

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

ВВЕДЕНИЕ

Определение понятия заканчивания скважин:

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

Что входит в комплекс технологических процессов заканчивания скважин:

- 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.

Качество заканчивания скважин

- Скважина несовершенная по степени вскрытия вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину. Такую скважину можно проиллюстрировать графически

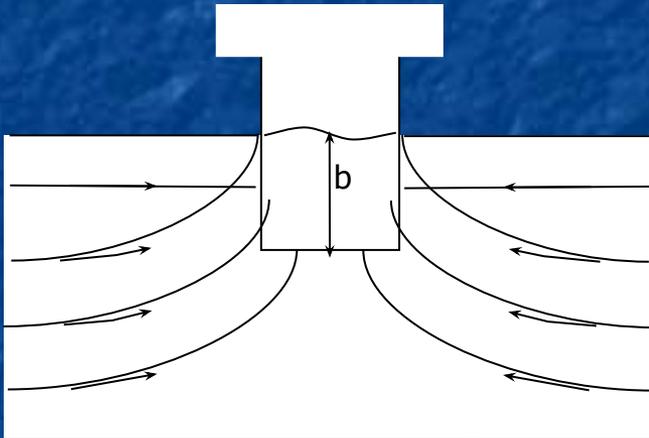


Схема притока в скважину несовершенную по степени вскрытия

- 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.

Качество заканчивания скважин

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

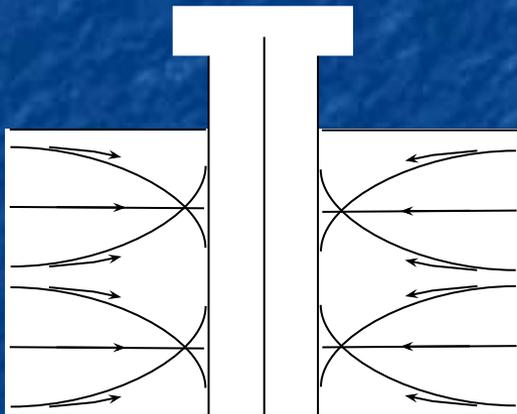


Схема притока в скважину, несовершенную по характеру вскрытия

- Степень совершенства по характеру вскрытия оценивается отношением
- $\delta_2 = \frac{\sum S_{перф}}{S_{СКВ}}$ где $\sum S_{перф}$ – суммарная площадь перфорационных отверстий, а $S_{СКВ}$ – площадь стенки скважины в интервале продуктивного пласта.

Качество заканчивания скважин

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

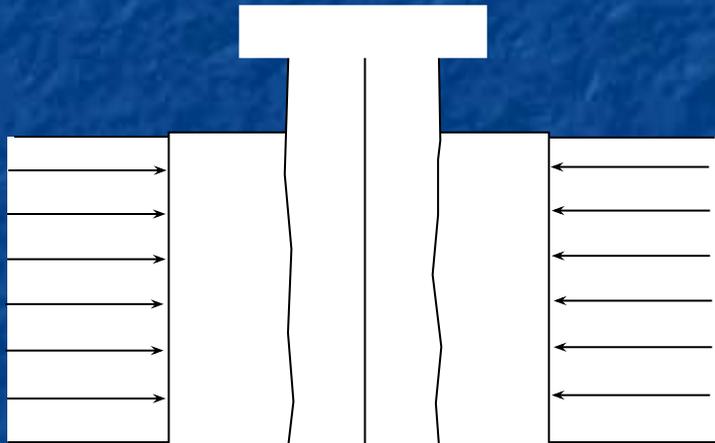


Схема притока в скважину, несовершенную по качеству вскрытия

Степень совершенства по качеству вскрытия оценивается отношением средней проницаемости пласта в призабойной зоне $k_{пзп}$ к проницаемости пласта $k_{пл}$ $\delta_3 = k_{пзп} / k_{пл}$

Качество заканчивания скважин

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

Дебит гидродинамически совершенной скважины Q_c в м³/сек может быть рассчитан по формуле Дюпюи:

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

где – $k_{пл}$ – проницаемость пласта в м²,

■ h – мощность пласта в м,

■ $P_{пл}$ – пластовое давление в МПа,

■ P_z – забойное давление в МПа,

■ μ – вязкость пластового флюида в (МПа*с),

■ $R_{пзп}$ – радиус призабойной зоны пласта в м,

■ R_c – радиус скважины в м.

Качество заканчивания скважин

- 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:

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

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

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

- 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.

Качество заканчивания скважин

- 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:

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

Качество заканчивания скважин

- 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-нафтенно-ароматические и нафтенно-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. 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]

- по содержанию смолистых веществ - слабосмолистые (до 8%), смолистые (8-28%) и сильносмолистые (более 28%).

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 1м^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 (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 достигать 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 и коллекторах смешанного строения.**

- **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.

- 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 и газа.

- 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 наряду 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 : $m_o = V_{отк.пор} / V$
- 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.
- 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

$$m_{эфф} = \frac{V_{прон}}{V}$$

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_{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 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 $0,01 \text{ МПа/м}$.

- 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.

- $P_{гр} = \rho_{гр} \cdot q \cdot H$,
 $\rho_{гр}$ рассчитывается как средневзвешенная, либо принимается нормативная величина $\rho_{гр} = 2,4 \text{ г/см}^3$.

- 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

- $[H] - \text{м}, \quad [P_{пл}, P_{гр}] - \text{МПа.} \quad P_{гр} = 0,0083H + 0,66P_{пл}$

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 $S = \nu / (1 - \nu)$,
- 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 $E_{расч} < E$;

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

- 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: $k, kT \text{ мкм}^2 \dots > 1,0; 1,0 \div 0,5; 0,5 \div 0,1; 0,1 \div 0,05; 0,05 \div 0,01; 0,01 \div 0,001$, однородный по величине - градиент $P_{пл}$ (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.

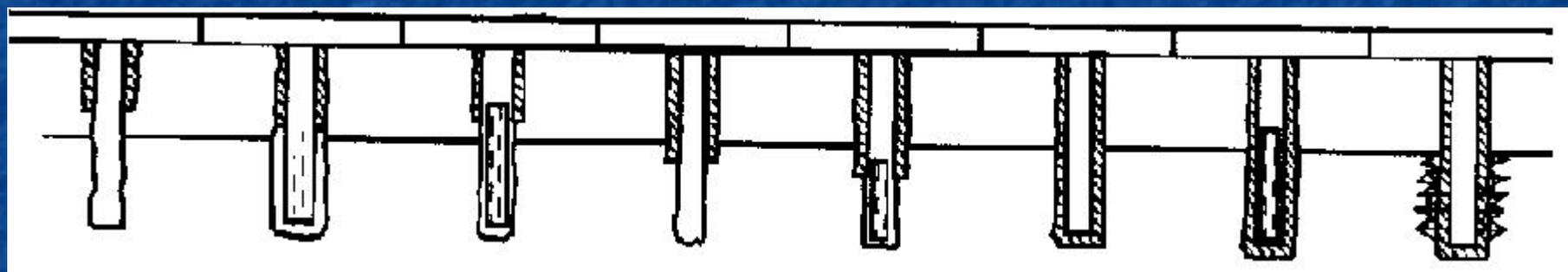
В основу выбора конструкции скважины положены **четыре основных разновидности объекта эксплуатации:**

- Коллектор однородный, прочный. Близко расположенных водонапорных и газоносных горизонтов нет. Подошвенные воды отсутствуют.
- Коллектор однородный, прочный. В кровле пласта — газовая шапка или близко расположенные напорные объекты.
- Коллектор неоднородный.
- Коллектор слабосцементированный, гранулярный, большой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением. При его эксплуатации имеет место разрушение пласта и вынос песка из скважины.

Для первого типа коллектора характерны конструкции открытого типа, для второго - конструкции смешанного типа, для третьего - конструкции закрытого забоя, для четвертого - конструкции забоев для предупреждения выноса песка.

Выбор и обоснование конструкции скважины в интервале продуктивного пласта

- Разновидности эксплуатационных забоев



а б в г д е ж з

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.

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 аномально низких 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 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.)

СОВМЕЩЁННЫЙ ГРАФИК ДАВЛЕНИЙ

Строится для выявления зон несовместимых по условиям бурения и проектирования конструкции скважины.

$$P_{\text{пл}} < P_{\text{БР}} < P_{\text{ГР}}$$

Три вида обозначения давления:

1. Абсолютные [МПа]; Связаны с глубиной.
2. Градиент давления. ГД связан с отдельными интервалами.

$$\Delta P = P/H \quad [\text{МПа/м}];$$

3. Эквиваленты градиентов давлений

$$\text{Э} = \Delta P / \Delta P_{\text{ГС}}$$

где $\Delta P_{\text{ГС}}$ – градиент давления столба воды с $\rho = 1 \text{ г/см}^3$.

$$\Delta P_{\text{ГС}} = P_{\text{ГС}} / H = 0.01 \quad [\text{МПа/м}]$$

$$P_{\text{ГС}} = \rho \cdot g \cdot H$$

$$K_{\text{пл}} = P / P_{\text{ГС}}$$

$K_{\text{пл}}$ – коэффициент аномальности;

- $K_{\text{пл}} \leq 0.8$ (АНПД);
- $K_{\text{пл}} \geq 1.1$ (АВПД).

На графике давления изображается в виде градиентов или эквивалентов градиентов давлений.

$P_{пл}$ – прогнозируются, либо берутся по фактическим данным.

$P_{гр} = 0.0083 H + 0.66 P_{пл}$ [Н] – м, [$P_{пл}$, $P_{гр}$] – МПа (если нет фактических данных)

$P_{БР} \rightarrow$ а) По единым правилам безопасности 2003 года:

- $P_{БР} = 1.1 P_{пл}$ (глубина до 1200 м);
- $P_{БР} = 1.05 P_{пл}$ (глубина свыше 1200 м);

б) По правилам безопасности, выпущенным в 1993 г. $P_{БР}$ должно определяться по формуле:

$$P_{БР} = P_{пл} + P_{min} + P_{доп'} \quad [P] - \text{атм}$$

где P_{min} – **минимальное превышение** (таблица Правил безопасности) давление столба БР;

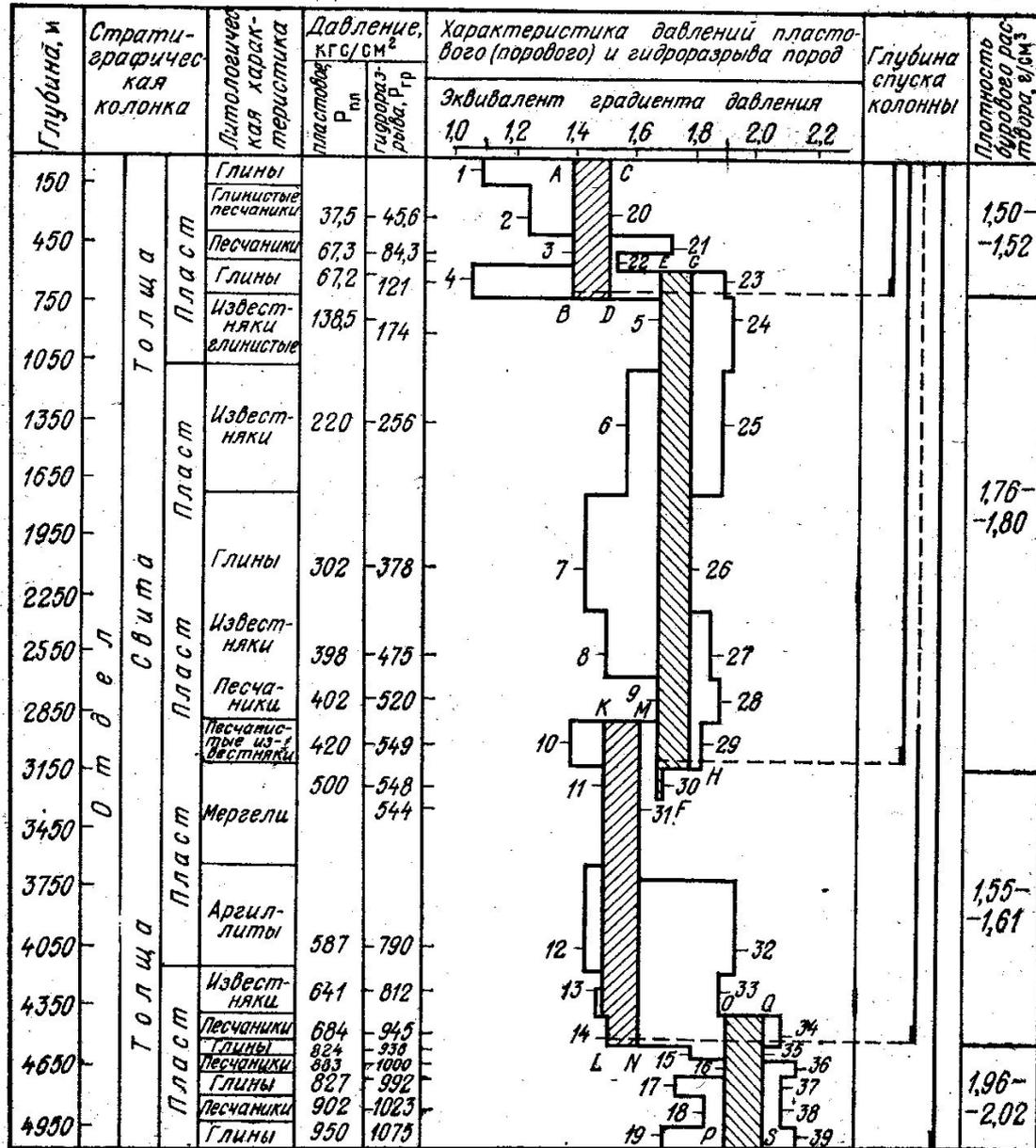
$P_{доп}$ – давление, возникающее при СПО, учитывает также гидродинамическое давление.

$$P_{доп} = A + K_{пл}$$

- $A = 3$ для долот $\varnothing \leq 215.9$;
- $A = 5$ для долот $\varnothing > 215.9$.

Интервалы глубин	Нефтеводонасыщенные	Газовые, газоконденсатные, разведочные
≤ 1000	10.0	15.0
1001 – 2500	15.0	20.0
2501 – 4500	20.0	22.5
> 4500	25.0	27.0

СОВМЕЩЁННЫЙ ГРАФИК ДАВЛЕНИЙ



Методика проектирования конструкции скважины

1. Число колонн

Направление → может быть ⊕, а может и не быть −;

Кондуктор → ⊕ ⊕;

Промежуточная колонна → −, ⊕ ⊕ (несовместимые условия, для газовых, газоконденсатных скважин, для ликвидации возможных осложнений);

Эксплуатационная колонна → ⊕ ⊕.

2. По глубинам спуска

Глубина спуска должна обеспечивать выполнение необходимых требований:

Направление → 3–5 м до 50 м;

Кондуктор →

Проверка глубины спуска кондуктора на отсутствие г.р.

$\Delta P_{гр} \cdot H_k = P_{гр}$ – на глубину спуска кондуктора

$P_{\phi} \leq P_{гр}$, где P_{ϕ} – давление флюида;

$$P_{\phi} = P_{пл} - g \cdot (H - H_k) \cdot \rho_{\phi} \cdot 10^{-6}$$

$$\Delta P_{гр} \cdot H_k \geq P_{пл} - g \cdot H \cdot \rho_{\phi} \cdot 10^{-6} + g \cdot H_k \cdot \rho_{\phi} \cdot 10^{-6}$$

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - g \cdot H \cdot \rho_{\phi} \cdot 10^{-6}}{\Delta P_{гр} - g \cdot \rho_{\phi} \cdot 10^{-6}}$$

где $P_{пл}$ – давление во вскрываемом пласте (МПа) (из под башмака кондуктора);

H – глубина вскрываемого пласта, м;

ρ_{ϕ} – плотность пластового флюида (кг/м³);

$\Delta P_{гр}$ – градиент давления г.р. в предполагаемом интервале спуска кондуктора (МПа/м)

Техническая колонна

Спускается на

глубину, которая обеспечивает:

- Разделение интервалов несовместимых по условиям бурения;
- Перекрытие зон осложнений;
- При установке противовыбросового оборудования исключение г.р. при флюидопроявлениях.

Эксплуатационная колонна

Спускается либо до кровли продуктивного горизонта, либо до подошвы, либо ниже подошвы (в зависимости от способа заканчивания).

ИНТЕРВАЛЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

В соответствии с ПБ – 2003 г. цементированию подлежат:

- 1. Направление и кондуктор – на всю длину от башмака до устья;**
- 2. За технической и эксплуатационной колоннами цементируются:**

- все продуктивные горизонты, за исключением предусмотренных к эксплуатации открытым способом;
- продуктивные горизонты, не предусмотренные к эксплуатации;
- истощённые горизонты;
- горизонты, представленные текучими породами;
- горизонты, вызывающие интенсивную коррозию обсадных труб (практически все г.п.).

Минимально необходимая высота подъёма тампонажного раствора над башмаком предыдущей колонны должна быть:

- > 150 м для нефтяных скважин;
- > 500 м для газовых скважин.

В любом случае столб тампонажного раствора должен исключить г.р. пластов.

ОБОСНОВАНИЕ ДИАМЕТРОВ СКВАЖИН И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

1. Расчёт диаметра начинается с обсадной эксплуатационной колонны и зависит от дебита: $\varnothing_{\text{ЭК}}$ → дебит

Для нефтяных м ³ /сут					Для газовых тыс.м ³ /сут					
< 40	< 100	< 150	<300	>300	< 75	<250	<500	<1000	<5000	Дебит
114	127-140	140-146	168-178	178-194	114	114-146	146-178	168-219	219-273	$D_{\text{ЭК}}$

При выборе диаметра $\varnothing_{\text{ЭК}}$ следует учитывать также размеры внутрискважинного эксплуатационного оборудования.

2. Определить диаметр скважины под эксплуатационную колонну, мм:

$$D_{ЭК}^C = D_{ЭК}^M + \delta, \text{ мм}$$

где $D_{ЭК}^M$ – диаметр муфты эксплуатационной колонны (табл.);

δ - минимальная разница диаметров скважины и муфты;

$D_{ЭК}^C$ – диаметр скважины под эксплуатационную колонну.

Диаметры	114-127	140-146	168-194	219-245	273-299	324-351	377-508
δ , мм	15	20	25	30	35	45	50

По значению $D_{ЭК}^C$ принимаем по ГОСТ 20692-80 диаметр долота под эксплуатационную колонну $D_{ЭК}^D$.

3. Диаметры предыдущей колонны:

$$D_{ВНУТР} = D_{ЭК}^M + 2a,$$

где a – необходимый радиальный зазор для свободного прохода долота ($a=5 \div 7$ мм);

$$D_{НАРУЖН} = D_{ВН} + b,$$

где b – толщина стенок труб.

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 разобщении 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.

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Номинальный диаметр замеряется с точностью до десятых долей мм, **условный** – до целых мм. По условному диаметру существует 19 типов размеров труб:

114	127	140	146	168	178	194	219	245	273
299	324	340	351	377	407	426	473	508	

Категория исполнения «А» - повышенной точности и качества;

Категория исполнения «Б» - обычное.

Возможные отклонения по диаметру для труб категории «А» $\pm 0.75\%$;

для «Б» - для $\varnothing < 219$ - $\pm 1\%$; для труб с диаметром > 219 - $\pm 1.25\%$.

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Толщина стенки: Имеется определённый набор толщин для каждого диаметра. Для всех диаметров и исполнений отклонения составляют 12.5%. Контроль производится шаблоном.

Диаметр труб	114 – 219	245 - 340	351 - 508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Диаметр шаблона, мм	$d_{\text{ВНУТР}} - 3 \text{ мм}$	$d_{\text{ВНУТР}} - 4 \text{ мм}$	$d_{\text{ВНУТР}} - 5 \text{ мм}$

Длина труб: Производятся трубы длиной от 9.5 до 13 м (до 75%). Также могут использоваться трубы длиной 8–9.5 м (до 20%) и 5–8 м (до 1%).

Наибольшая допускаемая кривизна 1/2000 от длины. По ГОСТ 632-80 трубы диаметром от 114 до 508 мм выполняются с резьбовым соединением. Без резьбового соединения трубы выпускаются под другими ГОСТами следующих диаметров:

530	560	630	720	820	
920	1020	1120	1220	1320	1420

Типы соединений

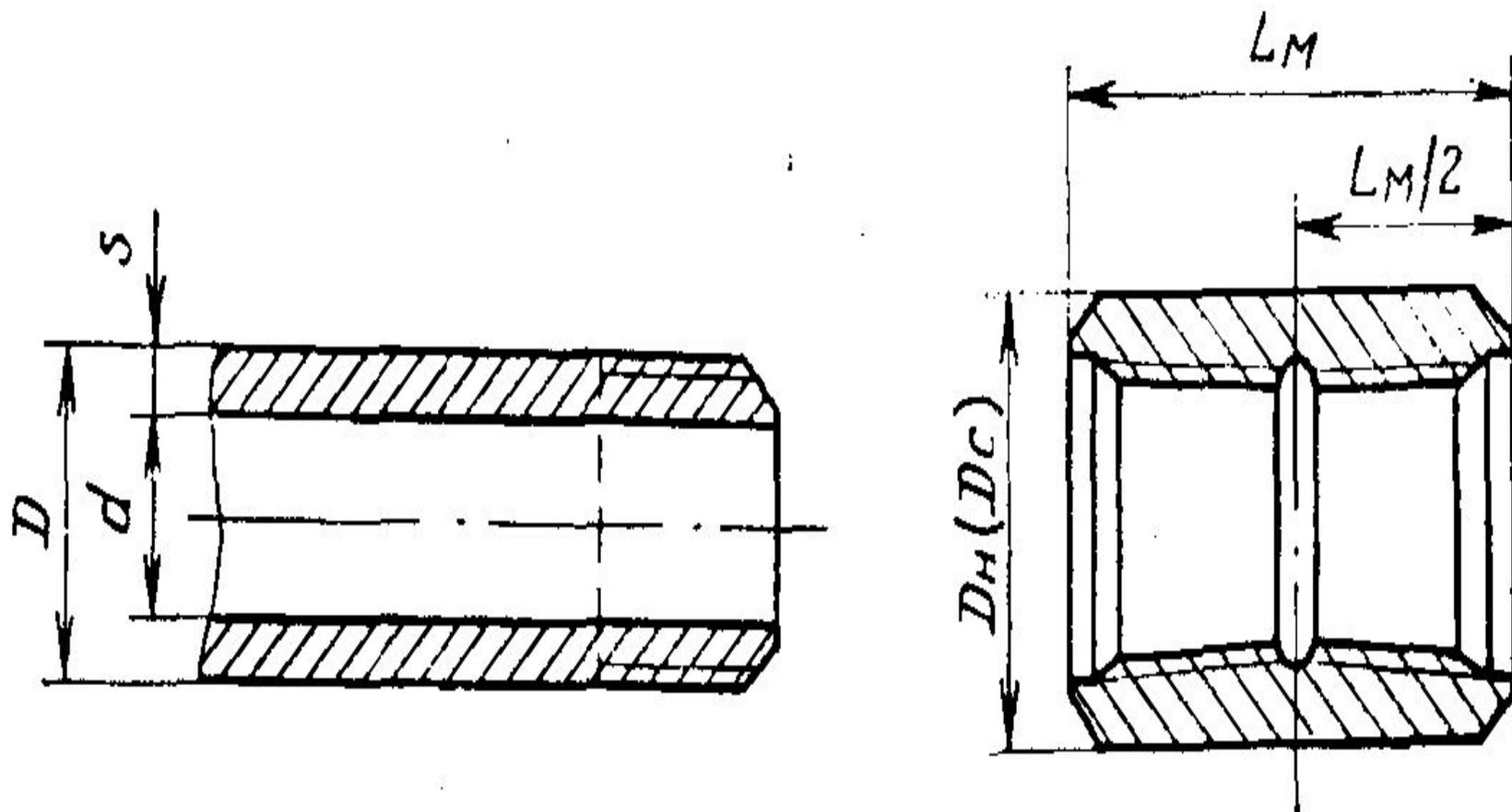
- Резьбовые (114 – 508 мм);
- Безрезьбовые, сварные.

Тип резьбового соединения определяет тип

обсадной трубы. Имеются ОТ следующих типов:

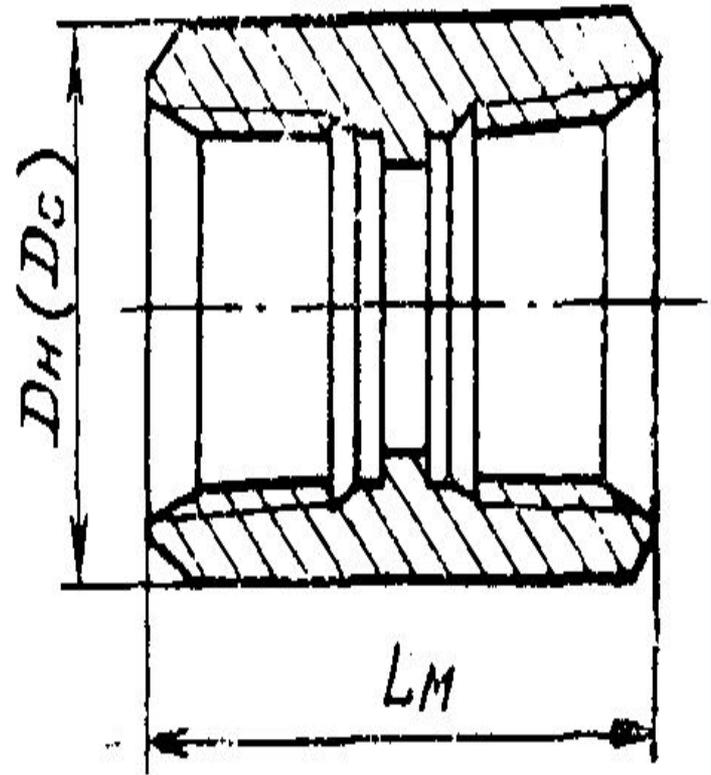
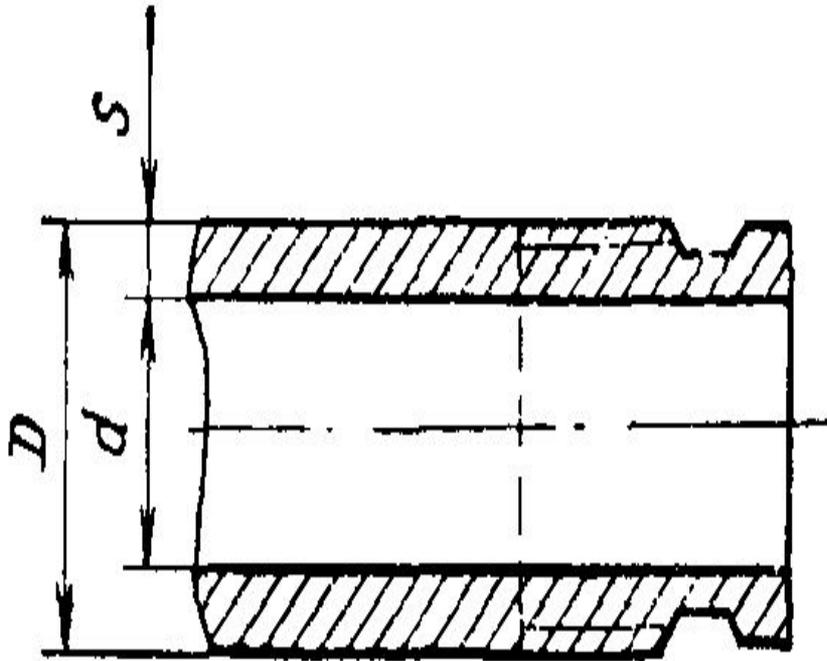
- трубы муфтового соединения с резьбой треугольного профиля, в том числе с удлинённой (удл);
- трубы муфтового соединения с резьбой трапециидального профиля ОТТМ;
- трубы муфтового соединения повышенной герметичности ОТТГ;
- трубы обсадные безмуфтовые (раструбные) с резьбой трапециидального профиля повышенной герметичности ТБО;
- трубы обсадные безмуфтовые (гладкие) с резьбой трапециидального профиля ОГ1м;
- Трубы обсадные по стандартам АНИ муфтового соединения с упорной конической резьбой Батресс;
- Трубы по стандартам АНИ с безмуфтовыми высокогерметичными соединениями Экстрем-Лайн.

