основные свойства пластовых флюидов

- Пластовые флюиды подразделяются на жидкие и газообразные в пластовых условиях.
- Жидкие флюиды: нефть и пластовые воды.
- Газообразные флюиды: природный газ, газовый конденсат.
- Нефть и газовый конденсат, природный газ - это смесь, различных углеводородов с примесью не углеводородных соединений.

Основные свойства пластовых флюидов

- **Углеводородные соединения нефти, газового конденсата, природного газа:**
- 1. Метановые или парафиновые углеводороды (C_nH_{2n+2});
- 2. Нафтеновые
- - моноциклические (C_nH_{2n})
- - полициклические (C_nH_{2n-2}, C_nH_{2n-4});
- 3. Ароматические углеводороды
- - моноарены (C_nH_{2n-6})
- - полиарены (C_nH_{2n-12}, C_nH_{2n-18}, C_nH_{2n-24}).

Основные свойства пластовых флюидов

Нефти по преимущественному содержанию тех или иных углеводородов подразделяются на следующие группы:

- **метановые,**
- **метано-нафтеновые,**
- **нафтеновые,**
- **метано-нафтено-ароматические**
- **нафтено-ароматические.**

Различают также другие классификации нефтей:

- **по содержанию твердых парафинов –**
  - **малопарафинистые (до 1,5%),**
  - **парафинистые (от 1,5 до 6%) и**
  - **высокопарафинистые (более 6%);**
- **по содержанию серы –**
  - **малосернистые (до 0,5%),**
  - **сернистые (0,5-2%) и**
  - **высокосернистые (более 2%);**
- **по консистенции –**
  - **легкоподвижные,**
  - **текучие,**
  - **высоковязкие,**
  - **почти не текучие, застывающие при нормальных условиях.**
- **по содержанию смолистых веществ –**
  - **слабосмолистые (до 8%),**
  - **смолистые (8-28%) и**
  - **сильносмолистые (более 28%).**

Вязкость нефти (газа) оценивается параметром, называемым ***динамической (абсолютной) вязкостью.***

Она определяется из уравнения Ньютона:

$$dF / dA = \mu \cdot dV / dZ,$$

где dA - площадь перемещающихся параллельных слоев нефти (газа);
dF - сила, необходимая для поддержания разницы скоростей слоев dV;
dZ - расстояние между слоями;
μ - динамическая (абсолютная) вязкость. [Па·с] [МПа·с]

Основные свойства пластовых флюидов

Часть легких углеводородов нефти по мере ее подъема к устью скважины при освоении или ГНВП переходит в газообразное состояние за счет уменьшения давления, образуя так называемый ***попутный (нефтяной) газ.*** Попутный газ сильно снижает вязкость нефти.

- ***Давление насыщения попутного газа*** - это давление, при котором все его компоненты перейдут жидкое состояние. Этот параметр учитывается при определении уровня нефти в скважине при закрытом устье и максимального давления на устье.
- ***Относительная плотность газа по воздуху*** равна отношению плотности попутного газа к плотности воздуха, которые измеряются при стандартных условиях (P=1атм, T=20°C). Содержание растворенного газа в нефти оценивается газовым фактором.
- ***Газовый фактор нефти*** - это объем газа выделившейся из 1м3 пластовой нефти при ее разгазировании.

Основные свойства пластовых флюидов

- **Газовые конденсаты** в пластовых условиях являются растворами легких жидких углеводородов в несжижаемой газовой фазе (метане). Поэтому плотность газового конденсата в пластовых условиях может приближаться к плотности легких углеводородных жидкостей.
- При снижении давления до атмосферного, такой газовый раствор распадается на газ и легкую углеводородную жидкость - **конденсат**.
- Химический состав газовых конденсатов аналогичен составу нефти, но с преобладанием легких углеводородов и, кроме того, в газовых конденсатах отсутствуют смолистые вещества.

Основные свойства пластовых флюидов

- **Природный газ** - это смесь наиболее легких газообразных метановых углеводородов - метана (CH_4), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}) и др. Характерен для чисто газовых месторождений. К природным газам относят иногда попутный газ нефтяных месторождений и газовые конденсаты.
- Основной составляющей частью природного газа является **метан**, содержание которого в большинстве случаев превышает 80-90% и иногда достигает 97-99%. Природные газы в 1м3 в которых содержится более 100г тяжелых углеводородных газов (этан, пропан, бутан и др.) называют «богатыми» или «жирными», а менее 100г – «сухими».
- Природные газы имеют минимальную вязкость и плотность. В расчетах, выполняемых при проектировании заканчивания скважин, используют обычно относительную плотность газа по воздуху (минимальная 0,7).

