

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

Курс лекций в слайдах



[Перейти на первую страницу](#)



Понятие о нефтяной залежи

- **Нефтяная залежь** представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера.
- Часто нефтяная залежь имеет контакт с **водяным пластом**.
- Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, то такую воду называют **подошвенной**.
- Если контакт с водой происходит в пониженных частях залежи, на ее крыльях, то используется термин - **контурная вода**.
- Уровень, на котором расположена граница между нефтью и водой, определяет положение **водонефтяного контакта**.

Понятие о нефтяной залежи

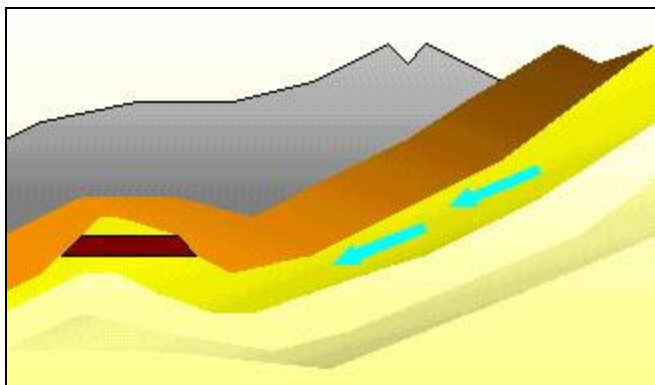
- В ряде случаев на эксплуатацию залежи влияние может оказывать вода, находящаяся выше или ниже нефтяной залежи, а также вода, находящаяся в пропластках самого нефтяного пласта (**промежуточная вода**).
- При формировании нефтяной залежи может образоваться область, занятая свободным газом, так называемая **газовая шапка**.
- Размеры этой области могут быть незначительными, а могут иметь промышленное значение. В этом случае залежь называется **нефтегазовой**.

Источники пластовой энергии

- Наиболее распространены три основных типа залежи:
- $V_H/V_G > 5$ - **нефтяная залежь**;
- $0,5 < V_H/V_G < 5$ - **нефтегазовая залежь**;
- $0 < V_H/V_G < 0,5$ - **газоконденсатная залежь**,
- где V_H/V_G - отношение объема нефтяной части залежи к газовой.
- Пластовое давление $P_{пл}$ - основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи.
- Нормальное пластовое давление равно давлению столба воды высотой, равной глубине залегания данной залежи.

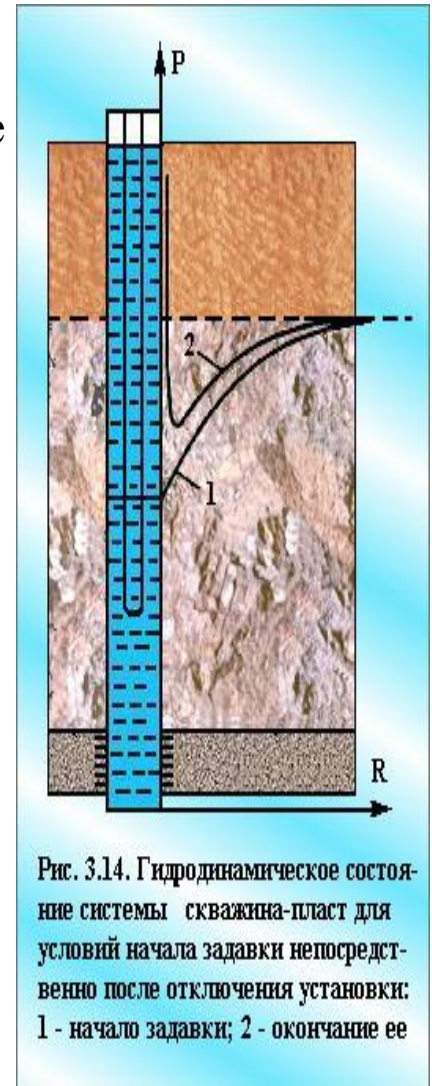
Источники пластовой энергии

- Различают залежи, у которых начальное пластовое давление превышает нормальное значение (**аномально-высокое пластовое давление - АВПД**) и залежи с более низким начальным давлением (**аномально низкое пластовое давление - АНПД**).
- Аномалии начального пластового давления определяются причинами геологического характера, а также особенностями гидростатики разноплотных жидкостей.



Основные термины и определения

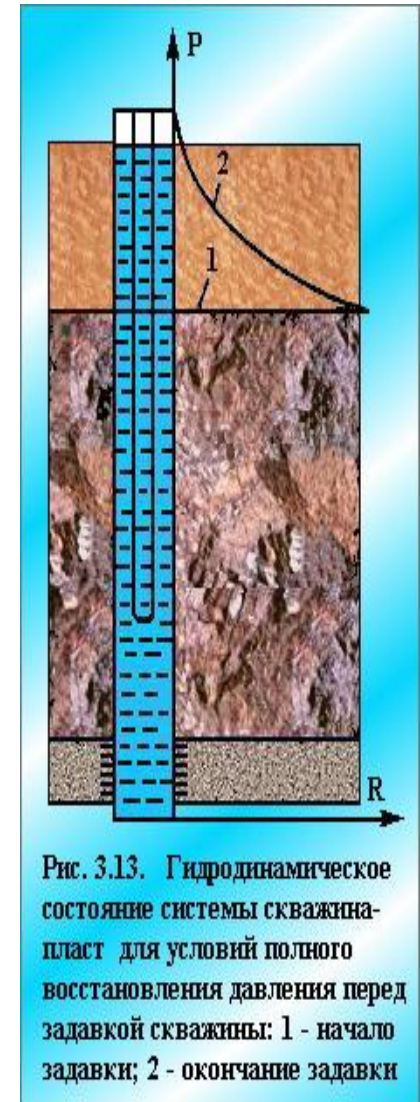
- **Статическое давление на забое скважины**
 - это давление на забое скважины, устанавливающееся после длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение
- **Статический уровень**
 - Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем
- **Динамическое давление на забое скважины**
 - Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением



Основные термины и определения

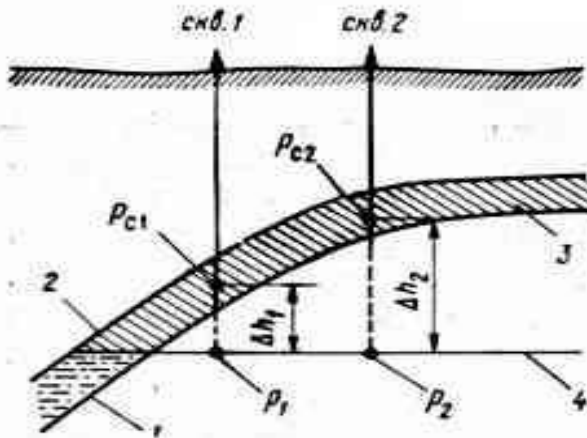
- Динамический уровень жидкости**
 - Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.
- Среднее пластовое давление**
 - $P_{ср}$** вычисляют по замерам статических давлений **P_i** в отдельных скважинах.
- Пластовое давление в зоне нагнетания**
 - Для контроля за динамикой процесса нагнетания пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. На карте изобар выделяют район нагнетательных скважин, окружая их изобарой, имеющей значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади или по объему
- Пластовое давление в зоне отбора**

$$P_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i}$$



Основные термины и определения

- **Начальное пластовое давление**
 - Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки.
- **Текущее пластовое давление**
 - В различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени.
- **Приведенное давление**



$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

Рис. 2.1. Схема наклонного пласта:
1 — водонасыщенная часть пласта; 2 — первоначальный контакт; 3 — нефтенасыщенная часть; 4 — плоскость приведения

Приток жидкости к скважине

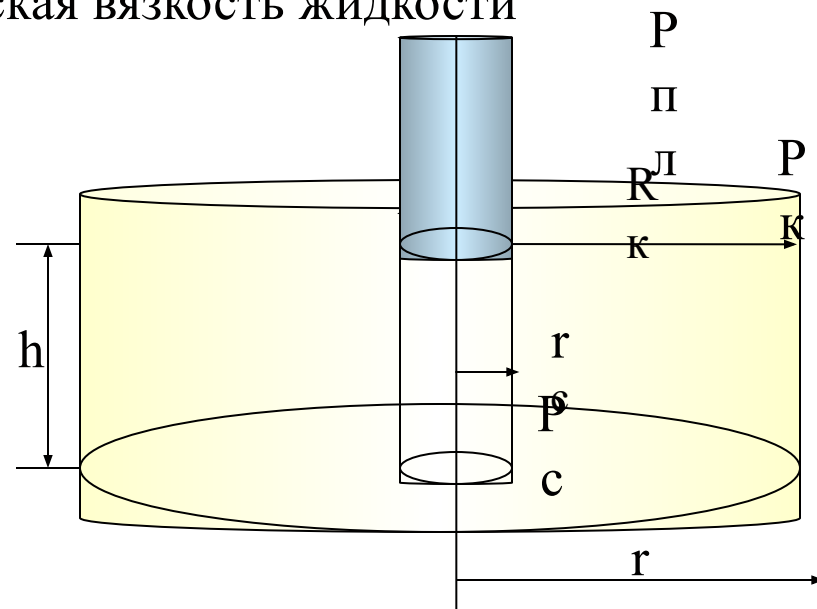
Вблизи скважины в однородном пласте можно использовать для расчетов радиальную схему фильтрации жидкости. Скорость фильтрации, согласно закону Дарси

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad q = 2\pi r h v = -2\pi r h \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}. \quad \frac{k h}{\mu} = \varepsilon.$$

k - проницаемость пласта; μ - динамическая вязкость жидкости

$$\frac{dr}{r \varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp$$

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r \varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp$$



Приток жидкости к скважине

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c)$$

Решая относительно q , получим классическую формулу притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)} \quad \leftarrow \text{Формула Дюпюи}$$

Интегрируя при переменных верхних пределах r и P , получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r\varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp$$

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c)$$

Приток жидкости к скважине

Формула распределения давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$



Приток жидкости к скважине

Если скважина дренирует несколько пропластков, то общий приток из многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_{i=1}^n q_i$$

Параметры $k, h, \mu, (P_k - P_c)$  q

R_k равно половине средневзвешенного по углу расстояния до соседних скважин.

Пусть истинное значение $R_k = 100$ м, а в расчете принято $R_k = 1000$ м, т. е. допущена 10-кратная ошибка. Тогда имеем:

$$q_{\text{ист}} = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(100/0,1)}$$

$$q_{\text{расч}} = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)}$$

$$\frac{q_{\text{ист}}}{q_{\text{расч}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3}$$

$$\text{откуда } q_{\text{расч}} = 3/4 q_{\text{ист}}.$$

Режимы разработки нефтяных месторождений

Темп снижения **пластового давления** (основного энергетического ресурса пласта) зависит от влияния **искусственных** и **естественных** факторов.

К **искусственным** факторам относят:

- **температура пластовой жидкости:** нефти, воды и газа, который обусловлен проектом разработки месторождения;
- наличие системы **поддержания пластового давления (ППД)**.

Природно - естественные факторы включают в себя:

- наличие газовой шапки, энергия расширения ее используется при разработке месторождения;
- запас упругой энергии в пластовой системе;
- содержание растворенного в нефти газа, энергия расширения которого приводит к перемещению пластовых жидкостей к забоям скважин;
- наличие источника регулярного питания объекта разработки пластовой законтурной водой и интенсивность замещения водой извлекаемой из пласта нефти;
- гравитационный фактор, который способствует вытеснению нефти в пластах с большими углами падения.

Режимы разработки нефтяных месторождений

Совокупность **естественных** и **искусственных** факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, называется **режимом пласта**.

Выделяют пять режимов:

- водонапорный (естественный и искусственный),
- упругий,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа
- гравитационный.

Режимы разработки нефтяных месторождений

От правильной оценки режима дренирования зависят:

- технологические нормы отбора жидкости из скважин,
- предельно допустимые динамические забойные давления,
- выбор расчетно-математического аппарата для прогнозирования гидродинамических показателей разработки, определения объемов добычи жидкости и газа,
- расчет процесса обводнения скважин,
- выбор мероприятий по воздействию на залежь, которые необходимы при разработке для достижения максимального конечного коэффициента нефтеотдачи.

Водонапорный режим

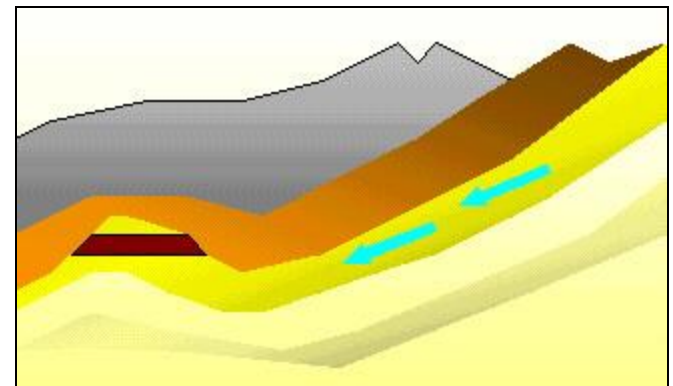
При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления **краевых** или **законтурных вод**, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет непрерывной закачки воды через систему нагнетательных скважин.

Условие существования водонапорного режима.

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$$

где **$P_{\text{пл}}$** - среднее пластовое давление, **$P_{\text{нас}}$** - давление насыщения.

Пластовое давление в залежах равно гидростатическому давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта. Давление после некоторого снижения в начальной стадии разработки остается в дальнейшем практически постоянным при установленных темпах отбора жидкости (2 - 8 % от извлекаемых запасов в год).