Типы соединений



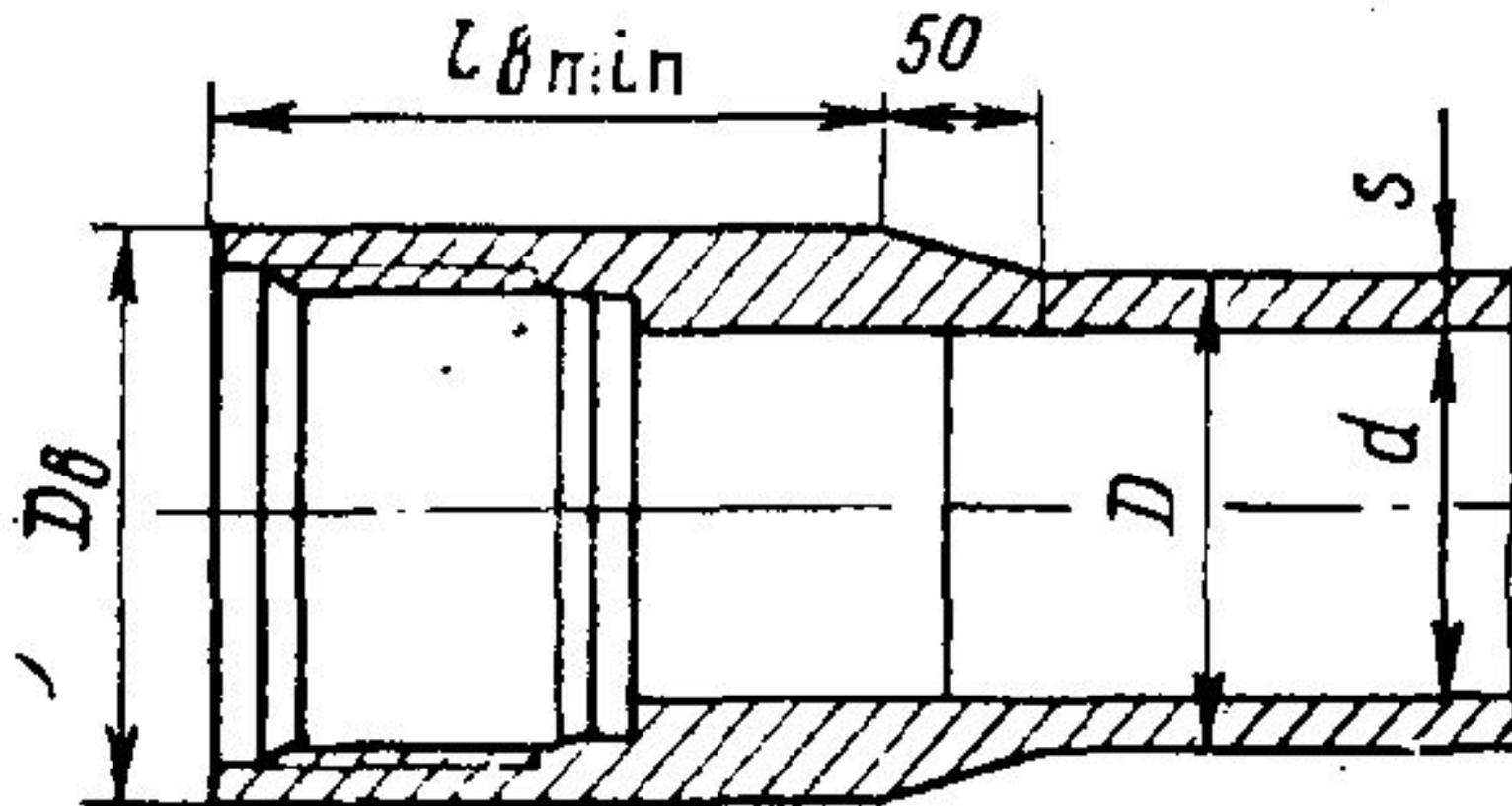
Обсадные трубы с короткой, удлиненной и трапецидальной резьбой и муфты к ним

Типы соединений



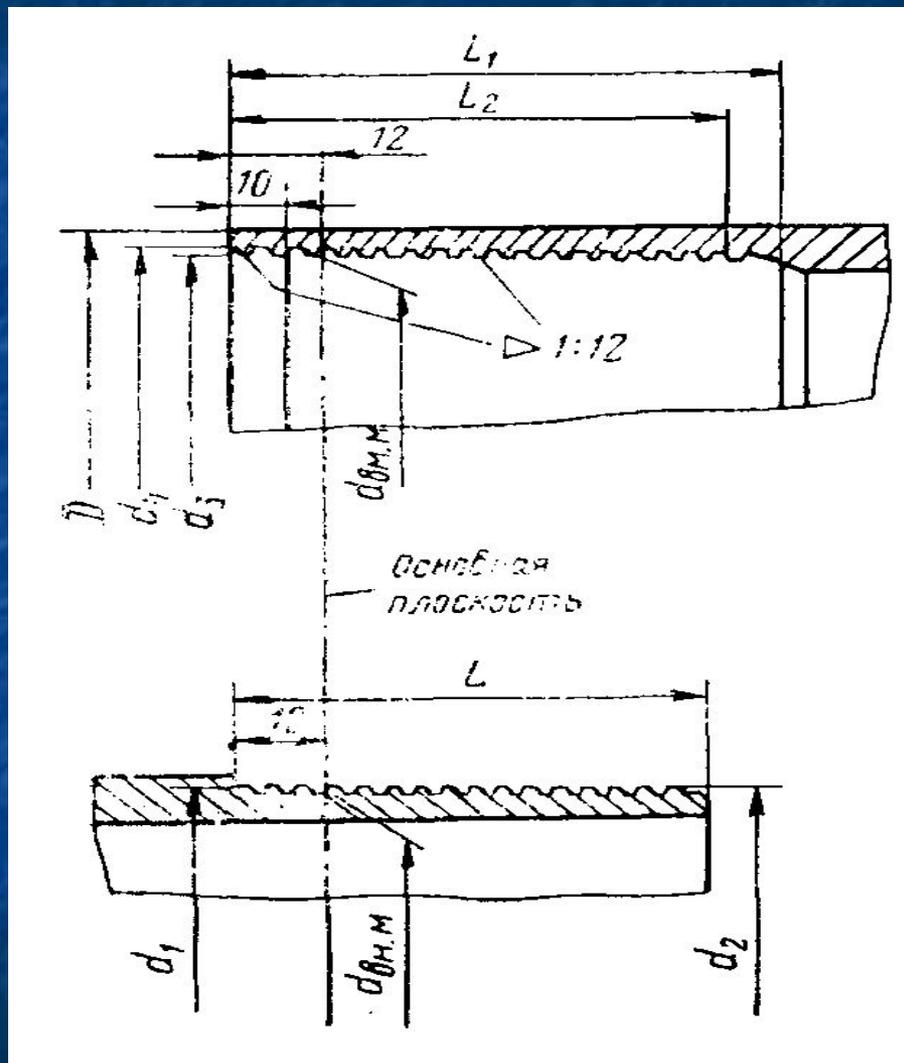
Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями ОТГ

Типы соединений



Обсадные трубы безмуфтовые, раструбные ТБО

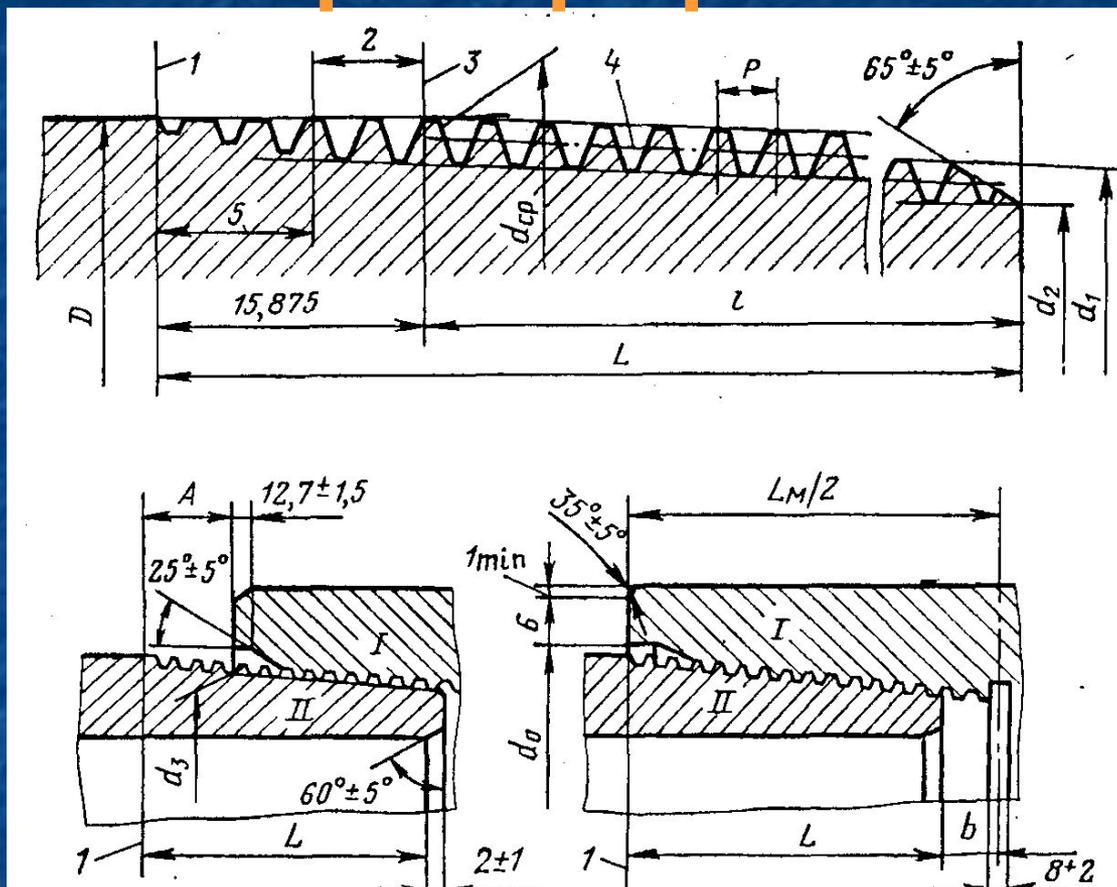
Типы соединений



Соединение гладких безмуфтовых труб ОГ1м

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры резьб

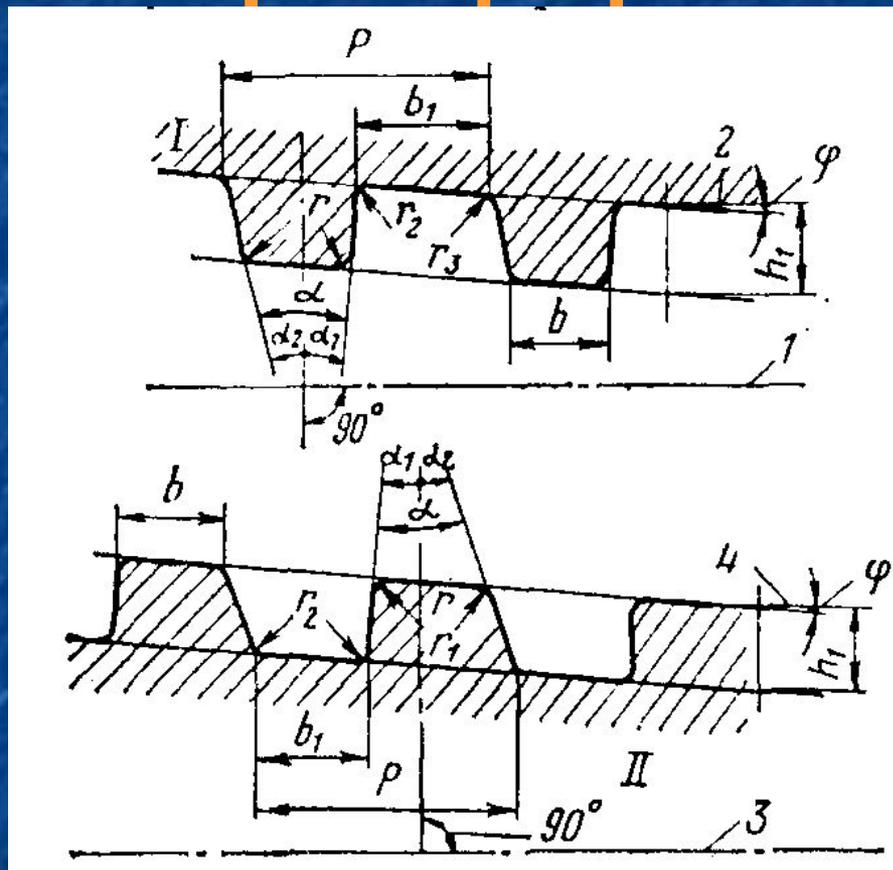


Размеры соединений с треугольной резьбой:

1 — конец сбega резьбы; 2 — витки со срезанными вершинами; 3 — основная плоскость; 4 — линия среднего диаметра; 5 — сбег резьбы (10max); I — муфта; II — труба

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры резьб

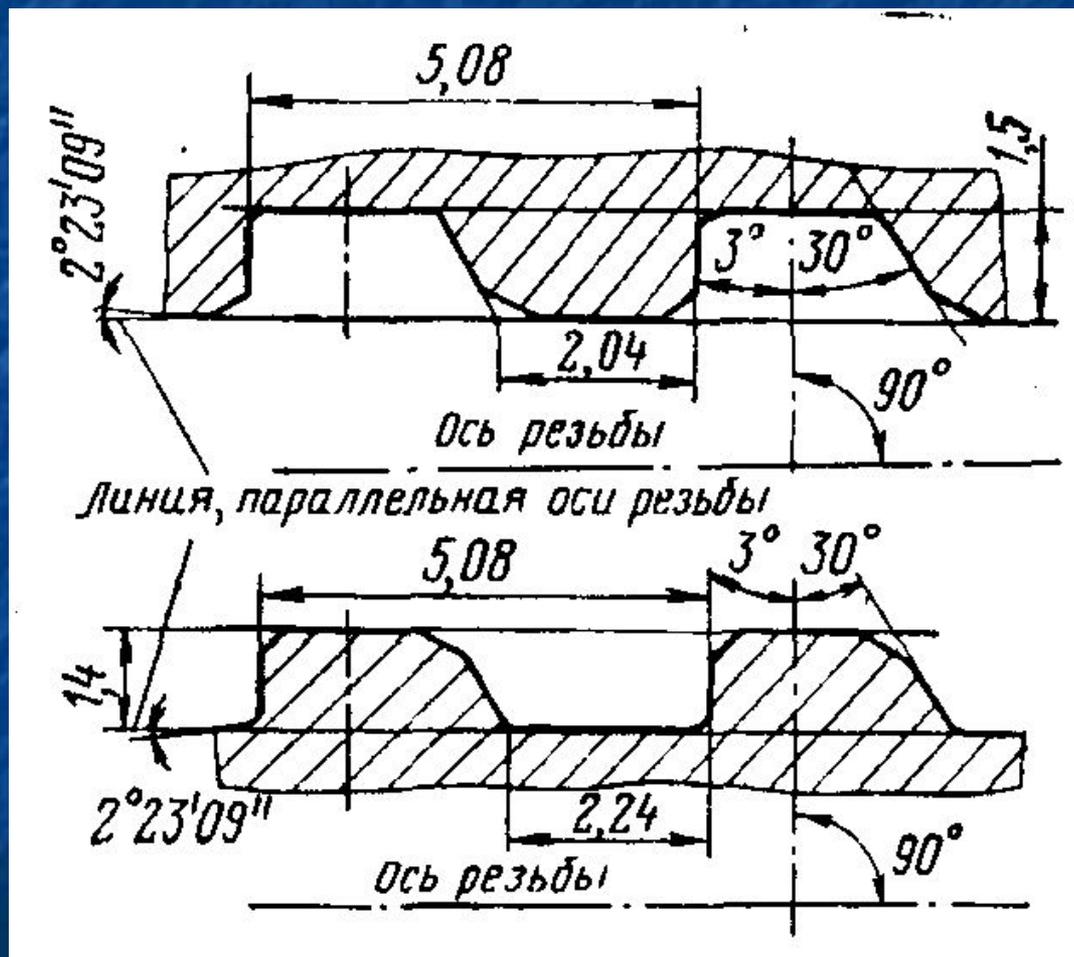


Профиль резьбы трубы ОТТМ, ОТТГ и ТБО:

1 — ось резьбы муфты; 2 — линия параллельная оси резьбы муфты; 3 — ось резьбы трубы; 4 — линия, параллельная оси трубы; I — муфта; II — труба

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

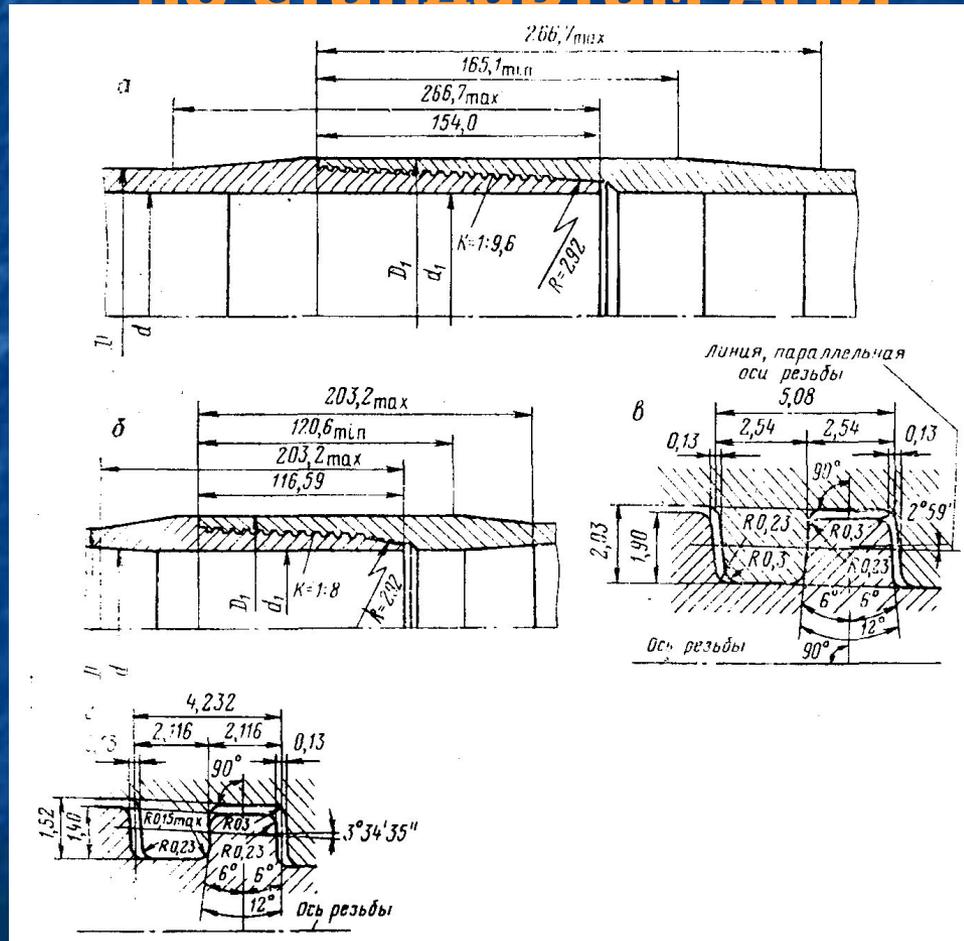
Параметры резьбы



Профиль резьбы труб ОГ1м

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Типы соединений и параметры резьб по стандартам АНИ



Соединение обсадных труб Экстрем Лайн по стандартам АНИ:
а —соединение для $D = 219,1 \div 273,0$; б —соединение для $D = 127,0 \div 193,7$ мм; в — профиль резьбы для $D = 219,1 \div 273,0$ мм; г —профиль резьбы для $D = 127,0 \div 193,7$ мм

Материал труб

По виду используемого материала обсадные трубы подразделяют на стальные и легкосплавные

Механические свойства стали

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление σ_B , МПа, не менее	655 (637)	(686)	689	758	862	999	1103
Предел текучести σ_T , МПа: не менее	379 (373)	(490)	551	655	758	931	1034
не более	551	—	758	862	965	1137	1240
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Примечание. Значения показателей механических свойств, взятые в скобках, относятся к исполнению Б.

Для изготовления экспериментальных легкосплавных обсадных труб ЛОТ-240/10 и ЛОТ-168/10 используют алюминиевый сплав Д16Т

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 и 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.

РАССМОТРИМ ТЕПЕРЬ ВИДЫ СТАТИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНЕ

На всех рассмотренных выше этапах работы с обсадными колоннами имеют место следующие виды давлений в скважине, которые могут учитываться при расчёте статических избыточных внешних и внутренних давлений.

1. Гидростатическое давление столба БР;
2. Гидростатическое давление столба буферной жидкости;
3. Гидростатическое давление столба пластового флюида;
4. Гидростатическое давление столба тампонажного раствора;
5. Гидростатическое давление продавочной жидкости;
6. Гидростатическое давление пластовой воды;
7. Гидростатическое давление составного столба различных жидкостей;
8. Статическое давление столба цементного камня;
9. Статическое давление столба составного различных жидкостей и цементного камня;
10. Давление пластовое (измеряется или прогнозируется);
11. Давление горное.

Для жидких сред поз. 1–6 давление определяется по законам гидростатики, для позиций 1-5 по формуле:

$$P_{1-6} = g \cdot h_{1-6} \cdot \rho_{1-6} ,$$

а для поз.7 по формулам (т.к. жидкость не сжимаема):

$$\Sigma P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = g (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4);$$

$$\Sigma P = g \cdot H \cdot \rho_{\text{СРВ}} ;$$

$$\rho_{\text{СРВ}} = (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4) : (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = H);$$

Давление столба цементного камня $P_{\text{ЦК}}$ (поз. 8) в интервале, не обсаженном предыдущей колонной определяется по формуле:

$$P_{\text{ЦК}} = g \cdot h_{\text{ЦК}} \cdot \rho_{\text{ЦР}} (1 - \kappa),$$

где κ – коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора, который определяется из таблицы

Диаметры ОТ	κ
114-178	0,25
194-245	0,3
273-324	0,35
340 и более	0,4

В интервале обсаженном предыдущей колонной давление цементного камня принимается равным давлению пластовой воды $P_{\text{ЦК}} = g \cdot h_{\text{ЦК}} \cdot \rho_{\text{ПВ}}$,

Давление составного столба цементного камня и жидкости $P_{\text{сост}}$ равно:

$$P_{\text{сост}} = P_{\text{цк}} + P_{\text{ж}}$$

Пластовое давление при расчётах обсадных колонн берётся прогнозируемое, либо фактически измеренное путём определения избыточного давления на загерметизированном устье скважины в конце проводки скважины. При мощности пласта более 200 метров пластовое давление берётся среднее по интервалу и учитывается на интервале пласта ± 50 м.

Горное давление представляет опасность для обсадных колонн только со стороны текучих пород в интервале этих пород ± 50 м. В этом случае оно определяется по формуле:

$$P_{\text{г}} \text{ для текучих пород} = g \cdot H \cdot \rho_{\text{ГОРНОЕ}}$$

где $\rho_{\text{ГОРНОЕ}}$ определяется как средневзвешенная по разрезу над серединой текучих пород или как нормативная величина $\rho_{\text{ГОРНОЕ}} = 2400 \text{ кг/м}^3$, H – средняя глубина залегания ТП.

РАСЧЁТ НАРУЖНЫХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое P_H (наружное давление) и действует давление внутри колонны P_B (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{НИ}$. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений.

$P_{НИ} = P_H - P_B$; $P_{НИ} \Rightarrow \max$. Имеются три таких случая.

1 случай: При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

2 случай: При снижении уровня жидкости в колонне:

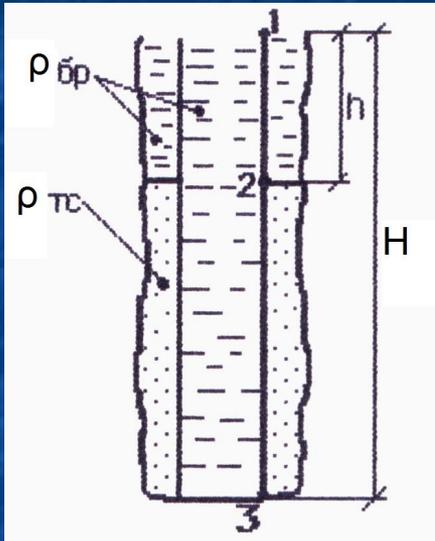
- при испытании на герметичность снижением уровня;
- вызов притока (в начале эксплуатации).

3 случай: конец эксплуатации

- снижение уровня флюида для нефтяных скважин
- снижение давления для газовых скважин.

Рассмотрим **первый случай**, который встречается в период цементирования в конце продавки ТС.

Схема 1 – цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье



Точка 1 → устье скважины

$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}; \quad P_{\text{Н}} = 0; \quad P_{\text{В}} = 0; \quad P_{\text{НИ}} = 0.$$

Точка 2 → уровень ТС за колонной

$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}; \quad P_{\text{Н}} = g \cdot h \cdot \rho_{\text{БР}}; \quad P_{\text{В}} = g \cdot h \cdot \rho_{\text{ПЖ}};$$

$$P_{\text{НИ}} = g \cdot h \cdot (\rho_{\text{БР}} - \rho_{\text{ПЖ}}) \quad \text{т.к. } \rho_{\text{БР}} = \rho_{\text{ПЖ}} \quad \text{то } P_{\text{НИ}} = 0$$

Точка 3 → забой скважины

$$P_{\text{НИ}} = P_{\text{Н}} - P_{\text{В}}; \quad P_{\text{Н}} = g \cdot h \cdot \rho_{\text{БР}} + g (H - h) \rho_{\text{ТС}};$$

$\rho_{\text{ТС}}$ может быть принята как средневзвешенная;

$$P_{\text{В}} = g \cdot H \cdot \rho_{\text{ПЖ}}; \quad P_{\text{НИ}} = g [h \cdot \rho_{\text{БР}} + (H - h) \rho_{\text{ТС}} - H \rho_{\text{ПЖ}}].$$

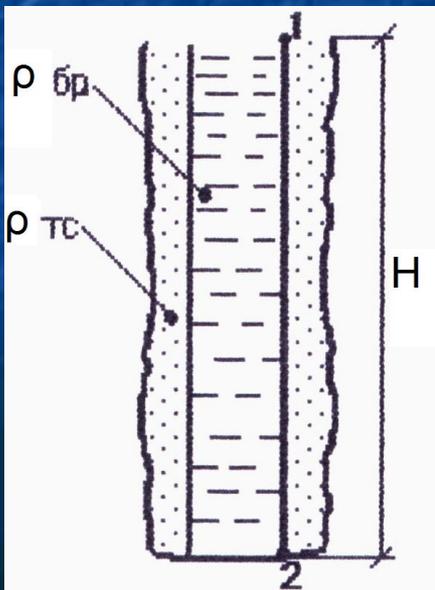


Схема 2 – цементирование колонны до устья

Точка 1 → $P_{\text{НИ}} = 0$

Точка 2 → $P_{\text{НИ}} = g \cdot H (\rho_{\text{ТС}} - \rho_{\text{ПЖ}}).$

Данные для расчёта должны быть заданы: $\rho_{\text{БР}}, \rho_{\text{ТС}}, \rho_{\text{ПЖ}}, H, h.$

Рассмотрим **второй случай**, характерный для периода начала эксплуатации при котором производят снижение уровня жидкости в колонне

За P_B принимается:

1. Давление столба воды (при испытании на герметичность). Значения величины снижения уровня при испытании колонны на герметичность производят в соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн, по таблице:

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	Более 2000
Величина снижения уровня, м не менее	400	500	650	800	1000

2. Давление столба нефти или аэрированной жидкости (при вызове притока) или величина депрессии ΔP (при отсутствии достоверно обоснованных данных может быть принята равной $\Delta P = 0,5 P_{пл}$.

За P_H :

1. В не зацементированном интервале ($0 - h$) – давление столба БР;
2. В зацементированном интервале ($h - H$) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше;
3. При наличии текучих пород принимается $P_{горн}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
4. При АВПД принимается $P_{пл}$ (интервал ± 50 м), если $P_{пл} > \sum P_{ГС} = P_{БР} + P_{ЦК}$.
5. Для первых на площади разведочных 2–3 скважин за P_H принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{БР}$).

Расчёт ведётся по двум схемам аналогично первому случаю.

Рассмотрим теперь **третий случай**, соответствующий концу эксплуатации скважины.

За P_B принимается:

- а. Давление столба нефти в скважине в конце эксплуатации (для нефтяных скважин). Максимальное снижение уровня пластовой нефти H_H в конце эксплуатации нефтяной скважины при отсутствии промысловых данных может быть принята равной $H_H = 2/3 H$, где H глубина скважины.
- б. Остаточное давление газа в скважине для газовых скважин, которое задаётся экономической целесообразностью её дальнейшей эксплуатации. При отсутствии промысловых данных минимальное давление газа в конце эксплуатации может быть принято равным:

$$P_{\text{мин}} = 0,5 \div 1 \text{ МПа.}$$

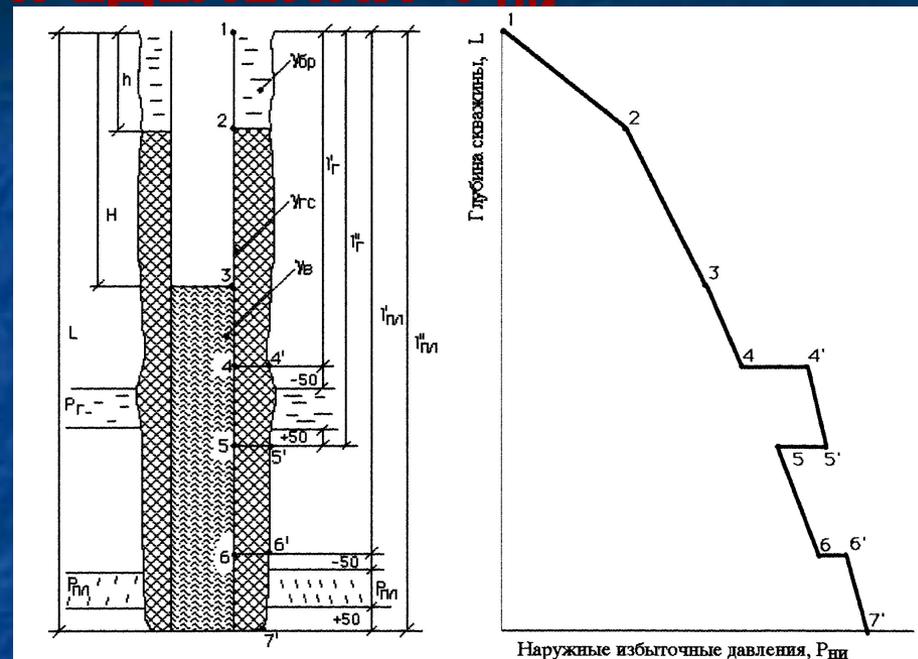
За P_H принимается:

6. В не зацементированном интервале ($0 - h$) – давление столба БР;
7. В зацементированном интервале ($h - L$) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше;
8. При наличии текучих пород принимается $P_{\text{ГОРНОЕ}}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
9. При АВПД принимается $P_{\text{ПЛ}}$ (интервал ± 50 м), если $P_{\text{ПЛ}} > \sum P_{\text{ГС}} = P_{\text{БР}} + P_{\text{ЦК}}$.
10. Для первых на площади разведочных 2 – 3 скважин за P_H принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{\text{БР}}$).

Расчёт ведётся по схемам аналогичным первому случаю.

ОБЩИЙ ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ СХЕМ И ФОРМУЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ $R_{ни}$

1. Определиться с категорией скважины (добывающая, нагнетательная, нефтяная или газовая, поисковая или разведочная);
2. Построить схему расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбрать расчётные точки;
3. Определить наличие текучих пород. При отсутствии таких пород исключить из расчёта интервалы действия горного давления;
4. Определяем расчётным путём соотношение между $R_{пл}$ и $\sum P_{ГС}$ (если $R_{пл} \leq \sum P_{ГС}$, то определяем по $\sum P_{ГС}$);
5. Для выбранной схемы определяем $R_{ни}$:
 - конец продавки тампонажной смеси;
 - проверка герметичности снижением уровня;
 - для операции вызова притока;
 - период конца эксплуатации.
6. Для каждого случая перечисленного в п.5 строятся графики $R_{ни}$ в координатах «глубина – $R_{ни}$ ».



Изменение давления по глубине между расчётными точками принимается прямолинейным. Пример такого графика и соответствующей схемы при вызове притока снижением уровня приведён на рисунке:

7. Строится обобщённый график по точкам с наибольшими значениями $R_{ни}$. Этот график используется в дальнейшем для расчёта ОК.

На практике $R_{ни}$ достигает максимума в конце эксплуатации.

РАСЧЁТ ВНУТРЕННИХ ИЗБЫТОЧНЫХ ДАВЛЕНИЙ

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{\text{ВИ}} = P_{\text{В}} - P_{\text{Н}}$; $P_{\text{ВИ}} \Rightarrow \text{max}$. Имеются два таких случая.

- 1 случай:** Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.
- 2 случай:** Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

Рассмотрим **первый случай**, который встречается в период цементирования в конце продавки ТС. Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{цг}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления составит:

$$P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_{гд} + P_{ст}$$

где $\Delta P_{гс}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

$P_{гд}$ – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{ст}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала “стоп”.

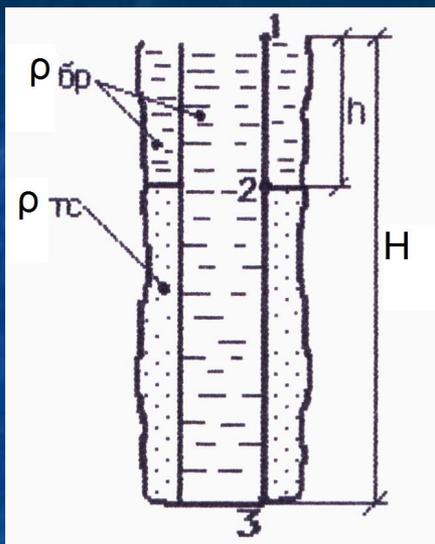
Гидродинамическое давление ориентировочно может быть найдено по эмпирической формуле:

$$P_{гд} = 0,002 L + 1,6 \text{ [МПа]}.$$

Величина $\Delta P_{гс}$ в атмосферах для случая цементирования до устья равна $g H (\rho_{ТС} - \rho_{БР})$, в противном случае равна $g (H-h)(\rho_{ТС} - \rho_{БР})$,

где h – уровень тампонажного раствора. Для этих двух случаев приводим схемы расчётов 1 и 2.

Схема 1 – цементирование колонны без выхода тампонажного р-ра на устье



Точка 1 → устье скважины

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = 0; \quad P_B = P_{ЦГ}; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ}.$$

Точка 2 → уровень ТС за колонной

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = g \cdot h \cdot \rho_{БР}; \quad P_B = P_{ЦГ} + g \cdot h \cdot \rho_{БР}; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ}$$

Точка 3 → забой скважины

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_H = g \cdot h \cdot \rho_{БР} + g (H - h) \rho_{ТС};$$

$\rho_{ТС}$ может быть принята как средневзвешенная;

$$P_B = P_{ЦГ} + g \cdot H \cdot \rho_{БР}; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ} - g (H - h) (\rho_{ТС} - \rho_{БР});$$

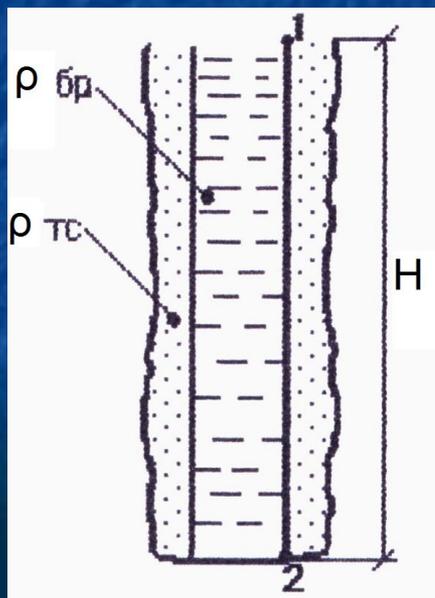


Схема 2 – цементирование колонны до устья

Точка 1 → $P_{ВИ} = P_B - P_H; \quad P_{НИ} = 0; \quad P_B = P_{ЦГ}; \quad P_{ВИ} = P_{ЦГ}.$

Точка 2 → $P_{ВИ} = P_{ЦГ} - g \cdot H (\rho_{ТС} - \rho_{БР}).$

Рассмотрим **второй случай** высоких внутренних давлений, характерных для опрессовки скважины.