Основные свойства пластовых флюидов

- **Вода** в горных породах может пребывать в связанном и свободном состояниях.
- *Связанная пластовая вода* - капиллярная, адсорбционная, пленочная. Связанная вода существенно влияет на характер движения жидкости в пластах.
- *Свободную пластовую воду* по размещению относительно нефтегазаносных горизонтов называют :
  - верхней, если она насыщает пласт, расположенный выше продуктивного;
  - нижней, если она насыщает пласт, расположенный ниже продуктивного;
  - подошвенной, если вода заполняет пласт коллектор под залежью нефти или газа;
  - промежуточной, если она насыщает пропласток в продуктивном пласте.
- Пластовые воды содержат растворенные газы, преимущественно природный газ, азот и углекислый газ. В зависимости от общей минерализации ионного состава и содержания растворенных газов меняется плотность пластовых вод, которая для нефтегазовых месторождения может доходить до 1,2 г/см3. Плотность пластовых вод используется в расчетах наружных давлений, действующих на обсадные колонны.

Типы нефтегазовых коллекторов

- Преобладающая часть нефтяных и газовых месторождений размещается в коллекторах **трех** типов:
- гранулярных (или поровых),
- трещинных,
- коллекторах смешанного строения.

Гранулярные (или поровые) коллекторы

- ***К гранулярному (или поровому) типу*** относятся коллекторы, сложенные преимущественно песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых стоит из межзерновых пустот. *Коллекторы этого типа подразделяются по размеру зерен, слагающих породу:*
- мелкозернистые – размер частиц 0,1-0,25мм;
- среднезернистые – размер частиц 0,25-0,5мм;
- крупнозернистые – размер частиц 0,5-1,0мм.

Трещинные коллекторы

- В число ***трещинных коллекторов***, представленных в основном карбонатными породами и сланцами, пространство, заполненное нефтью или (и) газом складывается из системы открытых трещин.
- При этом участки коллектора, залегающие между трещинами, представляют собой плотные малопроницаемые блоки породы, открытое поровое пространство которых мало и практически не участвуют в накоплении и миграции нефти газа.

Коллекторы смешанного типа

На практике чаще встречаются ***коллекторы смешанного типа***, пространство которых сложено как системой открытых трещин, так и поровым пространством блоков.

Этот тип коллектора подразделяется на:

- порово-трещинный, у которого объем открытого порового пространства больше объема системы открытых трещин;
- трещинно-поровый, у которого объем системы открытых трещин больше, чем объем открытого порового пространства;
- трещинно-кавернозный, у которого объем открытого пространства складывается из объема системы трещин и объема открытых каверн;
- трещинно-карстовые, у которого на ряду с открытым пространством системы трещин имеются карстовые пустоты.

Свойства нефтегазовых коллекторов

- **Пористость**

Под пористостью породы понимается наличие пор между слагающими ее частицами.

Различают:

- - ***абсолютную пористость*** m_a – отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в породе к объему породы V : $m_a = V_{пор} / V$
- - ***открытую пористость*** m_o – отношение объема открытых пор породы $V_{отк.пор}$ к объему породы V: $m_o = V_{отк.пор} / V$
- В связи с таким влиянием размеров открытых пор на проницаемость коллекторов ввели понятие ***эффективной пористости*** $m_{эфф}$. Эта пористость равна отношению проницаемой части открытых пор объекта $V_{прон}$. к общему объему пор V

$$m_{эфф} = \frac{V_{прон}}{V}.$$

- Открытая пористость определяет емкостные и фильтрационные свойства коллекторов нефти и газа, однако на эти свойства влияет не только объем открытых пор, но и размеры поровых каналов, которые определяют капиллярные свойства породы коллектора.
- По этому параметру поровые каналы подразделяются на 3-и группы:
  - 1. Субкапиллярные – меньше 0,0002мм;
  - 2. Капиллярные – от 0,5 до 0,0002мм;
  - 3. Сверхкапиллярные – более 0,5мм.
- Породы с субкапиллярными поровыми каналами за счет капиллярных сил удерживают пластовые флюиды, которые в силу этого не могут перемещаться даже при больших перепадах давлений. Это имеет место в глинах, глинистых сланцах, которые в силу этого не могут сформировать открытые гранулярные коллекторы нефти и газа.