Водонапорный режим

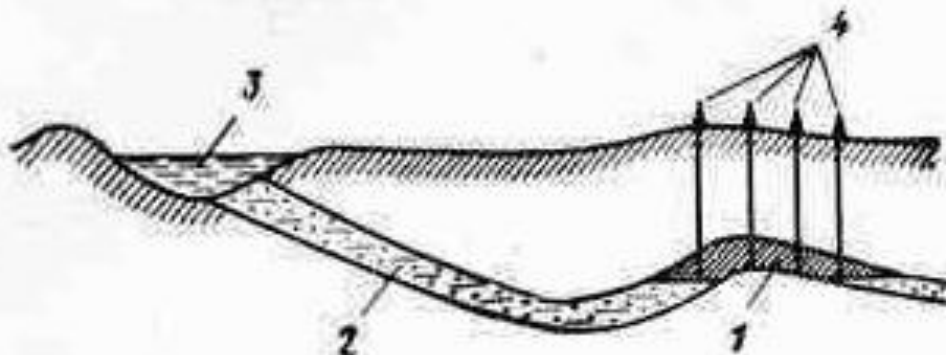


Рис. 2.3. Схемы геологических условий существования естественного водонапорного режима

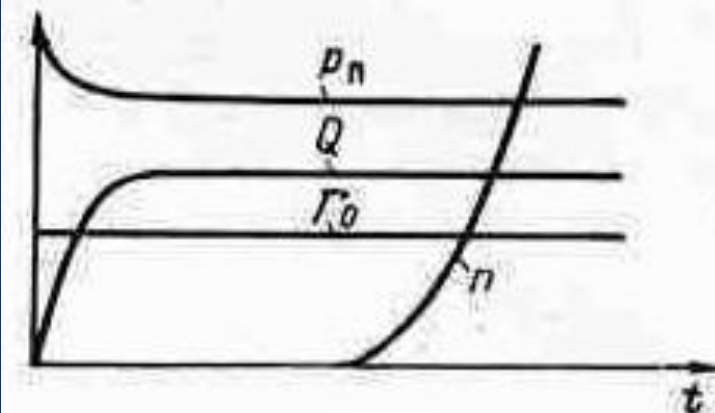


Рис. 2.4. Изменение во времени основных характеристик водонапорного режима

Проницаемый пласт 2 (рис. 2.3) обеспечивает гидродинамическую связь области отбора нефти 1 с областью питания 3, которой может служить естественный водоем - русло реки.

Стабильность газового фактора обусловлено тем, что при $R_{пл} > R_{нас}$ выделения газа в пласте не происходит, с каждой тонной нефти добывают только то количество газа, которое было в ней растворено при пластовых условиях (рис. 2.4). **Обводнение скважины происходит относительно быстро.**

Упругий режим

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Условием существования этого режима является

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$$

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
- наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- превышение пластового давления над давлением насыщения.

Упругий режим

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте $R_{пл}$ за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

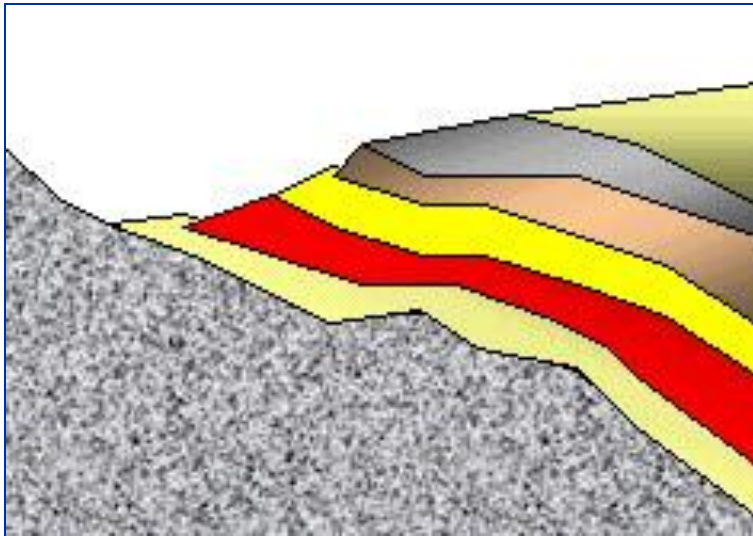


Рис. 2.5. Изменение во времени безразмерного средненнтегрального пластового давления при упругом режиме

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Режим газовой шапки

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых **источником** пластовой энергии является **упругость** газа, сосредоточенного в газовой шапке.

Необходимые условия:

- залежь должна быть изолирована по периферии непроницаемыми породами или тектоническими нарушениями;
- законтурная вода, если она имеется, не должна быть активной;
- нефтяная залежь должна находиться в контакте с газовой шапкой.

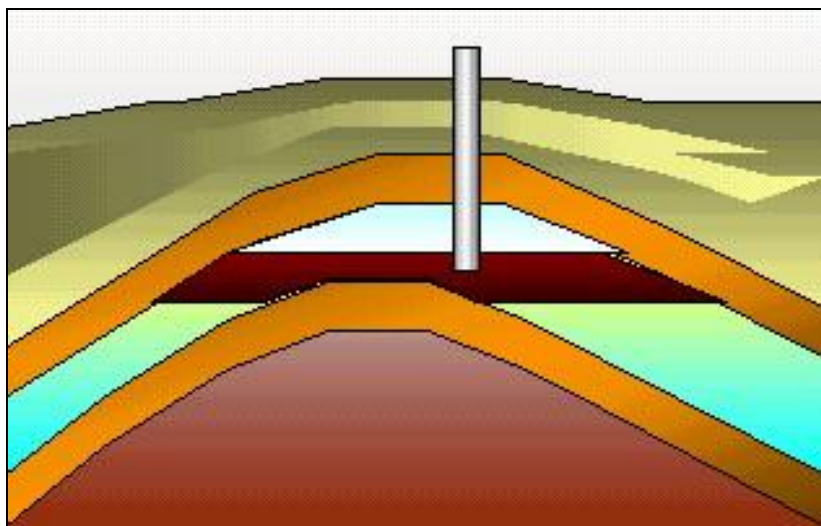


$$P_{\text{плнач}} = P_{\text{нас}}$$

Темп изменения среднего пластового давления при разработке такой залежи может быть различным в зависимости от темпов разработки и от соотношения объемов газовой шапки и нефтенасыщенной части залежи.

Режим газовой шапки

Изменение пластового давления происходит по криволинейному закону и темп падения давления тем больше, чем меньше объем газовой шапки по отношению к объему нефтяной части залежи



Для этого режима характерен закономерный **рост газового фактора и переход скважин на добычу чистого газа** по мере выработки запасов нефти и расширения газовой шапки. **Продукция скважин, как правило, безводная.**

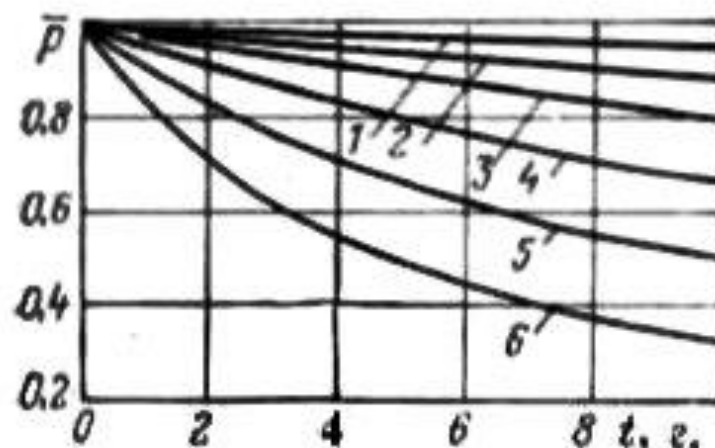


Рис. 2.6. Изменение во времени безразмерного среднего интегрального пластового давления при разных отношениях объема нефтяной оторочки и газовой шапки:

1 — $n=0,25$; 2 — $n=0,5$; 3 — $n=1$;
4 — $n=2$; 5 — $n=4$; 6 — $n=8$

Режим растворенного газа

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа, переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси, и фильтрации этой смеси к забоям скважин называется режимом растворенного газа. **Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси.**

Условия существования режима растворенного газа:

- $R_{пл} < R_{нас}$ (пластовое давление меньше давления насыщения);
- отсутствие законтурной воды или наличие неактивной законтурной воды;
- отсутствие газовой шапки;
- геологическая залежь должна быть запечатана.

При этих условиях пластовая энергия равномерно распределена во всем объеме нефтенасыщенной части пласта. При таком режиме правомерен принцип равномерного размещения скважин по площади залежи.

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа характеризуется **быстрым падением пластового давления** и **закономерным увеличением газового фактора**, который на определенной стадии разработки **достигает максимума**, а затем **начинает падать** в результате общего истощения и полной дегазации месторождения. Режим отличается **низким коэффициентом нефтеотдачи**, в редких случаях достигающим значений **0,25**.

Без искусственного воздействия на залежь (например, закачкой воды или другими методами) режим считается малоэффективным. Однако в начальные периоды разработки скважины бурно фонтанируют, хотя и непродолжительное время. При дренировании залежи в условиях режима растворенного газа (при отсутствии искусственного воздействия) **вода в продукции скважин отсутствует**.

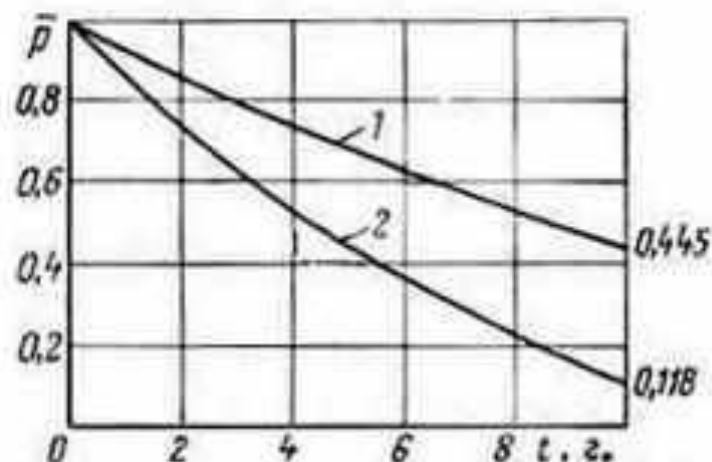


Рис. 2.7. Изменение во времени безразмерного среднееинтегрального пластового давления при режиме растворенного газа:
1 — $k=2$; 2 — $k=4$

Конструкция оборудования забоев скважин

Конструкция забоя скважины должна обеспечивать:

- механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважин спускаемого оборудования, предотвращение обрушения породы;
- эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом;
- возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков, если из последних не намечается добыча продукции;
- возможность избирательного воздействия на различные пропластки или на отдельные части (по толщине) монолитного пласта;
- возможность дренирования всей нефтенасыщенной толщины пласта.

Геологические и технологические условия разработки месторождений различны, поэтому **существует несколько типовых конструкций забоев скважин.**

Конструкция оборудования забоев скважин

1. При **открытом забое** (рис. 4.1 а) башмак обсадной колонны цементируется перед кровлей пласта. Затем пласт вскрывается долотом меньшего диаметра, причем ствол скважины против продуктивного пласта остается открытым..

Такая конструкция возможна:

- при достаточно устойчивых горных породах;
- при сравнительно однородном пласте, не переслаивающимся глинами, склонными к набуханию и обрушению без газоносных и водоносных прослоев;
- при наличии до вскрытия пласта достаточно точных данных об отметках кровли и подошвы продуктивного пласта;
- при относительно малой толщине пласта, оставляемого без крепления,
- а также, если при эксплуатации такой скважины не может возникнуть необходимость избирательного воздействия на отдельные пропластки.

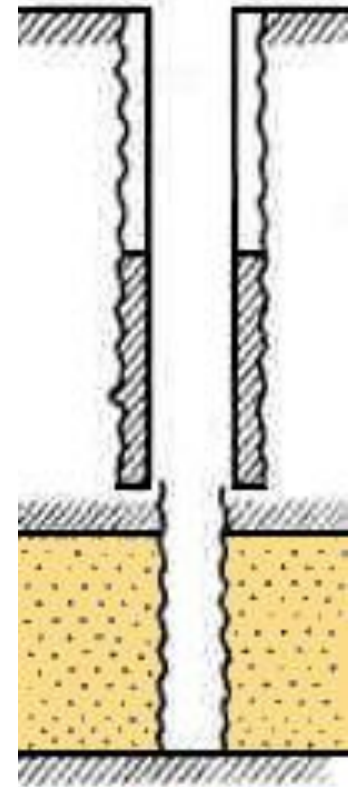


Рис 4.1а.
**Открытый
забой**

Конструкция оборудования забоев скважин

Существенным достоинством открытого забоя является его гидродинамическая эффективность.

Скважина с открытым забоем принимается за эталон и ее коэффициент гидродинамического совершенства принимается равным единице.

Вместе с тем, невозможность избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них вместе с постоянной угрозой обвалов в призабойной зоне при создании больших депрессий сильно ограничивают возможности использования открытого забоя.

Поэтому менее 5 % всего фонда скважин имеют открытый забой.

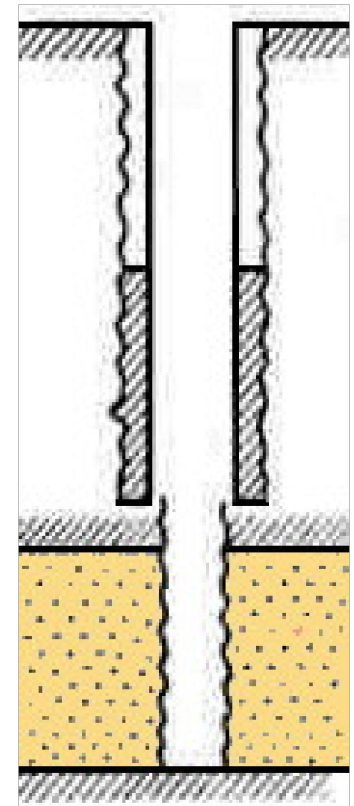


Рис 4.1а.
Открытый
забой

Конструкция оборудования забоев скважин

2. Если забой скважины **оборудован фильтром**, то **возможны два варианта конструкции.**

Первый вариант (рис. 4.1 б): скважина бурится сразу до подошвы пласта, крепится обсадной колонной с заранее насверленными отверстиями в нижней части, приходящимися против продуктивной толщи пласта, затем выше кровли пласта колонна цементируется по способу манжетной заливки.

Пространство между перфорированной частью колонны и вскрытой поверхностью пласта остается открытым.

Условия применения такой конструкции по существу одинаковы с условиями для применения открытого забоя. Однако в этом случае более надежно крепление забоя и гарантируется сохранение полного диаметра колонны до самого забоя даже в случаях частичного обрушения пород в призабойной части.