В этом случае за P_B принимается:

1. Давление опрессовки обсадной колонны. В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки $P_{оп}$ должна составлять:

$$P_{оп} = 1,1 P_y,$$

где P_y – максимальное ожидаемое давление на устье.

Для добывающих скважин максимальное давление на устье возникает в начальный момент эксплуатации при закрытом устье. Для нефтяных скважин это давление составит:

$$P_y = P_{пл} - g(H - H_H) \rho_H,$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в Па;

H – глубина измерения пластового давления, м;

H_H – уровень нефти, м;

ρ_H – плотность нефти, кг/м³.

Для газовых скважин полностью заполненных газом при закрытом устье в начальный момент это давление равно:

$$P_y = P_{пл} / e^s,$$

где e – основание натурального логарифма;

$s = 10^{-4} \gamma_{отн} H$ (упрощённая формула);

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

В тех случаях, если в процессе эксплуатации скважины возникает необходимость гидроразрыва пласта и давление для этой технологической операции превышает рассчитанные по вышеприведённым формулам, то в качестве максимального устьевого давления принимают давление гидроразрыва пласта.

Для скважин других категорий максимальное давление на устье определится необходимым давлением для производства соответствующей технологической операции - нагнетание рабочей жидкости для поддержание пластового давления и др.

В любом случае давление опрессовки $P_{оп}$ не должно быть ниже минимальных $P_{опмин}$, то есть $P_{оп} \geq P_{опмин}$, которые в инструкции по расчёту обсадных колонн даны в виде таблицы:

Диаметр обсадных колонн, мм	114-127	140-146	168	178-194	219-245	273-351	377-508
$P_{опмин}$ Атм (МПа)	150 (15)	125 (12,5)	115 (11,5)	95 (9,5)	90 (9)	75 (7,5)	65 (6,5)

2. Гидростатическое давление столба жидкости, которой производится опрессовка скважины.

За P_H принимается:

11. В не зацементированном интервале (0 -h) – давление столба БР;
12. В зацементированном интервале (h-H) давление составного столба от БР и столба цементного камня по формулам которые мы записали выше;
13. При наличии текучих пород принимается $P_{ГОРНОЕ}$ (анализируется интервал их расположения в разрезе ± 50 м);
14. При АВПД принимается $P_{ПЛ}$ (интервал ± 50 м), если $P_{ПЛ} > \sum P_{ГС} = P_{БР} + P_{ЦК}$.
15. Для первых на площади разведочных 2–3 скважин за P_H принимается давление БР в интервале, где закончилось бурение ($P_{БР}$).

Расчёт ведётся по схемам, аналогичным первому случаю.

По данным расчета, как и для случая наружных избыточных давлений, строятся графики внутренних избыточных давлений для момента конца продавки ТС и периода опрессовки в координатах "глубина $P_{ВИ}$ ". Затем по ним строится обобщённый график внутренних избыточных давлений, который используется при расчетах секций обсадных колонн. Определение страгивающих нагрузок на растяжение производится при расчётах параметров ОК, так как в этом случае необходимо знать вес её секций.

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ СЕКЦИЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, который уже вами выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимается также тип обсадных труб и вид исполнения (для нефтегазовых скважин исполнение "А").

Перед началом расчёта вы должны определиться с наиболее опасными нагрузками, с которых начнёте расчёт параметров ОК. При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давления выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу ОК.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции).

1. Секция

- 1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции P_{CM}^1 , которая удовлетворяет условию:

$$P_{CM}^1 \geq n_{CM} P_{НИ}^1$$

где: $P_{НИ}^1$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

n_{CM} - коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением (он равен 1,0 и лишь в зоне продуктивного пласта с неустойчивым неоднородным коллектором с АВПД может достигать до 1,3).

- 2) Находится толщина стенки δ^1 , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления (по таблице в Инструкции по расчёту обсадных колонн).

Так как по мере удаления от забоя $P_{НИ}^1$ снижается, то на какой-то глубине могут быть установлены трубы с меньшей толщиной стенки.

- 3) Находится значение $P_{НИ}^2$, которое обеспечится прочностью трубы со следующей меньшей толщиной стенки δ^2 из условия:

$$P_{НИ}^2 = P_{CM}^2 / n_{CM}$$

где: P_{CM}^2 - прочность труб на смятие для следующей за δ^1 толщины $\delta^2 < \delta^1$ (находится по таблице в Инструкции по расчету).

4) По обобщённому графику наружных избыточных давлений находится глубина L^1 , на которой действует $P_{ни}^2$ (предварительная глубина установки 1-ой секции).

5) Определяется предварительная длина 1-ой секции l^1

$$l^1 = L - L^1$$

где L - глубина скважины.

6) Рассчитывается предварительный вес 1-ой секции G^1

$$G^1 = l^1 \cdot q^1$$

где q^1 - вес 1 м. труб 1-ой секции с толщиной стенки δ^1 (находится в таблице основных характеристик выбранных обсадных труб).

7) Корректируется прочность на смятие труб для 2-ой секции с учетом двухосного нагружения от наружного избыточного давления и растяжения от веса 1-ой секции по выражению

$$*P_{см}^2 = P_{см}^2 (1 - 0,3 G^1 / Q_T^2),$$

где $*P_{см}^2$ - прочность на смятие труб 2-ой секции при двухосном нагружении;

$P_{см}^2$ - прочность на смятие труб 2-ой секции при радиальном нагружении (табличное значение);

G^1 - растягивающая нагрузка на 2-ю секцию, равная весу 1-ой секции;

Q_T^2 - растягивающая нагрузка для 2-ой секции, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести (находится по таблице в Инструкции по).

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P_{CM}^2$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ^2 , но с учетом двухосного нагружения по условию (повторение п. 3):

$$*P_{НИ}^2 = *P_{CM}^2 / n_{CM}$$

9) На графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина $*L^1$, на которой действует $*P_{НИ}^2$ (глубина установки 1-ой секции).

10) Определяется откорректированная длина 1-ой секции

$$*l^1 = L - *L^1$$

11) Рассчитывается откорректированный вес 1-ой секции

$$*G^1 = *l^1 \cdot q^1$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 2-ой секции на глубине $*L^1$ при откорректированной длине 1-ой секции $*l^1$ на внутреннее давление:

$$n_p = P_p^2 / P_{ВИ}^2$$

где P_p^2 - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^2 (найденно по таблице в Инструкции.....);

$P_{ВИ}^2$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^1$ (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{\text{СТР}} = Q_{\text{СТР}}^2 / *G^1$$

где $Q_{\text{СТР}}^2$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок δ^2 (определено по таблице в Инструкции по);

* G^1 -растягивающая нагрузка на 2-ую секцию, равная откорректированному весу 1-ой секции.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности, которые приводятся в Инструкции по расчёту обсадных колонн.

Как правило, ввиду малых значений величин $P_{\text{ВИ}}^2$ и * G^1 вблизи забоя, эти условия в большинстве случаев соблюдаются. В противном случае либо устанавливается глубина, на которой будут соблюдены условия прочности для толщины труб 2-ой секции, либо толщина стенок 2-ой секции увеличивается до значения, обеспечивающего условия прочности.

13) При соблюдении условий прочности для второй секции параметры 1-ой секции принимаются окончательно

группа прочности "Д"

толщина стенок δ^1

длина секции * L^1

глубина установки * L^1

интервал установки $L-*L^1$

вес секции * G^1

2. Секция

- 1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой.
- 2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной δ^2 при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^2 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^3 < \delta^2$.

- 3) Находится значение наружного избыточного давления $P_{\text{НИ}}^3$ из условия

$$P_{\text{НИ}}^3 = P_{\text{СМ}}^3 / n_{\text{СМ}}$$

где $*P_{\text{СМ}}^2$ - прочность труб на смятие для толщины труб δ^3 (значение из таблицы для критических давлений в Инструкции по)

- 4) На графике наружных избыточных давлений находится глубина L^2 , на которой действует $P_{\text{НИ}}^3$ (предварительная глубина установки 2-ой секции).

- 5) Определяется предварительная длина 2-ой секции l^2

$$l^2 = *L^1 - L^2$$

где $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции.

- 6) Рассчитывается предварительный вес 2-ой секции G^2

$$G^2 = l^2 \cdot q^2$$

где q^2 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^2 (значение из таблицы сортамента выбранных обсадных труб).

7) Корректируется прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 в условиях двухосного нагружения

$$*P_{CM}^3 = P_{CM}^3 (1 - 0,3 \Sigma G^2 / Q_T^3),$$

где $*P_{CM}^3$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении;
 P_{CM}^3 - прочность на смятие труб 3-ей секции при радиальном нагружении (критические давления из Инструкции по);

ΣG^2 - нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 1-ой секции $*G^1$ и предварительного веса 2-ой секции;

Q_T^3 - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секции (значение из таблицы в Инструкции по).

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P_{НИ}^3$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки b''' , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P_{НИ}^3 = *P_{CM}^3 / n_{CM}$$

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 2-ой секции $*L^2$, на которой действует $*P_{НИ}^3$.

10) Определяется откорректированная длина 2-ой секции.

$$*L^2 = *L^1 - *L^2$$

где $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции.

11) Рассчитывается откорректированный вес 2-ой секции *G2

$$*G^2 = *l^2 \cdot q^2$$

и откорректированная сумма весов 2-х секций ΣG^2 :

$$\Sigma G^2 = *G^1 + *G^2$$

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ой секции на глубине *L² при откорректированных параметрах 2-х секций *на внутреннее давление*:

$$n_p = P^3_p / P^3_{ви}$$

где P^3_p - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^2 (найденно по таблице в Инструкции.....);

$P^3_{ви}$ - внутреннее избыточное давление на глубине *L² (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma *G^2$$

где $Q^3_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок δ^3 (определено по таблице в Инструкции по);

$\Sigma *G^2$ - растягивающая нагрузка на 3-ую секцию от откорректированного веса 2-х секций.

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности, которые приводятся в Инструкции по расчёту обсадных колонн.

13) При соблюдении условий прочности для третьей секции, откорректированные параметры 2-ой секции принимаются за окончательные:

группа прочности "Д "

толщина стенок δ^2

длина секции $*l^2$

глубина установки $*L^2$

интервал установки $*L^1 - *L^2$

вес секции $*G^2$

суммарный вес 2-х секций $\Sigma *G^2$

Если по одному из видов нагрузок условие прочности не выполняется, то дальнейший расчет ведется по этому виду нагрузок. В большинстве случаев в первую очередь несоблюдение условия имеет место по растягивающей нагрузке.

По условию прочности на растяжение длина очередной i -ой секции определяется из следующего условия:

$$Q_{СТР}^i / n_{СТР} = \Sigma G + G^i, \quad (*)$$

где $Q_{СТР}^i$ - табличное значение прочности на растягивающие нагрузки в резьбовом соединении для искомой секции;

ΣG - суммарный вес предыдущих секций;

G^i - вес искомой секции, который может быть выражен:

$$G^i = l^i \cdot q^i \quad (**)$$

где l^i - длина искомой секции;

q^i - вес 1 м искомой секции.

Тогда из (**) и (*) можно найти:

$$l^i = (Q_{СТР}^i / n_{СТР} - \Sigma G) / q^i$$

Приведённая схема расчёта справедлива как для вертикальных, так и для наклонно направленных скважин. Особенности расчёта обсадных колонн для наклонно направленных скважин являются следующие:

1. При расчетах, в которых учитываются гидродинамические, пластовые и горные давления, в качестве длины интервала их действия используют длины "по стволу".
2. Изменения в этом случае допустимых растягивающих нагрузок за счёт изгиба учитываются увеличением коэффициента запаса прочности на страгивающие нагрузки. Для обсадных труб с треугольной резьбой:

$$n_{СТР}^S = n_{СТР} / [1 - n_{СТР} \lambda (\alpha_0 - 0,5)],$$

где $n_{СТР}^S$ – коэффициент запаса прочности для изогнутой обсадной колонны на страгивающие нагрузки; Минимальные значения $n_{СТР}^S$ при $\alpha_0 = 0,5$ зависят от диаметра ОК и приведены в инструкции по расчёту обсадных колонн.

$n_{СТР}$ – коэффициент запаса прочности на страгивающие нагрузки для вертикальной колонны;

λ – коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения обсадных труб и его прочностные характеристики (значения берут из таблицы в Инструкции по);

α_0 – интенсивность искривления труб (искривление на длине 10 метров в градусах), равная: $\alpha_0 = 57,3/R$, где R – проектный радиус искривления в метрах.

Для труб с резьбами трапециидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой "Батресс", "Экстрем лайн" и др.) при интенсивности искривления скважин до 5° на 10 м для труб диаметром до 168 мм и до 3° на 10 м для труб диаметром выше 168 мм расчёт на страгивающие нагрузки проводят также как для вертикальных скважин без учёта изгиба. При интенсивности искривления от 3° до 5° на 10 м для труб диаметром выше 168 мм допускаемая нагрузка на страгивание уменьшается на 10%, то есть в этом случае $n_{СТР}^S = 1,1 n_{СТР}$.

3. Коэффициент запаса прочности на растяжение на пределе текучести гладкого тела трубы $n_{раст}^S$ рассчитывается по формуле:

$$n_{раст}^S = n_{раст} / [1 - n_4 \lambda_1 (a_0 - 0,5)],$$

где: $n_{раст}$ – коэффициент запаса на растяжение на пределе текучести гладкого тела трубы вертикальной обсадной колонны: $n_{раст} = 1,25$;

λ_1 – коэффициент, учитывающий влияние формы тела трубы и её прочностные характеристики (определяется из таблицы в Инструкции по).

4. Искривление учитывается для секций обсадной колонны в пределах которой наблюдается это искривление и нижележащих секций.

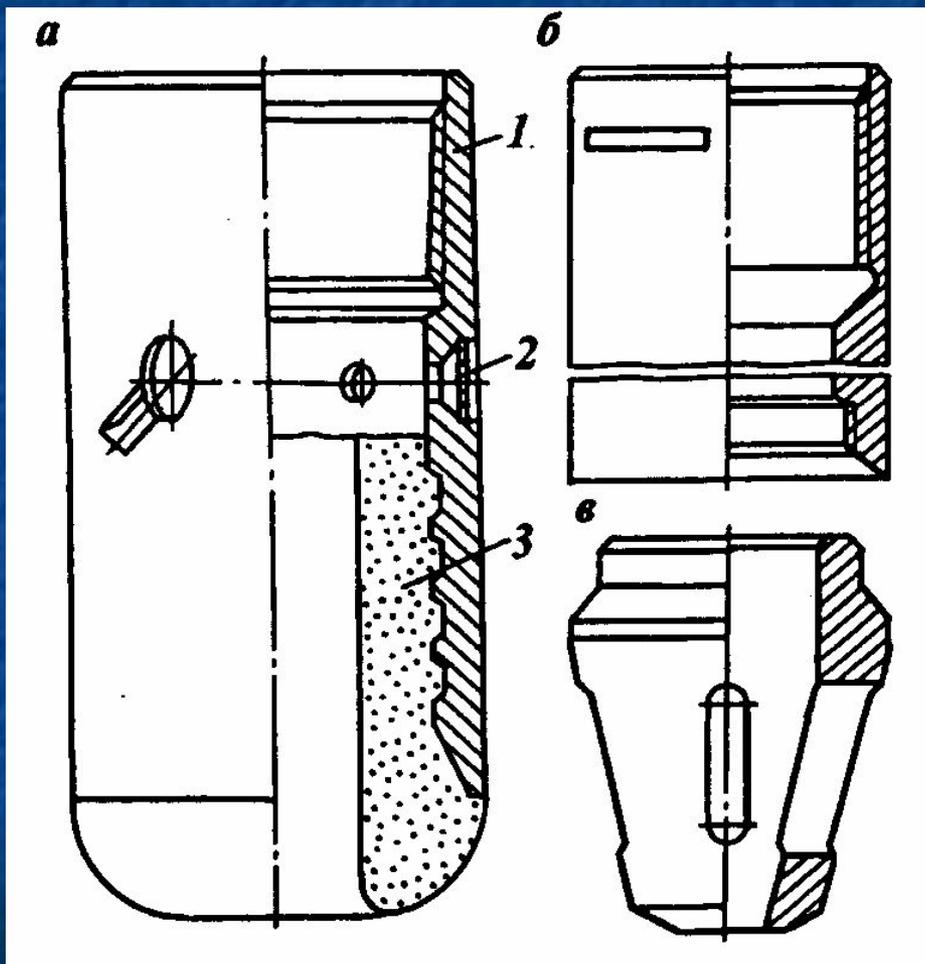
5. До начала расчёта колонн выделяют интервалы, в которых имеет место отклонение ствола. Определяют интервал с максимальной интенсивностью искривления. Если этот интервал является первым от устья, то расчёт всего нижележащего участка скважины вместе с этим интервалом +25 метров в сторону устья ведут с $n_{СТР}^S$ для участка максимального искривления. Если участок максимального искривления не является ближайшим к устью, то до этого участка расчёт колонны ведут с учётом вышележащего искривления, а от него +25 метров в сторону устья и ниже ведут с учётом максимального искривления.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

Включает:

1. Башмак, который служит для защиты низа ОК от деформации и направления её по стволу
2. Обратный клапан, который предотвращает поступление ТС внутрь колонны.
3. Башмак – клапан, совмещает функции башмака и обратного клапана.
3. Центраторы, обеспечивают центрирование ОК в стволе скважины и выполняют функцию турбулизаторов.
4. Турбулизаторы, устанавливают в местах локального уширения ствола скважины где турбулизируют поток буферной жидкости и тампонажного раствора.
5. Скребки, служат для механического сдираания глинистой корки и являются армирующими элементами.
6. Пакеры изолирующие заколонные разделяют два близко расположенных проницаемых горизонта.
7. Цементирувочный пакер или манжета, которые устанавливают в ОК над продуктивным пластом при манжетном цементировании.
8. Муфта ступенчатого цементирования - применяют при ступенчатом цементировании ОК.
9. Цементирувочная головка служит для обвязки ОК с наземным цементирувочным оборудованием.
10. Цементирувочные пробки предназначены для разделения технологических жидкостей в ОК при цементировании
11. Манжетный переводник или цементирувочный пакер применяют при манжетном цементировании обсадных колонн

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК



- Башмаки колонные
- а – типа БКМ (БКБ)
- 1 – корпус
- 2 – заглушка
- 3 – направляющая насадка
- б – типа БК с чугунной или из алюминиевого сплава направляющей насадкой
- в – направляющая насадка

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

Обратные клапаны

Назначение: Предназначены для исключения обратных перетоков тампонажного раствора из заколонного пространства внутрь колонны при цементировании ОК.

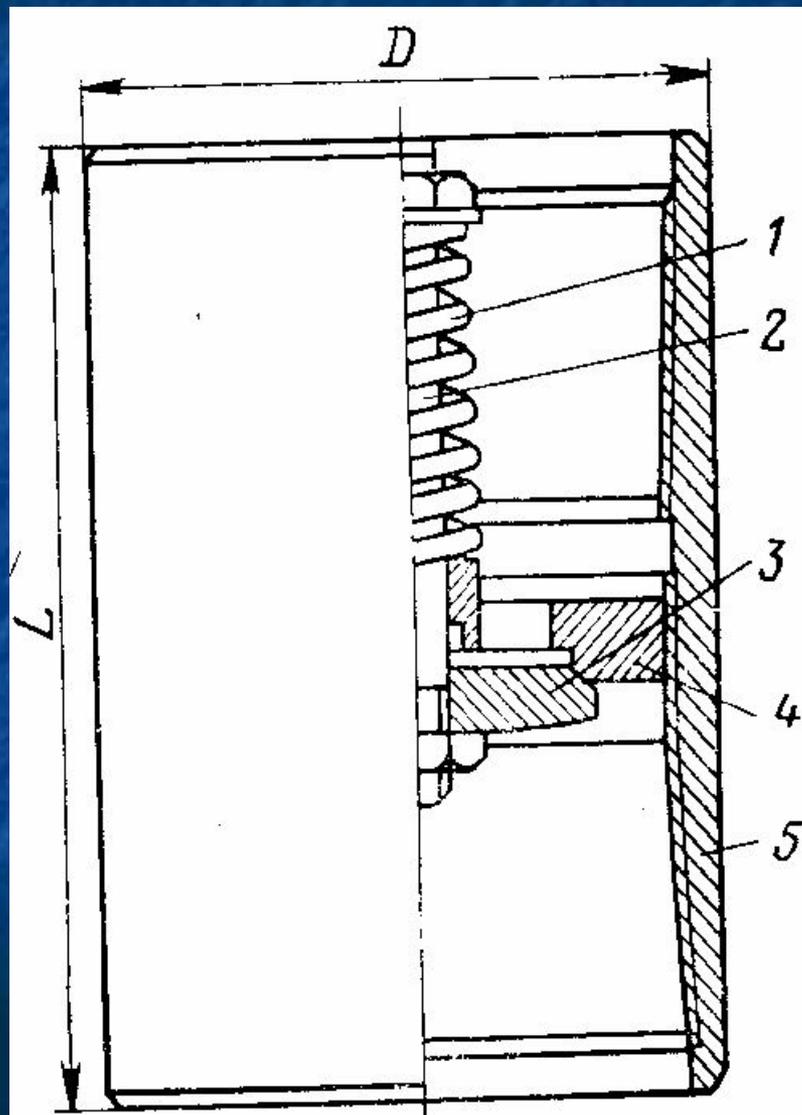
Разделение по принципу работы:

- Полностью исключает попадание жидкости внутрь колонны;
- Позволяет полностью заполнять колонну при спуске;

Виды клапанов:

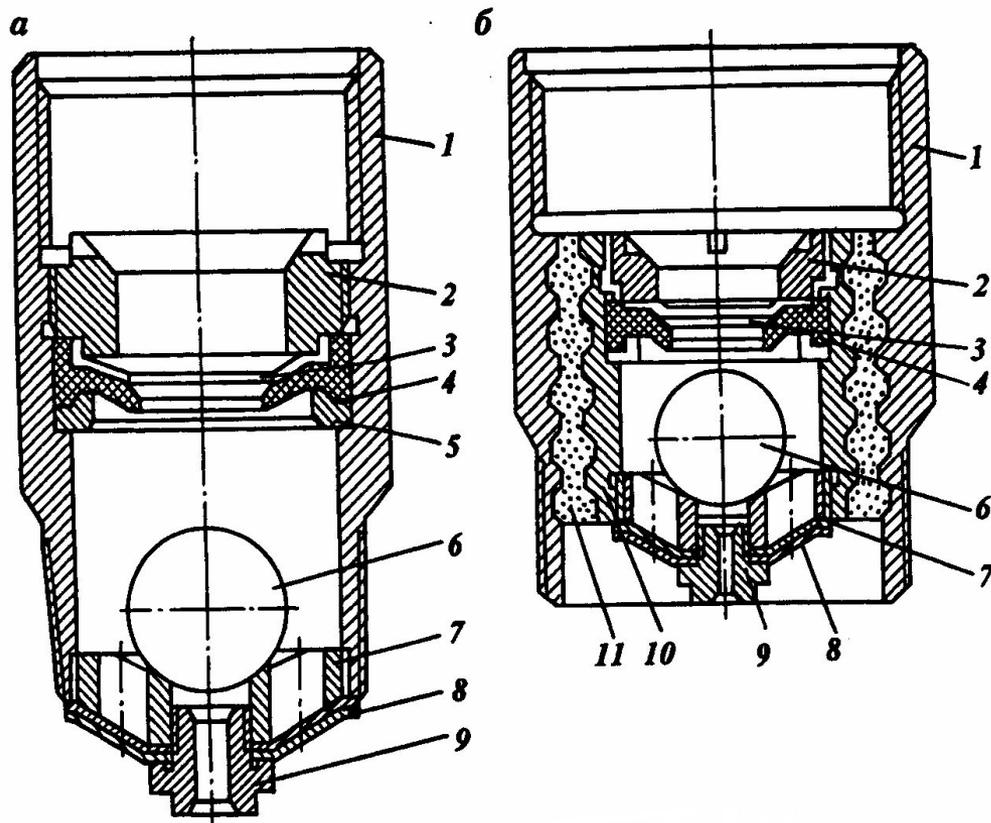
- Тарельчатый; (использовать при возможных проявлениях).
- Шаровой; (использовать при возможных проявлениях).
- Центрирующий клапан обратный дроссельный ЦКОД – постоянное самозаполнение. При спуске колонны запирающий элемент отсутствует. Предпочтителен при возможных поглощениях.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК



- Обратный клапан тарельчатого типа
- 1 – пружина
- 2 - шток
- 3 – тарелка
- 4 – седло
- 5 - корпус

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК



- Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД-2 (б)
- 1 – корпус
- 2 – нажимная гайка – стоп-кольцо
- 3 – набор резиновых шайб
- 4 – резиновая диафрагма
- 5 – опорное кольцо
- 6 – шар
- 7 – ограничительное кольцо
- 8 – резиноканевая мембрана
- 9 – дроссель
- 10 – чугунная втулка
- 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Основные характеристики обратного клапана независимо от конструкции

1. Давление, которое может выдержать обратный клапан.
2. Температура.
3. Геометрические размеры (диаметр).

Давление на клапан определяется по формуле:

$$P_{\text{кл}} = P_{\text{зп}} - P_{\text{тр}}$$

где $P_{\text{зп}} = g \cdot (H-h) \cdot \rho_{\text{ТС}} + g \cdot h \cdot \rho_{\text{бр}}$ – давление в затрубном пространстве;

$P_{\text{тр}} = g \cdot H \cdot \rho_{\text{пж}}$ – давление в трубах.

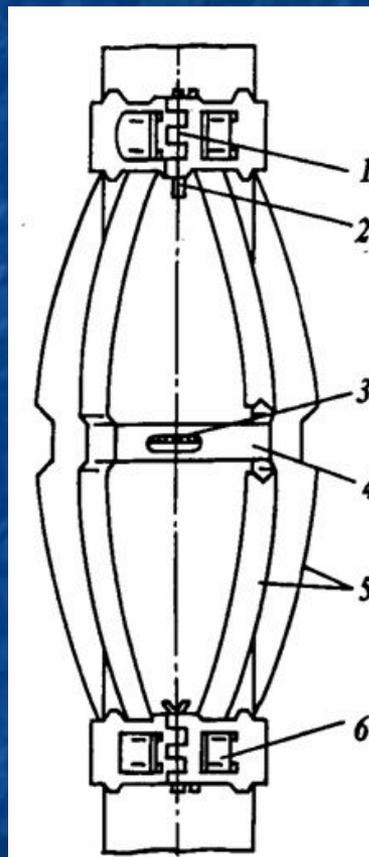
4. Положение в колонне. Обратный клапан типа ЦКОД при отсутствии «Стоп – кольца» должен устанавливаться на высоте $h_{\text{СТ}}$. Возможна установка двух клапанов. В качестве нижнего клапана можно использовать башмак-клапан БК или БКТ «Стоп - кольцо» служит для получения сигнала «стоп» при посадке на него цементирующей пробки.
 - Высота стакана $h_{\text{СТ}}$ должна обеспечить герметичность нижней части колонны;
 - Последняя порция ТС обладает плохим качеством.
5. Все элементы, находящиеся внутри колонны должны быть легко разбуриваемы.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

а



б

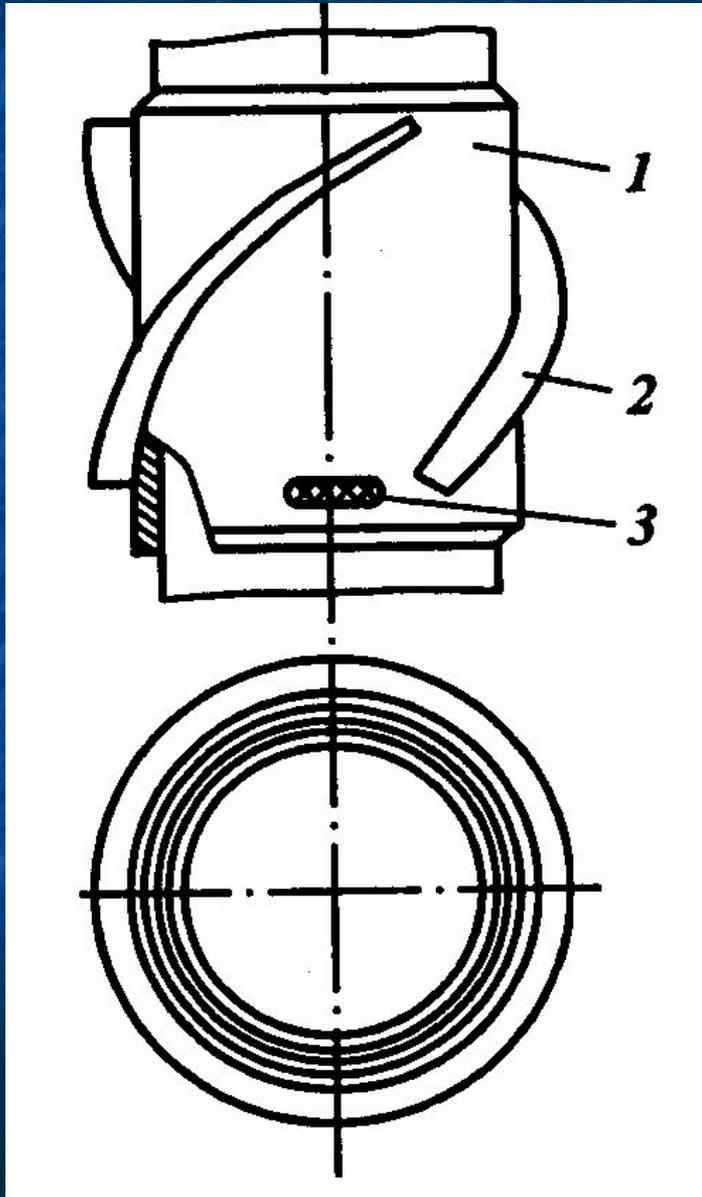


■ Центраторы

а – жёсткие; б – жёстко-упругий ЦЦ-1

1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 – ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

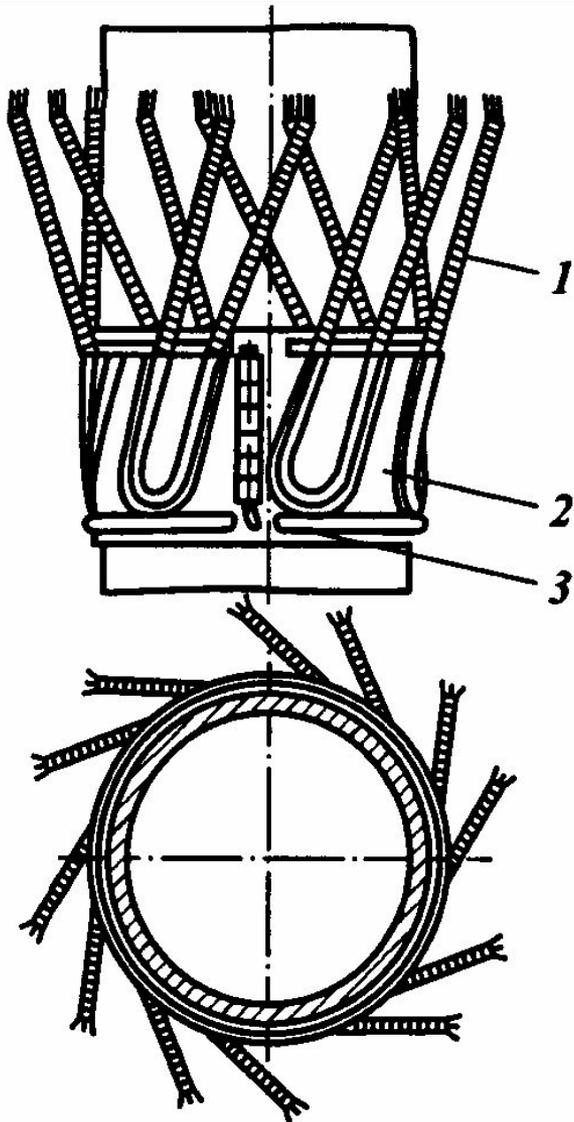


■ Турбулизаторы

- 1 – корпус
- 2 – лопасти
- 3 – винтовой клин-стопор

Устанавливают в местах локальных уширений ствола.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК



■ Скребок разъемный типа СК

- 1 – пружинная стальная проволока
- 2 –накладки
- 3 – корпус

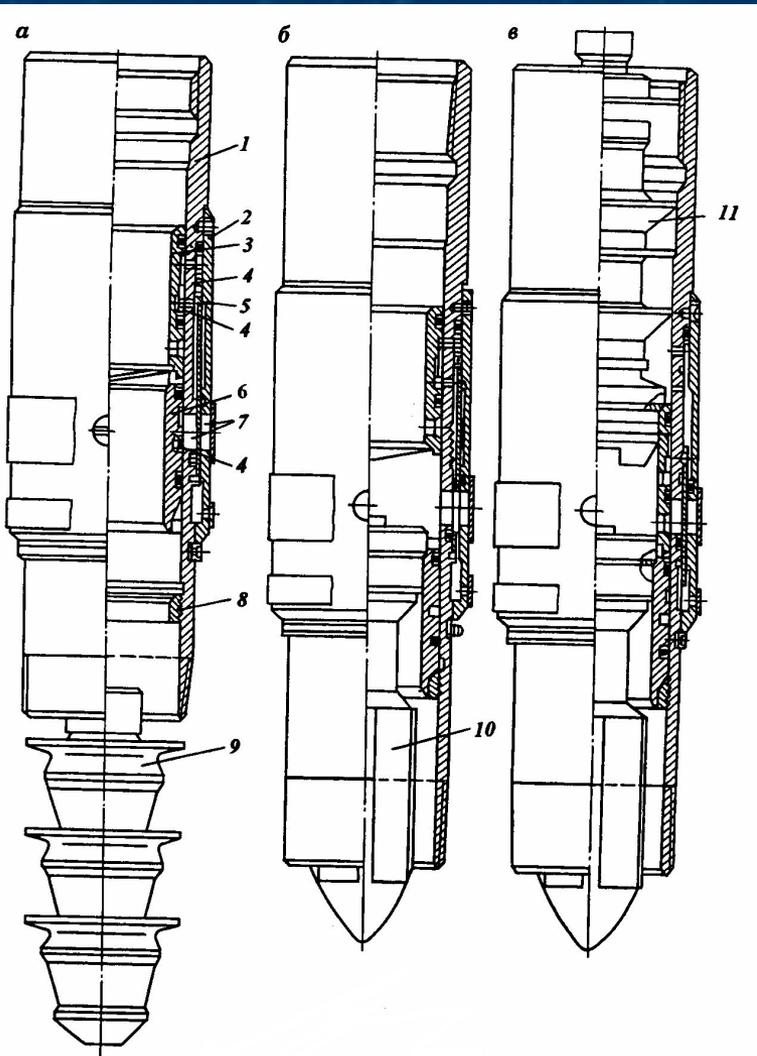
Устанавливают на интервала между близко расположенными проницаемыми пластами. При расхаживании ОК в процессе цементирования скребки сдирают корку и являются армирующими элементами, упрочняющими цементное кольцо

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

ПАКЕРЫ

- Заколонный гидравлический пакер типа ПДМ для ступенчатого и манжетного цементирования скважин
- Заколонный проходной гидравлический многомодульный пакер типа ПЗМ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК



- Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1
- а, б, в – различные положения втулок
- 1 – корпус
- 2 – обойма
- 3, 6 – верхняя и нижняя втулки
- 4 – срезные винты
- 5 – заслонка
- 7 – циркуляционное отверстие
- 8 – упорное кольцо
- 9, 10, 11 – пробка продавочная, падающая и запорная

Устанавливается напротив устойчивых горных пород в интервале с максимальным градиентом давлений гидроразрыва.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

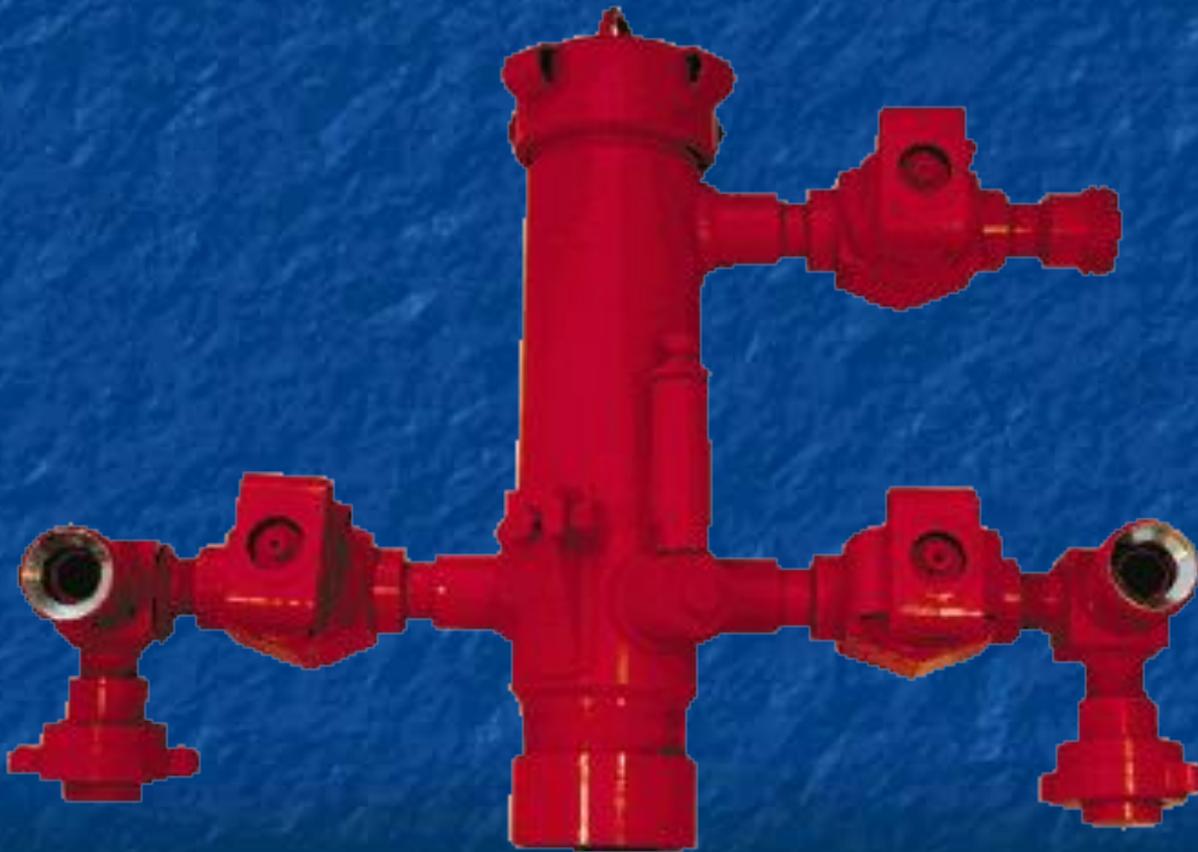
Муфта ступенчатого цементированния

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка - в нижней части конусный поясок с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный поясок с уплотнением для посадки на седло нижней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632-80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

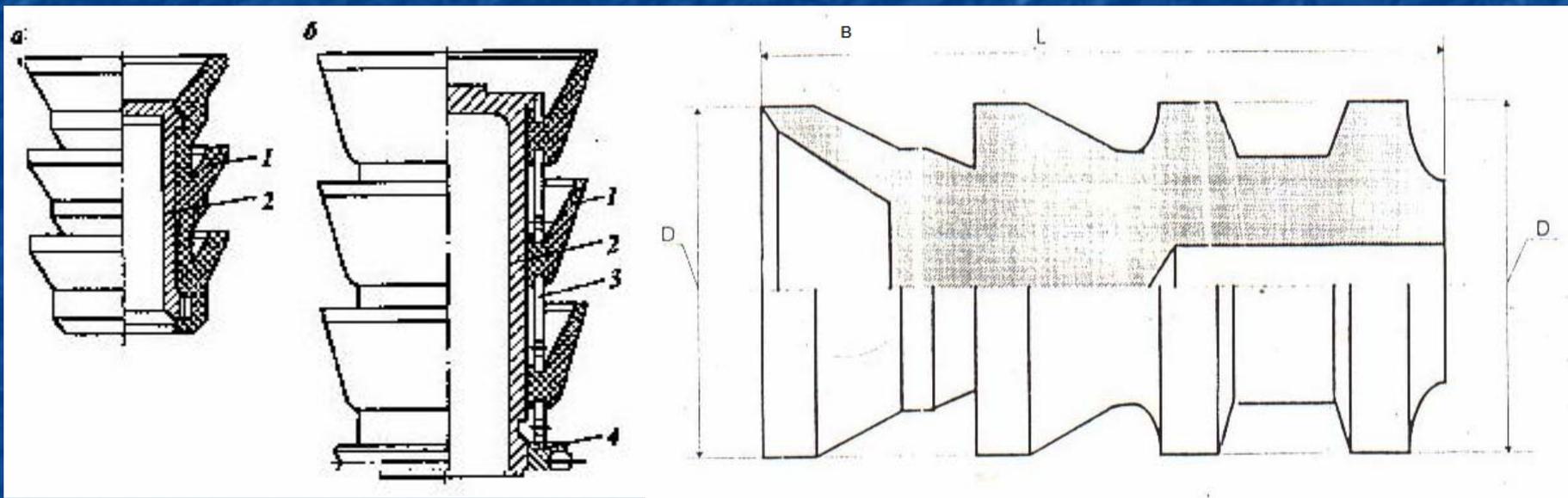


Цементирующая головка ГЦУ.

Цементирующие головки отличаются числом отводов, числом предварительно устанавливаемых цементирующих пробок, типом стопора пробок – винтовой или рычажный, диаметром и типом резьбового соединения

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

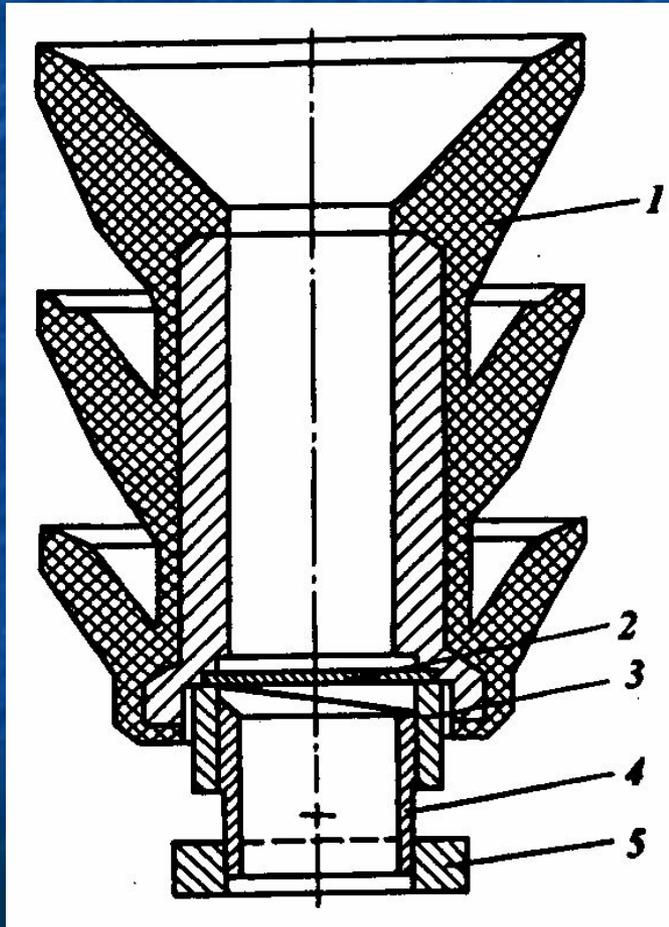
Цементируемые пробки



- Пробки продавочные верхние типа ПП
- а, б – с пригуммированными и наборными резиновыми манжетами соответственно; в – резиновые; 1 – резиновые манжеты; 3 – дистанционная втулка; 4 стяжная гайка

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

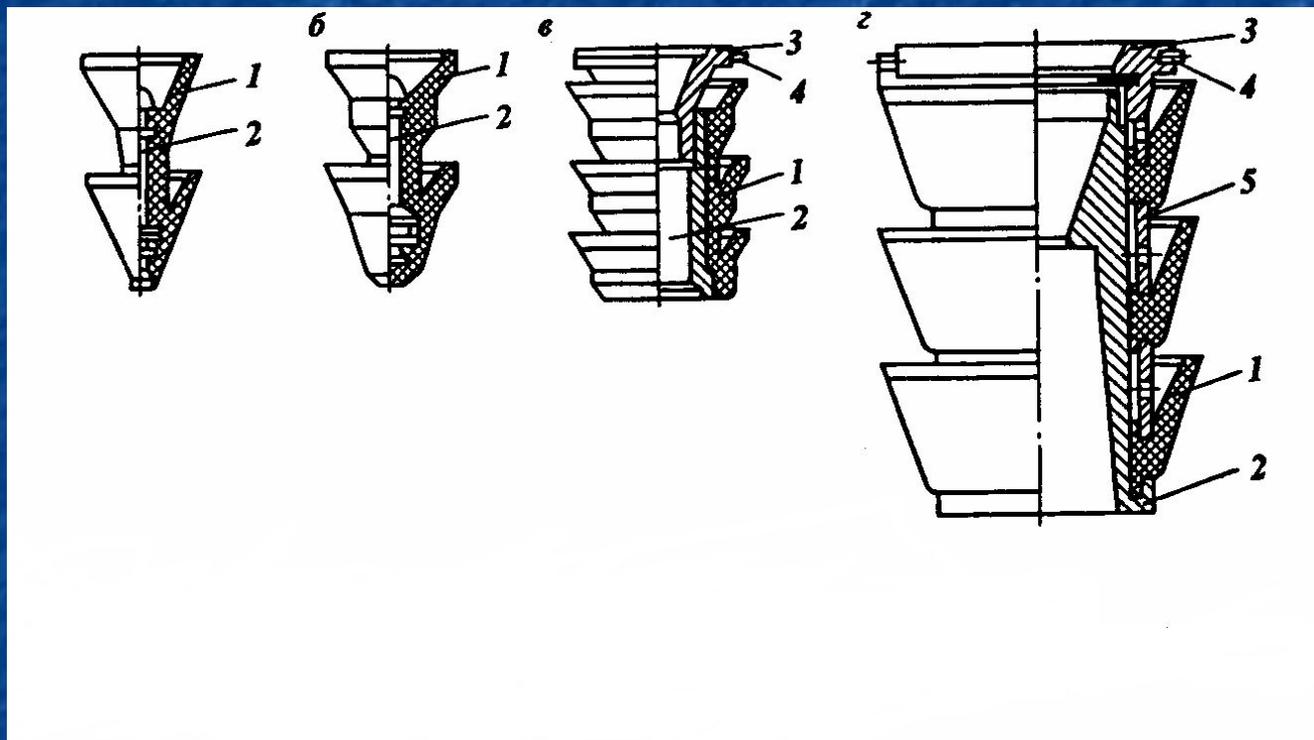
Цементируемые пробки



- Пробка разделительная нижняя типа ПЦН
- 1 – резиновые манжеты с сердечником
- 2 – жестяная мембрана
- 3 – гайка
- 4 – кольцевой нож
- 5 – упорное кольцо
- Пробка отделяет буферную жидкость от бурового раствора в ОК

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОК

Цементируемые пробки



- Пробки разделительные двухсекционные типа СП для цементирования хвостовиков и секций обсадных колонн
- А, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; в, г – нижняя секция пробок для обсадных труб; 1 – резиновые манжеты; 2 – корпус; 3 – седло; 4 – срезные калибровочные штифты; 5 – дистанционная втулка

ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Общие требования к спуску обсадных колонн.

Перед спуском обсадной колонны ствол скважины необходимо проработать на участках сужений и резких искривлений (выявленных по данным каверно, профиле и инклинограмм) со скоростью не более 35–40 м/ч и промыть высококачественным буровым раствором (тщательно очищенным от шлама), удовлетворяющим основным требованиям теории промывки и требованиям недопущения ГНВП. Промывку следует вести с расхаживанием и вращением бурильной колонны, что обеспечит ликвидацию сужений и удаление шлама из каверн. Контролировать промывку следует по изменению концентрации шлама в промывочной жидкости. Постепенное уменьшение концентрации и её стабилизация говорит о необходимости остановки промывки. Если в процессе промывки концентрация шлама не уменьшается, промывку необходимо прекратить, поскольку это свидетельствует об осыпани пород и образовании каверн. На практике обычно промывку ведут в течение одного-двух циклов циркуляции бурового раствора.

К спуску колонны приступают сразу же как только закончен подъём бурильных труб после промывки скважины. Обсадные колонны длиной до 3000–3500 м спускают с помощью ПКР, при большей длине колонны клинья обычно не применяют, из-за опасности повреждения обсадных труб сухарями и вместо клиньев используют второй элеватор (спайдер-элеватор).

Промывка скважины должна производиться также в процессе и после спуска обсадной колонны, поскольку в процессе спуска возможны осложнения (затяжки, посадки) и образуются обломки горной породы, которые снижают качество цементного камня и могут быть причиной образования трещин в стенках скважины. Вновь возникшие трещины, в свою очередь, способствуют поглощениям и гидроразрыву пласта.

Число промежуточных промывок определяется для каждого района работ индивидуально, в зависимости от геолого-технических условий.

Обсадную колонну спускают в скважину либо в один приём от устья до забоя, либо секциями.

Спуск обсадной колонны в один прием от устья до забоя скважин используется при следующих условиях:

- а) для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются при оставлении их без промывки в течение времени, необходимого для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны;
- б) при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы;
- в) при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным расчета обсадной колонны на прочность;

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

- а) если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;
- б) при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом гидроразрыва;
- в) если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим нагрузкам.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

- перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;
- надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;
- экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилеметрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Скорость спуска обсадных колонн

В процессе спуска колонны без ограничения скорости, особенно при малых кольцевых зазорах, возможны гидроразрывы пород и поглощение бурового раствора, что осложняет допуск колонны и последующее цементирование. Поэтому скорости спуска обсадных колонн должны выбираться исходя из конкретных геологических условий в интервале крепления, состояния ствола скважины и свойств бурового раствора и подтверждаться расчётом.

При быстром спуске, в дополнение к гидростатическим давлениям, в заколонном пространстве возникает гидродинамическое давление, которое может привести к гидроразрыву пород или к смятию колонны избыточным внешним давлением.

По результатам расчётов, проведённых ВНИИКрнефть, скорости спуска в не должны превышать 1 м/с для эксплуатационной колонны, 0,8 м/с для промежуточной колонны и 0,5 м/с для кондуктора. Если существует опасность поглощения или загрязнения пласта скорость спуска эксплуатационной колонны может быть снижена до 0,4 м/сек.

Спускать колонну следует плавно и без толчков. Через каждые 200-300 метров спущенные трубы заполняют буровым раствором, если не применяют самозаполняющийся обратный клапан.

3. СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Выделяют 2 группы способов:

1. Способы первичного цементирования (для доставки ТС в заколонное пространство).
2. Способы вторичного цементирования (ремонтного).

Способы первичного цементирования

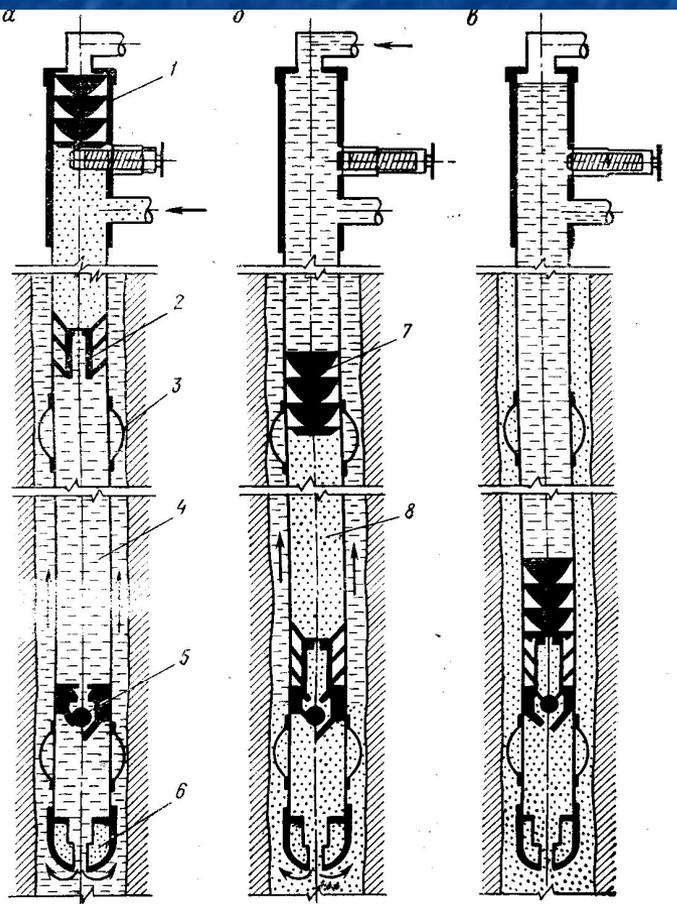
Под способом первичного цементирования понимается схема доставки ТС в заколонное пространство.

Основные задачи:

1. Разобщение проницаемых горизонтов друг от друга и от поверхности.
2. Закрепление стенок скважин.
3. Защита ОК от коррозионного воздействия пластовых флюидов.
4. Удержание в подвешенном состоянии обсадной колонны.

Существуют следующие способы:

- Одноступенчатый - прямой;
- Двухступенчатый - прямой;
- Манжетный (селективно-манжетный) - прямой
- Обратный;
- Встречными потоками
- С противодавлением на пласт
- Комбинированный;
- Цементирования хвостовиков и секций ОК.



Способ одноступенчатого цементирования

При этом способе ТС доставляется в затрубное пространство закачкой в ОК с последующей продавкой через башмак следующей ОК. Реализуется в один приём (одноступенчатый вариант).

Схема прямого одноступенчатого цементирования:

- 1 – цементировочная головка; 2 – нижняя пробка;
- 3 – центратор; 4 – обсадная колонна; 5 – обратный клапан;
- 6 – башмак колонны; 7 – верхняя пробка; 8 – цементный раствор.

При одноступенчатом цементировании колонна оборудуется

- В нижней части – башмак с направляющей пробкой;
- Выше – обратный клапан;
- Ещё выше – «стоп-кольцо».

На наружной поверхности колонны устанавливаются центраторы (фонари), скребки, турбулизаторы.

Верхняя часть колонны оборудуется цементировочной головкой (Рис. - а) закачка ТС после буферной жидкости; б) продавка ТС). Конец продавки ТС фиксируется посадкой продавочной пробки на «стоп-кольцо» и скачком давления на цементировочной головке.

Разновидности:

- с 2 – мя пробками;
- с 1 – ой верхней пробкой;
- с буферной жидкостью;
- без буферной жидкости.
- одной порцией тампонажного раствора
- двумя порциями тампонажного раствора

Наиболее часто встречающиеся случаи – с буферной жидкостью, одной верхней продавочной пробкой и двумя порциями тампонажного раствора

Схема проста в реализации, даёт высокое качество цементирования и применяется в 90 – 95% случаев (всех заливок).

ДВУХСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Одноступенчатое цементирование НЕВОЗМОЖНО применять, при:

- Гидроразрыве пород ($\Gamma_{рп}$) при большом $h_{\text{цем}}$.
- Расчётном давлении на цементировочной головке больше, чем максимальное давление развиваемое цементировочным агрегатом ($P_{\text{цг}} > P_{\text{ца}}$);
- Большом времени цементирования ($T_{\text{ц}} > T_{\text{загуст.}}$);
- Различных температурных условиях.

Сущность двухступенчатого цементирования: Весь интервал цементирования делим на две части (ступени).

При этом колонна снабжается муфтой ступенчатого цементирования (МСЦ);

I ступень цементируется через башмак ОК;

II ступень цементируется через МСЦ.

Принцип работы МСЦ (муфты ступенчатого цементированья)

- Корпус;
- Нижняя втулка;
- Верхняя втулка;
- Циркуляционные каналы.

После цементированья I ступени с применением продавочной пробки, которая свободно проходит через МСЦ в колонну спускают падающую пробку, которая отодвигает нижнюю втулку и открывает доступ в заколонное пространство. Далее через отверстие цементируется II ступень с применением продавочной пробки II ступени, которая выполняет также функцию запорной пробки. Эта пробка достигает верхней втулки, перемещает её и закрывает отверстие. После ОЗЦ все внутренние элементы разбуриваются.

ВЫСОТА УСТАНОВКИ МЦС

Из условий отсутствия ГР высота установки определяется следующим образом:

$$P_{ГР} \geq P_{БР} + P_{ТС} + P_{ГД}^{3П} \Rightarrow g(H - h_I)\rho_{БР} + g h_I \rho_{ТС} + P_{ГД}^{3П}$$

где $P_{ГД}^{3П}$ – гидродинамическое давление в затрубном пространстве;

$$h_I \leq \frac{P_{ГР} - gH\rho_{БР} - P_{ГД}^{3П}}{g(\rho_{ТС} - \rho_{БР})}$$

Существует несколько **технологических схем:**

по количеству пробок:

- С четырьмя пробками (по две на каждую ступень);
- С тремя пробками (одна для первой ступени, одна управляющая, одна для второй ступени (верхняя));
- С двумя пробками и одним управляющим шаром.

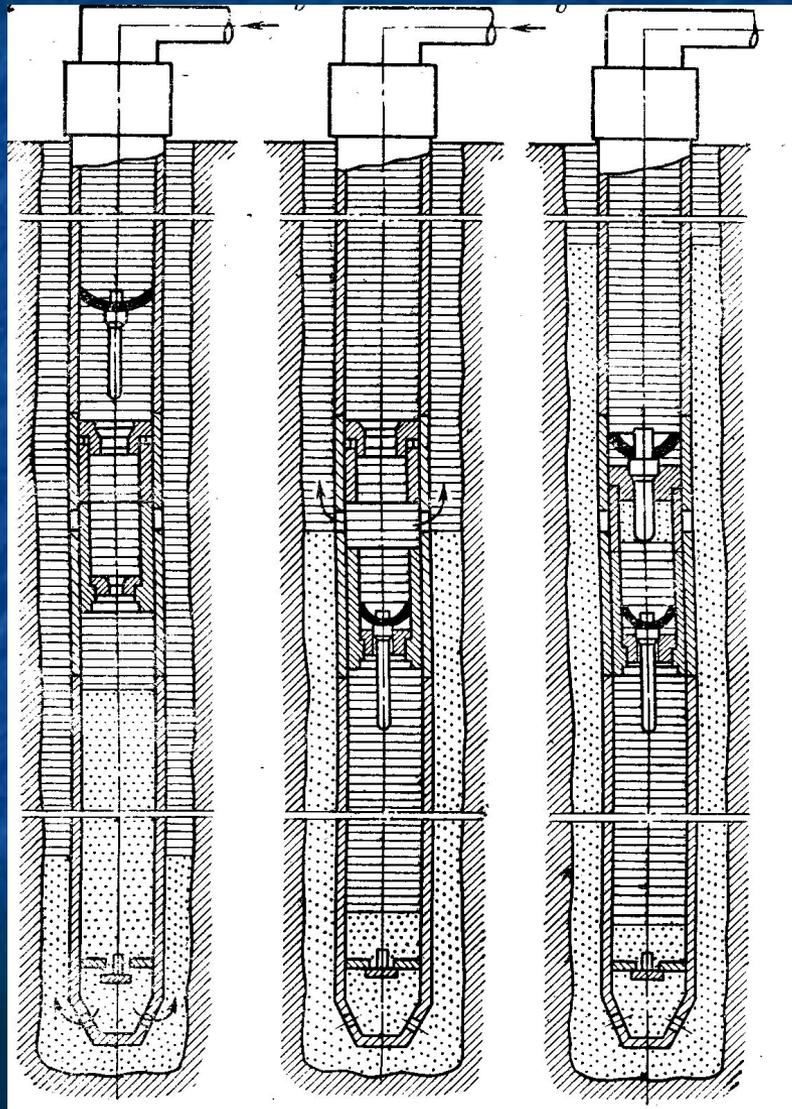
по времени закачивания:

- Без разрыва во времени. ТС второй ступени заканчивается непосредственно после закачки первой;
- С разрывом во времени. ТС второй ступени закачивается после ОЗЦ первой ступени.

по интервалам цементирования:

- Без разрыва в пространстве;

Схема двухступенчатого цементированния с тремя пробками



Позиция 1.

- Закачка первой порции буферной жидкости;
- Закачка объёма ТС для 1-ой ступени $V_{ТС}^I = V_{ЗП}^I + V_{СТ}$, где $V_{СТ}$ – объём стакана;
- Спускается продавочная пробка.
- Закачивается объём продавочной жидкости $V_{ПЖ}^I = V_{ОК}$ (от цементирующей головки до «стоп-кольца»);
- Сбрасывается падающая пробка.

Позиция 2.

- Конец продавки первой ступени;
- Сбрасывается падающая пробка.
- Падающая пробка достигла МСЦ;
- Открыты каналы в МСЦ;
- Идёт промывка ЗП 2-ой ступени и ОЗЦ 1-ой ступени.

Позиция 3.

- Закачка буферной жидкости для 2-ой ступени;
- Закачка $V_{ТС}^{II} = V_{ЗП}^{II}$;
- Спускается продавочная (запорная) пробка 2-ой ступени.
- Закачивается продавочная жидкость для 2-ой ступени (от устья до МЦС) $V_{ПЖ}^{II} = V_{ОК}^{II}$;
- Пробка 2-ой ступени достигает МСЦ;
- Верхняя втулка перемещается вниз и закрывает отверстие в МСЦ;
- Поступает сигнал «СТОП».

После этого осуществляется ОЗЦ 2-ой ступени (разбуривание, проверка герметичности и т.д.)

Изложенная схема цементированя предполагает обязательный РАЗРЫВ ВО ВРЕМЕНИ, который равен ОЗЦ 1-ой ступени (в пределах суток).

Минимальный разрыв во времени достигается специальным пакером ПДМ – пакер двухступенчатого манжетного цементированя:

ПДМ = МСЦ + пакер (резиновый элемент).

При наличии ПДМ после цементированя первой ступени уплотняющий элемент устройства перекрывает затрубное пространство. Это позволяет производить заливку второй ступени с минимальным разрывом во времени. Может применяться также заколонный изолирующий пакер, который устанавливается под МСЦ.

МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Применяется в тех случаях, когда продуктивную часть скважины цементировать нецелесообразно.

Манжетный переводник или ПДМ по длине колонны устанавливается выше продуктивного горизонта. В колонну сбрасывается нижняя пробка, с помощью которого вначале герметизируется пространство под ПДМ, а затем открывается отверстие в ЗП, Далее закачивается ТС, спускается верхняя пробка и закачивается продавочная жидкость выше продуктивного горизонта.