Свойства нефтегазовых коллекторов

- Фильтрационные характеристики пород коллекторов нефти и газа характеризуются таким важным параметром, как **проницаемость**.
- Для оценки проницаемости горных пород поровых коллекторов обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, который гласит, что линейная скорость фильтрации жидкости в пористой среде *V* пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости.

$$V = \frac{Q}{F} = k\frac{1}{\mu}\cdot\frac{\Delta P}{\Delta h}.$$

- *Q* - объемный расход жидкости;
- *F* - площадь фильтрации;
- *μ* - динамическая вязкость жидкости;
- *ΔP* - перепад давления на толщине *Δh.*
- Коэффициент пропорциональности в этом уравнении *k* называется ***проницаемостью*** и может быть выражен

$$k = \frac{Q\cdot\mu\cdot\Delta h}{\Delta P\cdot F}.$$

Свойства нефтегазовых коллекторов

- Для трещинных коллекторов вводится понятие ***трещинной пористости и проницаемости.***
- Трещинная пористость одной системы параллельных трещин в породе коллектора *mT* определяется как отношение средней раскрытости трещины системы $b_{ср}$ к среднему расстоянию между трещинами $h_{ср}$.

$$mT = \frac{b_{ср}}{h_{ср}}.$$

- Для трещинного коллектора выражение для **проницаемости *kT*** через поверхность фильтрации перпендикулярной системе трещин записывается в виде:

$$kT = \frac{b^2 \cdot mT}{12}$$

- Где: *b* – среднее раскрытие трещин.

Свойства нефтегазовых коллекторов

- Следующая группа параметров характеризующих свойства коллекторов и влияющих на процессы заканчивания скважин – это пластовое давление, горное давление и давление гидроразрыва.
- В связи с тем, что эти давления растут с глубиной их дают в виде градиентов.
- **Пластовое давление** – давление пластового флюида в открытых порах. **Нормальное пластовое давление** равно гидростатическому давлению воды плотностью *1 г/см^3.* Этому давлению соответствуют градиенты давления *0,01 МПа/м.*
- Если градиент давления *≤0,008 МПа/м* – **аномально низкое давление**.
- Если градиент давления *≥0,011 МПа/м*, то **аномально высокое давление**.
- **Горное (или геостатическое) давление** – это давление вышележащих горных пород.
-
- $\rho_{гп}$ рассчитывается как средневзвешенная, либо принимается нормативная величина $\rho_{гп}$=2,4 г/см^3.

$$P_m = \rho_{гп} \cdot q \cdot H,$$

- **Давление гидроразрыва** – это давление пластового флюида или пластовое давление, при котором происходит разрыв пород. Давление гидроразрыва всегда меньше горного давления, т.к. с одной стороны прочность на разрыв всегда меньше, чем прочность на сжатие, а с другой стороны пластовый флюид облегчает образование трещин в породе, особенно это относится к пластовой воде.
- Для давления гидроразрыва, в исключительных случаях, при отсутствии промысловых данных можно использовать эмпирическую зависимость

- [H] – м, [$P_{пл}$, $P_{гр}$] – МПа.

$$P_{гр} = 0{,}0083H + 0{,}66P_{пл},$$

Свойства нефтегазовых коллекторов

- **Механические свойства пород коллектора влияющие на процессы заканчивания скважин**
- Для порового коллектора – прочность на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$.
- Нагрузка $\sigma_{расч}$, возникающая в условиях депрессии на пласт должна быть меньше прочности породы на одноосное сжатие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{сж}$;

$$\sigma_{расч} = 2\left[S\left(P_{горн} - P_{пл}\right) + \Delta P_{депр}\right],$$

- где $\Delta P_{депр}$ – максимальная депрессия при освоении и эксплуатации пласта;
- S – коэффициент бокового распора $S = \nu/(1-\nu)$,

ν – коэффициент Пуассона.