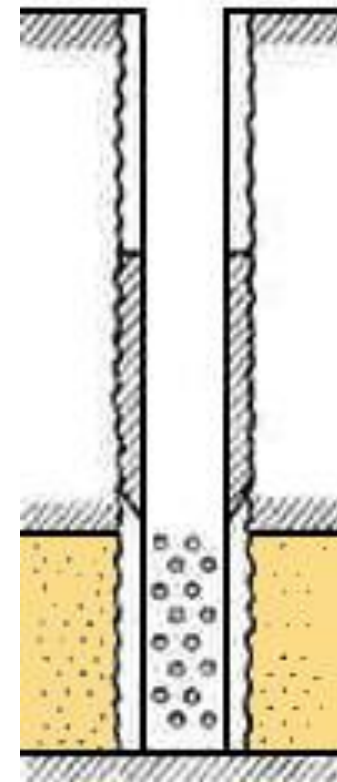


Рис 4.1 б.
Забой, перекрытый
хвостовиком колон-
ны, перфорирован-
ным перед ее
спуском

Конструкция оборудования забоев скважин

Второй вариант (рис. 4.1, в): башмак обсадной колонны спускается до кровли пласта и цементируется. В открытой части пласта находится фильтр с мелкими круглыми или щелевидными отверстиями. Кольцевое пространство между верхней частью фильтра и низом обсадной колонны герметизируется специальным сальником или пакером. Основное **назначение фильтров** - **предотвращение поступления песка в скважину**. Одно время широкое применение нашли фильтры с продольными щелевыми отверстиями длиной 50 - 80 мм и шириной 0,8 - 1,5 мм.

Кроме того, применялись **кольцевые фильтры**, в которых щели создавались **между торцами металлических колец**, одеваемых на перфорированную трубу. Между торцами колец в нескольких точках по периметру устанавливались прокладки из калиброванной металлической ленты, определявшие ширину кольцевых щелей.

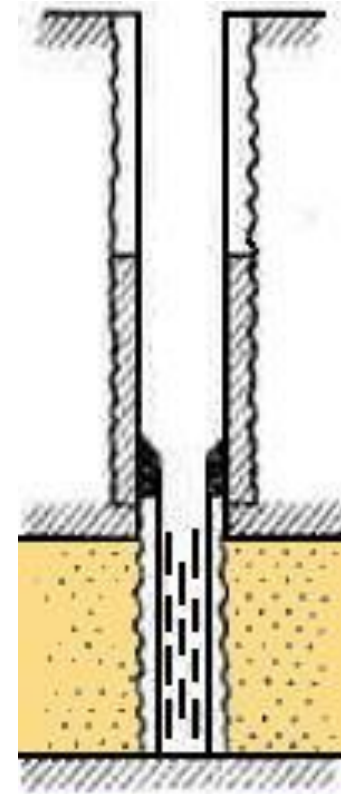


Рис 4.1 в.
**Забой с
фильтром**

Конструкция оборудования забоев скважин

В ряде случаев использовались **гравийные фильтры**, представляющие собой **две перфорированные** мелкими отверстиями **концентрично расположенные трубы**. В кольцевое пространство между трубами утрамбовывался отсортированный **гравий диаметром 4 - 6 мм**, который и являлся фильтрующим элементом, задерживающим пластовый песок.

Известны **металлокерамические фильтры**, изготавливаемые путем спекания под давлением **керамической дроби**. Кольца из такого материала одеваются на перфорированную трубу и на ней закрепляются. Металлокерамические фильтры обладают малым гидравлическим сопротивлением и задерживают самые мелкие фракции песка.

Конструкция забоя с фильтром применяется редко только как средство борьбы с образованием песчаных пробок в скважинах, вскрывающих нецементированные песчаные пласты, склонные к пескопроявлению.

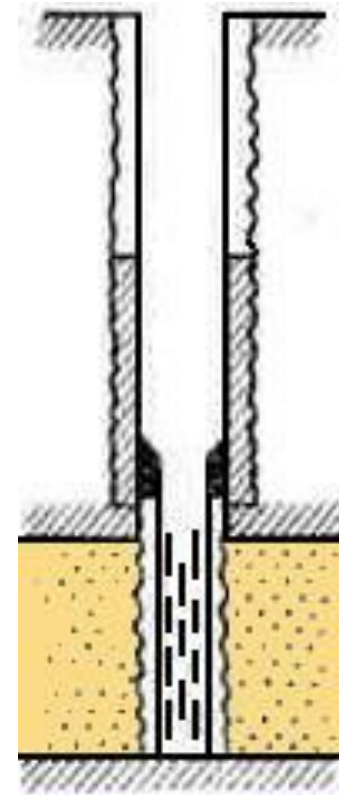


Рис 4.1 в.
Забой с
фильтром

Конструкция оборудования забоев скважин

3. **Скважины с перфорированным забоем** (рис. 4.1, г) нашли самое широкое распространение (более 90% фонда). Ствол скважины пробуривается до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, исследуется геофизическими средствами. Результаты исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах.

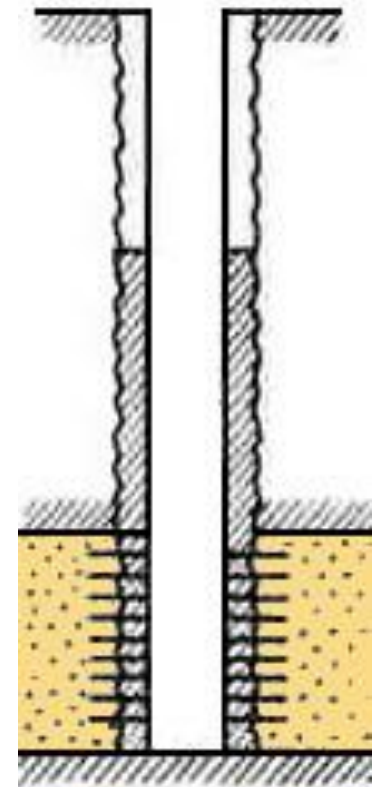


Рис 4.1 г.
**Перфориро-
ванный
забой**

Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;

Конструкция оборудования забоев скважин

- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, отдельная накачка или отбор и др.);
- устойчивость забоя скважины и сохранение ее проходного сечения в процессе длительной эксплуатации.

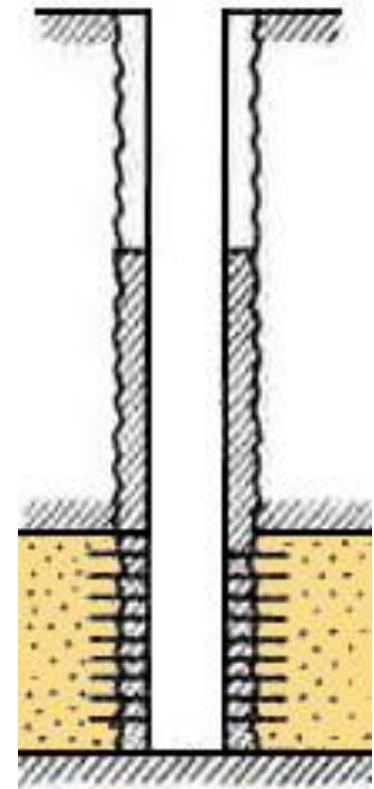


Рис 4.1 г.
**Перфориро
-
ванный
забой**

Перфорированный забой при вскрытии пласта, склонного к пескопроявлению, не обеспечивает надежную защиту скважины от поступления песка и образования песчаных пробок на забое. Для защиты от песка против перфорированного интервала **размещают дополнительный фильтр** для задержки песка. При этом фильтрационное сопротивление потоку пластовой жидкости резко возрастает.

Конструкции газовых скважин

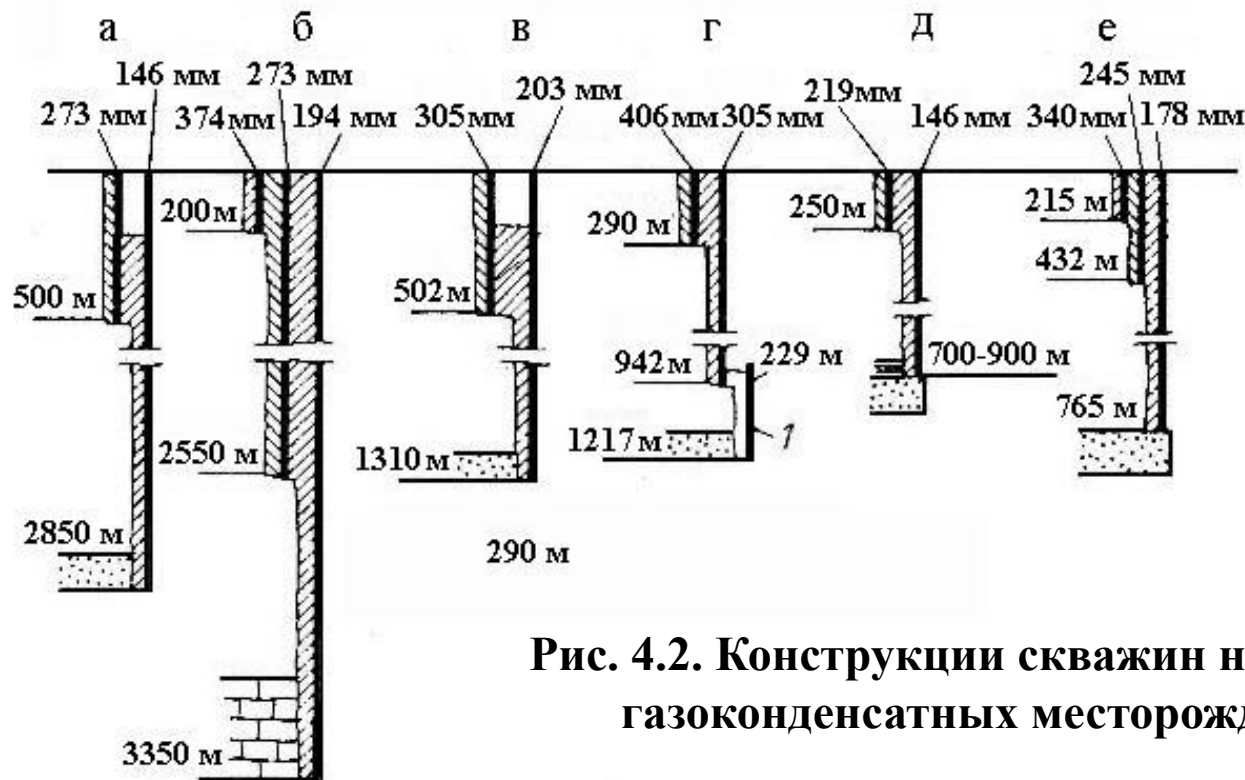


Рис. 4.2. Конструкции скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях:

- а** - Майкопское ГК месторождение (скв. 37), 146 мм обсадная колонна (сварная);
б - Вуктыльское ГК месторождение; **в** - Уренгойское ГК месторождение (скв. 22); **г** - Медвежье газовое месторождение (высокодебитная скв. 18);
1 - хвостовик; **д** - ПХГ-1, **е** - ПХГ-2

Конструкции газовых скважин

Глубину спуска кондуктора в газовых скважинах H (в м) определяют подбором из равенства

$$h = L - R \cdot T \cdot \ln \frac{P_H}{\rho_{\text{ср}} \cdot g \cdot h}$$

или
приблизенно

$$h = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot L}{\rho_{\text{ср}}} \approx 0,425 \cdot L$$

где L - глубина скважины; R - удельная газовая постоянная; T - средняя температура на длине $(L - h)$; $\rho_{\text{ср}}$ - средняя объемная плотность горных пород разреза на длине h ; P_H - начальное пластовое давление газа; g - ускорение свободного падения; $\rho_{\text{в}}$ - плотность пластовой воды.

Малая вязкость газа требует особых мер по созданию герметичности обсадных колонн и межтрубного пространства газовых скважин.

Герметичность обсадных труб достигается применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах с трапецеидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа УС-1, ГС-1.

Оборудование устья газовой скважины

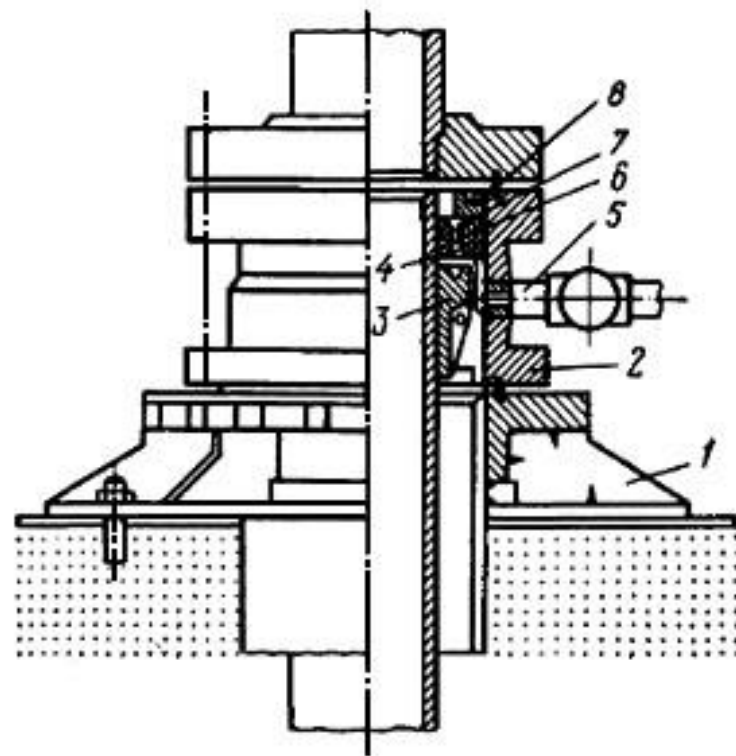
Герметичность заколонного пространства обеспечивается применением цемента определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

Оборудование устья газовой скважины состоит из трех частей:

1) колонной головки, 2) трубной головки и 3) фонтанной елки.

Рис. 4.3. Схема колонной головки газовой скважины со штипсовым креплением обсадных колонн:

- 1 - широкоопорный пьедестал;
- 2 - опорный пьедестал для подвески эксплуатационной колонны;
- 3 - штипсы; 4 и 7 - нижнее и верхнее кольца;
- 5 - отводной патрубок;
- 6 - уплотнение; 8 - нажимная гайка.