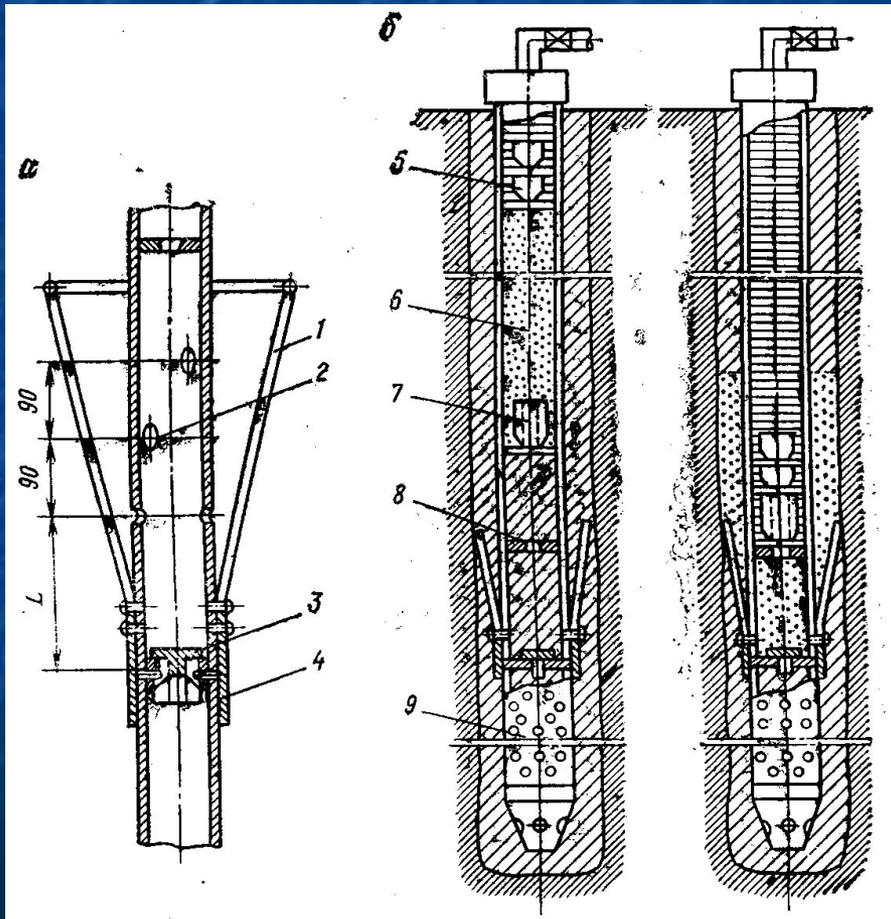


РИС. 4. Схема манжетного цементирования

1 – манжета; 2 – отверстие для цементирования; 3 – прямой клапан; 4 – патрубок с манжетой; 5 – верхняя разделительная пробка; 6 – цементный раствор; 7 – нижняя разделительная пробка; 8 – стоп-кольцо; 9 – фильтр.

МАНЖЕТНО-СЕЛЕКТИВНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

- Используется для сохранения коллекторских свойств низкопроницаемых пластов.

- При данном способе прямого цементирования интервал в зоне продуктивного пласта остается открытым за счет применения заколонных пакетирующих устройств, устанавливаемых над кровлей и под подошвой продуктивного пласта.

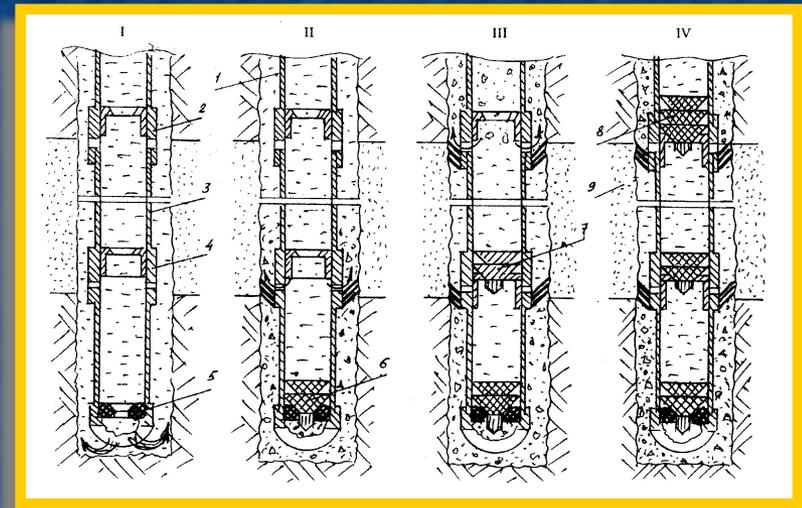


Схема компоновки низа эксплуатационной колонны и технология селективного цементирования скважины:

1-эксплуатационная колонна; 2-верхнее пакерирующее устройство; 3-фильтр; 4-нижнее пакерирующее устройство; 5-резиновое «стоп»-кольцо; 6, 7, 8-нижняя, промежуточная и верхняя продавочные пробки; 9-продуктивный пласт

СПОСОБ ОБРАТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

ОК спускают без обратного клапана и «стоп-кольца», а наружная часть также, как и выше.

Предыдущая колонна должна быть оборудована специальным герметизирующим устройством.

На колонну наворачивается цементирующая головка, а ТС доставляется за колонну непосредственно через затрубное пространство.

- Герметизирующее устройство (превентор);
- Цементирующая головка;
- Цементируемая колонна.

При подаче ТС необходимо следить за давлением нагнетания $P_{\text{НАГН}} > 0$. Что достигается регулированием выхода БР из ЦГ.

Достоинства:

- Р будет минимальным на ГП;
- Возможно применять менее мощное цементирующее оборудование;
- Наиболее полное замещение ТС бурового раствора;
- Сокращается время на заливку (можно применять растворы с низким временем схватывания);
- Облегчается подбор состава.

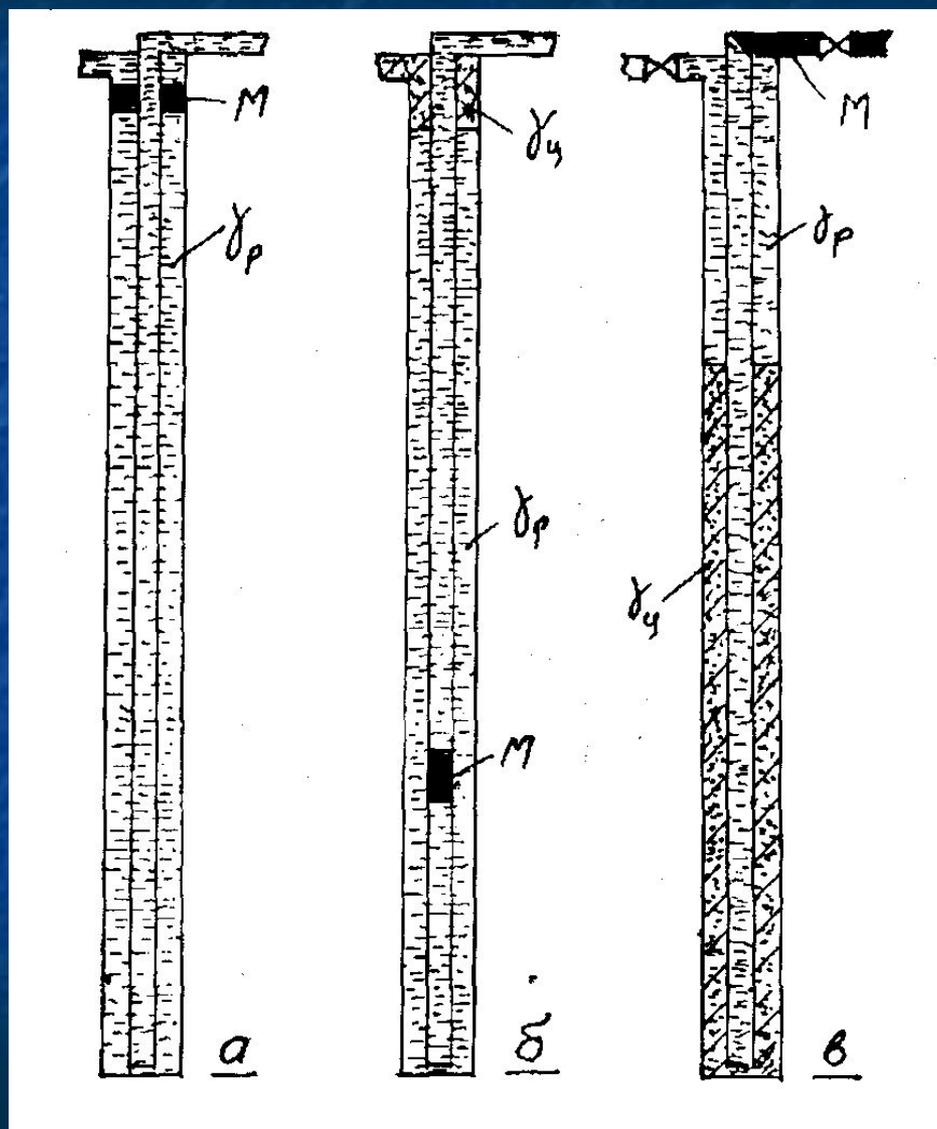
Недостатки:

- Использование герметизирующего устройства (необходимо);
- Трудно определить время окончания цементирования
- Худшее качество цементного камня в нижней части ствола скважины.

Определение времени конца цементирования:

- Геофизический способ;
- По объёму вытекающей жидкости (по объёму ЗП);
- Метод меченой жидкости

Схема контроля обратного цементирование методом меченой жидкости



- а – начало подачи, вслед за меченой жидкостью М, буферной жидкости в объёме равном внутреннему нецементируемому пространству обсадной колонны;
- б - начало подачи тампонажного раствора;
- в – конец цементирование.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ВСТРЕЧНЫМИ ПОТОКАМИ

Используется при наличии в разрезе в скважин проницаемых отложений с низкими градиентами пластового давления. Этот способ цементирования незаменим в тех случаях, когда имеются неизолированные зоны поглощения высокой интенсивности – более $6\text{ м}^3/\text{ч}$, ожидаются поглощения тампонажного раствора при перепаде, равном разности значений гидростатического давления столбов тампонажного и бурового раствора, в разрезе встречаются пласты, склонные к гидравлическому разрыву при градиентах давления, возникающих в процессе цементирования.

КОМБИНИРОВАННЫЕ СПОСОБЫ

- Манжетный и ступенчатый;
- Ступенчатый и обратный (обратный на поглощение).

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКОВ И СЕКЦИЙ ОК

Хвостовик – это ОК, которая не имеет выхода на поверхность. При первичном вскрытии продуктивного горизонта способ заканчивания скважины хвостовиком позволяет уменьшить загрязнение продуктивного пласта.

В отдельных случаях ОК целиком спустить не удаётся (из-за того, что прочность материала труб ниже, чем вес колонны или допускаемая нагрузка на крюке буровой установки установки ниже веса колонны). В этом случае в колонну спускают секции.

Хвостовики и нижняя секция ОК цементируются одинаково.

Хвостовик (нижняя секция ОК) спускается на БТ с помощью специального переводника (разъединителя).

Верхняя часть хвостовика (нс ОК) снабжается секционной продавочной пробкой, которая имеет сквозной канал, а в бурильную колонну устанавливается вторая часть секционной пробки.

Нижняя часть хвостовика оборудуется так же, как и при одноступенчатом цементировании.

Через ЦГ в колонну закачивается ТС в объёме, равном ЗП + стакан.

Затем: устанавливается верхняя часть секционной пробки и ТС продавливается по БТ.

После того, как верхняя часть секционной пробки доходит до нижней, они стыкуются и далее идут как единое целое.

Для спуска и цементирования 2-ой секции ОК предусмотрены стыковочные устройства (соединители)

Стыковочное устройство состоит из двух половин:

- муфтовая часть конусная в верхней половине нижней секции;
- ниппельная часть конусной нижней части верхней секции.

Конусы могут быть из мягкого материала.

Разъединители бывают:

Резьбовые:

- левая резьба; трапециидальная;

Безрезьбовые:

- замковые;
- штифтовые;
- кулачковые

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Проектирование процесса цементирования начинают с выбора состава и определения свойств трех жидкостей используемых при цементировании – буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Буферные жидкости

Под буферной жидкостью понимают промежуточную жидкость между буровым и тампонажным растворами, которая способствует повышению качества цементирования скважин, и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост динамического давления в 1,4—1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4—0,6. В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из заколонного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

В настоящее время в мировой практике используются около 100 рецептов буферных жидкостей, что связано с применением их для решения большого круга задач, возникающих при цементировании. С целью выбора для каждой конкретной операции оптимальных рецептов разработаны различные классификации.

По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей — низковязкие.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на однофазные, двухфазные, трехфазные и многофазные.

К однофазным относятся вода, вода с растворенными материалами (хлористый натрий, хлористый кальций, пирофосфат натрия), нефть, газ, кислоты (соляная).

Двухфазные буферные жидкости состоят из жидкости и твердых нерастворимых (обычно абразивных) добавок (вода с пуццоланом, вода с кварцевым песком или цементом, нефть с песком или баритом). Добавление в буферную жидкость кварцевого песка с фракциями 0,2-0,8 мм в количестве 5-20% (по массе) приводит к турбулизации потока даже при низких скоростях движения.

Трехфазные буферные жидкости состоят из жидкой (вода, нефть), газообразной (азот, воздух) фаз и одного из твердых веществ (кварцевый песок, пуццолан, цемент). В них вводят также хорошо растворимые реагенты (диспергаторы, эмульгаторы, стабилизаторы, турбулизаторы и др.).

Многофазные буферные жидкости включают в себя кроме жидкой, газообразной фаз и химических реагентов несколько разных твердых веществ.

По удельному весу буферные жидкости могут быть классифицированы на облегчённые, нормальные и утяжелённые.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комплексные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

Рекомендации и требования при выборе буферных жидкостей

- Совместимость.** При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны изменяться реологические параметры зоны смешения, а смесь буферной жидкости и тампонажного раствора не должна характеризоваться уменьшением времени загустевания.
- Соответствие основы буферной жидкости основе бурового и тампонажного растворов.** Образующиеся на границе раздела вода – нефтепродукты пленка повышает проницаемость зон таких контактов в цементном камне и на границе цементный камень – стенка скважины, что ухудшает качество крепления скважины.
- Несмешиваемость.** Желательно, чтобы вязкость и плотность буферной жидкости превышала аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближаться к средним значениям для разобщаемых жидкостей. (В технологии – применение нижней цементирующей пробки).
- Исключение кольтматации продуктивного пласта.** Для исключения кольтматации продуктивных зон рекомендуется буферная жидкость с **вязкоупругими свойствами**.
- Применение по возможности комплексных буферных жидкостей.** Повышение эффективности очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора достигается применением комплексных буферных жидкостей. Первая их часть обычно представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая — жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Тампонажные материалы классифицируются по следующим признакам:

- по виду клинкера и составу основных компонентов; по температуре применения;
- по средней плотности тампонажного раствора;
- по устойчивости к воздействию агрессивных пластовых вод.

По виду клинкера и составу основных компонентов тампонажные цементы подразделяются на следующие:

- на основе портландцементного клинкера,
- на основе глиноземистого клинкера,
- бесклинкерные.

Тампонажные растворы на основе тампонажных портландцементов являются основными и изготавливаются на основе портландцементного клинкера по ГОСТ 1581–96.

1. По вещественному составу эти цементы подразделяют на следующие типы:

- I.-тампонажный портландцемент бездобавочный;
- I-G.-тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44;
- I-H.-тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,38;
- II.-тампонажный портландцемент с минеральными добавками;
- III.-тампонажный портландцемент со специальными добавками, регулирующими плотность цементного теста.

2. По плотности цементного раствора тампонажный портландцемент типа III подразделяется на:

- облегченный (Об);
- утяжеленный (Ут).

3. По температуре применения тампонажные портландцементы типов I, II, III подразделяют на цементы, предназначенные для:

- низких и нормальных температур $(15-50)^{\circ}\text{C}$;
- умеренных температур $(51-100)^{\circ}\text{C}$;
- повышенных температур $(101-150)^{\circ}\text{C}$.

4. По сульфатостойкости тампонажные портландцементы подразделяют на:

а) типы I, II, III

- обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляют);
- сульфатостойкие (СС);

б) типы I-G, I-H

- высокой сульфатостойкости (СС-1);
- умеренной сульфатостойкости (СС-2).

Условное обозначение цемента должно состоять из:

- ❑ буквенных обозначений цемента: ПЦТ - портландцемент тампонажный;
- ❑ обозначения сульфатостойкости цемента - 4;
- ❑ обозначения средней плотности для цемента типа III – по таблице 1;
- ❑ обозначения максимальной температуры применения цемента – 3;
- ❑ обозначения гидрофобности и пластичности цемента – ГФ (гидрофобизированный) и ПЛ (пластифицированный);
- ❑ ГОСТ 1581-96

Таблица 1

Значение плотности цементного теста для цемента типа III, г/см ³			
облегченного		утяжеленного	
обозначение средней плотности	плотность ± 0,4	обозначение средней плотности	плотность ± 0,4
Об 4	1,40	Ут 0	2,00
Об 5	1,50	Ут 1	2,10
Об 6	1,60	Ут 2	2,20
		Ут 3	2,30

Примеры условных обозначений

1. Портландцемент тампонажный с минеральными добавками сульфатостойкий для низких или нормальных температур
ПЦТ II – СС-50 ГОСТ 1581-96
2. Портландцемент тампонажный бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44, умеренной сульфатостойкости
ПЦТ I-G – СС-2 ГОСТ 1581-96
3. Портландцемент тампонажный со специальными добавками облегченный плотностью 1,5 г/см³, для умеренных температур гидрофобизированный
ПЦТ III –Об 5-100-ГФ ГОСТ 1581-96

Имеются также специальные цементы, состав которых не предусмотрен ГОСТом 1581–96, предназначенные для выполнения различных функций. Требования к ним регламентируются другими ГОСТами и ТУ.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ

- Цемент тампонажный облегченный (ОТЦ-Н)
- Цемент тампонажный расширяющийся ТПЦР-120
- Цемент тампонажный утяжеленный типа ЦТУ-100
- Тампонажная композиция с закупоривающими свойствами
- Цемент тампонажный термосолестойкий ЦТТ-160
- Цемент тампонажный ЦТПН для циклически меняющихся температур
- Цемент тампонажный утяжеленный термостойкий ЦТТУ-160

Выбор того или иного тампонажного раствора и его сухой основы определяется условиями в скважине – температурой, давлением гидроразрыва пород, пластовым давлением, составом пластовых флюидов, требуемым временем от начала затворения тампонажной смеси до времени начала загустевания цемента, а также его стоимостью и возможностью доставки в необходимом количестве на буровую.

Абсолютная величина температуры в скважине и её перепады при эксплуатации определяют вид тампонажного цемента и рецептуру тампонажного раствора.

Для снижения гидростатического давления на пласт возможна комбинация тампонажных растворов на основе облегченных и бездобавочных цементов, которые закачивают последовательно. Как правило, бездобавочный портландцемент применяют для цементирования низа обсадной колонны и, прежде всего, интервала продуктивного пласта, так как этот цемент обеспечивает более высокую прочность цементного камня, особенно при повышенных температурах. При выборе тампонажной смеси с точки зрения создаваемого давления на пласт необходимо учитывать также динамическую составляющую давления при продавке тампонажного раствора. Поэтому после предварительного выбора тампонажной смеси и расчёта параметров раствора необходимо проверить величину давления на пласт в конце продавки тампонажного раствора, когда репрессия максимальна и сравнить её с давлением гидроразрыва.

В случае аномально высокого пластового давления, для исключения ГНВП на стадии цементирования необходимо применение утяжелённых тампонажных растворов.

При наличии в пластах агрессивных флюидов необходимо применять устойчивый к агрессивному агенту цемент, в том числе и специальные цементы.

Требуемое время от момента затворения цемента до начала загустевания тампонажного раствора определяется производительностью и количеством цементируемых насосов и может оказаться достаточно большим, если количество имеющихся в наличии цементируемых агрегатов ограничено. Расчёт требуемого количества цементируемых агрегатов производится на основе предварительного выбора тампонажной смеси и соответственно паспортных данных или фактически определённых данных по времени загустевания на основе лабораторных испытаний. Поэтому после проведённых расчётов необходимо уяснить сколько ЦА может быть поставлено на буровую и при необходимости должна быть проведена корректировка выбора состава тампонажной смеси. Время начала загустевания изменяют путём растворения в воде затворения специальных добавок – ускорителей и замедлителей схватывания.

К ускорителям относятся:

- хлористые кальций,
- калий и натрий;
- жидкое стекло (силикаты натрия и калия);
- кальцинированная сода;
- хлористый алюминий.

Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до 40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора также химические реагенты, такие как:

- гидролизованный полиакрилонитрил,
- карбоксиметилцеллюлоза,
- полиакриламид,
- сульфит-спиртовая барда,
- конденсированная сульфит-спиртовая барда,
- нитролигнин.
- нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ)

В качестве *продавочной жидкости* обычно применяют буровой раствор или техническую воду. Иногда в качестве продавочной жидкости применяют солевой раствор на котором затем производят вторичное вскрытие пласта. При выборе технической воды в качестве продавочной жидкости может возникнуть проблема выбора цементируемых насосов ЦА, которые обеспечат необходимое давление на цементирующей головке в конце продавки тампонажной смеси. Это связано со значительной добавкой гидростатической составляющей к давлению на цементирующей головке в конце продавки тампонажной смеси.

После выбора трёх жидкостей, участвующих в процессе цементирования производят *расчёт параметров цементирования*. Схема расчёта зависит от принятого способа цементирования.

Расчёт начинают с определения объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Объем буферной жидкости зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяется как произведение:

$$V_{\text{БЖ}} = S_{\text{К}} v_{\text{ВП}} t \quad (1)$$

Где: $S_{\text{К}} = \pi(D_{\text{СКВ}}^2 k - D_{\text{ОК}}^2)/4$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства, м^2 ; $v_{\text{ВП}}$ – скорость восходящего потока, м/с ($v_{\text{ВП}} \geq 1 \text{ м/с}$); t – время контакта, с ($t=420-480 \text{ с}$); k – коэффициент кавернозности, учитывающий увеличение объёма затрубного пространства за счёт образовавшихся каверн, открытых трещин и пор в стенках скважины.

Анализ показывает, что время контакта буферной жидкости со стенками скважины играет существенную роль в эффективности цементирования. При времени контакта менее 7 мин в 50% случаев качество цементирования было неудовлетворительным и требовалось повторное цементирование.

За оптимальную для цементирования эксплуатационных колонн скорость восходящего потока принимают 1,8-2 м/с , для кондуктора и промежуточных колонн 1,5 м/с . Эти скорости обеспечивают наилучшее замещение вытесняемого раствора за счет равномерного подъёма буферной жидкости и тампонажного раствора вокруг колонны (отсутствие "языков") и турбулентного режима течения.

В случае применения **маловязкой буферной жидкости** (воды или близкой к ней по вязкости жидкости) ее **объем W_b** , необходимый для разделения бурового и тампонажного растворов, когда нижняя цементирующая пробка не используется, рекомендуется определять из соотношения $W_c = 18(h/LW_c)^{0,5}$

где h — средневзвешенный по длине условный диаметр канала (труба, кольцевой зазор), по которому движется поток буферной жидкости, м

$$h = ((0,5d_m l_m + 0,25(D_c - d_n) l_k) / L);$$

L — суммарная длина колонны труб l_T , через которые прокачивают буферную жидкость, и интервала цементирования l_k , м;

W_c — суммарный объем закачиваемых в скважину тампонажного $W_{ц}$ и продавочного бурового W_p растворов, м³;

d_T — средневзвешенный внутренний диаметр труб, м;

d_n — наружный диаметр труб, м;

D_c — фактический диаметр скважины в интервале цементирования, м.

Объём тампонажного раствора $V_{\text{ТР}}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{ТР}} = \pi[(D_{\text{СКВ}}^2 k - D_{\text{ОК}}^2)(L - H_{\text{К}}) + (d_{\text{КОН}}^2 - D_{\text{ОК}}^2)H_{\text{ЦК}} + d_{\text{НОК}}^2 h_{\text{СТ}}]/4, \quad (2)$$

где k – коэффициент кавернозности (обычно находится в пределах 1,05–1,4);

$D_{\text{СКВ}}$ – диаметр скважины, м;

$D_{\text{ОК}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{\text{КОН}}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

$d_{\text{НОК}}$ – внутренний диаметр низа обсадной колонны, м;

L – глубина скважины по стволу, в м;

$H_{\text{К}}$ – глубина спуска кондуктора по стволу, м;

$H_{\text{ЦК}}$ – высота подъёма цементного раствора от башмака кондуктора по стволу, м;

$h_{\text{СТ}}$ – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца “Стоп”, м.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$ (м³)

выполняем по формуле:

$$V_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \pi [(d_{\text{ок}}^2 L - d_{\text{нок}}^2 h_{\text{ст}})]/4 , \quad (3)$$

где $k_{\text{пр}}$ - коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (для глинистого раствора $k_{\text{пр}} = 1,03 - 1,05$).

$d_{\text{ок}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Следующим этапом расчёта является определение необходимых количеств компонентов (по массе или по объёму) буферной жидкости и тампонажного раствора.

При расчете компонентов буферной жидкости исходят из рецептуры этой жидкости. Рецептуру, которая даётся обычно в г/литр, кг/м³ или весовых и объёмных процентах пересчитывают на требуемый объём жидкости (с учётом, если необходимо, плотности компонентов). Для некоторых буферных жидкостей, которые поставляются в заводской готовности, расчёт на компоненты не требуется.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водотвёрдого (водоцементного) отношения рекомендуемого поставщиком и оптимальной плотности цементного раствора, которая для бездобавочного цемента равна 1,85 г/см³, а для облегчённого может быть взята из таблицы 1.

По значениям $\rho_{\text{ТР}}$ (в г/см³) и выбранного (или подобранного в результате лабораторных испытаний) водотвёрдого отношения m предварительно определяют **среднюю плотность твердой фазы ρ_{T}** (в г/см³) **тампонажного раствора:**

$$\rho_{\text{T}} = \rho_{\text{ТР}} / [1 - m (\rho_{\text{ТР}} / \rho_{\text{Ж}} - 1)] \quad (4)$$

где $\rho_{\text{Ж}}$ - плотность жидкости затворения, определяемая в процессе подбора рецептуры (если необходима модификация свойств тампонажного раствора, если нет, то $\rho_{\text{Ж}}=1\text{г/см}^3$) или по рекомендации поставщика тампонажной смеси, г/см³.

Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м³ раствора,

$$G = \rho_{\text{T}} (\rho_{\text{ТР}} - \rho_{\text{Ж}}) / (\rho_{\text{T}} - \rho_{\text{Ж}}) \quad (5)$$

Необходимый объем тампонажного раствора для цементировании обсадной колонны определяется по формуле (2).

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора

$$G_{\text{СУХ}} = K_{\text{Ц}} G V_{\text{ТР}}, \quad (6)$$

где $K_{\text{Ц}}=1,03\div 1,05$ - коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м³ воды затворения (в тоннах)

$$G_1 = \rho_T m \quad (7)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³)

$$V_B = K_B G_{\text{СУХ}} / G_1, \quad (8)$$

где $K_B = 1,08 \div 1,10$ - коэффициент, учитывающий потери воды.

Количество химических реагентов (в л - для жидких и в кг - для сухих веществ), необходимое для обработки 1 м³ воды затворения, определяется по формуле

$$Q_{\text{ХР}} = 10 G_1 a, \quad (9)$$

где a - содержание химических реагентов по отношению к массе сухого тампонажного материала (определяется лабораторными испытаниями), %

Общее количество химических реагентов для обработки всего объема воды затворения

$$G_{\text{ХР}} = Q_{\text{ХР}} V_B \quad (10)$$

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Гидравлический расчет цементирования обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементировочных агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве v , допустимого давления на цементировочной головке $P_{цг}$ и забое скважины P_3 (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва), а также для выбора цементировочного оборудования и определения продолжительности процесса цементирования $t_{ц}$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$P_{цг} \leq P_{цг\text{РАСЧ}}; \quad (11)$$

$$P_3 \leq 0,95 P_{гр} \quad (12)$$

$$t_{ц} = t_{зак} + 15 \text{ мин} \leq 0,75 t_{заг}, \quad (13)$$

$P_{гр}$ - давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа;

$t_{зак}$ - затраты времени на закачивание и продавливание тампонажного раствора, включая время на получение давления "стоп", мин;

$t_{заг}$ - время начала загустевания тампонажного раствора, определяемое консистометром, мин (для ПЦТ-I-100 равно 105 мин);

15 мин - дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала "Стоп".

Гидравлический расчет цементировании скважин проводят в следующем порядке.

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке $P_{цг}$ (в МПа) рассчитывают по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_T + P_K + P_{ст}, \quad (14)$$

где $\Delta P_{гс}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементировании, МПа;

P_T, P_K - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении v , МПа;

$P_{ст} = 2,5 \div 3$ МПа - давление момента "Стоп".

Разность гидростатических давлений определяют по формуле:

$$\Delta P_{гс} = 0,001g [(L_1 - H_1)(\rho_{БР} - \rho_{ПР}) + (H_1 - h_1)(\rho_{ТР} - \rho_{ПР})] \quad (15)$$

где L_1 - глубина скважины по вертикали, м;

H_1 — высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны по вертикали, м;

h_1 — высота цементного стакана в колонне по вертикали, м;

$g = 9,8$ м/с² - ускорение свободного падения;

$\rho_{ПР}$ - плотность продавочной жидкости г/см³.

Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны P_T и в затрубном пространстве P_K (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха:

$$P_T = \sum P_T^i \quad P_T^i = 8,11 \lambda_T \rho_{\text{ПР}} Q^2 L^i / d_{\text{ОК}}^{5i} \quad (16)$$

$$P_K = 8,11 \lambda_K Q^2 \left\{ \rho_{\text{ТР}} (L-l) / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2] + \rho_{\text{СРВЗВ}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \right\} \quad (17)$$

где λ_T , λ_K - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}$, $D_{\text{ОК}}$, $d_{\text{КОН}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренний диаметр кондуктора, см;

Q - производительность закачки раствора, л/с;

L - длина обсадной колонны, м;

l - длина кондуктора, м;

$d_{\text{ОК}}^i$ - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

P_T^i - гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры $d_{\text{ОК}}^i$, МПа;

L^i - длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{\text{СРВЗВ}}$ - средневзвешенная плотность раствора в кондукторе в конце продавки тампонажной смеси, г/см³. Равна $\rho_{\text{ТР}}$ при цементировании колонны до устья;

$\rho_{\text{ПР}}$ - плотность продавочной жидкости, г/см³.

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в л/с):

$$Q = 0,0785 (D_{\text{СКВ}}^2 - D_{\text{ОК}}^2) v \quad (18)$$

где v – скорость подъёма тампонажного раствора в кольцевом пространстве в м/с.

Исходя из конкретных геолого-технических условий и практики цементировании скважин в данном районе выбирают максимально допустимую скорость восходящего потока бурового и тампонажного растворов в скважине v к моменту окончания продавки, когда имеются наиболее благоприятные условия гидроразрыва пород. (выше было указано, что за оптимальную для цементировании эксплуатационных колонн скорость восходящего потока принимают 1,8-2 м/с, для кондуктора и промежуточных колонн 1,5 м/с).

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины P_3 (в МПа) равно:

$$P_3 = P_{\text{ГС}} + P_{\text{К}} \quad (19)$$

где $P_{\text{ГС}}$ – гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора, буферной жидкости и бурового растворов (в МПа):

$$P_{\text{ГС}} = 0,001 g [(L^1 - H^1) \rho_{\text{СРВЗВ}} + H^1 \rho_{\text{ТР}}] \quad (20)$$

По вычисленным $P_{\text{ЦГ}}$ и P_3 проверяют условия (11), (12). Если одно из этих условий не выполняется, то корректируют v или выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают эти параметры до выполнения ограничений.

Затем рассчитывают давление на цементировочных насосах цементировочных агрегатов $P_{\text{ЦА}}$ (в МПа):

$$P_{\text{ЦА}} \geq P_{\text{ЦГ}}/0,8 \quad (21)$$

По расчетным значениям Q и $P_{\text{ЦА}}$ выбирают тип цементировочных агрегатов (ЦА), количество которых определяется из соотношения

$$n = Q / q + 1 \quad (22)$$

где q — производительность одного ЦА при давлении $P_{\text{ЦА}}$;
1 — резервный агрегат.

Затем проверяется, достаточно ли суммарного объёма мерных баков цементировочных агрегатов $V_{\text{МБ}}$ (в м^3) для воды затворения тампонажной смеси:

$$V_{\text{МБ}} = 6n \geq V_{\text{В}} \quad (23)$$

где $V_{\text{В}}$ взято из формулы (8).

Если условие (23) не выполняется, и нет возможности доливать мерные баки в процессе цементирования, то количество цементируемых агрегатов увеличивается.

Требуемое количество цементосмесительных машин m определяется по формуле:

$$m = Q / q_{\text{см}} \quad (24)$$

где $q_{\text{см}}$ - производительность одной цементосмесительной машины, л/с.

Затем проверяется, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин G (в тоннах) для цементирования колонны:

$$G = m G_{\text{б}} \geq G_{\text{сух}} \quad (25)$$

где $G_{\text{сух}}$ - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала из формулы (6), т;

$G_{\text{б}}$ - вместимость бункера смесителя, т.

Если условие не выполняется и нет возможности дозагрузки бункеров цементосмесительных машин при цементировании обсадной колонны, их количество увеличивается.