- Для трещинных коллекторов основным механическим параметром влияющим на процессы заканчивания являются не разрушающая нагрузка, а **модуль упругости трещиноватых пород *E*,** т.к. для таких коллекторов опасность представляет закрытие трещин при большой депрессии на пласт со стороны скважины. Здесь важно, чтобы расчетное значение $E_{расч}$ было меньше фактического E $E_{расч} < E$;

$$E_{расч} = \frac{4\Delta P_{депр} \cdot L_{ср} \cdot \left(1-\nu^2\right)}{b_{ср}},$$

- где $L_{ср}$ – средняя длина трещин, $b_{ср}$ – среднее раскрытие трещин.

Свойства нефтегазовых коллекторов

Следующее свойство коллектора, которое необходимо учитывать при выборе способа заканчивания скважины – это его **неоднородность**.

Коллектор может быть **неоднородным** по следующим **параметрам**:

- а) литологически – разные породы, несколько продуктивных горизонтов (многопластовая залежь).
- б) по проницаемости – разный *k* и *kT*. **Пласт считается высокопроницаемым если *k>0,1* или *kT>0,01мкм2*.**
- в) по величине градиентов пластового давления, разные градиенты $P_{пл}$.
- г) по типу флюида (нефть и газ, или нефть, газ, и вода, или нефть и вода, или газ и вода).

Однородным называется пласт :

- литологически однородный,
- однородный по проницаемости,

k, kT не должен выходить за границы следующих шести классов:

k, kT мкм2…>1,0; 1,0÷0,5; 0,5÷0,1; 0,1÷0,05; 0,05÷0,01; 0,01÷0,001,

- однородный по величине градиента $P_{пл}$ (не меняется в пределах коллектора) и
- имеется один тип флюида.

Если хотя бы по одному из перечисленных показателей пласт неоднородный, то он называется **неоднородным**.

Выбор и обоснование конструкции скважины в интервале продуктивного пласта

- Под конструкцией скважины в интервале продуктивного пласта (конструкция эксплуатационного забоя) подразумевают совокупность элементов системы скважина – крепь в интервале продуктивного пласта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение проницаемых пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта должна

- обеспечивать наилучшие условия дренирования продуктивного пласта;
- обеспечивать длительную безводную добычу;
- изолировать продуктивный пласт от близлежащих проницаемых горизонтов;
- защищать продуктивный пласт от вредного влияния тампонажного раствора при цементировании или снижать это влияние.

Выбор и обоснование конструкции скважины в интервале продуктивного пласта.

В основу выбора конструкции скважины положены четыре основных разновидности объекта эксплуатации:

1. Коллектор однородный, устойчивый и неустойчивый. Близко расположенных водонапорных и газоносных горизонтов нет. Подошвенные воды отсутствуют.
2. Коллектор однородный, устойчивый и неустойчивый. В кровле пласта — газовая шапка или близко расположенные напорные объекты.
3. Коллектор неоднородный.
4. Коллектор поровый слабосцементированный, низкопрочный, большой пористости и проницаемости, с нормальным или аномально низким пластовым давлением. При его эксплуатации имеет место разрушение пласта и вынос песка из скважины.

Рекомендуемые конструкции

Для 1-го типа коллектора характерны конструкции открытого типа,

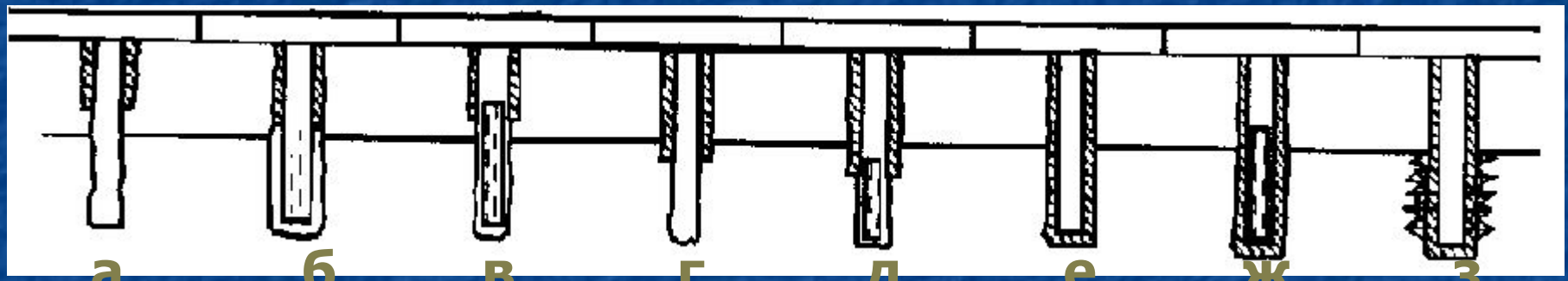
для 2-го - конструкции смешанного типа,

для 3-го - конструкции закрытого забоя,

для 4-го - конструкции забоев для предупреждения выноса песка.