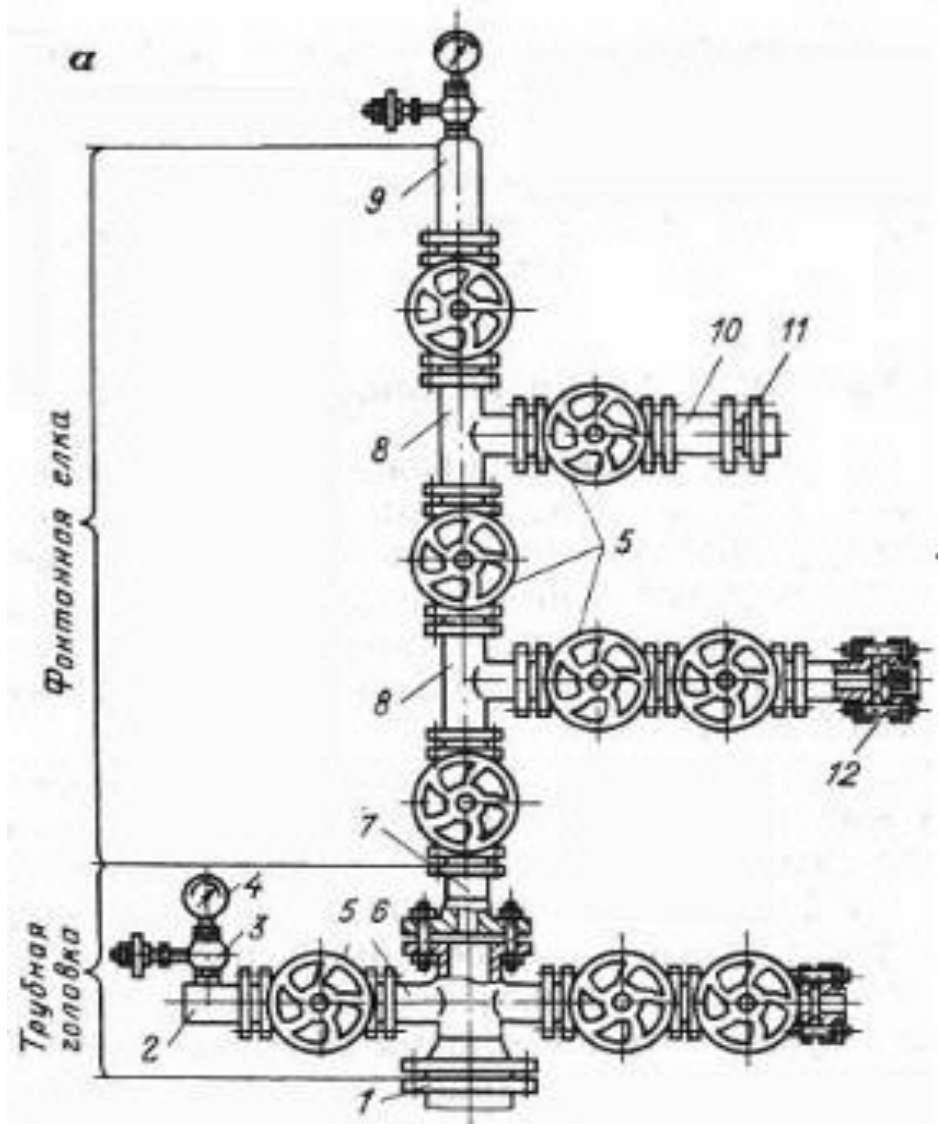


Оборудование устья газовой скважины

Трубная головка служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами.

Рис. 4.4. Трубная головка и фонтанная елка с тройниковой арматурой:

1, 11 - фланцы, 2, 9 - буферы, 3 - вентиль, 4 - манометр; 5 - задвижка; 6 - крестовина; 7, 10 - катушки; 8 - тройник; 12 - штуцер.



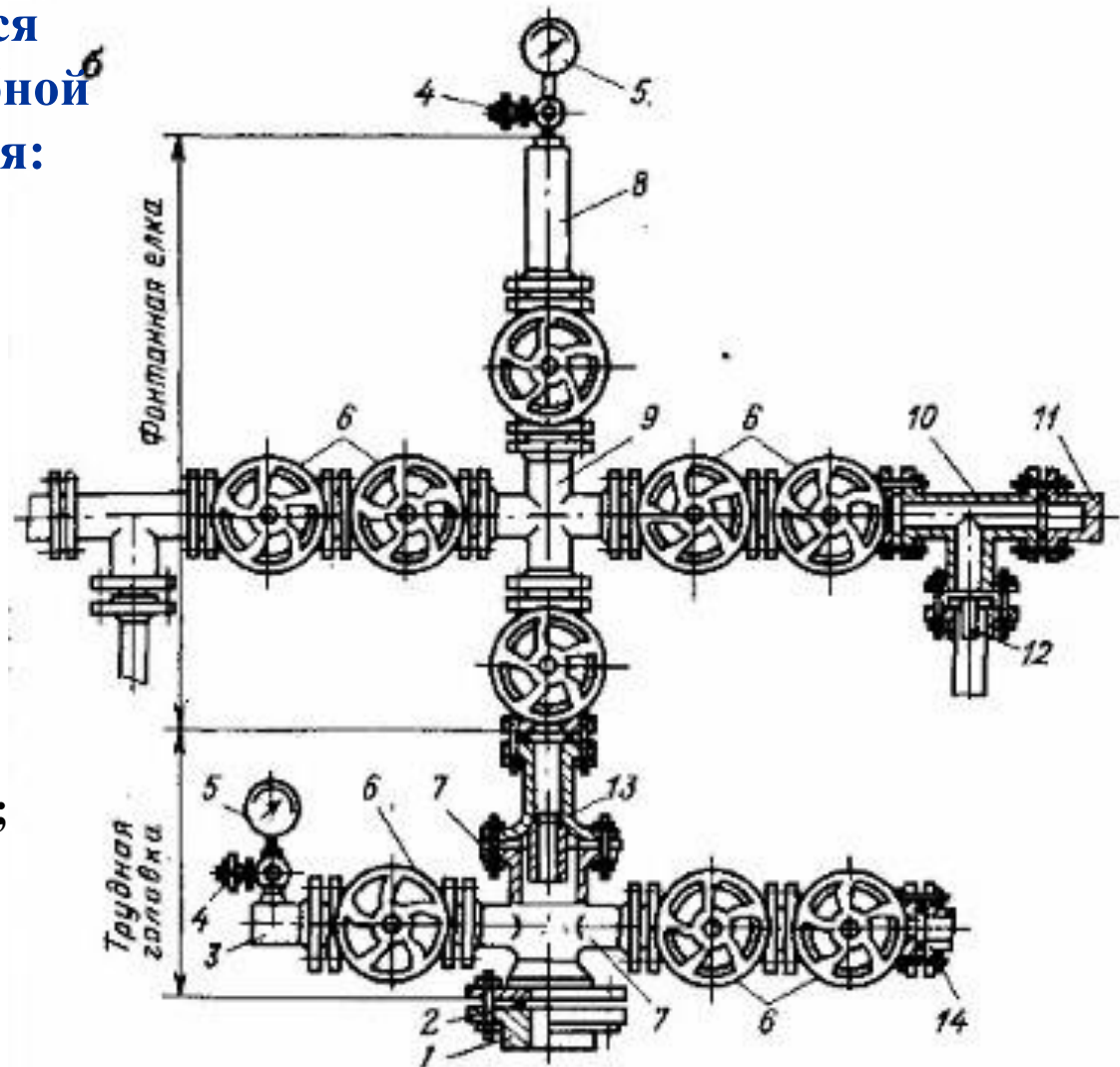
Оборудование устья газовой скважины

Фонтанная елка монтируется выше верхнего фланца трубной головки и предназначена для:

- освоения скважины;
- закрытия скважины;
- контроля и регулирования технологического режима работы скважины.

Рис. 4.5. Трубная головка и фонтанная елка с крестовиковой арматурой:

1 - фланец, 2 - уплотнитель, 3, 8, 11 - буферы, 4 - вентиль;
5 - манометр; 6 - задвижка;
7, 9 - крестовины; 10 - тройник;
12 - штуцер; 13 - катушка;
14 - фланец



Оборудование устья газовой скважины

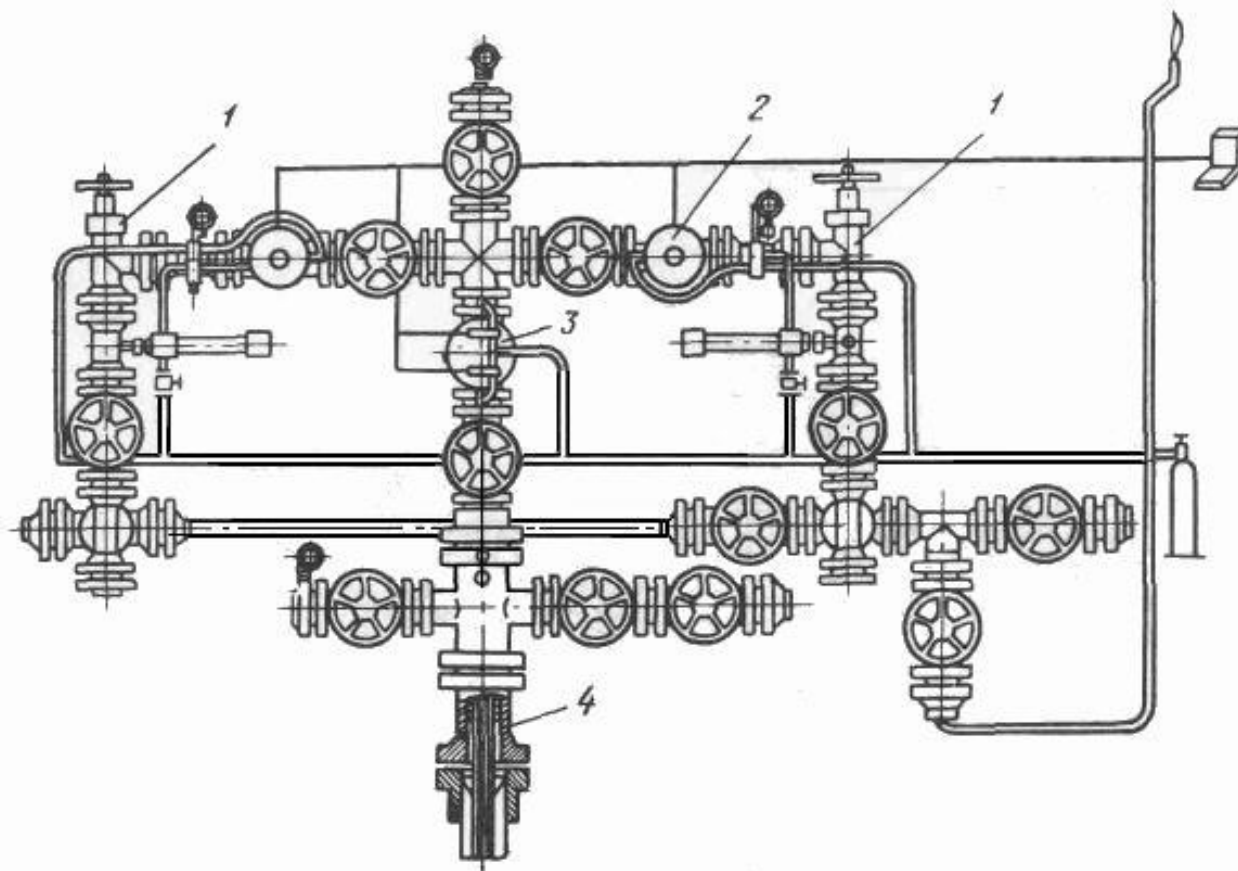


Рис. 4.6. Комплекс устьевого оборудования для высокодебитных скважин:
1 - угловой регулирующий штуцер; 2 - автоматический отсекающий; 3 -
стволовая пневматическая задвижка; 4 - трубная головка.

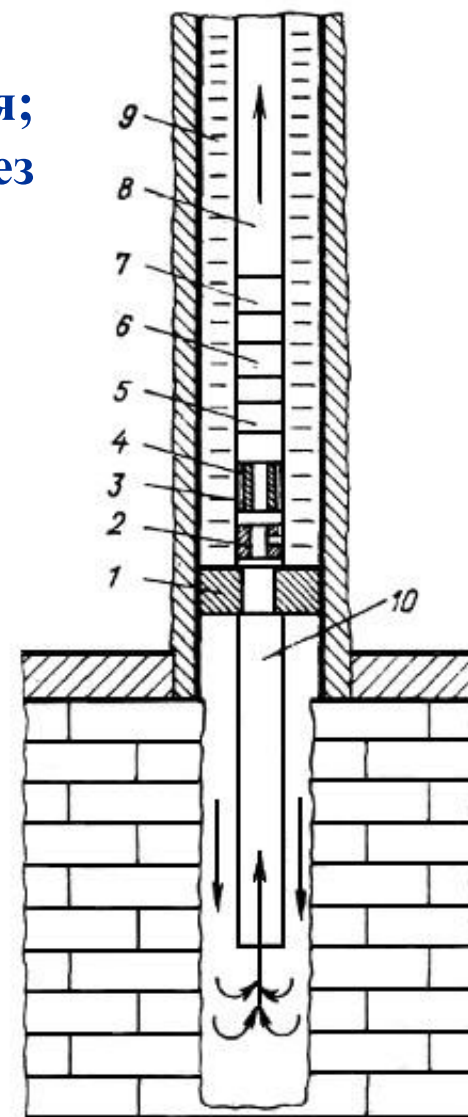
Подземное оборудование ствола газовых скважин

Подземное оборудование позволяет осуществлять:

- 1) защиту скважины от открытого фонтанирования;
- 2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью;
- 3) воздействие на ПЗС;
- 4) эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме;
- 5) замену колонны НКТ (фонтанных) труб без задавки скважины жидкостью.

Рис. 4.7. Схема подземного оборудования:

1 - пакер эксплуатационный; 2 - циркуляционный клапан; 3 - ниппель; 4 - забойный клапан-отсекатель с уравнильным клапаном; 5 - разобщитель колонны НКТ; 6 - ингибиторный клапан; 7 - клапан аварийный, срезной; 8 - НКТ; 9 - жидкий ингибитор коррозии и гидратообразования; 10 - хвостовик.