В случае использования осреднительной ёмкости, в дополнение к проведённому выше расчёту, определяют необходимое количество цементиловочных агрегатов для перекачки тампонажного раствора от цементосмесительных машин в ёмкость.

Расчёт ведётся с учётом того, что цементиловочные насосы ЦА можно использовать в режиме максимальной подачи с минимальным развиваемым давлением.

При этом водоподающие насосы этих цементиловочных агрегатов и их мерные ёмкости можно применить для затворения тампонажной смеси.

Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Расчёт режимов закачки растворов начинают с построения графика изменения давлений на цементирующей головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов.

График строится по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементирующей головке с некоторой долей условности считают линейным.

Это точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементирующей головке равно сумме гидравлических сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве, точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементирующей головке минимально и точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементирующей головке максимально.

Максимальное давление на цементирующей головке, без учёта давления "Стоп" в конце продавки тампонажной смеси $P_{ц}$ может быть найдено по формуле:

$$P_{ц} = P_{цг} - P_{ст} \quad (26)$$

Рассчитаем теперь давление, которое возникает на цементирующей головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, $P_{ц}^1$ (в МПа):

$$P_{ц}^1 = \Delta P_{гс}^1 + P_{т}^1 + P_{к}^1 \quad (27)$$

где $\Delta P_{гс}^1$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа (эта величина отрицательна);

$P_{т}^1$, $P_{к}^1$ - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, МПа;

$\Delta P_{гс}^1$ можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P_{гс}^1 = 0,001g L^1 (\rho_{БР} - \rho_{СРВЗВ}^1) \quad (28)$$

где L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

$g=9,8$ м/с² - ускорение свободного падения;

$\rho_{БР}$ - плотность бурового раствора, г/см³ (плотность буферного раствора принимается равной плотности бурового раствора);

$\rho_{СРВЗВ}^1$ - средневзвешенная плотность раствора в обсадной колонне на момент прихода тампонажного раствора на забой, г/см³. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{ТР}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{ТР} \geq V_{ОК}$ - внутреннего объёма обсадной колонны, равного (в м³):

$$V_{ОК} = \pi d_{ОК}^2 L / 4, \quad (29)$$

где L - длина обсадной колонны, м;

$d_{ОК}$ - средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

В связи с тем, что величина $P_{\text{ц}}^1$ будет иметь малое и даже отрицательное значение, закачку тампонажного раствора до забоя можно производить с максимальной производительностью, которая ограничивается только условием (12) $P_3^1 \leq P_{\text{ГР}} / (1,2 \div 1,5)$.

Так как забойное давление с другой стороны равно $P_3^1 = P_{\text{ГС}}^1 + P_{\text{К}}^1$, условие (12) можно переписать в виде:

$$P_{\text{ГС}}^1 + P_{\text{К}}^1 \leq P_{\text{ГР}} / (1,2 \div 1,5) \quad (30)$$

Записав выражение для гидростатического давления на забой $P_{\text{ГС}}^1$ и преобразовав (30) относительно гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве $P_{\text{К}}$ получим:

$$P_{\text{К}}^1 \leq P_{\text{ГР}} / (1,2 \div 1,5) - 0,001g L^1 \rho_{\text{БР}} \quad (31)$$

где L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

$g=9,8$ м/с² - ускорение свободного падения;

$\rho_{\text{БР}}$ - плотность бурового раствора, г/см³.

Из формул (17), (31) найдём максимально допустимый расход тампонажного раствора при его закачке до забоя, $Q_{\text{МАКС}}$ (л/с):

$$Q_{\text{МАКС}} \leq \sqrt{[P_{\text{ГР}} / (1,2 \div 1,5) - 0,1g L^1 \rho_{\text{БР}}] / 8,11 \lambda_{\text{К}} \{ \rho_{\text{ТР}} (L-l) / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2] + \rho_{\text{СРВЗВ}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \}} \quad (32)$$

и гидравлические сопротивления в трубах $P_{\text{Т}}^1$ (в МПа) для этого случая из формулы (16):

$$P_{\text{Т}}^1 = \sum P_{\text{Т}}^i \quad P_{\text{Т}}^i = 8,11 \lambda_{\text{Т}} \rho^i Q_{\text{МАКС}}^2 L^i / d_{\text{ОК}}^5 \quad (33)$$

где $\lambda_{\text{Т}}$, $\lambda_{\text{К}}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}$, $D_{\text{ОК}}$, $d_{\text{ОК}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренние диаметры участков обсадных труб, см;

L - длина обсадной колонны, м.

ρ^i - плотность раствора в секциях обсадной колонны, г/см³. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{\text{ТР}}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{\text{ТР}} \geq V_{\text{ОК}}$;

L^i - длина секций обсадной колонны, м;

$d_{\text{ОК}}^i$ - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см.

Подставив полученные значения $\Delta P_{\text{ГР}}^1$, $P_{\text{Т}}^1$, $P_{\text{К}}^1$ в (27) найдём величину давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой.

Давление на цементирующей головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P_{\text{Ц}}^0$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны $P_{\text{Т}}^0$ и $P_{\text{К}}^0$, которые рассчитывают по формулам, аналогичным формулам (16) и (17):

$$P_{\text{Т}}^0 = \sum P_{\text{Т}}^i \quad P_{\text{Т}}^i = 8,11 \lambda_{\text{Т}} \rho_{\text{БР}} Q_{\text{МАКС}}^2 L^i / d_{\text{ОК}}^{5i} \quad (34)$$

$$P_{\text{К}} = 8,11 \lambda_{\text{К}} Q_{\text{МАКС}}^2 \left\{ \rho_{\text{БР}} (L - l) / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3 (D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2] + \right. \\ \left. + P_{\text{БР}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \right\} \quad (35)$$

где $\lambda_{\text{Т}}$, $\lambda_{\text{К}}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{\text{СКВ}}$, $D_{\text{ОК}}$, $d_{\text{КОН}}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренний диаметр кондуктора, см;

Q - производительность закачки раствора, л/с;

L - длина обсадной колонны, м;

l - длина кондуктора, м;

$d_{\text{ОК}}^i$ - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

$P_{\text{Т}}^i$ - гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры $d_{\text{ОК}}^i$, МПа;

L^i - длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{\text{БР}}$ - плотность продавочной жидкости, г/см³.

Давление на цементирующей головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки. Если по результатам расчёта это условие не выполняется, производят уменьшение $Q_{\text{МАКС}}$ и пересчитывают давления на цементирующей головке в моменты начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну и его прихода на забой.

Таким образом, мы найдём необходимые для построения графика изменения давления на цементирующей головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажного раствора $P_{\text{Ц}}^0$, прихода тампонажного раствора на забой $P_{\text{Ц}}^1$ и конца продавки $P_{\text{Ц}}$ (ординаты графика).

Следующий этап – определение суммарных закачанных объёмов ΣV в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитывают без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём ΣV^0 равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой ΣV^1 равна внутреннему объёму обсадной колонны $V_{\text{ОК}}$.

$$\Sigma V^1 = V_{\text{ОК}} \quad (36)$$

В конце продавки тампонажного раствора ΣV равен сумме объёмов тампонажного раствора $V_{\text{ТР}}$ и продавочной жидкости $V_{\text{ПР}}$:

$$\Sigma V = V_{\text{ТР}} + V_{\text{ПР}} \quad (37)$$

По полученным данным строят график изменения давления на цементирующей головке.

Используя величины давлений, приведённые на графике, производительность ускоренной закачки тампонажного раствора до забоя $Q_{\text{МАКС}}$ и производительность продавки тампонажной смеси Q выбираем режимы работы конкретных цементирующих агрегатов (диаметры цилиндрической втулки, передачи и соответствующие им производительности цементирующих насосов). На участке продавки тампонажной смеси в заколонное пространство расход можно менять от $Q_{\text{МАКС}}$ до Q в соответствии с графиком и зависимостью давления от расхода у цементирующих насосов.

Затем вычисляем время прихода тампонажного раствора на забой скважины в режиме ускоренной закачки, с производительностью $Q_{\text{МАКС}}$, t_3 (в мин):

$$t_3 = 16,7 \Sigma V^1 / (q_{\text{МАКС}} (n-1)) \quad (38)$$

где $q_{\text{МАКС}}$ - производительность закачки тампонажного раствора в обсадную колонну одним цементирующим агрегатом до забоя в режиме ускоренной закачки л/с;

n – число цементирующих агрегатов.

Рассчитаем теперь время продавки тампонажного раствора в заколонное пространство цементирования t_{Π} (в мин) в режиме нормальной закачки, с производительностью Q :

$$t_{\Pi} = 16,7 (\Sigma V - \Sigma V^1) / (q (n - 1)), \quad (39)$$

где q - производительность продавки тампонажного раствора в заколонное пространство одним цементирующим агрегатом л/с.

Если принято решение менять подачу насосов цементирующих агрегатов в процессе продавки, то необходимо рассчитать время продавки для каждой подачи по формуле (39) и просуммировать полученные времена для определения t_{Π} .

Затем определяем время цементирования скважины $t_{\text{ц}}$ (в мин):

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{ЗАК}} + 15 \text{ мин} = t_{\text{з}} + t_{\text{п}} + 15 \text{ мин} \quad (40)$$

где $t_{\text{ЗАК}}$ - затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его продавку, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала “Стоп”.

По вычисленному значению $t_{\text{ц}}$ проверяют условие (13). Если это условие не выполняется, то выбирают другой тампонажный раствор (корректируют состав) и повторно рассчитывают этот параметр до выполнения ограничения.

Рассчитываем также число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости, по формуле:

$$n_{\text{БЖ}} = V_{\text{БЖ}} / V_{\text{МБ}} \quad (41)$$

где $V_{\text{БЖ}}$ – объём буферной жидкости, м^3 ;

$V_{\text{МБ}}$ – объём мерных баков, м^3 .

Время закачки буферной жидкости $t_{\text{БЖ}}$ определяем по формуле:

$$t_{\text{БЖ}} = 16,7 V_{\text{БЖ}} / (q_{\text{МАКС}} n_{\text{БЖ}}), \quad (42)$$

где $V_{\text{БЖ}}$ – объём буферной жидкости, м^3 ;

$q_{\text{МАКС}}$ - производительность закачки раствора в обсадную колонну одним цементирующим агрегатом в режиме ускоренной закачки л/с;

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники **разрабатывают технологическую схему обвязки цементирующего оборудования.** Схема обвязки выбирается в зависимости от того, предполагалось ли использование осреднительной ёмкости при цементировании обсадной колонны или нет. На рисунках 1 и 2 приведены два варианта схемы обвязки – без применения осреднительной ёмкости и с осреднительной ёмкостью, соответственно.

При цементировании коротких обсадных колонн применение блока манифольда может не потребоваться.



Рис. 1. Технологическая схема обвязки цементирующей техники при цементировании эксплуатационной колонны с получением цементного раствора в гидروвакуумных цементосмесителях

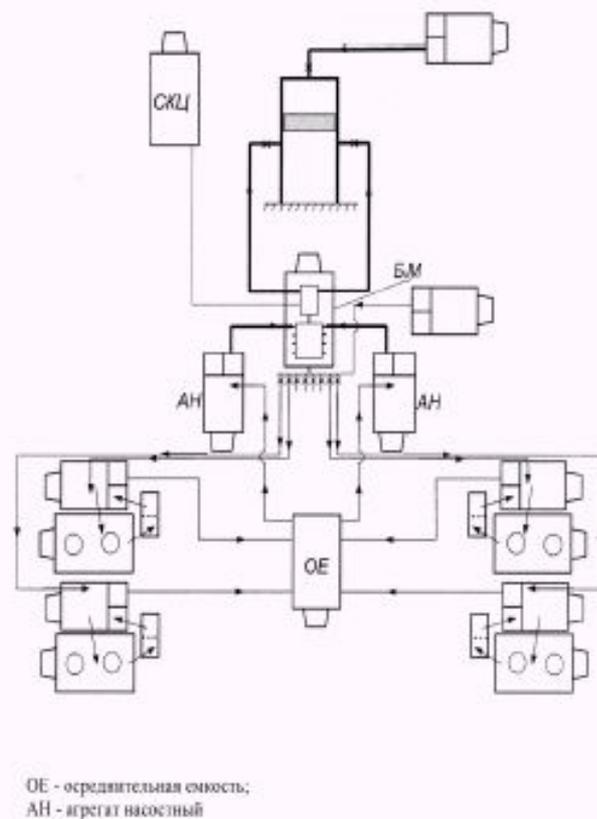


Рис. 2. Схема обвязки цементирующей техники с помощью осреднительной ёмкости

Оборудование устья скважины колонными головками

После окончания бурения скважины, спуска обсадной колонны и её цементирования верхние части обсадной колонны (кондуктора, промежуточной и эксплуатационной) соединяют при помощи колонной головки.

Для освоения, испытания продуктивных горизонтов и обеспечения последующей их эксплуатации без осложнений **обязка колонн на устье должна обеспечивать:**

- 1) герметизацию, контроль давления и возможность заполнения промывочной жидкостью заколонного пространства;
- 2) жёсткое соединение верхней (устьевой) части эксплуатационной колонны с другими колоннами, спущенными ранее в скважину;
- 3) возможность фиксирования некоторых величин натяжения эксплуатационной колонны.

Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин выбор типа колонной головки зависит от пластового давления и диаметра обвязываемых колонн.

В промышленной практике применяют колонные головки двух типов: клиновую (рис. 5.1) ГКК (ОКК) и муфтовую ГKM (рис. 5.2).

Наиболее распространена колонная головка (обвязка) клиновая. Она предназначена для обвязки двух или трёх колонн - эксплуатационной и кондуктора, эксплуатационной и промежуточной, эксплуатационной, промежуточной и кондуктора. На скважине может быть установлено несколько колонных головок.

Колонные головки испытывают на герметичность при опрессовке водой межколонного пространства на допустимое внутреннее давление колонны $P_{доп}$, а также, до установки на колонну, на прочность корпуса на пробное давление: при условном диаметре проходного сечения фланца головки меньше 350 мм – $2 P_{РАБ}$; при условном диаметре большем и равном 350–1,5 $P_{РАБ}$.

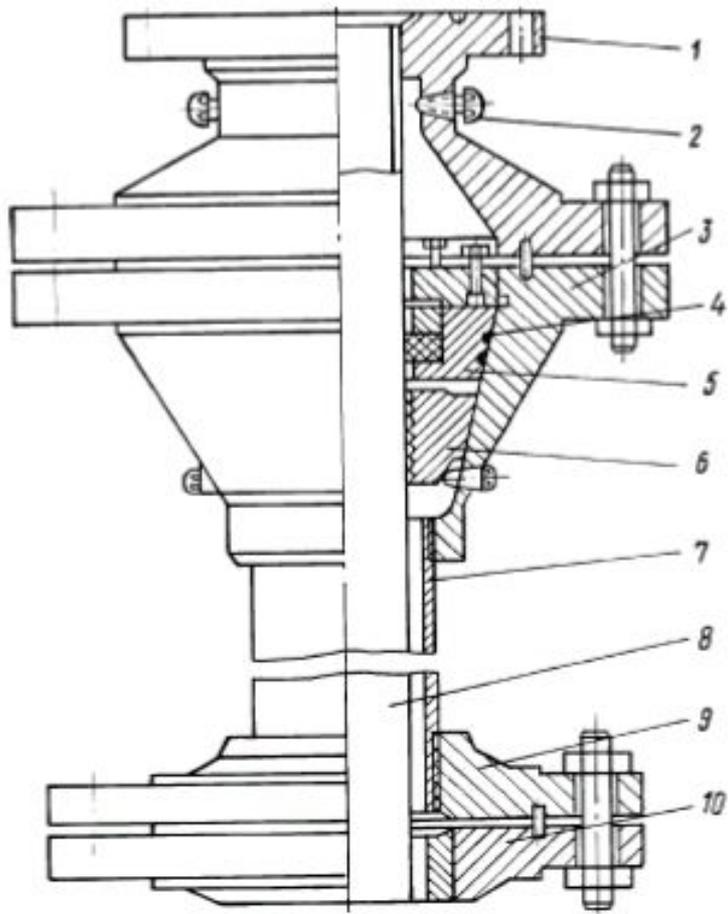


Рис. 5.1. Колонная головка клиновья типа ГКК:

1 – фланец; 2 – пробка; 3 – корпус головки; 4 – резиновые уплотнительные кольца; 5 – пакер; 6 – клинья; 7 – патрубок; 8 – эксплуатационная колонна; 9 – фланец для установки головки на устье; 10 – фланец промежуточной колонны

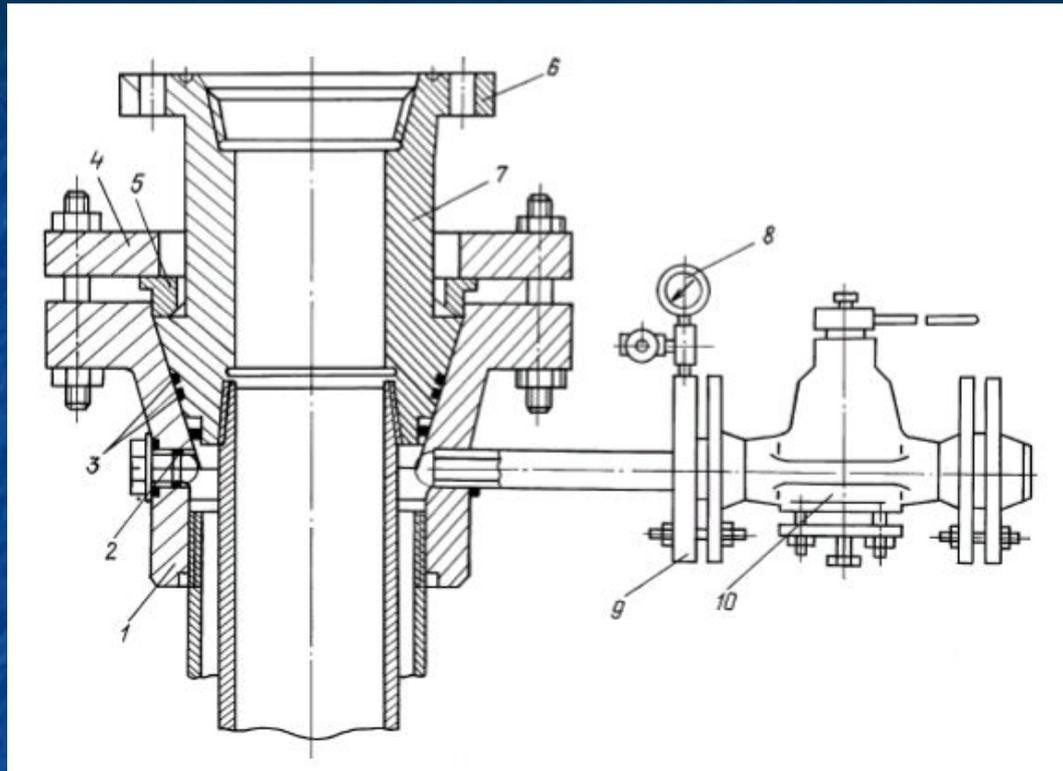


Рис. 5.2. Головка колонная муфтовая типа ГКМ:

1 – корпус головки; 2 – металлическая манжета; 3 – резиновые кольца; 4, 6 – фланцы; 5 – полукольцо; 7 – муфта для подвески эксплуатационной колонны; 8 – манометр; 9 – патрубок с фланцем; 10 – кран

Колонную головку установленную на промежуточную колонну опрессовывают газоподобными агентами в следующем порядке:

1. через межколонное пространство устье скважины опрессовывают жидкостью (водой) на давление, отвечающее допустимому внутреннему давлению промежуточной колонны.
2. устанавливают на колонну фонтанную арматуру, снижают уровень жидкости в эксплуатационной колонне и вторично спрессовывают инертным газом колонную головку на максимальное рабочее давление промежуточной колонны, на которой установлена колонная головка, и дают выдержку давления не менее 5 минут. При этом не должно быть потерь газа.

Испытания обсадных колонн на герметичность

Каждая колонна должна подвергаться испытанию для проверки качества цементирования, определения ее прочности и герметичности.

Испытание предполагает проверку:

- расположения цемента за обсадной колонной, контакта цементного камня с обсадными трубами и породой методами геофизического каротажа – на стадии ОЗЦ термокартаж, после ОЗЦ акустический и радиационный картаж;
- герметичности цементного кольца промежуточной обсадной колонны или кондуктора, на которых установлено противовыбросовое оборудование;
- прочности и герметичности всех обсадных колонн давлением.

Кондукторы и промежуточные колонны испытывают на герметичность согласно действующей инструкции и оформляют это актом.

Испытания обсадных колонн на герметичность

Проверка герметичности цементного кольца промежуточной обсадной колонны или кондуктора производится после испытания этих колонн на герметичность. Для этого разбуривается цементный стакан, башмак испытываемой колонны и забой углубляют на 3 метра ниже её башмака. На устье создаётся давление $P_{\text{оп}}^{\text{цк}}$, которое рассчитывают по формуле:

$$P_{\text{оп}}^{\text{цк}} = P_{\text{оп}} - g H (\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{в}}),$$

где: $P_{\text{оп}}$ – давление опрессовки колонны;

g – ускорение свободного падения;

H – глубина скважины;

$\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды.

Испытание на герметичность эксплуатационных колонн очень важно, поскольку оно определяет надежность последующего вызова притока и эксплуатации скважины.

Оно проводится в следующих скважинах:

1. со сплошными колоннами или с фильтром при манжетном цементировании после проверки расположения цементного стакана, а при необходимости после его подбуривания до установленного минимума его высоты.
2. с колоннами, зацементированными ступенчато или секциями: первое испытание после окончания времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) последней секции или ступени, а позже после разбуривания цементного стакана каждой секции; последнее испытание проводят после разбуривания нижнего цементного стакана до установленного минимума его высоты.

Эксплуатационные колонны испытывают на герметичность после спуска и цементированья - созданием давления с предварительной заменой глинистого раствора на воду, если вода не была жидкостью продавки; в скважинах, где при испытании и в начале эксплуатации ожидается отсутствие избыточного давления, эксплуатационную колонну дополнительно испытывают снижением уровня воды;

При испытании колонны на герметичность внутреннее давление на трубы колонны $P_{\text{опр}}$ не должно превышать давление опрессовки, которое было использовано при расчёте обсадной колонны на прочность (см. лекцию – расчёт обсадных колонн).

Считается, что колонна выдержала испытание на герметичность опрессовкой, если после замены раствора на воду отсутствуют переток жидкости или выделение газа из колонны, а также если не было отмечено снижения давления испытания на протяжении 30 минут, или если давление уменьшается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания более 7 МПа и не более чем 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7 МПа.

Наблюдение за изменением давления начинают через 5 мин после создания необходимого давления.

При испытании колонны методом снижения уровня последний должен быть снижен до значения, который принимался в расчёте обсадных колонн.

В скважинах, заполненных перед цементированием глинистым раствором плотностью 1400 кг/м³ и выше, вместо испытания герметичности колонны снижением уровня заменяют глинистый раствор на воду и на протяжении 1 ч после стабилизации температуры констатируют отсутствие перетока жидкости или выделения газа (если замена раствора на воду не вызывает опасности смятия колонны).

При испытании методом снижения уровня колонна считается герметичной в том случае, если повышение уровня, сниженного до указанной величины, за 8 ч наблюдения не превысит значений, указанных ниже.

Снижение уровня на глубину, м	<400	400-600	600-800	800-1000	>1000
Поднятие уровня за 8 часов, м, не более при внешнем диаметре колонны, мм:					
114 - 219	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0
> 219	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

Уровень измеряют различными скважинными приборами через 3 ч после его снижения, чтобы исключить влияние стекания жидкости со стенок колонны на результаты измерений.

Если уровень жидкости в колонне за 8 ч поднимется больше указанного, то измерение повторяют. В случае подтверждения негерметичности выявляют причины и разрабатывают меры по её ликвидации.

Особенности крепления горизонтальных скважин

- До настоящего времени в отечественной практике горизонтальный участок ствола скважины или ствол с большим углом отклонения от вертикали, как правило, оставляли незацементированным. В лучшем случае его обсаживали колонной или хвостовиком с щелевидными фильтрами в интервале продуктивного пласта.
- Однако этот способ заканчивания скважин имеет ряд существенных недостатков:
 - прорыв воды на любом участке горизонтального ствола скважины в интервале продуктивного пласта может привести к потере скважины в целом;
 - возникают труднопреодолимые проблемы при необходимости стимулирования скважины путем кислотной обработкой или гидроразрыва продуктивного пласта;
 - становится невозможным точное регулирование добычи или нагнетания жидкости в интервалах пласта, имеющих различную проницаемость.

Особенности крепления горизонтальных скважин

- Преимущества цементирования и перфорации, хотя они значительно удорожают работы, могут загрязнить пласт и ограничить темп добычи (или нагнетания) в некоторых породах, в борьбе с указанными выше проблемами перевешивают эти недостатки.
- Стандартная технологическая оснастка обсадных колонн не обеспечивает нормальной работы в условиях, когда она находится в наклонном положении. Обратные клапаны с неподпружиненным шаровым затвором перестают надежно закрываться, а в подпружиненных - при промежуточных промывках размываются шары или тарелки и не перекрывают затвор.

Особенности крепления горизонтальных скважин

- Использование клапанов ЦКОД с дросселями, расположенными ниже шаровых затворов, обеспечивает самозаполнение спускаемой обсадной колонны жидкостью из скважины на 95 % ее длины, не допуская при этом сифона. При углах наклона оси скважины в месте их установки более $15...20^\circ$ возникают отказы: клапан не закрывается по окончании продавливания тампонажного раствора из колонны в затрубное пространство скважин, тампонажный раствор возвращался из затрубного пространства в колонну и поднимался более чем на 100 м.
- Анализ причин отказов клапанов показал, что шаровой затвор отклоняется от оси седла клапана. При этом обратный поток тампонажного раствора движется через клапан, не давая ему запереть седло.

Особенности крепления горизонтальных скважин

- Испытания в промысловых условиях клапанов типа КОДГ показали, что в сравнении с клапанами типа ЦКОДМ этот клапан надежно работает в наклонном и горизонтальном положениях. При этом шар не имеет заметного износа при циркуляции через клапан абразивного бурового раствора в течение 30 ч при расходе до 60 л/с.
- Идеальным центратором является жесткий спиральный центратор типа ЦТГ по ТУ 39-0147001-151-96, наружный диаметр которого меньше диаметра ребер стабилизатора, применявшего при бурении скважин. Это устройство одновременно выполняет функцию турбулизатора.

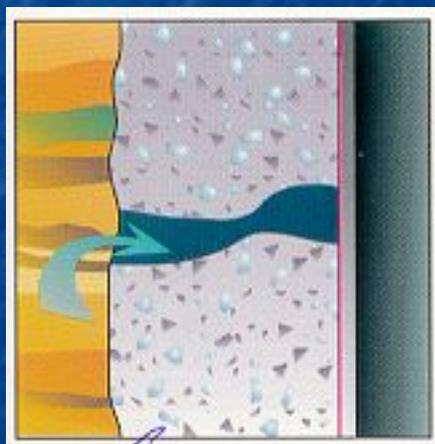
Особенности крепления горизонтальных скважин

- При цементировании горизонтальных скважин комплектное применение продавочных и нижних пробок становится обязательным, так как наличие цементного стакана внутри колонны в пределах продуктивного пласта вообще недопустимо по экономическим соображениям.
- В НПО "Бурение" подготовлен к серийному производству комплект разделительных пробок КРПФ 114x127, КРПФ 140x146 и КРПФ 168x178, который позволит эффективнее использовать горизонтальный участок скважины в интервале продуктивного пласта за счет включения кроме верхней разделительной и нижней пробок специального кольца "стоп".

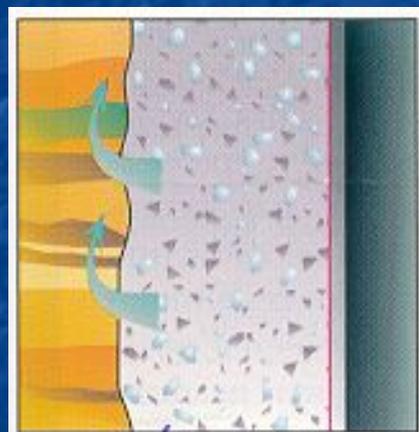
Осложнения при креплении скважин

- недоподъем тампонажного раствора
- межпластовые перетоки
- флюидопроявления
- недоспуск колонн
- низкая адгезия тампонажного камня
- недолговечность тампонажного камня

Осложнения при креплении скважин

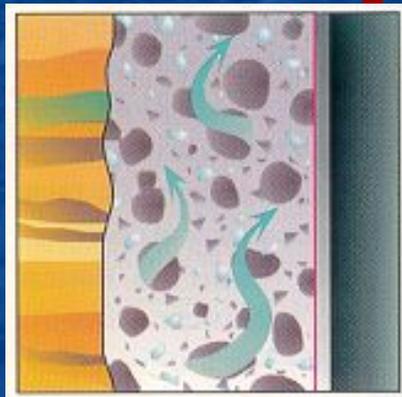


Преждевременное
загустевание

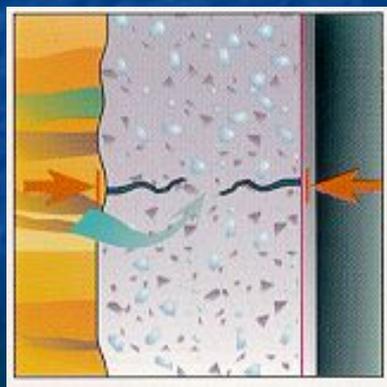


Чрезмерная
водоотдача

Осложнения при креплении скважин

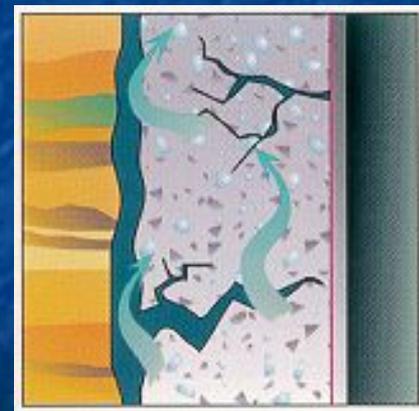


Высокая проницаемость
цементного раствора

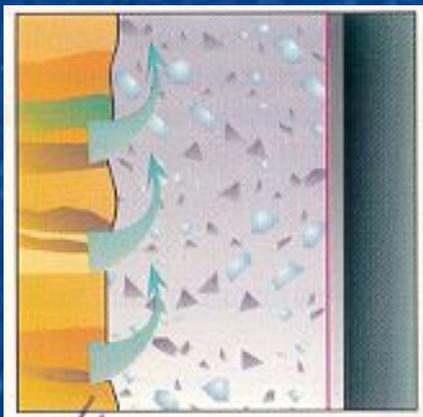


Усталостное разрушение
цемента

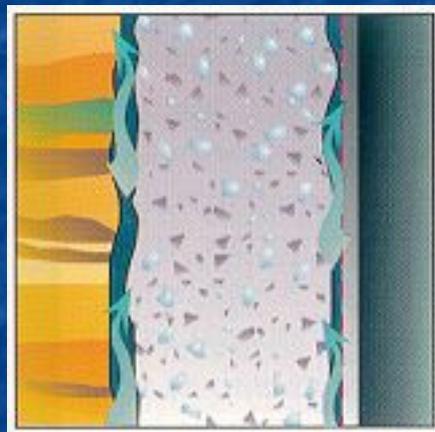
Сильная усадка



Осложнения при креплении скважин

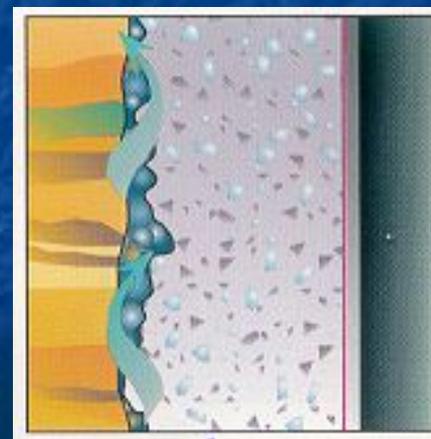


Неправильно
подобранная
плотность



Некачественное
сцепление на
границах разделов

Некачественное
удаление бурового
раствора, фильтрационной
корки



Вторичное вскрытие продуктивного пласта

Производится перфорацией
обсадной колонны, цементного
камня и пород пласта

Существуют два варианта реализации перфорации:

- перфорация в условиях репрессии на продуктивный пласт;**
- перфорация в условиях депрессии на пласт.**

Вторичное вскрытие продуктивного пласта

Жидкости для вторичного вскрытия:

- буровой раствор
- специальные жидкости
- буферные разделители

Основное требование к жидкостям вторичного вскрытия – минимальное загрязнение пласта

Техника перфорации скважин

Способы перфорации скважин

Пулевая

Торпедная

Кумулятивная

Механическая

Гидромеханическая

Гидропескоструйная

Химическая

Первые четыре способа перфорации осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, имеющегося в их распоряжении.