Выбор и обоснование конструкции скважины в интервале продуктивного пласта

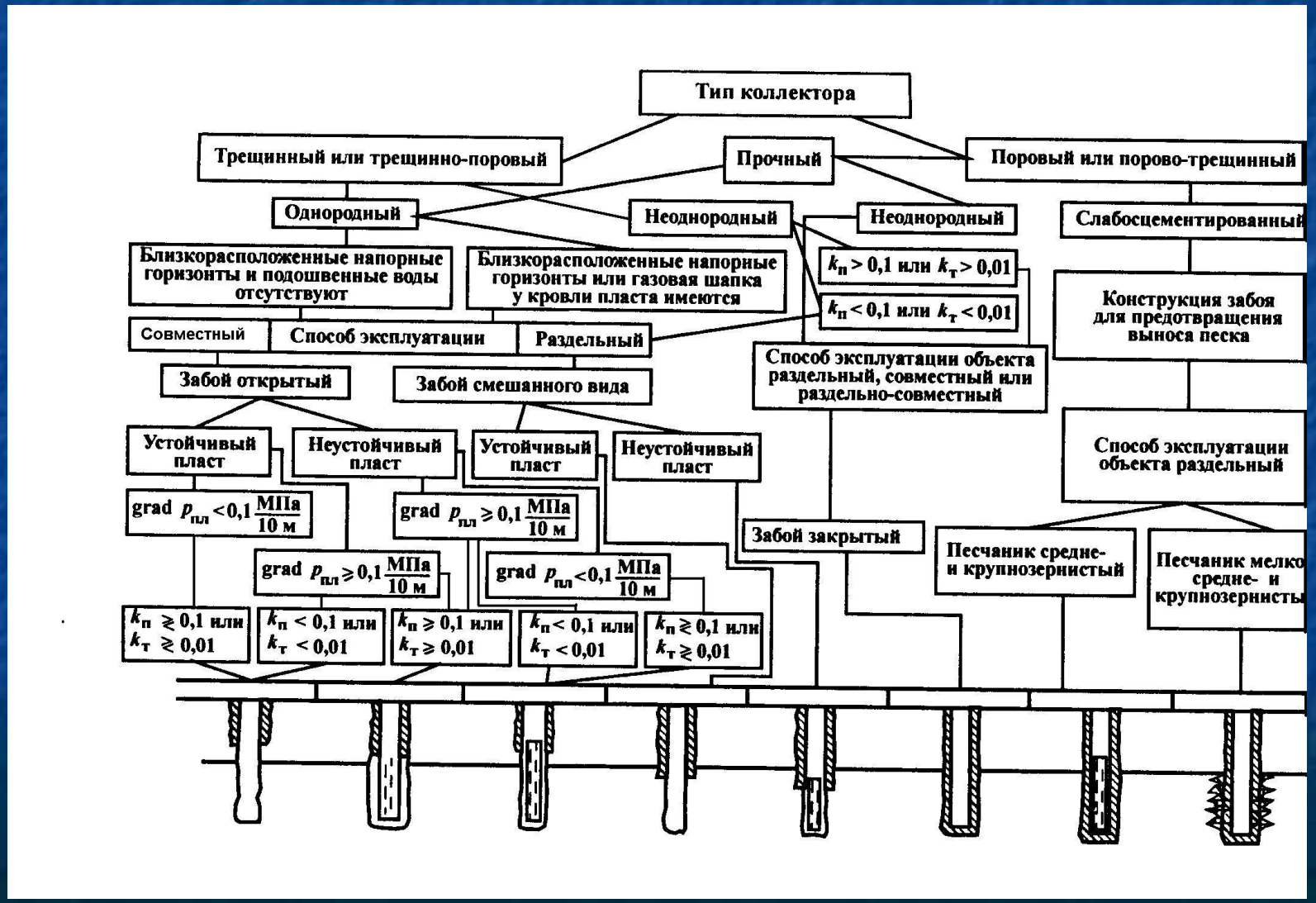
- Разновидности эксплуатационных забоев



а, б, в – открытый (нецементируемый) забой;
г, д – забой смешанного типа;
е – закрытый забой;
ж, з – забой для предупреждения выноса песка из коллектора