Подземное оборудование ствола газовых скважин

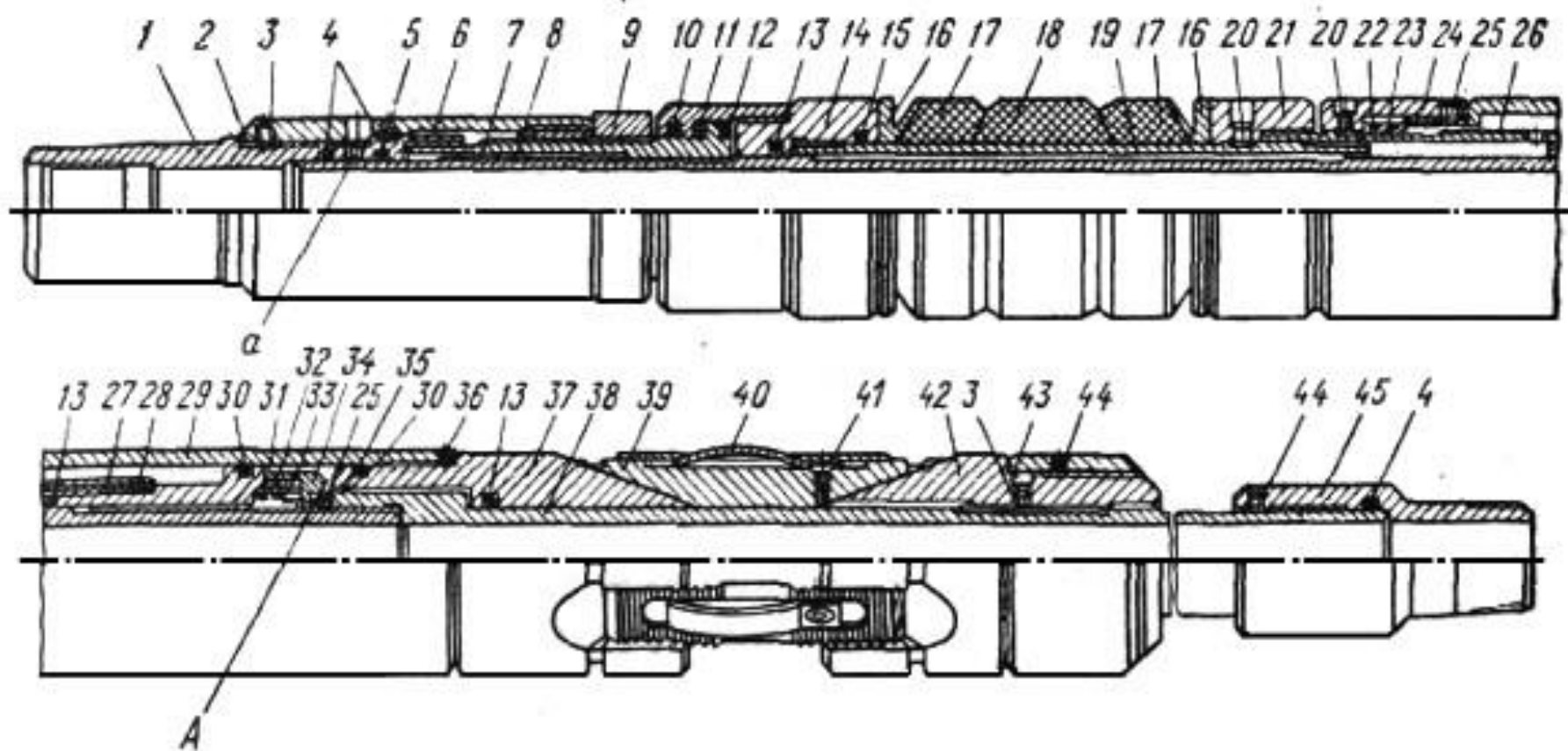


Рис. 4.8. Разобщик (пакер) НКР-1 фирмы “Камко” (США)

Подземное оборудование ствола газовых скважин

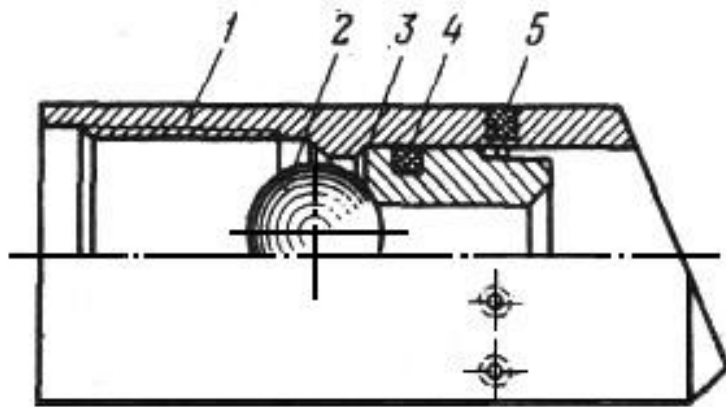


Рис. 4.9. Пусковая пробка РЕ-500:

- 1 - корпус клапана;
- 2 - шар; 3 - седло;
- 4 - резиновое кольцо;
- 5 - срезные тарированные
штифты

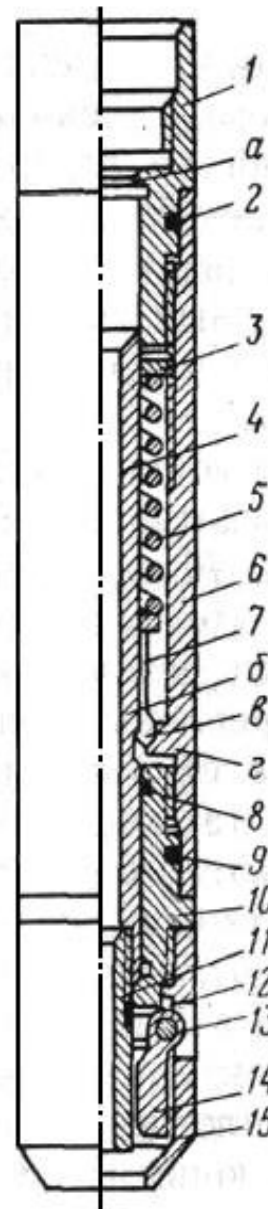


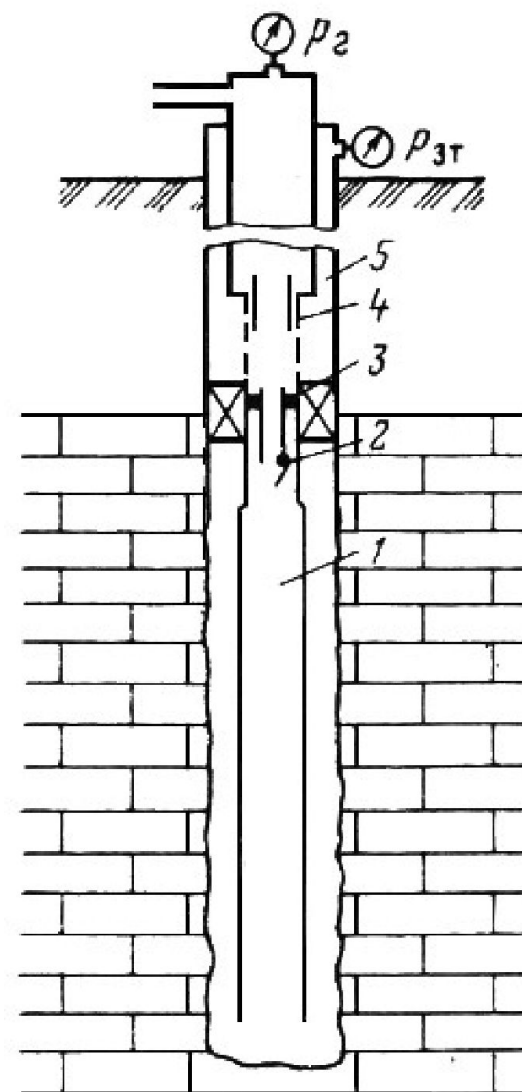
Рис. 4.10. Забойный
прямоточный клапан-
отсекатель ОЗП-73

Подземное оборудование ствола газовых скважин

Пластовые газы содержат **сероводород, углекислый газ, муравьиную, пропионовую, щавелевую и масляную кислоты**, которые при наличии пластовой минерализованной и конденсационной воды, высоких давлений и температур вызывают коррозию обсадных колонн, НКТ, оборудования устья скважин, шлейфов, поверхностного оборудования промыслов.

Рис. 4.11. Схема компоновки подземного оборудования скважин на Оренбургском газоконденсатном месторождении:

- 1 - хвостовик диаметром 127 или 114 мм и длиной 100 - 380 м;
- 2 - пакерное устройство с минимальным диаметром проходного сечения 57 мм;
- 3 - клапан-отсекатель с проходным сечением 33,4 мм;
- 4 - циркулярный клапан типа “скользящая втулка” с внутренним диаметром 73 мм;
- 5 - НКТ диаметром 127 или 114 мм



Коррозия оборудования ствола газовых скважин

Защита внутренней поверхности обсадной колонны от коррозии и внешней поверхности НКТ осуществляется разобщением пласта и затрубного пространства скважины при помощи **разобщителя (пакера)** и заполнением затрубного пространства **ингибированной жидкостью**.

Защита другого оборудования скважины от коррозии реализуется путем **периодической закачки ингибитора коррозии в призабойную зону пласта или непрерывной его закачки в затрубное пространство скважины с помощью насосов и подачи ингибитора в НКТ из затрубного пространства скважины через специальные ингибиторные клапаны в колонне НКТ.**

Коррозия оборудования ствола газовых скважин

В качестве ингибиторов коррозии используются **кубовый остаток разгонки масляного слоя**, имеющий промышленное название **И-1-А**, смесь аминокислоты и полиамина жирного ряда с длинной цепью **РА-23**, и другие: **катапин БПВ, КИ-1, КПИ-1, ПБ-5, БА-6, “Виско”, ИФХАНгаз, Донбасс-1, И-25-Д.**

На месторождениях с высокими пластовыми давлениями и низкими температурами используются **комплексные ингибиторы коррозии и гидратообразования типа КИГИК.**

В последние годы стали изготавливаться **высокогерметичные коррозионностойкие насосно-компрессорные трубы НКТ-114** из сталей марок **18Х1ГМФА, 18Х1Г1МФ** группы прочности К, размером 114 x 7 мм для оборудования скважин на месторождениях, содержащих сероводород. Они выдерживают давление до 50 МПа.

Впервые колонна НКТ из труб НКТ-114 была спущена в скв. 234 Оренбургского газоконденсатного месторождения. 76.

Оборудование забоя газовых скважин

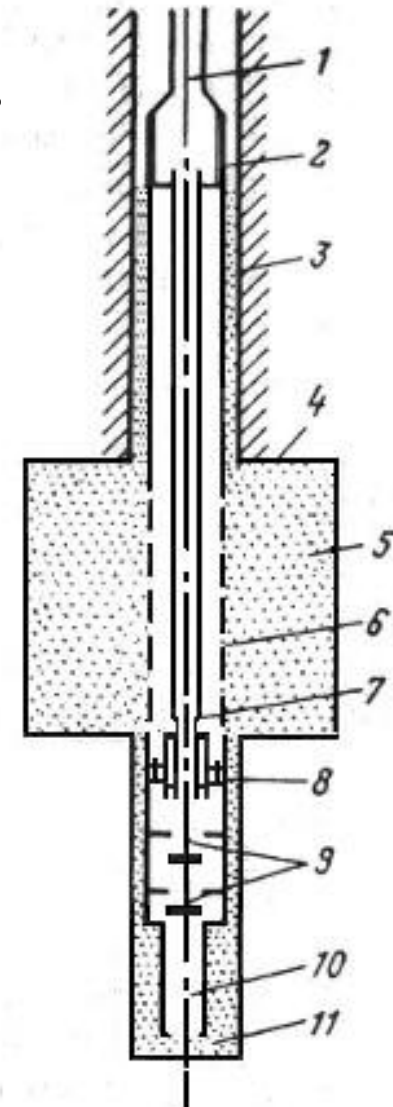
Оборудование забоя газовых скважин зависит от:

- **литологического и фациального составов пород и цементирующего материала, слагающих газомещающий коллектор;**
- **механической прочности пород;**
- **неоднородности коллекторских свойств пласта по разрезу;**
- **наличия газоносных, нефтеносных и водоносных пластов в продуктивном разрезе;**
- **местоположения скважины на структуре и площади газоносности;**
- **назначения скважины (добывающая, нагнетательная, наблюдательная).**

Оборудование забоя газовых скважин

Рис. 4.12. Схема оборудования забоя газовых скважин в рыхлых горных породах на подземных хранилищах газа:

- 1 - бурильные штанги диаметром 60,3 мм;**
- 2 - переводник с левой резьбой;**
- 3 - обсадная колонна диаметром 146 мм;**
- 4 - интервал ствола скважины, расширенной до 256 мм;**
- 5 - гравий;**
- 6 - щелевой фильтр;**
- 7 - труба диаметром 50 мм;**
- 8, 9 - клапан обратной и прямой циркуляции соответственно;**
- 10 - хвостовик диаметром 62,7 мм;**
- 11 - забой.**