До 95% всех перфораций обсадных колонн нефтегазовых скважин осуществляется кумулятивными перфораторами.

Гидромеханическая, гидропескоструйная, и химическая перфорации осуществляются техническими средствами и службами нефтяных промыслов или сервисными компаниями

Пулевая перфорация скважин

При пулевой перфорации в скважину на канат-кабеле спускается **стреляющий пулевой аппарат**, состоящий из нескольких (8 - 10) камер - стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу.

Существует два вида пулевых перфораторов:

- перфораторы с горизонтальными стволами. В этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;
- перфораторы с вертикальнокриволинейными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Пулевой перфоратор **ПБ-2** состоит из нескольких секций, каждая имеет камеры с ВВ. Стволы, заряжены пулями и закрыты герметизирующими прокладками. В верхней секции два запальных устройства, которые срабатывают при подаче по кабелю тока. В результате мгновенного сгорания ВВ давление газов в камере достигает 2 тыс. МПа, под действием которых пуля выбрасывается.

Пулевая перфорация скважин

В перфораторе ПБ-2 масса заряда ВВ одной камеры составляет 4-5 г, поэтому пробивная способность его невелика. Длина перфорационных каналов составляет 65 - 145 мм (в зависимости от прочности породы и типа перфоратора). Диаметр канала 12 мм.

Пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами ПВН-90 имеет больший объем камер, длину стволов и диаметр пули. Масса ВВ в одной камере - 90 г. Давление газов в камерах - 0,6 - 0,8 тыс. МПа. Длина перфорационных каналов в породе получается 145 - 350 мм при диаметре около 20 мм.

В каждой секции перфоратора четыре вертикальных ствола, на концах которых сделаны плавные желобки - отклонители. Пули, изготовленные из легированной стали, для уменьшения трения покрываются медью или свинцом. В каждой секции два ствола направлены вверх и два вниз, чтобы компенсировать реактивные силы, действующие на перфоратор.

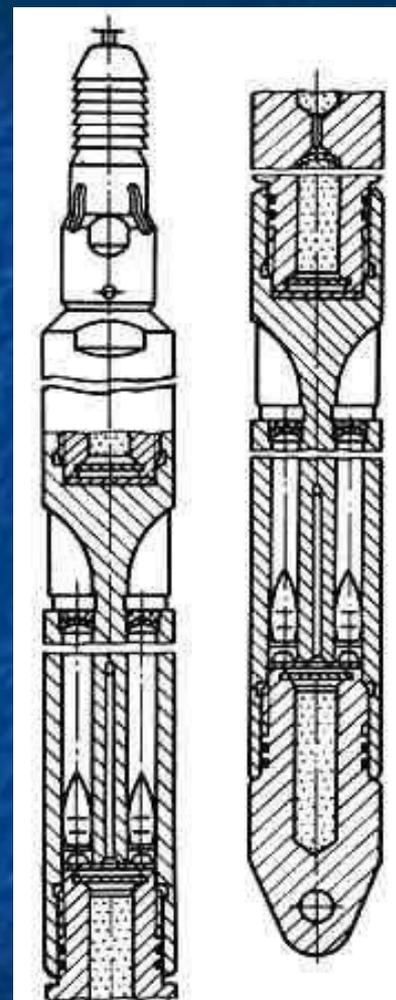


Рис. 4.6. Пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами

Торпедная перфорация скважин

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на канат-кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм.

Внутренний заряд ВВ одного снаряда равен 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором напольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса ВВ одной камеры - 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100 - 160 мм, диаметр канала - 22 мм. На 1 м длины колонны делается не более четырех отверстий за спуск перфоратора, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн.

Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией.



Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими нуля или снарядов.

Прострел преграды достигается за счет **сфокусированного взрыва**. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов + продуктов облицовки пробивает канал.

Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до **6 - 8 км/с** и создает давление на преграду до **0,15 - 0,3 млн. МПа**. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до **1300 мм** и диаметром в средней части **7 - 23 мм**. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора.

Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на **корпусные и бескорпусные**.

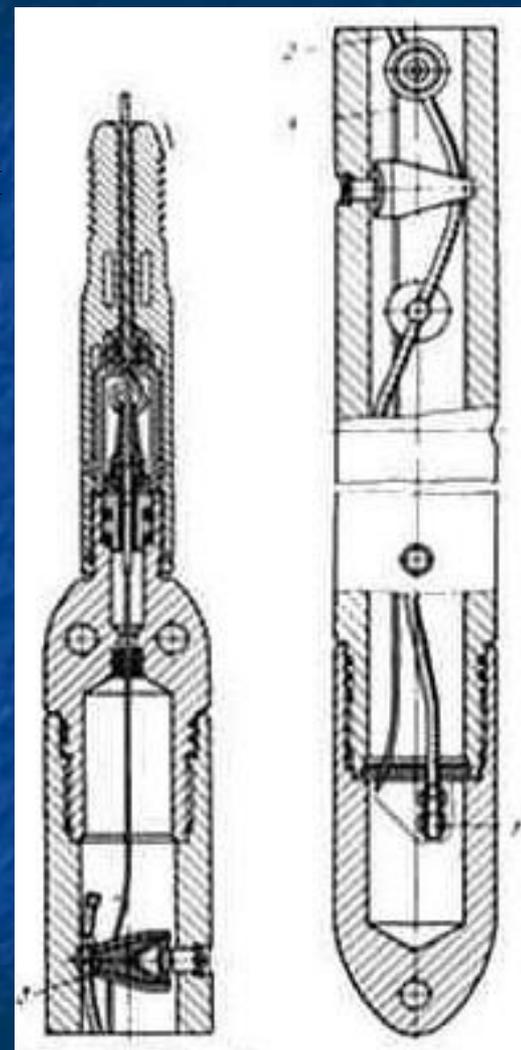
Корпусные перфораторы после их перезаряда используются **многократно**. Бескорпусные - одноразового действия. Разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется для герметизации зарядов при погружении их в скважину

Кумулятивная перфорация

Перфораторы обычно спускаются на кабеле. Имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ, а также на насосно-компрессорных трубах. В последнем случае взрыв производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ **резинового шара**, действующего как поршень на взрывное устройство. **Масса ВВ** одного кумулятивного заряда составляет **25 - 50 г**. Малогабаритные перфораторы и перфораторы, спускаемые на НКТ, дают возможность вскрывать пласты на депрессии.

Максимальная мощность вскрываемого интервала **кумулятивным перфоратором** достигает **30 м**, **торпедным** - **1 м**, **пулевым** - до **2,5 м**. Это одна из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Корпусные перфораторы простреливают интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия - до 10 м и



Корпусный кумулятивный перфоратор ПК105ДУ:
1- взрывной патрон; 2 - шнур; 3 - заряд; 4 - электропровод.

Кумулятивная перфорация

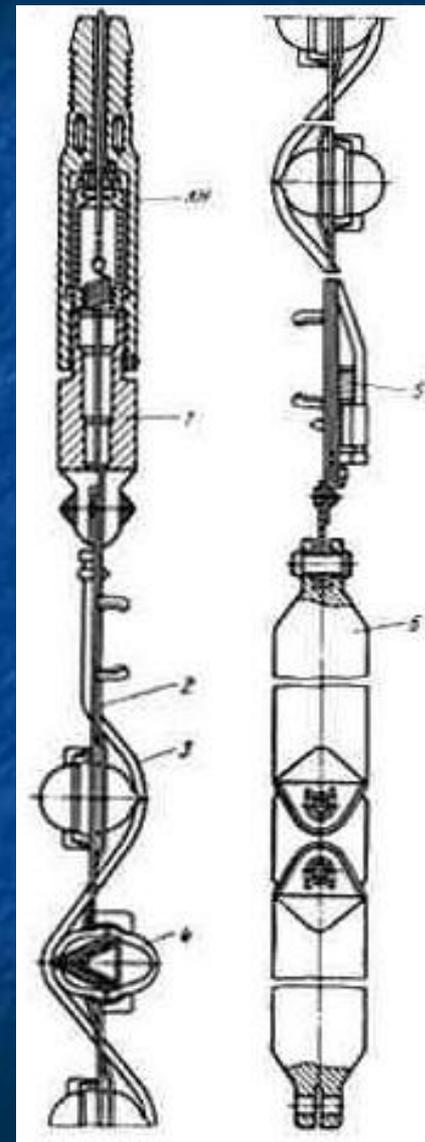
Ленточные перфораторы легче корпусных, но их применение ограничено давлениями и температурами на забое скважины, так как взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в контакте со скважинной жидкостью.

В ленточном перфораторе заряды смонтированы в стеклянных (или из другого материала), герметичных чашках, которые размещены в отверстиях стальной ленты с грузом на конце. Гирлянда спускается на канат-кабеле. При залпе лента полностью не разрушается, но для повторного использования не применяется.

Недостаток бескорпусных перфораторов - невозможность контролирования числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса..

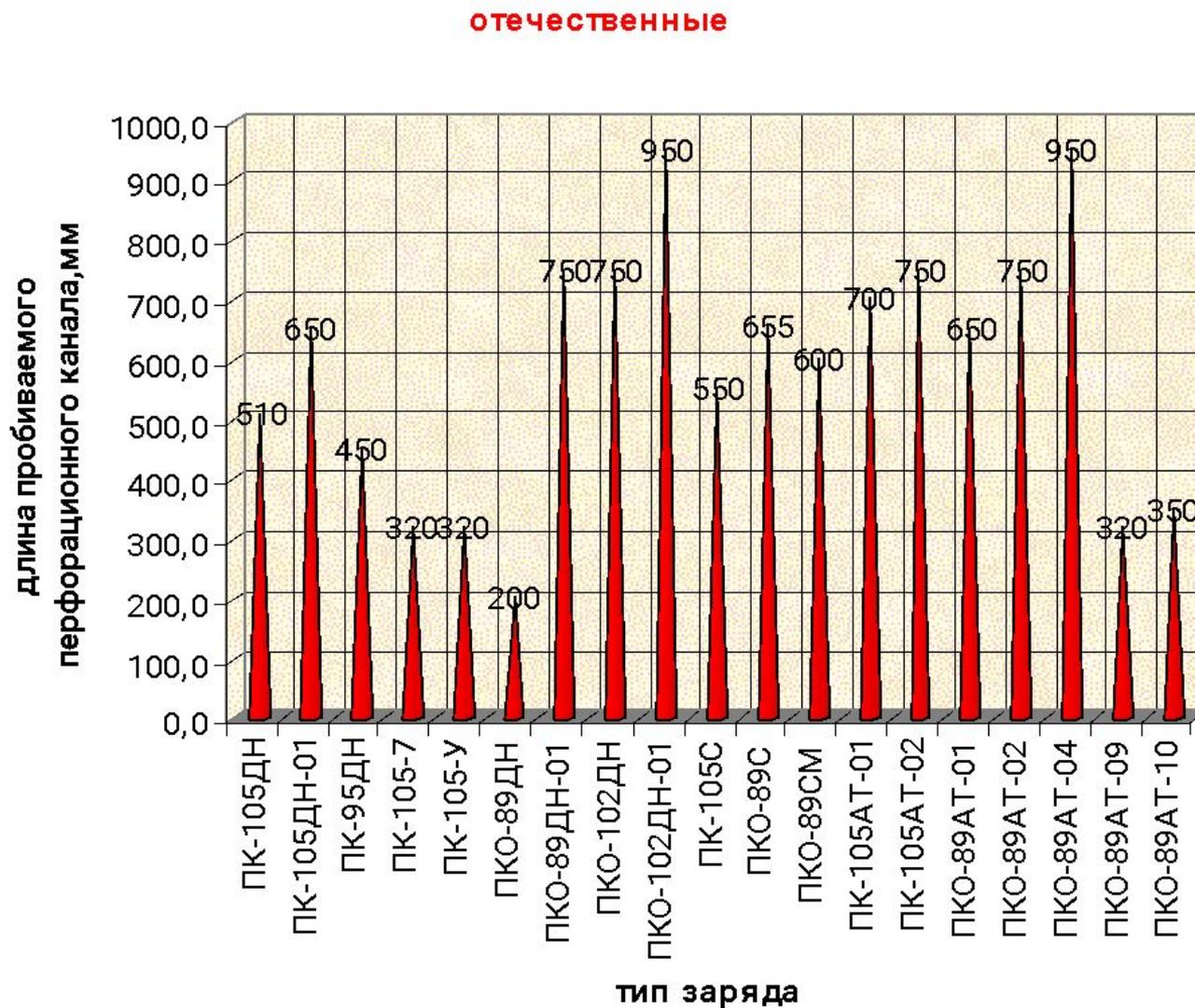
Ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105:

КН - кабельный наконечник; 1- головка перфоратора; 2 - стальная лента; 3- шнур; 4 - заряд; 5 - взрывной патрон; 6 - груз.



Кумулятивная перфорация

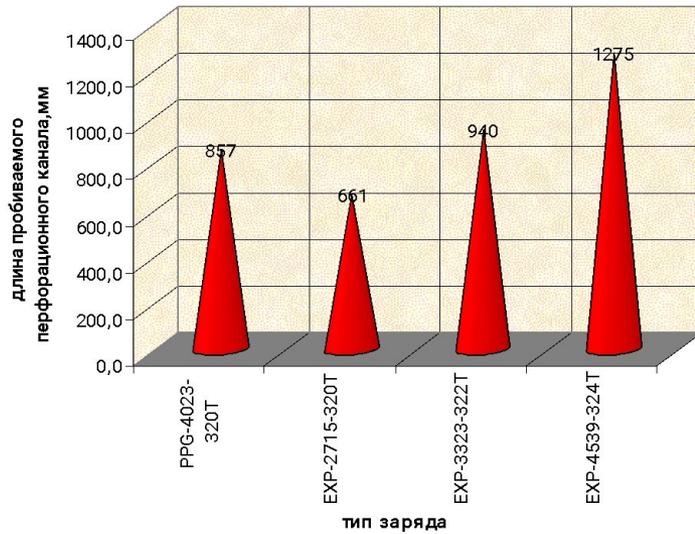
Пробивная способность отечественных перфораторов



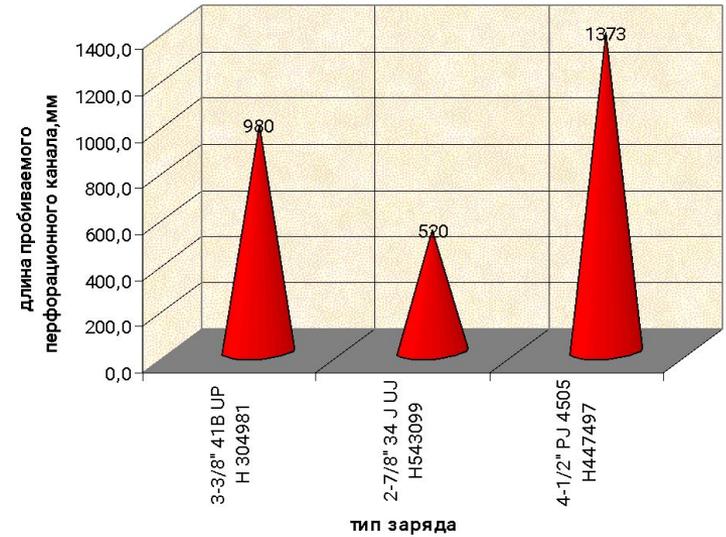
Кумулятивная перфорация

Пробивная способность зарубежных перфораторов

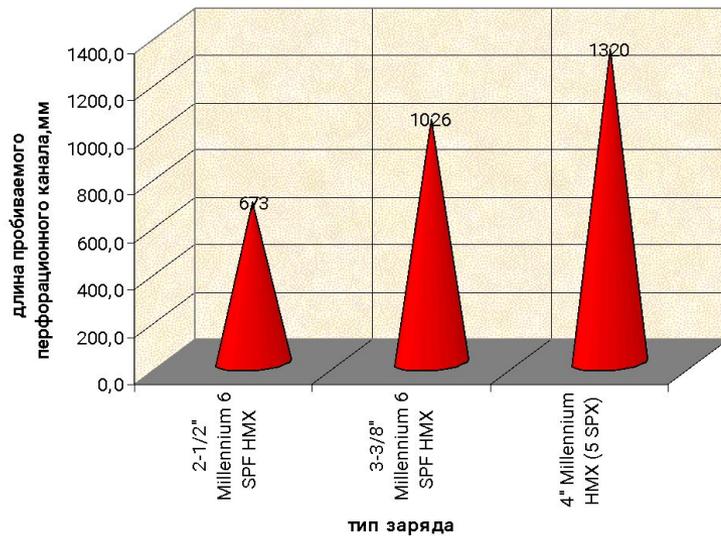
Titan



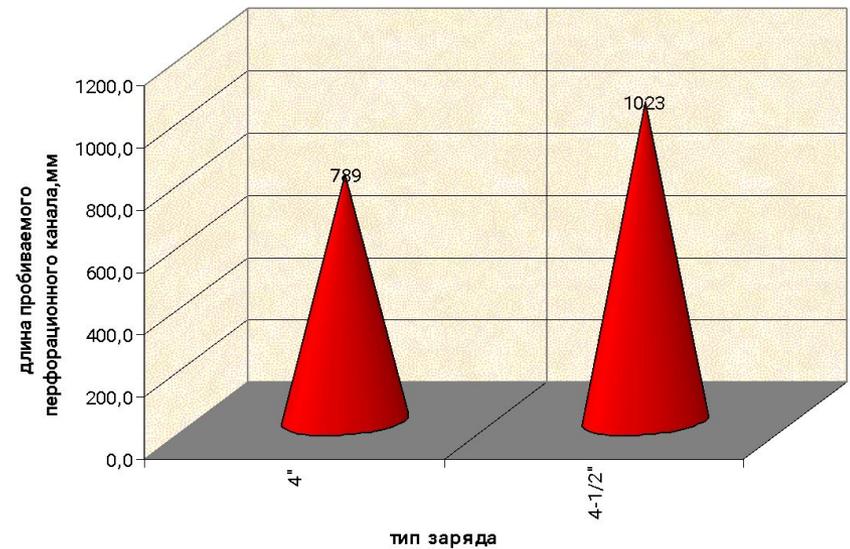
Schlumberger



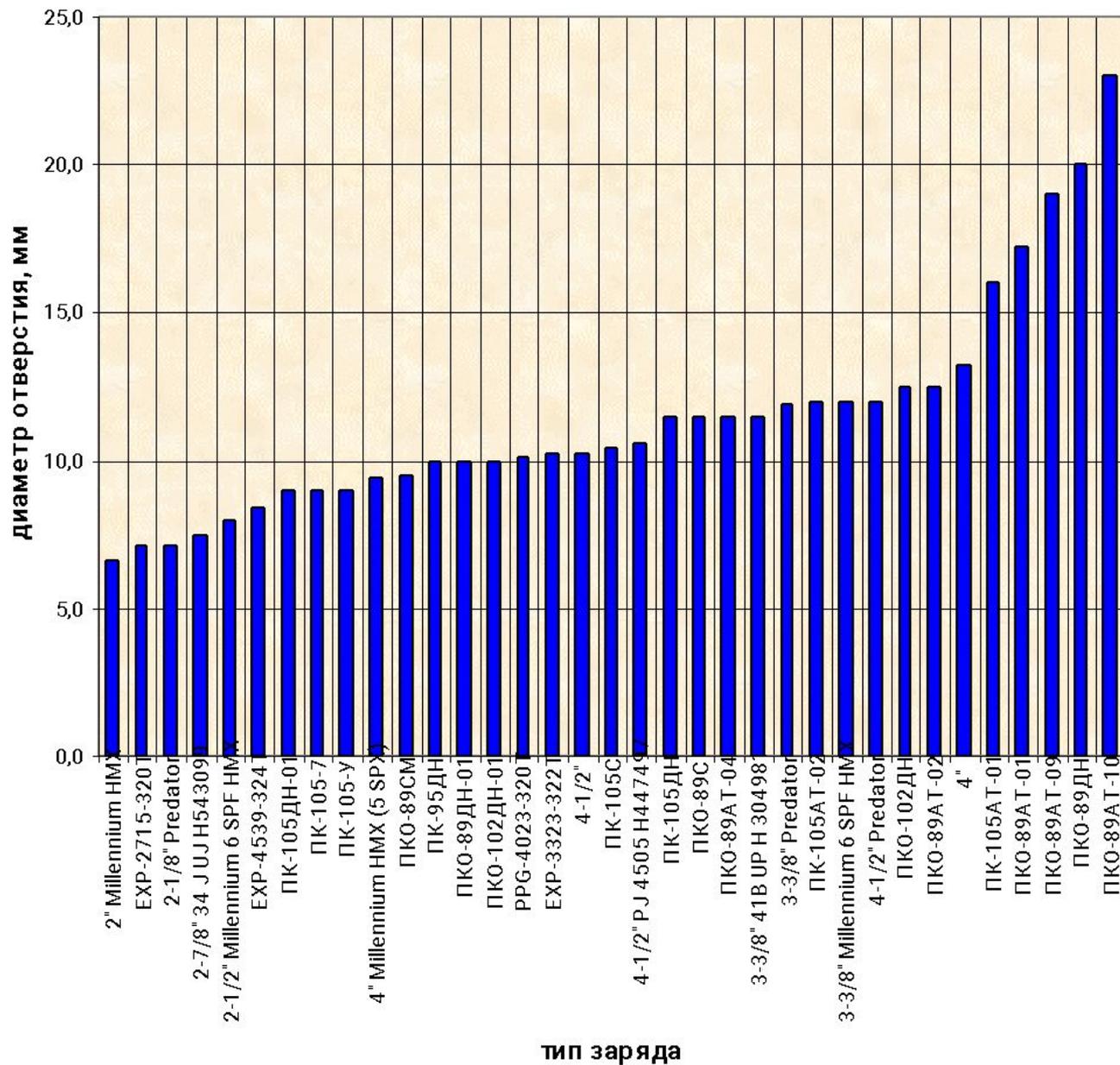
Halliburton



Dynamit Nobel



Кумулятивная перфорация



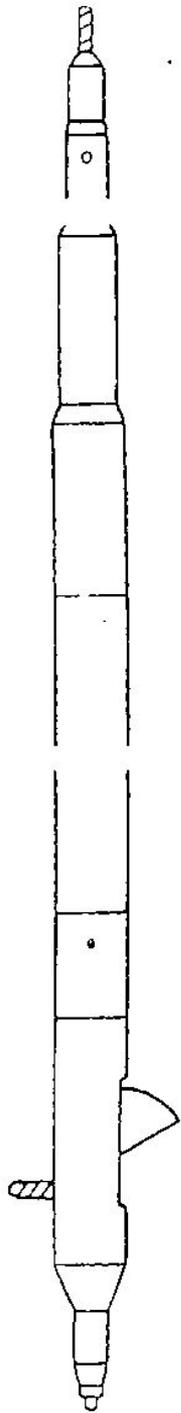
Диаметры
перфорационных
каналов

Механическая перфорация

СВЕРЛЯЩИЙ ПЕРФОРАТОР ПС-112-70\20

Предназначен для создания перфорационных отверстий в обсадных трубах диаметром 146-168 мм, цементном кольце и горной породе, спускается на канат-кабеле подъемником каротажной лаборатории.

- Позволяет проводить вскрытие без ударного воздействия на элементы крепления скважины;
- Обеспечивает получение отверстий диаметром 20 мм с чистой кромкой при длине канала 70 мм;
- Осуществляет избирательное вскрытие пластов, представленных чередованием проницаемых и уплотнённых разновидностей пород;
- Проводит вскрытие маломощных пластов.



Гидромеханическая щелевая перфорация

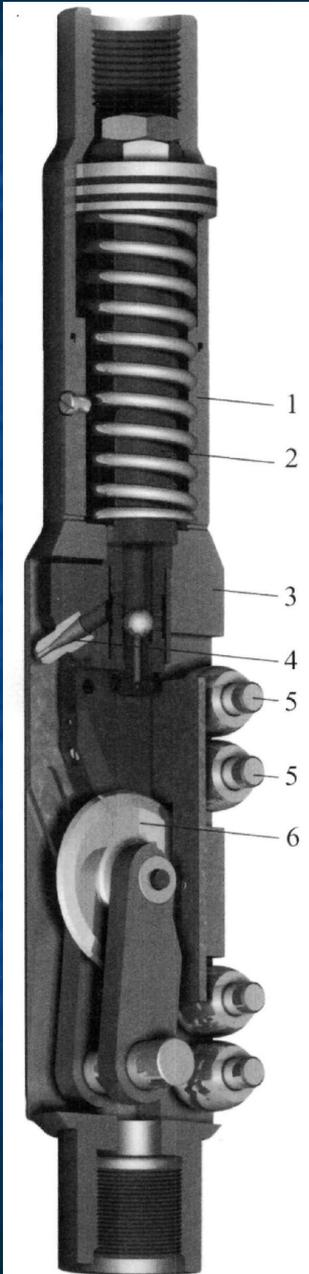
Оборудование:

- **ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ
ЩЕЛЕВЫЕ ПЕРФОРАТОРЫ
ПГМЩ102; ПГМЩ 114;
ПГМЩ127; ПГМЩ 140/146;
ПГМЩ168; ПГМЩ 178;
ПЩ-6-146; ПЩ-6-168**
- **и другие с аналогичным
принципом действия**

- **Перфоратор состоит из цилиндра с соединительной муфтой, подпружиненного поршня-толкателя, корпуса, накатного диска, гидромониторной насадки, опорных роликов.**



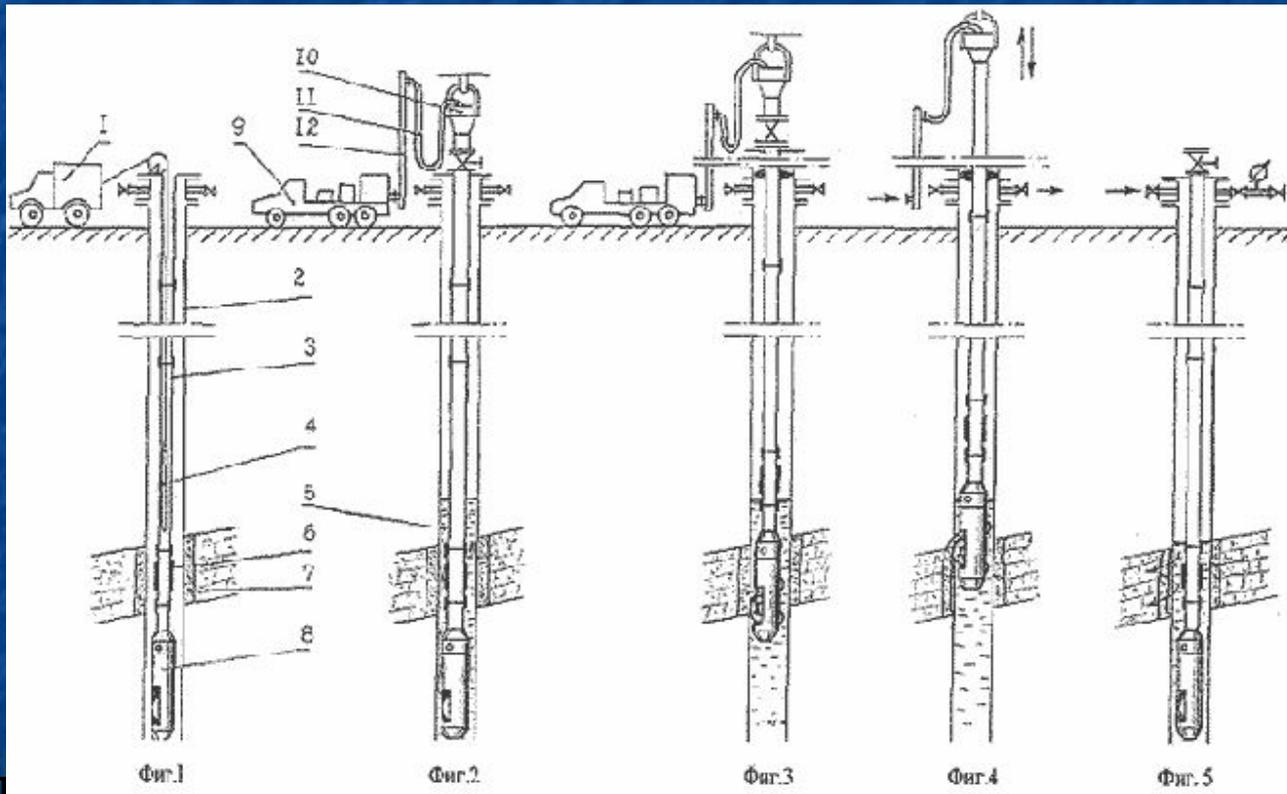
Гидромеханическая щелевая перфорация



- 1 – цилиндр с соединительной муфтой
- 2 – поршень - толкатель
- 3 – корпус
- 4 – гидромониторная насадка
- 5 – опорные ролики
- 6 – накатной диск

Гидромеханическая щелевая перфорация

- ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ
- Схема проведения гидромеханической щелевой перфорации обсадной колонны



- 1-лебедка, 2-обсадная колонна, 3-шпатель, 4-обсадная колонна, 5-специальная жидкость вскрытия, 6-реперная муфта, 7-противопесочный фильтр, 8-щелевой перфоратор, 9-агрегат, 10-вертлюг, 11-шланг, 12-стояк

Гидромеханическая щелевая перфорация

- **ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ**
- Гидромеханический щелевой перфоратор спускается в скважину на колонне НКТ, в компоновку которой включается на одну - две трубы выше перфоратора реперная муфта - короткий (0,5 - 0,7 м) патрубков с утолщенными стенками (15 - 20 мм). После спуска колонны НКТ в нее опускают на кабеле геофизический индикатор, реагирующий на утолщение металла (фиг.1) – локатор муфт. Получая отметку муфты-репера, определяют положение перфоратора по отношению к разрезу продуктивного пласта. При этом учитывается дополнительное удлинение НКТ при создании в них давления. Это удлинение, пропорциональное нагрузке, определяется формулой Гука (иногда достигает 1 м).

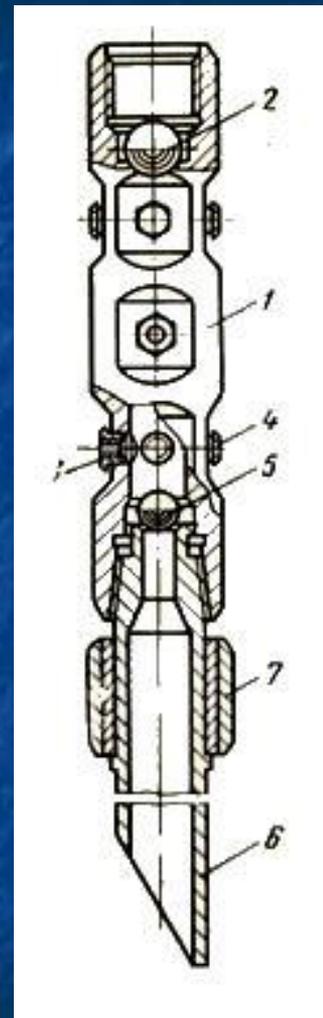
Гидромеханическая щелевая перфорация

- **ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ**
- После установки перфоратора в требуемую позицию заполняют скважину специальной жидкостью вскрытия через циркуляционный канал перфоратора (фиг. 2) и с помощью подгоночных патрубков на поверхности устанавливают режущий узел перфоратора против нижней границы интервала перфорации (фиг. 3). После этого бросают в НКТ управляющий шар, создают поршнем-толкателем через клин усилие на накатной диск и обеспечивают циркуляцию жидкости через гидромониторный канал с перепадом давления на насадке 7-9 МПа. При этом перемещают колонну НКТ вверх до верхней границы интервала перфорации (фиг. 4). Не снижая давления опускают перфоратор в исходное положение. Во время этой операции наблюдают по индикатору веса наличие затяжек и посадок. После многократного повторения такого возвратно-поступательного движения НКТ, когда в интервале перфорации исчезнут затяжки и посадки инструмента, что свидетельствует о прорезании щели в ОК, создают повышенное давление в НКТ 12-15 МПа и производят намыв каверны вдоль щели гидромониторной струёй. Выполнив эту операцию, повышением давления в НКТ на 3-4 МПа создают усилие на втулке перепускного клапана, под действием которого срезаются металлические штифты и она перемещается вниз открывая отверстия в корпусе клапана (фиг. 5). В таком положении, когда обеспечена гидравлическая связь трубного и затрубного пространства, возможно проводить обработку пласта специальными жидкостями, вызывать приток и исследовать вскрытый объект. При необходимости, можно эксплуатировать скважину до следующего капитального ремонта.