Выбор и обоснование конструкции скважины в интервале продуктивного пласта

- Принципы выбора конструкции скважины в интервале продуктивного пласта могут быть сведены в нижеследующую схему



СПОСОБЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Под способом заканчивания скважин понимают совокупность двух факторов:

1. Состояние ствола скважины при вскрытии продуктивного горизонта (обсажен ствол или необсажен).
2. Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта

Заканчивание при открытом (необсаженном) вышележащем интервале скважины

При этом способе вариант с цементированием интервала продуктивного пласта

При этом способе скважина пробуривается на 40-50 метров ниже подошвы продуктивного горизонта, далее спускается обсадная колонна, затрубное пространство цементируется, производится перфорация.

Этот способ можно применять при нормальном и аномально высоком пластовом давлении в неоднородном коллекторе.

ПЛЮСЫ:

- Простота конструкции скважины
- Простота способа цементирования
- Возможность селективного (раздельного) опробования продуктивных горизонтов

МИНУСЫ:

- Затруднён выбор типа промывочной жидкости;
- Наибольшая степень загрязнённости (отрицательное действие на продуктивные горизонты).

Заканчивание при открытом (необсаженном) вышележащем интервале скважины:

При этом способе вариант с нецементируемым продуктивным пластом

- скважина бурится до подошвы продуктивного горизонта;
- в скважину опускается колонна обсадных труб, перфорированная в интервале продуктивного горизонта;
- цементирование затрубного пространства производится в интервале выше продуктивного горизонта
- **Применяется при нормальном и аномально высоких пластовых давления и при высокой проницаемости коллектора**

ПЛЮСЫ:

- Исключается загрязнение за счёт действия цементного раствора.

МИНУСЫ:

- Усложняется схема цементирования;
- Возможно только для однородной однопластовой залежи

Заканчивание при закрытом (обсаженном) вышележащем интервале скважины

При данном способе заканчивания вариант с открытым интервалом продуктивного пласта

- скважина бурится до кровли продуктивного горизонта;
- в скважину спускается колонна обсадных труб;
- заколонное пространство цементируется;
- вскрытие продуктивного горизонта производится долотом меньшего диаметра;
- ствол скважины открыт в интервале продуктивного горизонта.

Применяется при устойчивом однородном коллекторе

ПЛЮСЫ:

- Минимальная степень загрязнённости

МИНУСЫ:

- Ограниченная область применения:

а) ствол скважины в интервале продуктивного горизонта должен быть устойчивым;

б) коллектор должен быть однородным;

Заканчивание при закрытом (обсаженном) вышележащем интервале скважины

При данном способе заканчивания вариант с хвостовиком-фильтром в интервале продуктивного пласта

- скважина бурится до кровли продуктивного горизонта;
- спускается колонна труб;
- цементируется заколонное пространство;
- вскрывается продуктивный горизонт долотом меньшего диаметра;
- спускается хвостовик – фильтр без цементирования.

Применяется при неустойчивом коллекторе

ПЛЮСЫ:

- Минимальная степень загрязнённости

МИНУСЫ:

- Усложняется конструкция;
- При спуске хвостовика любой фильтр даёт снижение притока;
- Ограниченная область применения.

Заканчивание при закрытом (обсаженном) вышележащем интервале скважины

При данном способе заканчивания вариант с цементируемым хвостовиком в открытом интервале продуктивного пласта

- скважина бурится до кровли продуктивного горизонта;
- спускается обсадная колонна, цементируется;
- вскрытие продуктивного горизонта идёт долотом меньшего диаметра при обсаженном вышележащем интервале;
- опускается хвостовик;
- затрубное пространство хвостовика цементируется на всю длину;
- далее идёт перфорация и испытания.

ПЛЮСЫ:

- Загрязняемость меньше, чем в первом способе заканчивания;
- Есть возможность селективного опробования и эксплуатации;
- Можно использовать при неустойчивом коллекторе.