Оборудование забоя газовых скважин

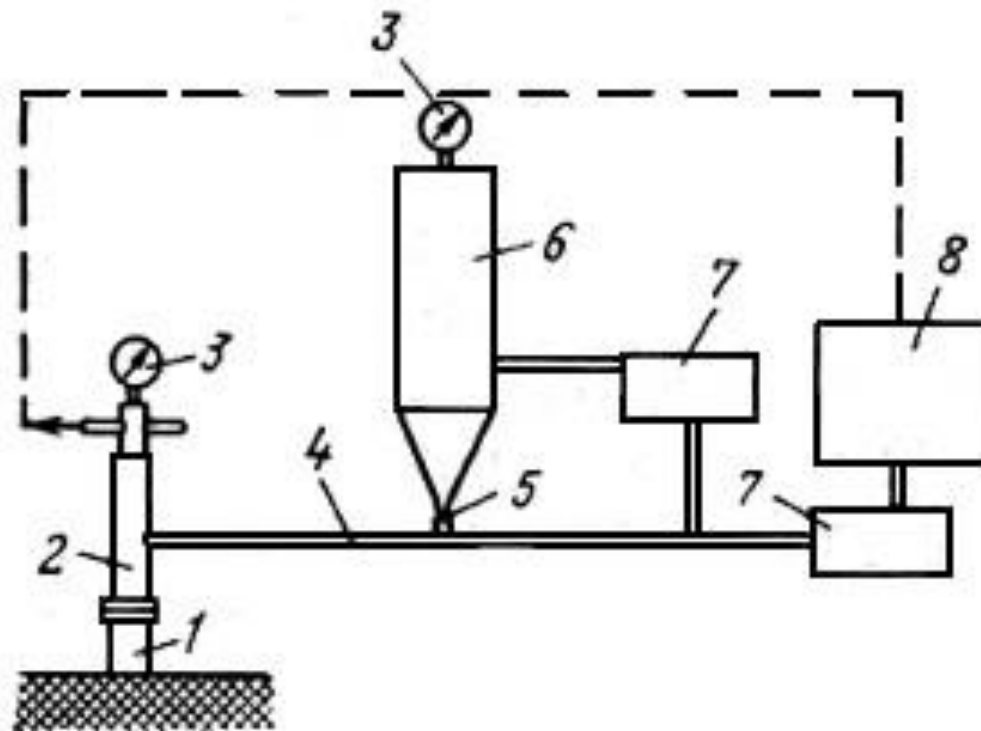


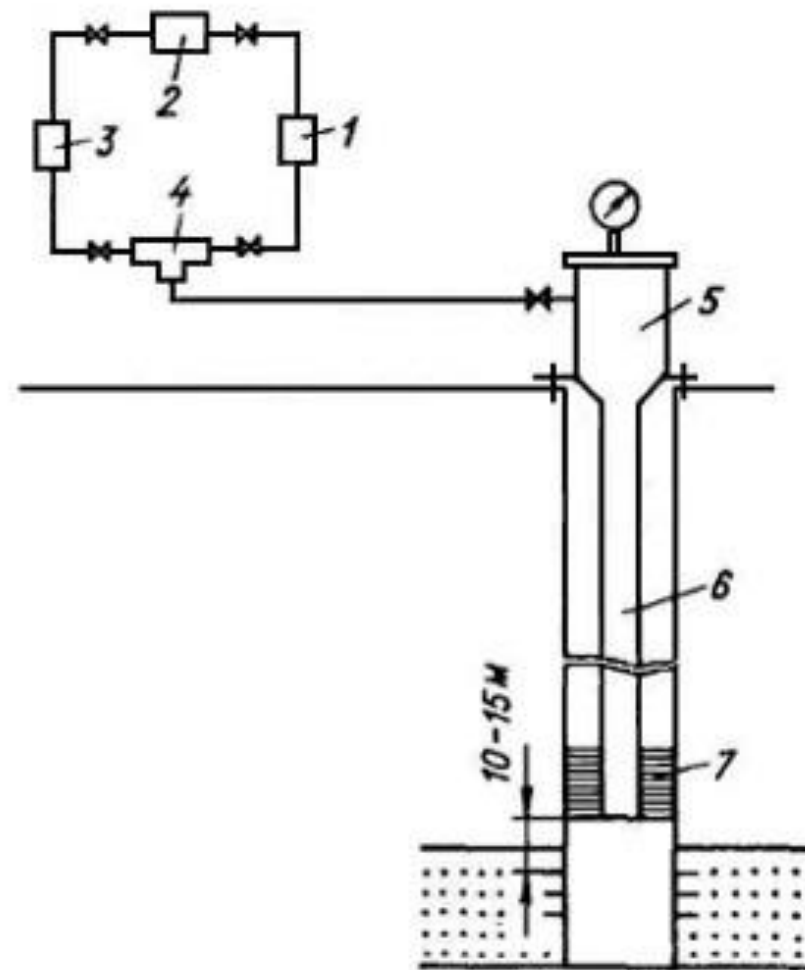
Рис. 4.13. Принципиальная схема намыва гравийного фильтра в скважине подземного хранилища газа:

1 - обсадная колонна диаметром 146 мм; 2 - противовыбросовая головка; 3 - манометр; 4 - соединительные трубы; 5 - кран, регулирующий подачу гравия; 6 - бункер для гравия, 7 - цементируочный агрегат; 8 - емкости с водой.

Оборудование забоя газовых скважин

Рис. 4.14. Схема оборудования скважины и обвязки агрегатов при закачке смолообразующих реагентов в призабойную зону пласта:

- 1 - агрегат, подающий раствор сырых фенолов и щелочи;**
- 2 - агрегат, подающий воду для продавки смолы в пласт;**
- 3 - агрегат, подающий формалин;**
- 4 - тройник-смеситель;**
- 5 - заливочная головка;**
- 6 - заливочные трубы диаметром 50 - 75 мм;**
- 7 - пакер**



Приток жидкости к перфорированной скважине

При фильтрации жидкости, подчиняющейся линейному закону, приток жидкости к скважине можно выразить следующим образом:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = \frac{(P_n - P_c)}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = \frac{(P_n - P_c)}{R_\phi}$$

где R_ϕ - фильтрационное сопротивление.

Приток жидкости к перфорированной скважине

$$q_n = \frac{(P_n - P_c)}{R_\phi + R_{\text{доп}}}$$

Дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$:

$R_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C$, где C - некоторая геометрическая характеристика

$$q_n = \frac{(P_n - P_c)}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \left[\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C \right]}$$

Приток жидкости к перфорированной скважине

Два крайних случая геометрической характеристики забоя:

- Нет отверстий в обсадной колонне. Тогда, очевидно $q_{\Pi} = 0$, $C = \infty$.
- Вся поверхность обсадной колонны в пределах толщины пласта покрыта перфорационными отверстиями. В этом случае геометрия потока не будет отличаться от геометрии потока к забою скважины с открытым забоем. В этом случае $C = 0$.

Таким образом, величина C должна изменяться от 0 до ∞ . С увеличением числа перфорационных отверстий n , их диаметра d , а также глубины L перфорационных каналов в породе пласта дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$ должно уменьшаться, а следовательно, должно уменьшаться C . Таким образом,

$$C = f(n, d, L)$$

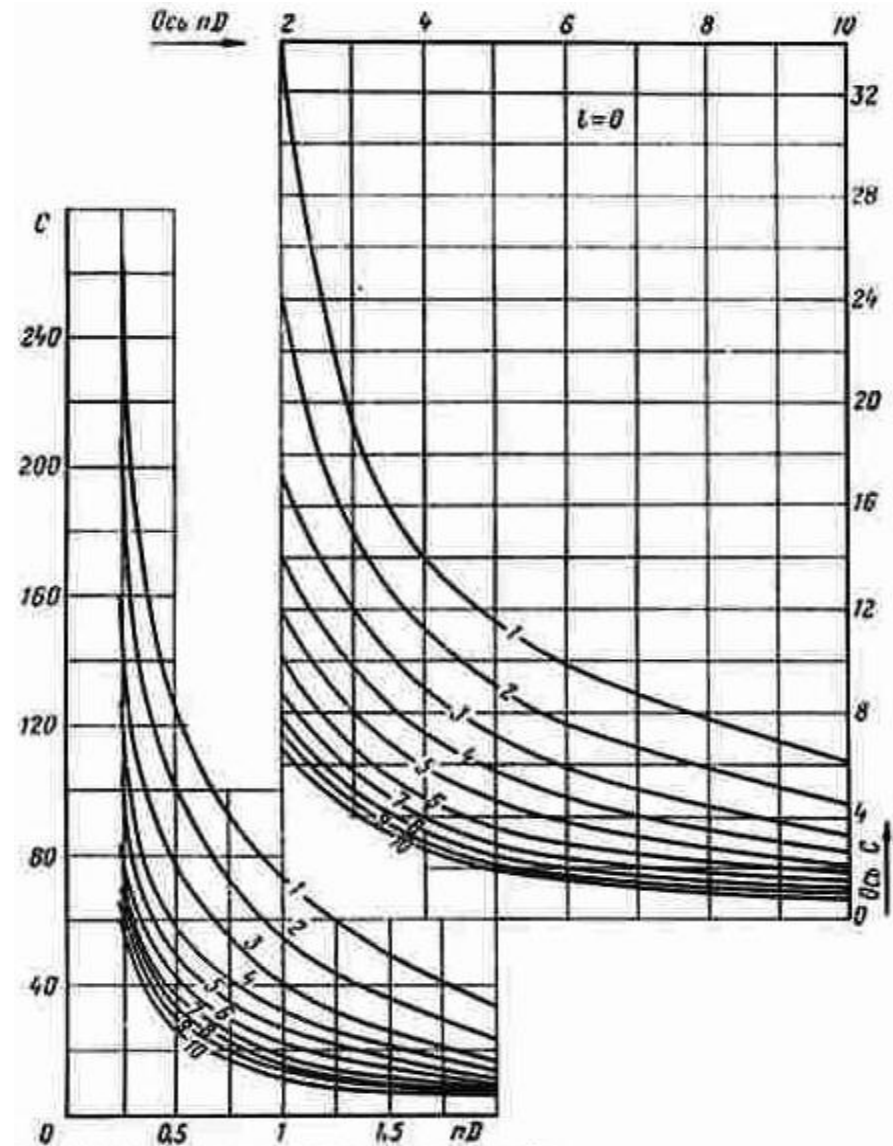
Задача о притоке жидкости к перфорированной скважине была решена методом электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанном на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах.

Приток жидкости к перфорированной скважине

Рис. 4.2. Зависимость $C=f(nD, a, l)$:

n - плотность перфорации; D - диаметр скважин; d - диаметр отверстий; l - глубина перфорационных отверстий; $a = d/D$.

1 - $a = 0,02$; 2 - $a = 0,04$; 3 - $a = 0,06$;
4 - $a = 0,08$; 5 - $a = 0,1$; 6 - $a = 0,12$;
7 - $a = 0,14$; 8 - $a = 0,16$; 9 - $a = 0,18$;
10 - $a = 0,2$.



Гидродинамическое несовершенство скважин

Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем, принятой за эталон, при прочих равных условиях принято называть **коэффициентом гидродинамического совершенства**:

$$\eta = q_p / q$$

$$\eta = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C}$$

Подставляя вместо q_p и q их значения, будем иметь:

Несовершенные скважины бывают трех видов:

- скважина с открытым забоем, частично вскрывающая пласт на величину b - **несовершенная скважина по степени вскрытия** - $\delta = b/h$;
- скважина с перфорированным забоем и вскрывающая пласт на полную толщину - **несовершенная скважина по характеру вскрытия**;
- скважина, перфорированная не на всю толщину пласта и вскрывающая его частично - **несовершенная по степени и характеру вскрытия (двойной вид несовершенства)**.

Гидродинамическое несовершенство скважин

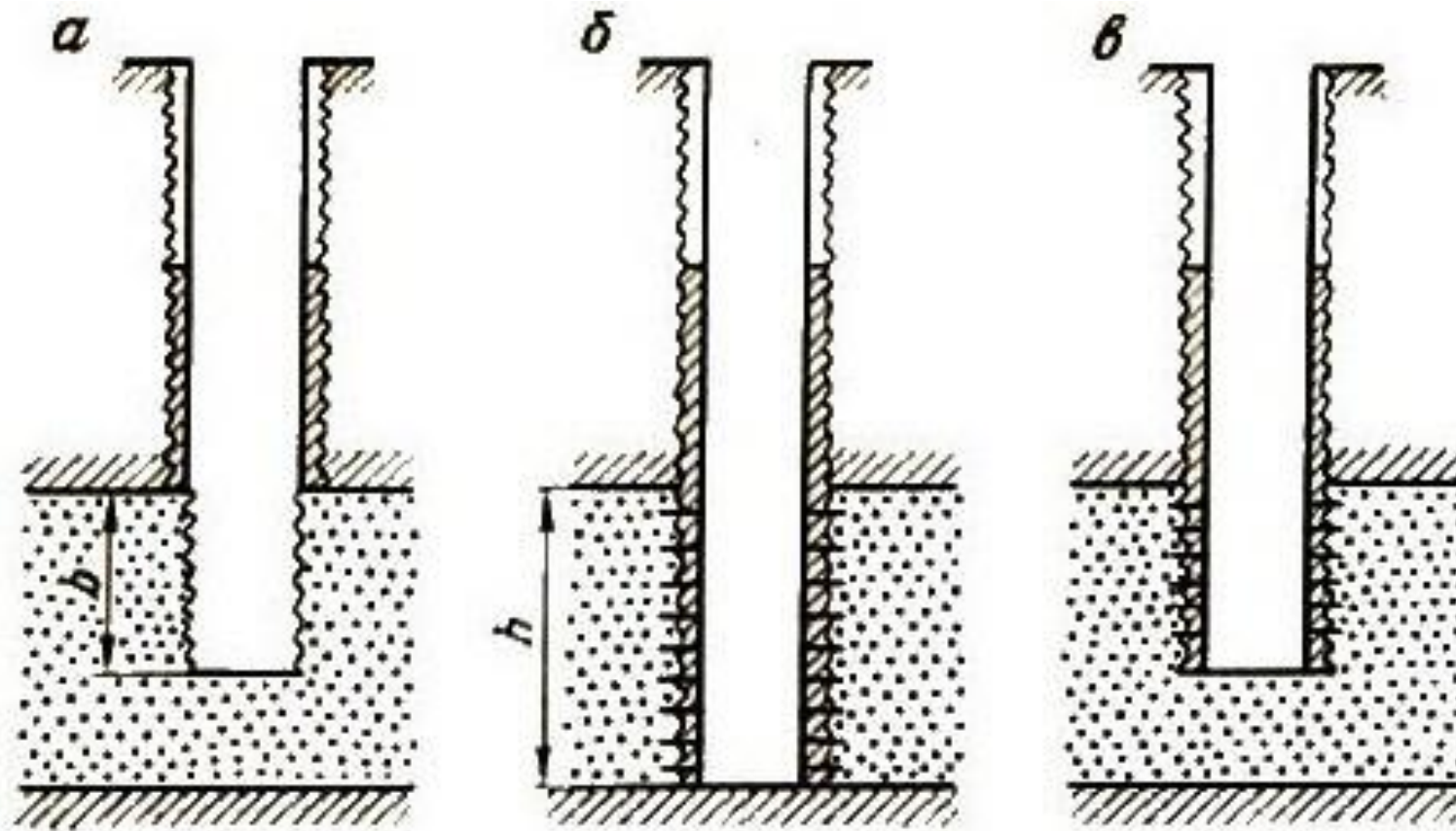


Рис. 4.3. Виды несовершенных скважин:

а - скважина, несовершенная по степени вскрытия; б - скважина, несовершенная по характеру вскрытия, в - скважина с двойным видом несовершенства по степени и характеру вскрытия

Гидродинамическое несовершенство скважин

Используя метод ЭГДА для определения притока в скважины, несовершенные по степени вскрытия, получим зависимости $C = f(a, \delta)$ для различных безразмерных толщин пласта $a = h/D$, где h - полная толщина пласта, D - диаметр скважины (рис. 4.4).

