

# ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

*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 **разобшение 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

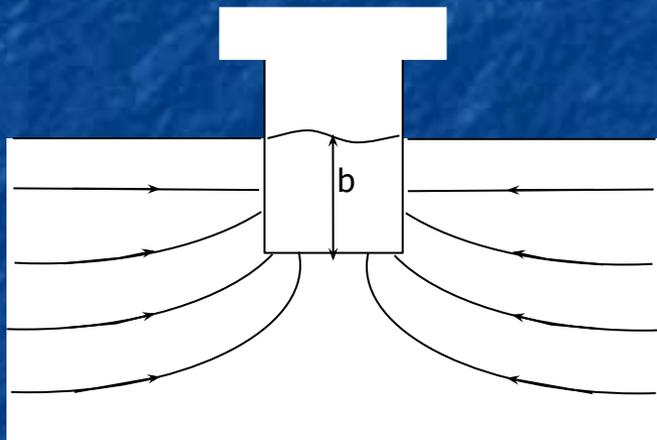
**Качество заканчивания** скважин может быть оценено по результатам проведения испытаний пласта как эксплуатационного объекта, на финальной стадии заканчивания.

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.

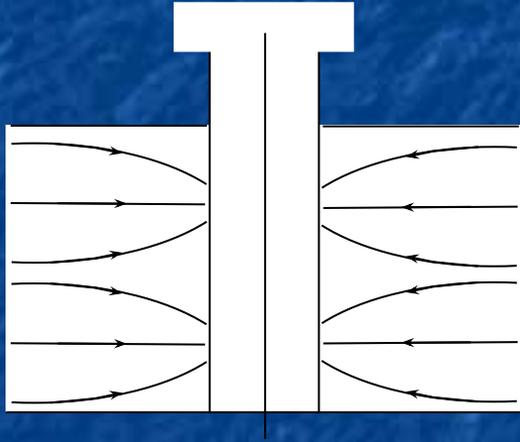
- Скважина несовершенная по **степени** вскрытия вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину.



**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**.



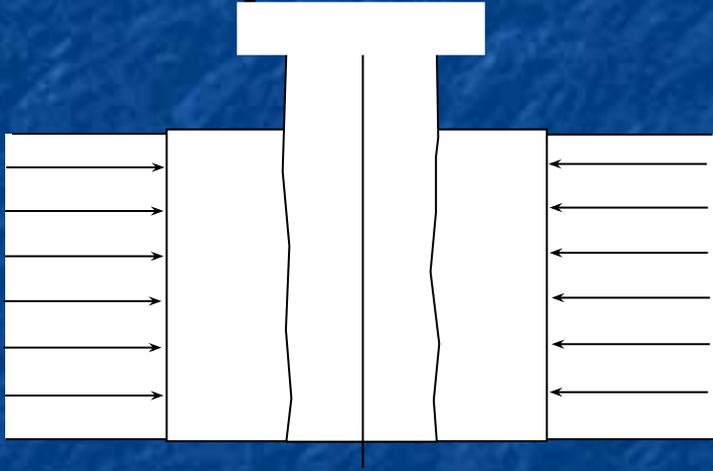
**Схема притока в скважину, несовершенную по характеру вскрытия**

- Степень совершенства по характеру вскрытия оценивается отношением

$$\delta_2 = \Sigma S_{\text{перф}} / S_{\text{СКВ}},$$

- где  $\Sigma S_{\text{перф}}$  – суммарная площадь перфорационных отверстий, а  $S_{\text{СКВ}}$  – 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  $k_{пл}$

$$\delta_3 = k_{пзп} / k_{пл}$$

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

**Дебит** гидродинамически совершенной скважины  $Q_c$  в  $\text{м}^3/\text{сек}$  может быть рассчитан по формуле Дюпюи:

$$Q_c = 2 \pi k_{\text{пл}} h (P_{\text{пл}} - P_z) / (\mu \ln(R_{\text{пзп}} / R_c))$$

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

- $h$  – мощность пласта в м,
- $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление в МПа,
- $P_z$  – забойное давление в МПа,
- $\mu$  – вязкость пластового флюида в  $(\text{МПа} \cdot \text{с})$ ,
- $R_{\text{пзп}}$  – радиус призабойной зоны пласта в м,
- $R_c$  – радиус скважины в м.

Формула Дюпюи для **реальной скважины** отличается от формулы Дюпюи для гидродинамически совершенной скважины (1) тем, что в ней вводятся параметры,  $C_1, C_2, C_3$  характеризующие несовершенную скважину, которые рассчитываются через степень совершенства скважины по формулам:

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

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

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

- Для расчета притока пластового флюида к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса.
- **Приведенным радиусом**  $R_{\text{пр}}$  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**  $\varphi$ , 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:

$$\varphi = \frac{Q_p}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_{nzn}}{R_c}}{\ln \frac{R_{nzn}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3} = \frac{\ln \frac{R_{nzn}}{R_c}}{\ln \frac{R_{nzn}}{R_{np}}}$$