МИНУСЫ:

- Усложняется конструкция скважины;
- Усложняется схема цементирования.

КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

Под конструкцией скважины понимают совокупность:

- Числа колонн;
- Глубины спуска колонн;
- Интервалы затрубного цементирования;
- Диаметры обсадных колонн;
- Диаметры скважин под каждую колонну.
- Согласно методическим указаниям, конструкция скважины должна обеспечить:
- Выбранный способ заканчивания;
- Проходку до проектной глубины;
- Надёжную герметическую связь между объектом и поверхностью;
- Надёжную изоляцию всех горизонтов как друг от друга, так и от поверхности;
- Возможность использования эксплуатационного оборудования;
- Возможность проведения исследовательских и ремонтных работ;
- Надёжную охрану недр;
- Минимальную материалоёмкость и стоимость.

Направление служит для:

- придания направления оси скважины;
- перекрытия верхнего слоя пород и предохранения устья от размыва;
- обвязки циркуляционной системы;

Кондуктор предназначен для:

- разобщения всех водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора;
- закрепления стенок скважин;
- подвески последующих обсадных колонн;
- установки противовыбросового оборудования;
- разделения интервалов, несовместимых по условиям бурения (если таковые имеют место).

Техническая (промежуточная) колонна предназначена для:

- закрепления стенок скважин;
- разобщения всех флюидосодержащих горизонтов;
- ликвидации возможных осложнений (если таковые не ликвидируются другими способами);
- разделения интервалов, несовместимых по условиям бурения (если использование раствора необходимой плотности для бурения интервала вызывает осложнения в вышележащем интервале).

Эксплуатационная колонна служит для:

- закрепления стенок скважин;
- разобщения флюидосодержащих горизонтов;
- транспортировки флюида на поверхность.

Факторы, определяющие конструкцию скважины

1. Геологические (тип полезного ископаемого, глубина залегания, количество продуктивных горизонтов и расстояние между ними (определяет конструкцию эксплуатационного забоя и способ заканчивания), ожидаемый приток, давление пластовое и Г.Р., наличие осложнений в разрезе, состояние геологической изученности).

2. Категория скважины (назначение).

3. Технологические факторы (способ бурения, тип промывочной жидкости, режимы бурения и т.д.)

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1. Связаны с повышенной подвижностью газа, поэтому требуется повышенная герметичность колонны и цементного камня;

2. Связаны с меньшей плотностью газа, поэтому давление на устье будет больше;

3. Не спускается эксплуатационное оборудование;

4. Скорость движения в колонне газа всегда выше, чем нефти;

5. При наличии твёрдых частиц износ колонны всегда выше;

6. Вероятность газопроявлений при бурении всегда выше.

ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

1. Уменьшение числа колонн за счёт усовершенствования технологии;

2. Уменьшение диаметра колонн;

3. Использование двухразмерных колонн;

4. Уменьшение зазоров между стенками скважины и трубой (уменьшается расход цементного материала);

5. Применение труб безмуфтового соединения.

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Обсадные трубы служат для комплектования обсадных колонн при креплении скважин и разобщения проницаемых горизонтов. Производятся в соответствии с ГОСТ 632-80 и разработанными на его основе техническими условиями. Номенклатура труб, разрешённая к производству ГОСТом и техническими условиями называется сортаментом. Сортамент разработан на основе следующих характеристик обсадных труб:

1. Геометрических параметров;
2. Типа соединения;
3. Материала труб.
4. Прочностных характеристик.

Прочностные характеристики

1 – Прочность на смятие наружным давлением или критическое давление $P_{кр}$

2 - Прочность на разрыв внутренним давлением $P_{вн}$. Характеризуется величиной внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

3 – Прочность на разрыв в соединении обсадных труб или страгивающая нагрузка $P_{стр}$.

4 – Прочность на растяжение по телу трубы (на пределе текучести металла) $P_{раст}$.

Маркировка обсадных труб

На каждой трубе на расстоянии 0,4-0,6 м от конца, свободного от муфты выбивают клеймом:

- Условный диаметр, мм
- Порядковый номер в партии
- Группу прочности металла
- Длину резьбы, удл
- Толщину стенки, мм
- Товарный знак завода изготовителя
- Месяц и год выпуск

Маркировка дублируется светлой краской по телу трубы.

РАСЧЁТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В процессе спуска колонны, цементирования, заключительных работ, испытания, освоения обсадные колонны испытывают целую серию нагрузок.

Нагрузки различаются:

- по виду,
- по источнику нагружения.

Нагрузки изменяются:

- по величине,
- по длине колонны,
- по времени.

Основная задача расчёта сводится к:

1. Выбору главных нагрузок;
2. Определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
3. Расчёту величины этих нагрузок;
4. Подбору обсадных труб и оснастки с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам с требуемым запасом.

Расчёт ОК производится в соответствии с действующей инструкцией по расчёту обсадных колонн от 1997 года.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОК

1. Спуск ОК *(в процессе спуска обсадная колонна периодически подвешивается в клиновом захвате для наращивания очередной трубы, проводятся промежуточные промывки заколонного пространства, долив колонны с не заполняющимся обратным клапаном, расхаживание и вращение колонны в местах посадок):*

- осевое растяжение под действием собственного веса, при расхаживании за счёт сил инерции и трения, от внутреннего гидродинамического давления при промывках;
- осевое сжатие (за счёт выталкивающей силы и веса колонны при посадках);
- радиальное смятие (клиновой захват, наружное избыточное давление при незаполненной колонне);
- кручение (при свинчивании труб и вращении колонны);
- радиальное растяжение за счёт внутренних избыточных гидростатических давлений и гидродинамических давлений (при промывках);
- изгиб (за счёт профиля, веса колонны при посадках и за счёт выталкивающей силы).

2. Процесс цементирования *(заключается в закачке в обсадную колонну тампонажной смеси и продавке её в затрубное пространство. При этом обсадная колонна может подвешиваться на талевой системе буровой установки и для повышения качества цементирования расхаживаться):*

- осевое растяжение от собственного веса, от гидродинамических внутренних давлений и от сил инерции и трения при расхаживании;
- осевое сжатие (от действия выталкивающей силы)
- изгиб (за счёт профиля и действия выталкивающей силы);
- радиальное смятие (за счёт наружных избыточных гидростатических и гидродинамических давлений);
- радиальное растяжение (за счёт внутренних избыточных гидростатических и гидродинамических давлений).

3. Заключительные работы *(на этапе заключительных работ по цементированию обсадная колонна подвешивается в колонной головке с последующим контролем качества цементирования проверкой герметичности. Герметичность проверяется двумя способами - опрессовкой и снижением уровня):*

- осевое растяжение (после ОЗЦ колонна натягивается и закрепляется в колонной головке натяжение);
- радиальное растяжение (избыточное внутреннее давление при опрессовке);
- радиальное смятие (наружное избыточное давление при проверке герметичности снижением уровня);

4. Испытание и освоение *(скважина законченная бурением и креплением подлежит испытанию и освоению. При испытании разведочных скважин или освоении добывающих производится перфорация колонны в интервале продуктивного пласта и вызов притока снижением давления в скважине):*

- радиальное смятие (при вызове притока возникает избыточное наружное давление;
- радиальное растяжение (внутреннее избыточное давление после заполнения колонны пластовым флюидом и закрытом устье).

5. Эксплуатация *(в процессе эксплуатации скважины давление пластового флюида постоянно снижается, достигая минимума в конце эксплуатации. Для интенсификации притока в добывающей скважине могут проводиться работы по воздействию на призабойную зону пласта, например гидроразрыв, закачка цементного раствора при ремонтных работах, возможен также перевод добывающей скважины на нагнетательную):*

- радиальное смятие (за счёт избыточного наружного давления при снижении уровня флюида или давления газа в колонне в конце эксплуатации);
- радиальное растяжение (за счёт избыточного внутреннего давления при гидроразрыве пород, переводе скважины в нагнетательную и ремонтных работах).

Анализ всех рассмотренных выше нагрузок, проведённых специалистами с применением теоретических расчётов и в экспериментах, показал, что наиболее опасными для обсадных колонн являются нагрузки от действия статических избыточных наружных и внутренних давлений и осевые растягивающие (страгивающие) нагрузки от собственного веса. На эти виды нагрузок производится расчёт обсадных колонн и выбор труб для них с учётом коэффициентов запаса, которые даны в инструкции по расчёту обсадных колонн. Здесь же, на все эти виды нагрузок, даны критические значения для различных типов труб по ГОСТ 632-80.