Для скважины с двойным несовершенством величина C может быть найдена следующим образом.

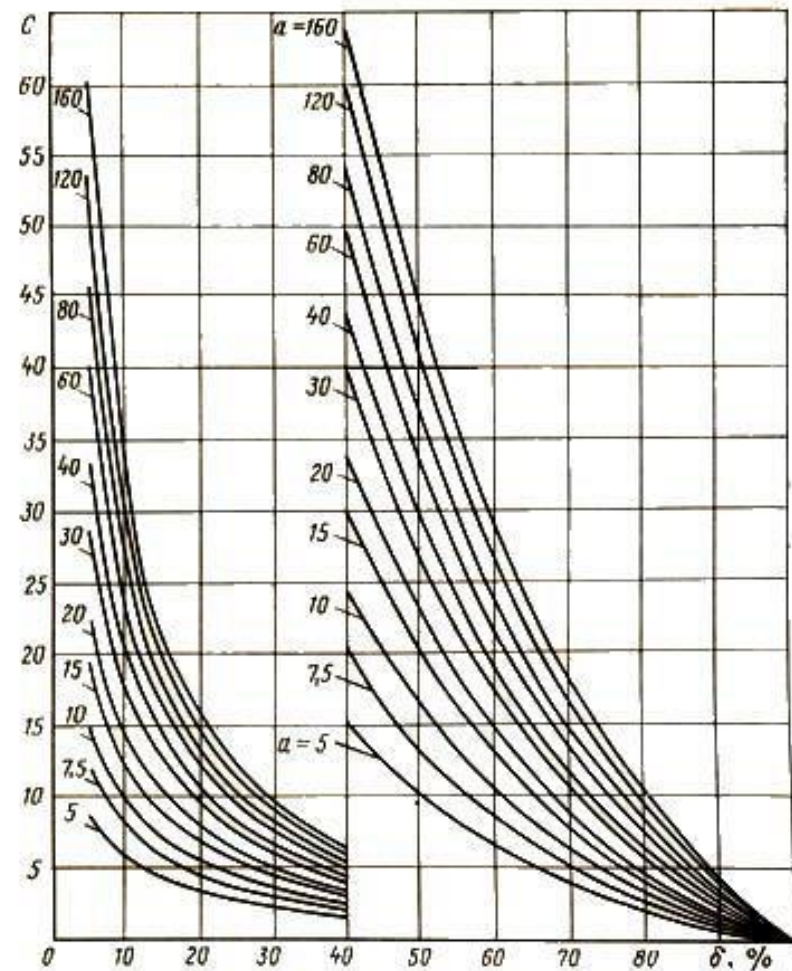


Рис. 4.4. Зависимость $C = f(a, \delta)$ для скважин, несовершенных по степени вскрытия

Гидродинамическое несовершенство скважин

Представим приток в скважину с двойным несовершенством состоящим из двух последовательных притоков (рис. 4.5): - притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса R и притока в несовершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом r_c и плотностью перфорации n .

Поток жидкости на пути от контура питания P_k до стенки скважины r_c будет преодолевать несколько фильтрационных сопротивлений:

R_1 - фильтрационное сопротивление от P_k до стенки фиктивной скважины;

R_2 - дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени

вскрытия и равное -
 $(\mu/2\pi kh) * C_1$;

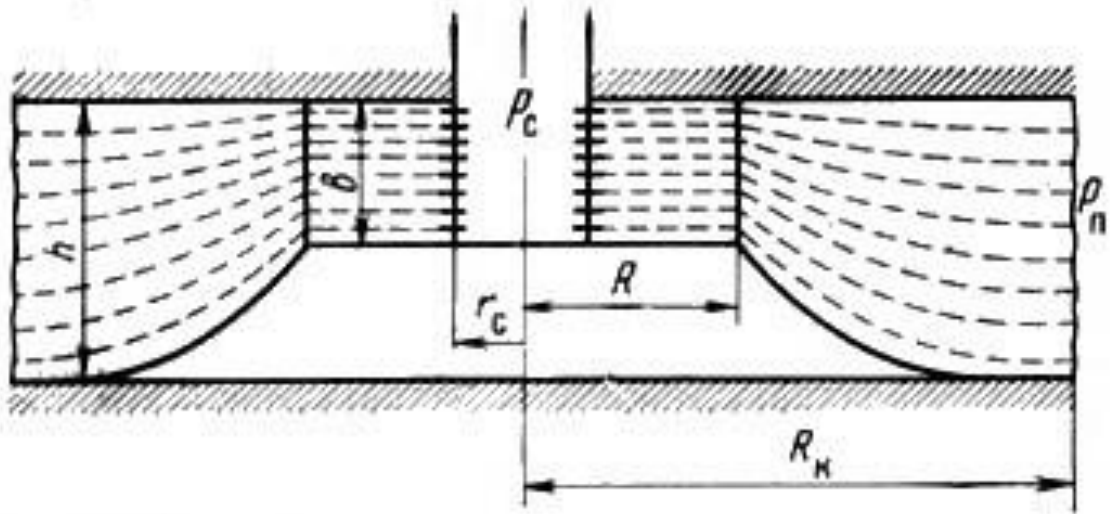


Рис. 4.5. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства

Гидродинамическое несовершенство скважин

где C_1 - коэффициент, учитывающий несовершенство по степени вскрытия фиктивной скважины радиусом R ;

R_3 - фильтрационное сопротивление от R до стенки скважины r_c при толщине пласта $b = \delta/h$, где δ - степень вскрытия;

R_4 - дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством по характеру вскрытия при толщине пласта также $b = \delta/h$ и учитываемое коэффициентом C_2 .

Приток в такую сложную систему определится следующим образом:

$$q = \frac{P_{\text{п}} - P_{\text{с}}}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}$$

Здесь

$$R_1 = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{R}$$

$$R_3 = \frac{\mu}{2\pi kh\delta} \cdot \ln \frac{R}{r_c}$$

$$R_2 = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1$$

$$R_4 = \frac{\mu}{2\pi kh\delta} \cdot C_2$$

Гидродинамическое несовершенство скважин

Тот же приток можно определить через сумму двух фильтрационных сопротивлений. Одно из них есть фильтрационное сопротивление, возникающее при течении от R_k до r_c для плоско-радиального течения и равно:

$$R_1^* = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}$$

Второе - дополнительное фильтрационное сопротивление R_2^* , обусловлено двойным видом несовершенства скважины и характеризуется коэффициентом C :

$$R_2^* = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C$$

так что: $q = \frac{P_p - P_c}{R_1^* + R_2^*}$

Из условия равенства расходов найдем

$$R_1^* + R_2^* = R_1 + R_2 + R_3 + R_4$$

После подстановки выражений для отдельных сопротивлений R и некоторых сокращений, получим:

Гидродинамическое несовершенство скважин

$$\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C = \ln\left(\frac{R_k}{R}\right) + C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot \ln\left(\frac{R}{r_c}\right) + \frac{1}{\delta} \cdot C_2$$

Решая относительно искомого **C**, после преобразований логарифмов найдем:

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1 - \delta}{\delta} \cdot \ln\left(\frac{R}{r_c}\right)$$

Величина **R** принимается равной **5r_c** из условия выравнивания струек тока и перехода их в достаточно правильный плоско-радиальный поток.

При этом условии

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1 - \delta}{\delta} \cdot \ln 5$$

Здесь **C₁** определяется по графику **C₁ = f(δ, a)** для скважин, несовершенных по степени вскрытия. Причем безразмерная толщина вычисляется по соотношению **a = h/2R**; **δ = b/h** - относительное вскрытие пласта фиктивной скважины; **C₂** определяется из графиков **C₂ = f(nD, a, L)** или интерполяцией значений, определяемых из графиков.

Приведенный радиус скважины

Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)}$$

Так как дебиты приравняются при прочих равных условиях, имеем:

$$\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C = \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)$$

Умножая **C** на **1 = lne**, получим

$$\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) - \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right) = lne^C$$

Откуда приведенный радиус скважины равен

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^C}$$

Техника перфорации скважин

Способы перфорации скважин

Пулевая

Торпедная

Кумулятивная

Гидропескоструйная

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



Пескоструйная перфорация осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

Пулевая перфорация скважин

При пулевой перфорации в скважину на электрическом 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 вертикальными 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 и длину стволов. 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.

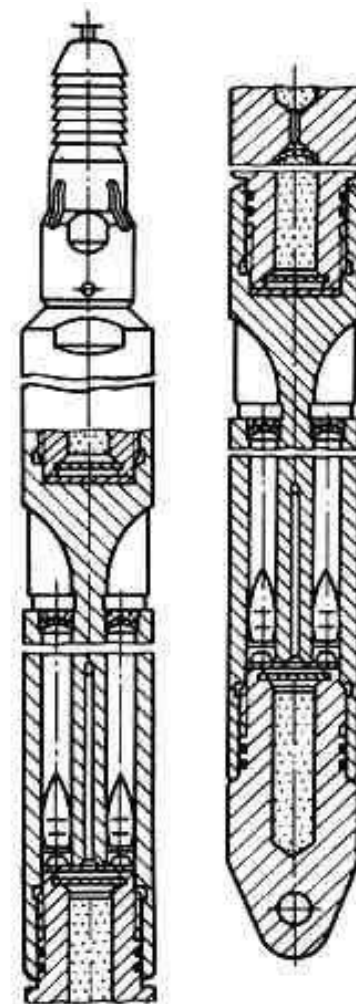


Рис. 4.6. Пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами

Торпедная перфорация скважин

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на 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 накового 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 фильтра делается не более четырех отверстий, 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 пуль 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 350 мм** и **диаметром в средней части 8 - 14 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



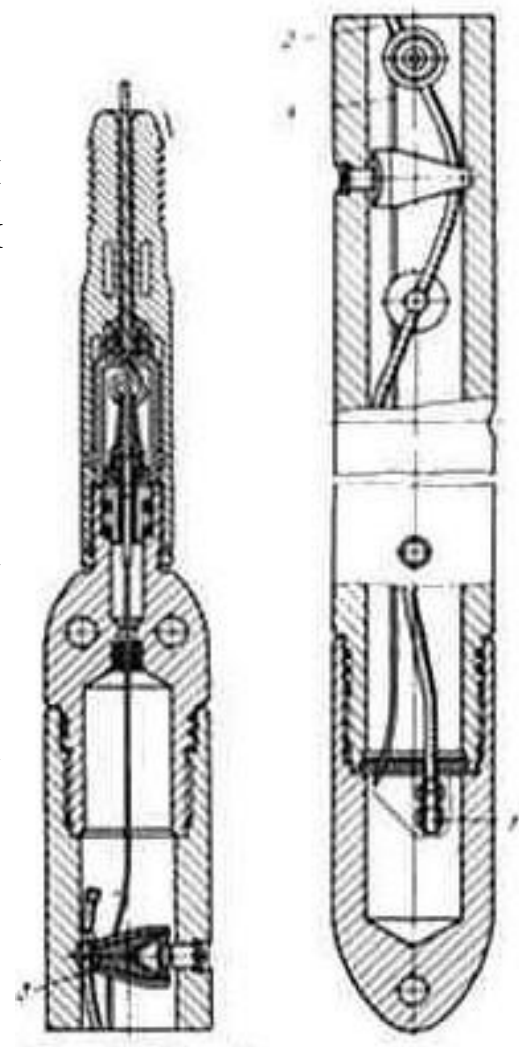
Кумулятивная перфорация

Перфораторы 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**.

Максимальная толщина 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 **бескорпусные или ленточные** - до **30 м**.

Рис. 4.7. Корпусный кумулятивный перфоратор ПК105ДУ:
1- взрывной патрон; 2 - шнур; 3 - заряд; 4 - электропровод.



Кумулятивная перфорация

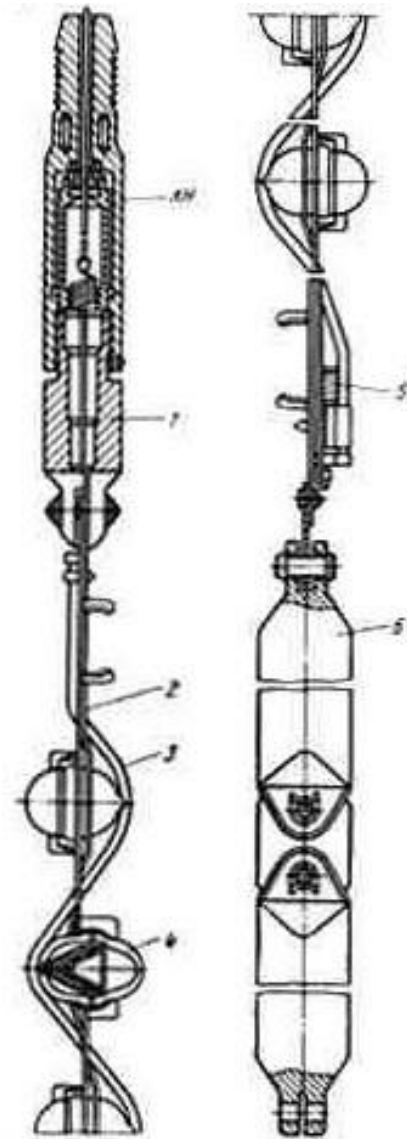
Ленточные перфораторы легче корпусных, но их применение ограничено давлениями и температурами на забое скважины, так как взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в контакте со скважинной жидкостью.