Гидропескоструйная перфорация

При гидропескоструйной перфорации (ГПП) разрушение преграды происходит в результате абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу НКТ. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления.

При ГПП создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается за счет большой скорости песчано-жидкостной струи - несколько сотен метров в секунду. Перепад давления составляет 15 - 30 МПа. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы до 0,5 м. Пескоструйная перфорация в отличие от кумулятивной или пулевой перфорации позволяет получить каналы с чистой поверхностью и сохранить проницаемость на обожженной поверхности пласта.



Аппарат для ГПП АП-6М: 1 - корпус; 2 - шар опрессовочного клапана; 3 - узел насадки; 4 - заглушка; 5 - шар клапана; 6 - хвостовик; 7 - центратор

Гидропескоструйная перфорация

Время воздействия на преграду не должно превышать 15 - 20 мин, так как при более продолжительном воздействии каналы не увеличиваются.

Аппарат АП-6М конструкции ВНИИ БТ имеет **шесть боковых отверстий**, в которые ввинчиваются шесть насадок для одновременного создания шести перфорационных каналов.

Насадки в **стальной оправе** изготавливаются из **твердых сплавов**, устойчивых против износа водопесчаной смесью, трех стандартных диаметров **3; 4, 5 и 6 мм**.

Медленно **вращая** пескоструйный аппарат или **вертикально его перемещая**, можно получить горизонтальные или вертикальные надрезы и каналы. Сопротивление обратному потоку жидкости уменьшается и каналы получаются в **2,5 раза глубже**. В пескоструйном аппарате предусмотрены **два шаровых клапана**, сбрасываемых с поверхности. Диаметр нижнего клапана меньше, чем седло верхнего клапана, поэтому нижний шар свободно проходит через седло верхнего клапана.

После спуска аппарата, обвязки устья скважины и присоединения к нему насосных агрегатов система спрессовывается давлением, превышающим рабочее в **1,5 раза**.

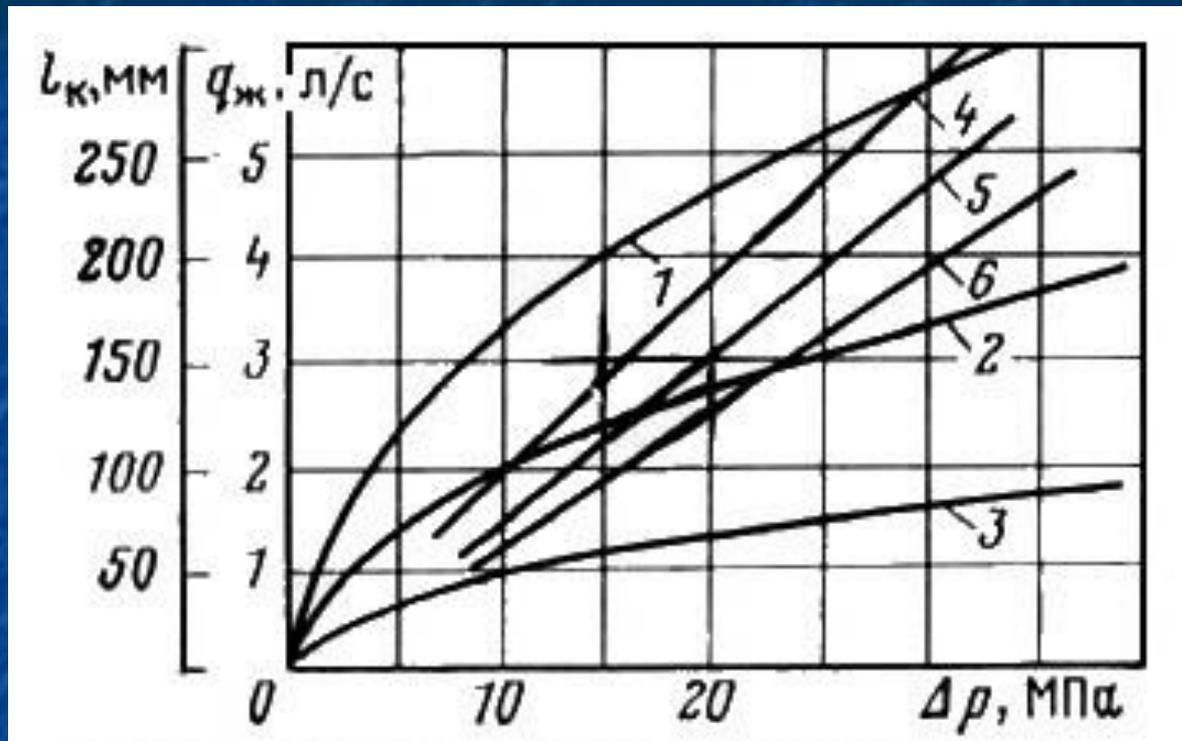
Гидропескоструйная перфорация

Перед опрессовкой в НКТ сбрасывается шар диаметром 50 мм от верхнего клапана для герметизации системы. После опрессовки обратной промывкой, верхний шар выносится на поверхность и извлекается. Затем в НКТ сбрасывается малый - нижний шар, и при его посадке на седло нагнетаемая жидкость получает выход только через пасажки. После этого проводится перфорация закачкой в НКТ водопесчаной смеси. Концентрация песка в жидкости составляет 80 - 100 кг/м³. При пескоструйной перфорации НКТ испытывают большие напряжения.

Гидравлические потери при гидропескоструйной перфорации складываются из следующих: P_1 - потеря давления на в НКТ при движении песчано-жидкостной смеси от устья до пескоструйного аппарата; ΔP - потеря давления в насадках, определяемых по графикам или расчетным путем; P_2 - потеря давления восходящего потока жидкости в затрубном кольцевом пространстве; P_3 - противодействия на устье скважины в затрубном пространстве.

Так как гидростатические давления жидкости в НКТ и кольцевом пространстве уравновешены, то давление нагнетания на устье P_y будет равно сумме всех потерь, причём определяющими в этой сумме являются потери давления в насадках. Они же в значительной степени определяют глубину каналов зависит прежде всего от перепада давления на насадке и расход водопесчаной смеси.

Гидропескоструйная перфорация



Зависимость расхода водопесчаной смеси $q_{ж}$ и глубины образующихся каналов $l_{к}$ от перепада давления ΔP в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм:

1 - $q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 6$ мм; 2 - $q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 4,5$ мм; 3 - $q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 3$ мм; 4 - $l_{к} = f(\Delta P)$ для $d = 6$ мм; 5 - $l_{к} = f(\Delta P)$ для $d = 4,5$ мм; 6 - $l_{к} = f(\Delta P)$ для $d = 3$ мм.

Гидропескоструйная перфорация

При ГПП применяется то же оборудование, что и при гидроразрыве пласта. Устье скважины оборудуется стандартной арматурой типа 1АУ-700, рассчитанной на рабочее давление 70,0 МПа. Для прокачки песчано-жидкостной смеси используются насосные агрегаты, смонтированные на платформе тяжелых грузовых автомобилей 2АН-500 или 4АН-700, развивающие максимальные давления соответственно 50 и 70 МПа. При меньших давлениях используют цементирувочные агрегаты. Число агрегатов n определяется как частное от деления общей необходимой гидравлической мощности на гидравлическую мощность одного агрегата, причем для запаса берется еще один насосный агрегат,

$$n = \frac{Q \cdot P_y}{\eta \cdot q_a \cdot P_a} + 1$$

где Q - суммарный расход жидкости; P_y - давление на устье скважины; q_a - подача одного агрегата; P_a - давление, развиваемое агрегатом; η - коэффициент полезного действия, учитывающий износ насосных агрегатов $\eta = 0,75 - 1$. Агрегат 4АН-700 снабжен дизелем мощностью 588 кВт при 2000 об/мин, трехплунжерным насосом 4Р-700 с диаметрами плунжеров 100 или 120 мм. Ход плунжера 200 мм.

Гидропескоструйная перфорация

Песчано-жидкостная смесь готовится в **пескосомесительном агрегате** (2ПА; 3ПА и др.), который представляет собой бункер для песка емкостью **10 м³** с коническим дном. В нижней части бункера установлен шнек. Скорость вращения шнека ступенчато изменяется от **13,5 до 267 об/мин.** В соответствии с этим подача песка изменяется от **3,4 до 676 кг/мин.** Агрегат снабжен насосом **4НП (насос песковый)** низкого давления для перекачки песчано-жидкостной смеси. Бункер со всем оборудованием смонтирован на шасси тяжелого автомобиля.

Гидропескоструйная перфорация

Специальные рабочие жидкости завозят на скважину автоцистернами или приготавливают в небольших (10 - 15 м³) емкостях, установленных на салазках. В обвязку поверхностного оборудования монтируют фильтры высокого давления - шламоуловители, предупреждающие закупорку насадок крупными частицами породы. Песчано-жидкостная смесь готовится тремя способами:

- с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема);
- со сбросом отработанного песка с повторным использованием жидкости;
- со сбросом жидкости и песка.

Наиболее экономична закольцованная схема, при этом расходы жидкости и песка минимальные. Объем рабочей жидкости принимается равным 1,3 - 1,5 объема скважины при работе по замкнутому циклу.

При использовании специальных жидкостей (нефть, раствор кислоты, глинистый раствор и др.) не загрязняется территория. При работе по кольцевой схеме в среднем расходуется 20 м³ воды и 4,1 т песка, а при работе со сбросом воды и песка потребовалось 275 м³ воды и 14 т песка.

Вторичное вскрытие продуктивного пласта перфорацией

На выбор перфоратора и плотность перфорации влияет:

- Характер вскрытия – депрессия или репрессия;
- Термобарические условия в интервале перфорации;
- Прочность цементной оболочки;
- Свойства вскрываемой горной породы;
- Профиль ствола скважины.

Плотность перфорации должна также обеспечивать пренебрежимо малые гидродинамические потери давления пластового флюида в переходной зоне от пласта к эксплуатационной обсадной колонне.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Условие вызова притока из пласта $P_3 < P_{пл}$

Дебит при вызове притока определяется величиной депрессии $\Delta P = P_{пл} - P_3$ и вычисляется по формуле

Дюпюи:

$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h (P_{пл} - P_3)}{\mu \left(\ln \frac{R_{нзн}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3 \right)}$$

Депрессия при вызове притока может быть больше чем при эксплуатации, что связано с необходимостью очистки призабойной зоны от загрязняющих примесей.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Для открытого забоя в поровом коллекторе величина депрессии при вызове притока ограничивается прочностью песчаника:

$$\Delta P \leq \sigma/2 - k \cdot (P_{\text{горн}} - P_{\text{пл}})$$

Где: σ - прочность песчаника на одноосное сжатие;

k – коэффициент бокового распора $k = \mu / (1-\mu)$, μ - коэффициент Пуассона.

Для устойчивого трещинного коллектора ограничения депрессии связаны с возможностью закрытия трещин за счёт перепада давления на ПЗП и рассчитывается по формуле:

$$\Delta P \leq \delta \cdot E / 4 \cdot l \cdot (1-\mu^2)$$

Где: δ - зазор (раскрытие) трещин;

l – длина трещин;

E – модуль упругости породы.

Для закрытого забоя ограничения на величину депрессии связаны с возможностью разрушения цементного камня и определяются по формуле:

$$\Delta P \leq (\text{grad } P_{\text{доп}} - \text{grad } P_{\text{пл}}) \cdot h$$

Где: $\text{grad } P_{\text{доп}}$ – допустимый градиент давления на цементную оболочку (не более 2,5 МПа/м);

h – расстояние от подошвы пласта до первого снизу перфорационного отверстия.

Для предотвращения выделения газа в призабойной зоне пласта депрессию ограничивают следующими условиями:

- При обводнённости нефти $> 3\%$ $\Delta P = P_{\text{пласт}} - 0,6 \cdot P_{\text{нас.газ}}$
- В остальных случаях $\Delta P = P_{\text{пласт}} - P_{\text{нас.газ}}$

Где: $P_{\text{нас.газ}}$ – давление насыщения нефти попутным газом

Кроме того, депрессия при вызове притока не должна превышать депрессию, использованную в расчётах эксплуатационной колонны на прочность $\Delta P_{\text{расч}}$:

$$\Delta P \leq \Delta P_{\text{расч}}$$

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

■ Способы вызова притока

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- Уменьшение плотности жидкости в скважине;
- Снижение уровня жидкости в скважине;
- Снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов

Всего известно более 20 способов вызова притока, в которых использованы перечисленные технологические приёмы создания депрессии на продуктивный пласт

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Вызов притока путём замещения жидкости в эксплуатационной колонне

На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой. В скважину спущены НКТ до уровня перфорационных отверстий. Затрубное пространство обвязано с насосным агрегатом. В затрубное пространство закачивают жидкость меньшей плотности, которая создаёт гидростатическое давление меньше пластового. Жидкость из НКТ сливается в сборную ёмкость. Когда жидкость меньшей плотности достигнет забоя, начинают снижать подачу насосного агрегата, снижая гидродинамическую составляющую давления на пласт. При возникновении депрессии на пласт, пластовый флюид начинает поступая в скважину изливаясь через НКТ в сборную ёмкость. Величину депрессии регулируют плотностью лёгкой жидкости, а противовдавление на пласт подачей насосного агрегата и диаметром НКТ.

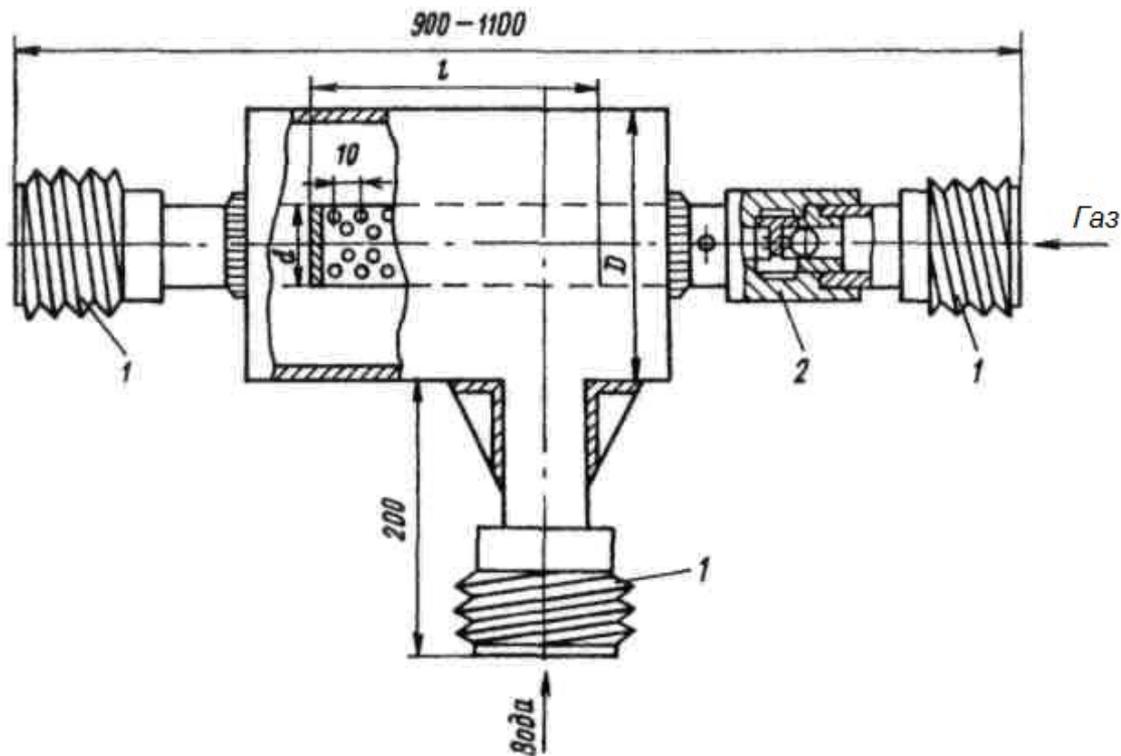
Этот способ применяют обычно в скважинах с АВПД.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Вызов притока из пласта методом аэрации жидкости освоения
 - На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой. В скважину спущены НКТ. Затрубное пространство обвязано через аэратор с насосным агрегатом и компрессором, нагнетающим газообразный азот или воздух с пониженным содержанием кислорода. Вместо компрессора могут применяться баллоны с газообразным азотом. Для снижения плотности жидкости, поступающей в скважину в аэраторе создаётся газожидкостная смесь, которая двигаясь по кольцевому пространству достигает башмака НКТ и далее уходит через НКТ и фонтанную арматуру в сборную ёмкость. Гидростатическое давление аэрированной жидкости плавно уменьшают, увеличивая подачу рабочего газа. С возникновением депрессии пластовый флюид начинает поступать в скважину и через НКТ в сборную ёмкость.
 - Недостаток данного способа заключается в нестабильности аэрированной жидкости.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Вызов притока из пласта методом аэрации жидкости освоения



Аэратор:
1 - гайка быстрого соединения;
2 - расходомер воздуха

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Вызов притока из пласта заменой жидкости в скважине на двухфазную пену

- Данный способ является развитием метода аэрации жидкости освоения. Технология здесь отличается только тем, что в жидкость освоения добавляют поверхностно-активное вещество, например сульфанол в количестве $0,1 \div 0,3\%$. На выходе аэратора получается достаточно стабильная пена плотность которой легко регулируется соотношением газа и жидкости в пределах $200 \div 800 \text{ кг/м}^3$.

В этом способе, после достижения требуемой депрессии циркуляцию прекращают на 2-3 часа в ожидании притока пластового флюида. Если притока нет, циркуляцию останавливают.

Имеется разновидность этого метода, в котором вместо аэратора используют эжектор. Применение эжектора позволяет использовать для нагнетания газа компрессор среднего давления, так как сам эжектор является струйным насосом, работающим за счёт энергии струи жидкости освоения.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Схема обвязки устья скважины и наземного оборудования при вызове притока газированными жидкостями и двухфазными пенами

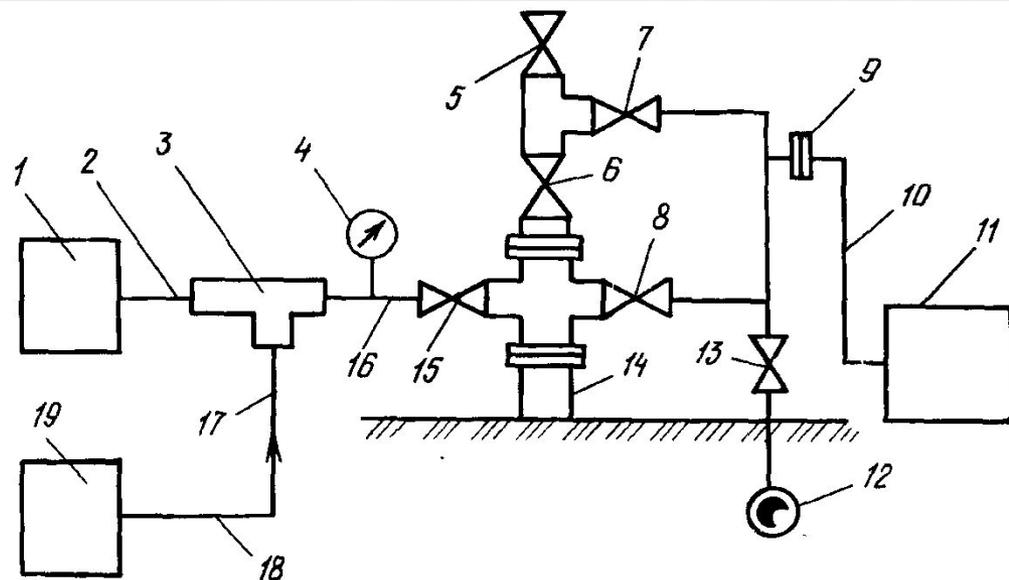


Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины:

1 - цементирующий агрегат; 2 - линия для подачи пенообразующей жидкости; 3 - аэратор (эжектор); 4 - манометр; 5 - 8, 13, 15 - задвижки; 9 - заглушка; 10 - выброс пены; 11 - накопительная емкость; 12 - нефтепромысловый коллектор; 14 - эксплуатационная колонна; 16 - пенопровод; 17 - обратный клапан эжектора; 18 - газопровод; 19 - компрессор

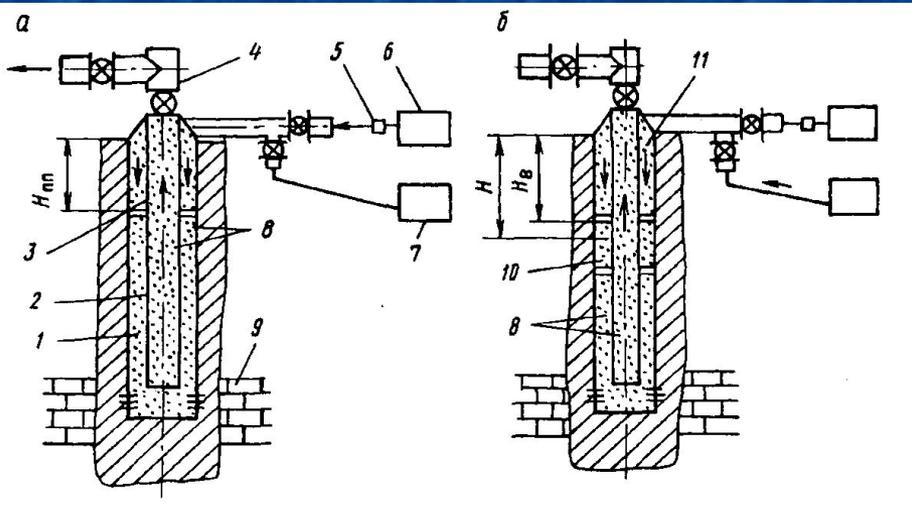
ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Вызов притока за счёт снижения уровня поршневанием (свабированием)
- На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой, оснащённая лубрикатором. Уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального, спущенного в НКТ, поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.
- Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате при помощи лебедки подъемного агрегата на 100-500 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения пластового флюида. После получения притока сваб выводят из НКТ в лубрикатор.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

■ Вызов притока снижением уровня при помощи газовой подушки

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством при помощи устьевого оборудования (рис).



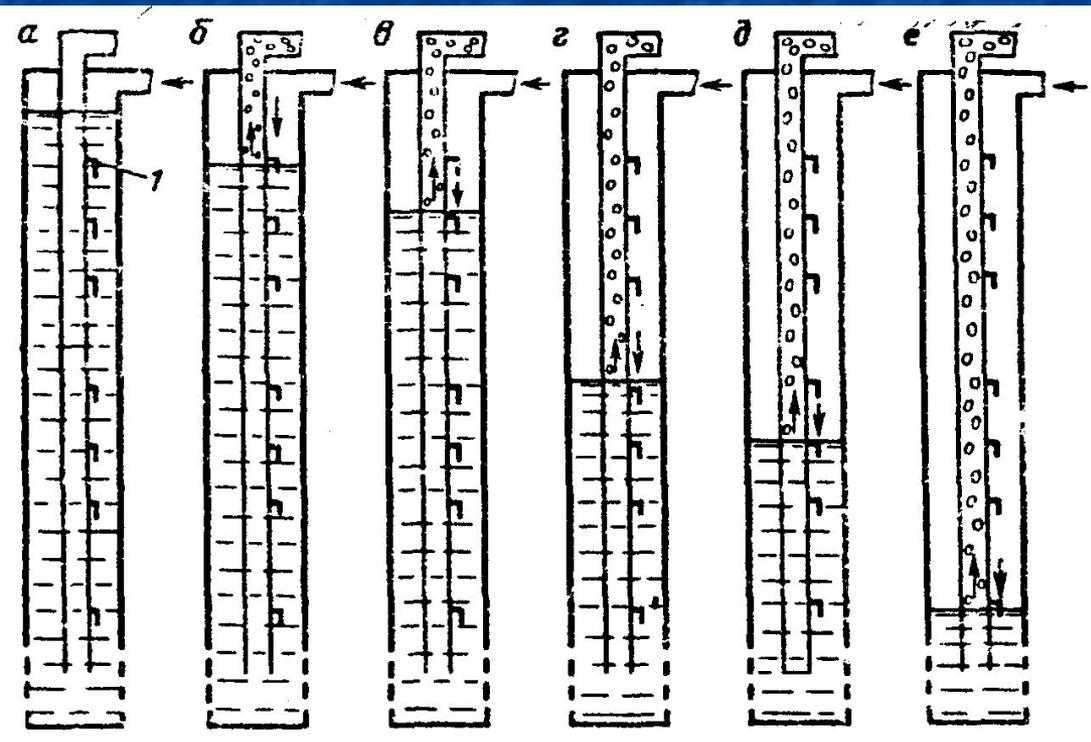
Вызов притока из пласта методом газовой подушки:

a - нагнетание воздуха компрессором; *б* - закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 - эксплуатационная колонна; 2 - НКТ; 3 - воздух, нагнетаемый компрессором; 4 - устьевая арматура; 5 - обратный клапан; 6 - компрессор; 7 - насосный агрегат; 8 - вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 - продуктивный пласт; 10 - воздушная подушка; 11 - вода, закачанная на воздушную подушку

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется газовая подушка. Потом компрессор отключают и при помощи цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты $H_{\text{верх}}$. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины. Конечная высота столба жидкости должна быть меньше требуемой для получения притока из продуктивного пласта.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Вызов притока снижением уровня с помощью пусковых клапанов или муфт



Согласно этому методу приток в скважину достигают путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее вытеснения газом. Перед пуском в скважину на колонне НКТ размещают в предварительно рассчитанных местах пусковые муфты с отверстиями или специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают газ и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии газ из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном. При наличии газа над клапаном в затрубном пространстве и трубе он закрывается, а нагнетание газа в затрубное пространство, при необходимости, продолжается до получения притока пластового флюида.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

- Вызов притока снижением давления на продуктивный пласт с помощью струйных аппаратов

Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до значений, меньших гидростатического, создавая требуемую депрессию. Депрессию поддерживают на протяжении запланированного времени.

Струйный аппарат выполняет функцию насоса, создающего разрежение за струей на выходе насадки

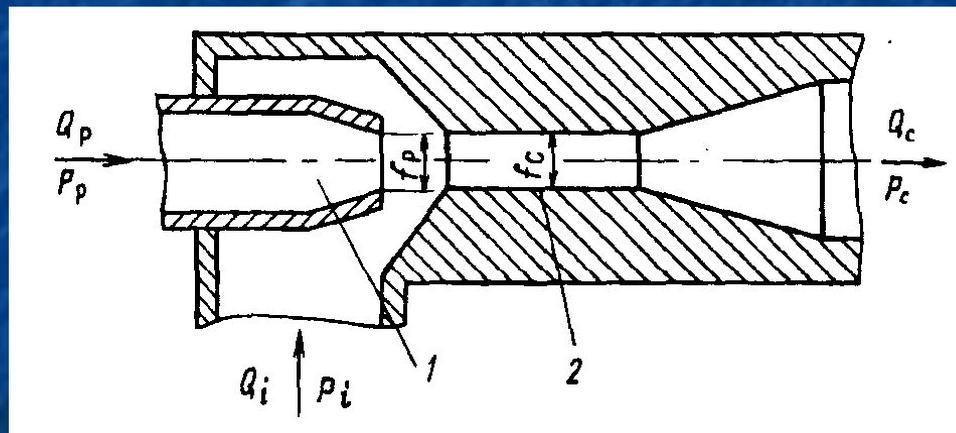


Схема струйного аппарата:

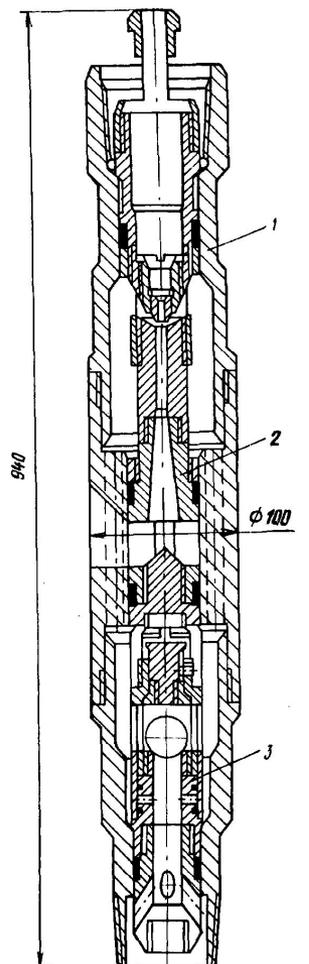
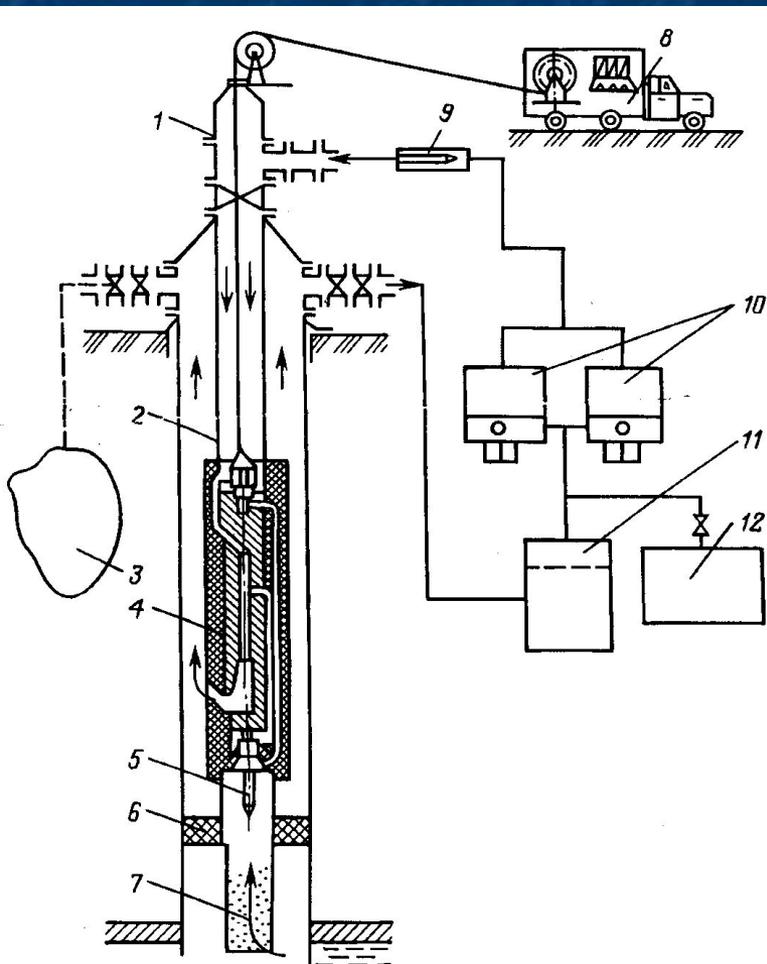
1 - рабочая насадка; 2 - камера смешивания с диффузором

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Вызов притока снижением давления на продуктивный пласт с помощью струйных аппаратов

Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2

1 - фонтанная арматура; 2 - НКТ; 3 - амбар; 4 - УЭОС-2; 5 - манометр; 6 - пакер; 7 - хвостовик; 8 - каротажная станция; 9 - фильтр; 10 - насосные агрегаты; 11, 12 - мерные емкости



- Схема размещения струйного аппарата в скважин предполагает его установку в колонне НКТ с пакером.
- Буровой раствор подается по колонне НКТ к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен подаче поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешивания аппарата, диффузор и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешивания аппарата, где смешивается с рабочим потоком. "Всасывающая" линия образована находящейся ниже аппарата части колонной НКТ.

Устройство эжекторное для освоения скважин УЭОС-2:

1 - корпус; 2 - эжекторный насос;
3 - уравнильный клапан