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

$$S_K = \ln \frac{R_3}{R_c} \cdot \left( \frac{k_{пл}}{k_3} - 1 \right),$$

- Где:  $R_3$  – радиус загрязнённой зоны пласта;
- $R_c$  – радиус скважины.
- Если  $S_K > 0$ , то это означает, что проницаемость вскрытой части пласта уменьшилась, если  $S_K = 0$ , то проницаемость ПЗП осталась неизменной. Если  $S_K < 0$ , 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 ( $C_n H_{2n+2}$ );
  - 2. Нафтеновые
    - - моноциклические ( $C_n H_{2n}$ )
    - - полициклические ( $C_n H_{2n-2}$ ,  $C_n H_{2n-4}$ );
  - 3. Ароматические углеводороды
    - - моноарены ( $C_n H_{2n-6}$ )
    - - полиарены ( $C_n H_{2n-12}$ ,  $C_n H_{2n-18}$ ,  $C_n H_{2n-24}$ ).

# 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;

$\mu$  - 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 ( $P=1\text{атм}$ ,  $T=20^\circ\text{C}$ ). Содержание растворенного газа в нефти оценивается газовым фактором.
- **Газовый фактор нефти** - это объем газа выделившейся из  $1\text{м}^3$  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 ( $\text{CH}_4$ ), этана ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропана ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутана ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) 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 1м<sup>3</sup> 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 достигать до 1,2 г/см<sup>3</sup>. 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 состоит 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;
- $\mu$  - динамическая вязкость жидкости;
- $\Delta P$  - перепад давления на толщине  $\Delta h$ .
- 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  $b_{cp}$  к среднему расстоянию между трещинами  $h_{cp}$ .

$$mT = \frac{b_{cp}}{h_{cp}}.$$

- Для трещинного коллектора выражение для **проницаемости**  $kT$  через поверхность фильтрации перпендикулярной системе трещин записываются 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  $1 \text{ г/см}^3$ . Этому давлению соответствуют градиенты давления  $0,01 \text{ МПа/м}$ .

Если градиент давления  $\leq 0,008 \text{ МПа/м}$  – **аномально низкое давление**.

Если градиент давления  $\geq 0,011 \text{ МПа/м}$ , то **аномально высокое давление**.

**Горное (или геостатическое) давление** – это давление вышележащих горных пород.

$\rho_{гп}$  рассчитывается как средневзвешенная, либо принимается нормативная величина  $\rho_{гп} = 2,4 \text{ г/см}^3$ .

$$P_m = \rho_{гп} \cdot q \cdot H,$$

**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  $\sigma_{расч} \leq \sigma_{сж}$ ;

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

- где  $\Delta P_{депр}$  – максимальная депрессия при освоении и эксплуатации пласта;

- $S$  – коэффициент бокового распора  $S = \nu / (1 - \nu)$ ,

$\nu$  – 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  $E$   $E_{расч} < E$ ;

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

- 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  $kT > 0,01 \text{ мкм}^2$ .**
- 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:  
 $k, kT$  мкм<sup>2</sup>... >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:

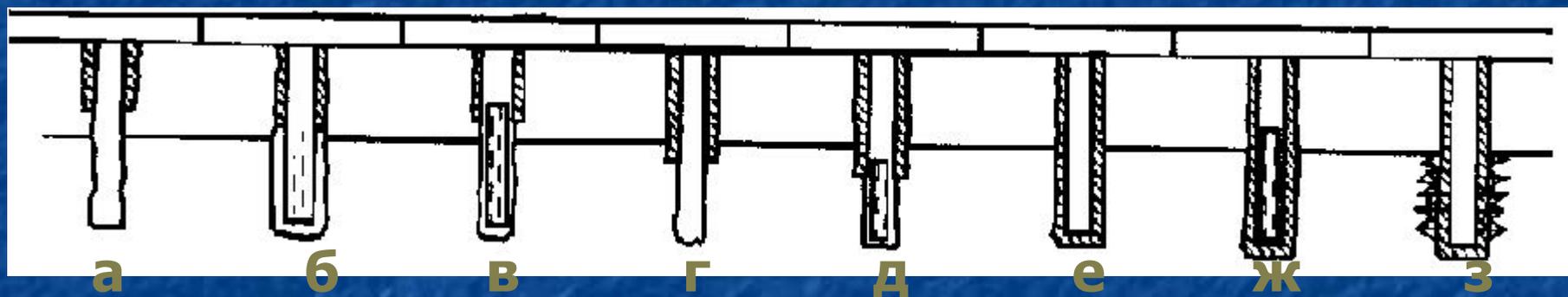
1. Коллектор однородный, устойчивый и неустойчивый. Близко расположенных водонапорных и газоносных горизонтов нет. Подошвенные воды отсутствуют.
2. Коллектор однородный, устойчивый и неустойчивый. В кровле пласта — газовая шапка или близко расположенные напорные объекты.
3. Коллектор неоднородный.
4. 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**



# 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 давлениях 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.

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

## ТИПЫ:

- направление;
- кондуктор;
- техническая колонна;
- эксплуатационная колонна.

При подсчёте числа колонн в конструкции скважины не учитывают направление и кондуктор.

Конструкция скважины, содержащая направление, кондуктор и эксплуатационную колонну называется одноколонной.

## **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 сдвигающая 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 (сжимающие) 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.