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 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..

Рис. 4.8. Ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105:

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



Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

При **гидропескоструйной перфорации** 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.**

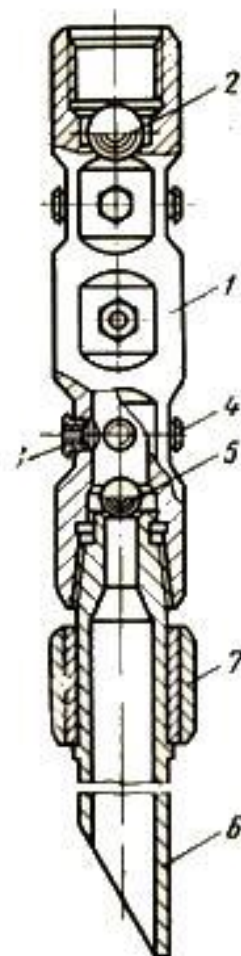


Рис. 4.10. Аппарат для ГПП АП-6М: 1 - корпус; 2 - шар опрессовочного клапана; 3 - узел насадки; 4 - заглушка; 5 - шар клапана; 6 - хвостовик; 7 - центратор

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

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

Аппарат АП-6М конструкции ВНИИ 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 **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 (ГПП)

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 пасады. 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 - потерь давления на трение в НКТ при движении песчано-жидкостной смеси от устья до пескоструйного аппарата; ΔP - потерь давления в насадках, определяемых по графикам или расчетным путем; P_2 - потерь на трение 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:

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

$$P_y = P_1 + \Delta P + P_2 + P_3$$

Величина P_1 определяется по формулам трубной гидравлики

$$P_1 = \lambda \cdot \frac{L}{d_v} \cdot \frac{v_t^2}{2g} \cdot \rho g$$

где коэффициент трения λ определяется через число **Re**, но **увеличивается на 15 - 20%** вследствие присутствия песка в жидкости; **L** - длина НКТ; **d_v** - внутренний диаметр НКТ; **v_t** - линейная скорость потока в НКТ, **v_t = 4Q/(πd_v²)**; **ρ** - плотность песчано-жидкостной смеси.

Величина **ΔP** определяется по графикам. Величина **P₂** определяется по формуле трубной гидравлики для движения жидкости по кольцевому пространству

$$P_2 = (1,15 \div 1,20) \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_v - d_n} \cdot \frac{v_k^2}{2g} \cdot \rho g$$

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

где **Dв** - внутренний диаметр обсадной колонны, **dн** - наружный диаметр НКТ.

$V_K = 4Q/(\pi(Dв^2 - dн^2))$ - линейная скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, которая **не должна быть меньше 0,5 м/с** для полного выноса песка и предупреждения прихвата труб.

Суммарный расход жидкости равен произведению числа действующих насадок **n** на расход жидкости через одну насадку **qж**:

$$Q = q_{ж} \cdot n$$

Нижний предел перепадов **должен обеспечить эффективное разрушение колонны, цементного камня и породы**

- не меньше **12,0 - 14,0 МПа** для **6-мм** насадок и **18,0 - 20,0 МПа** для насадок **4,5 и 3 мм**.
- при большой прочности горных пород - **18,0 - 20,0 МПа** для **6-мм** насадки и **25,0 - 30,0 МПа** для **4,5-и 3-мм** насадки.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

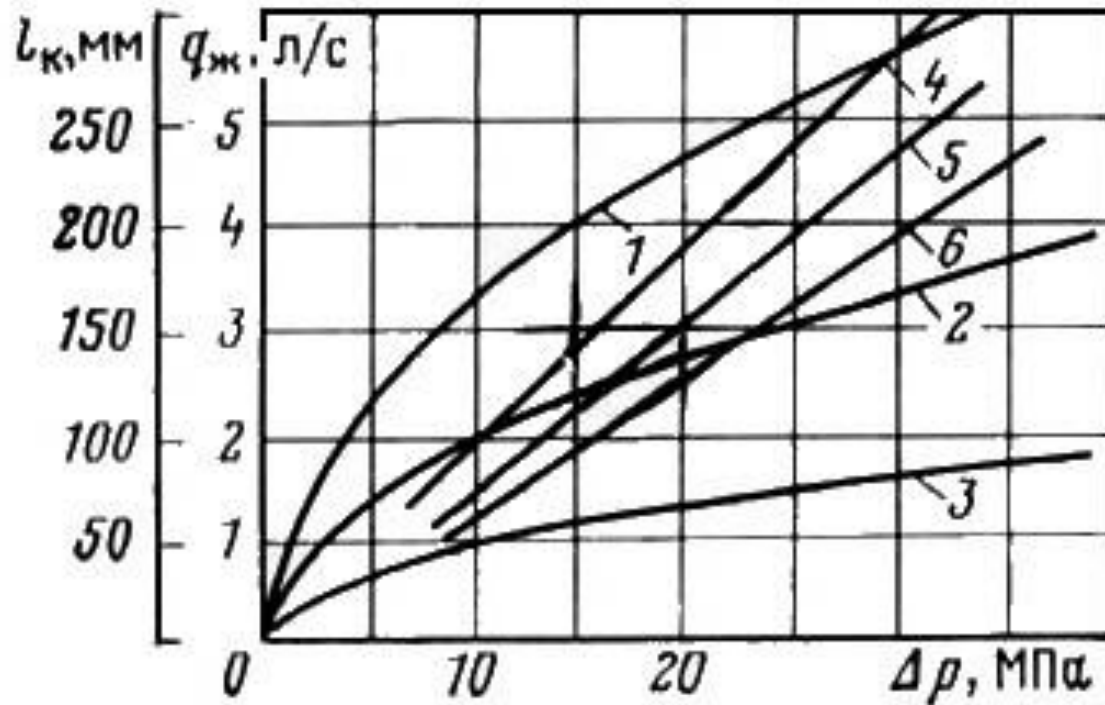


Рис. 4.9. Зависимость расхода водопесчаной смеси $q_{\text{ж}}$ и глубины образующихся каналов l_k от перепада давления ΔP в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм:

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

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

Для точной установки перфоратора против нужного интервала применяют в НКТ **муфту-репер** - короткий (0,5 - 0,7 м) патрубок с утолщенными стенками (15 - 20 мм), который **устанавливают выше перфоратора** на одну - две трубы. После спуска колонны НКТ в нее опускают на кабеле геофизический индикатор, реагирующий на утолщение металла. Получая отметку муфты-репера, определяют положение перфоратора по отношению к разрезу продуктивного пласта. При этом надо учитывать дополнительное удлинение НКТ при создании в них давления. Это удлинение, пропорциональное нагрузке, определяется формулой Гука (иногда достигает 1 м)

$$\Delta L = \frac{P_y \cdot F \cdot L}{E \cdot f \cdot z}$$

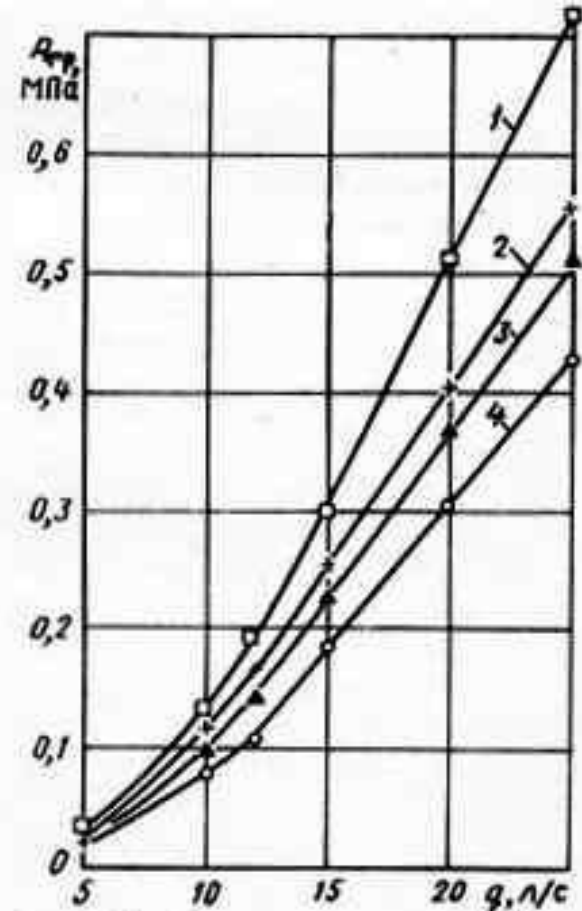


Рис. 4.11. Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке водопесчаной смеси на каждые 100 м длины:

1 - для 140-мм колонны и 73-мм НКТ; 2 - для 140-мм колонны и 89-мм НКТ; 3 - для 168-мм колонны и 73-мм НКТ; 4 - для 168-мм колонны и 89-мм НКТ

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

При ГПП применяется то же оборудование, как 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 цементируочные 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, 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 (ГПП)

Характеристика насосного агрегата 4АН-700

Скорость	Частота вращения, 1/мин	Теоретическая подача, л/с, при втулках		Давление, МПа	
		100 мм	120 мм	100 мм	120 мм
1	80	6,3	9	71,9	50,0
2	109	8,5	12,3	52,9	36,6
3	153	12,0	17,3	37,4	26,0
4	192	15,0	22,0	29,8	20,7

*** Примечание:**

к. п. д. агрегата - 0,83;
коэффициент наполнения - 1;
частота вращения вала двигателя - 1800 1./мин.

Песчано-жидкостная смесь готовится в **пескосмесительном 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 (ГПП)

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. 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.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

В качестве рабочей используют различные жидкости, исходя из условия ее дешевизны, предотвращения ухудшения коллекторских свойств пласта и открытого фонтанирования. Для целей ГПП используют воду, 5 - 6%-ный раствор ингибированной соляной кислоты, дегазированную нефть, пластовую сточную или соленую воду с ПАВами, промывочный раствор. Если плотность жидкости не обеспечивает глушение скважины, добавляют утяжелители: мел, бентонит и др.

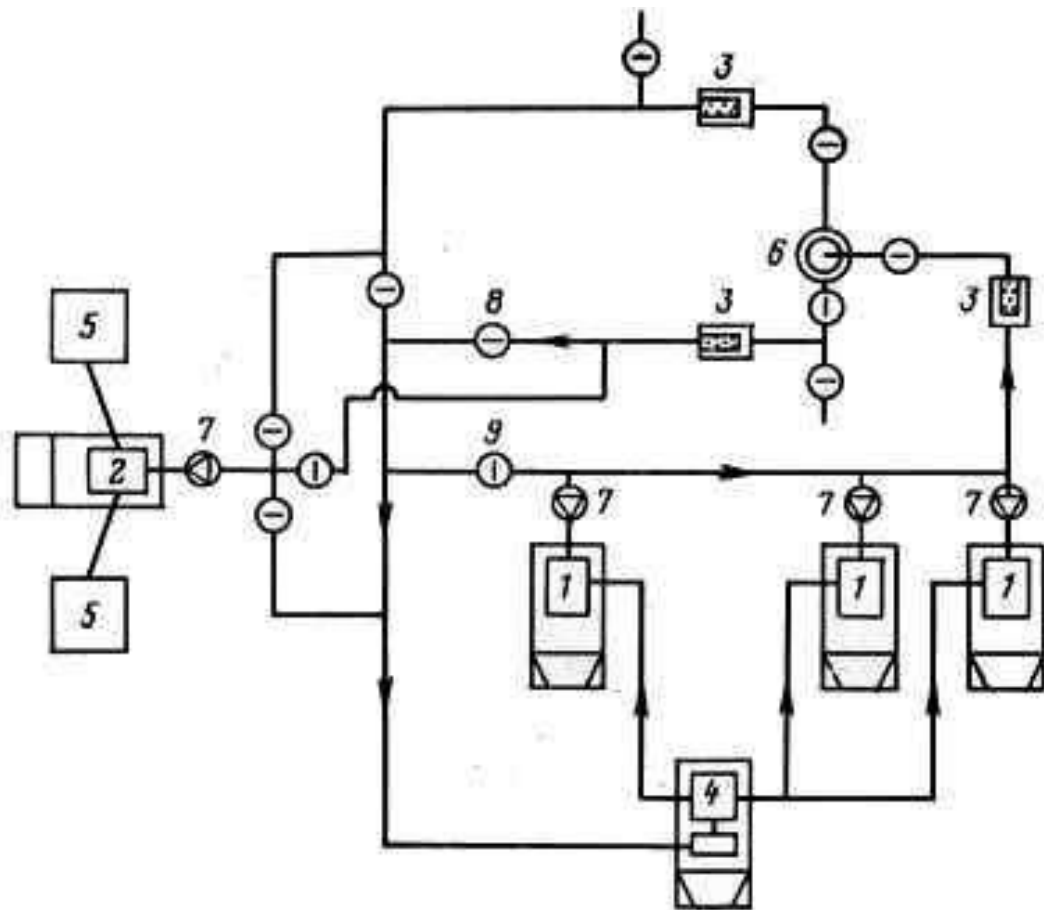


Рис. 4.12. Схема обвязки поверхностного оборудования при работе по замкнутому циклу: 1 - АН-700; 2 - ЦА-320; 3 - шламоуловитель; 4 - пескосмеситель; 5 - емкость; 6 - скважина; 7 - обратный клапан; 8 - открытые краны; 9 - закрытые краны

Гидропескоструйная перфорация (ГПП)

Объем рабочей жидкости принимается равным **1,3 - 1,5** объема скважины при работе по замкнутому циклу.

Процесс ГПП связан с работой насосных агрегатов, развивающих высокие давления, и в некоторых случаях с применением горячих жидкостей. Поэтому **проведение работ регламентируется особыми правилами по охране труда и пожарной безопасности, несоблюдение которых может привести к очень тяжелым последствиям.**

Пескоструйная перфорация в отличие от кумулятивной или пулевой перфорации **позволяет получить каналы с чистой поверхностью и сохранить проницаемость на обнаженной поверхности пласта.** Громоздкость операции, задалживание мощных технических средств и большого числа обслуживающего персонала определяют довольно высокую стоимость этого способа перфорации и сдерживают ее широкое применение по сравнению с кумулятивной перфорацией.

Методы освоения нефтяных скважин

Освоение скважины - комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта.

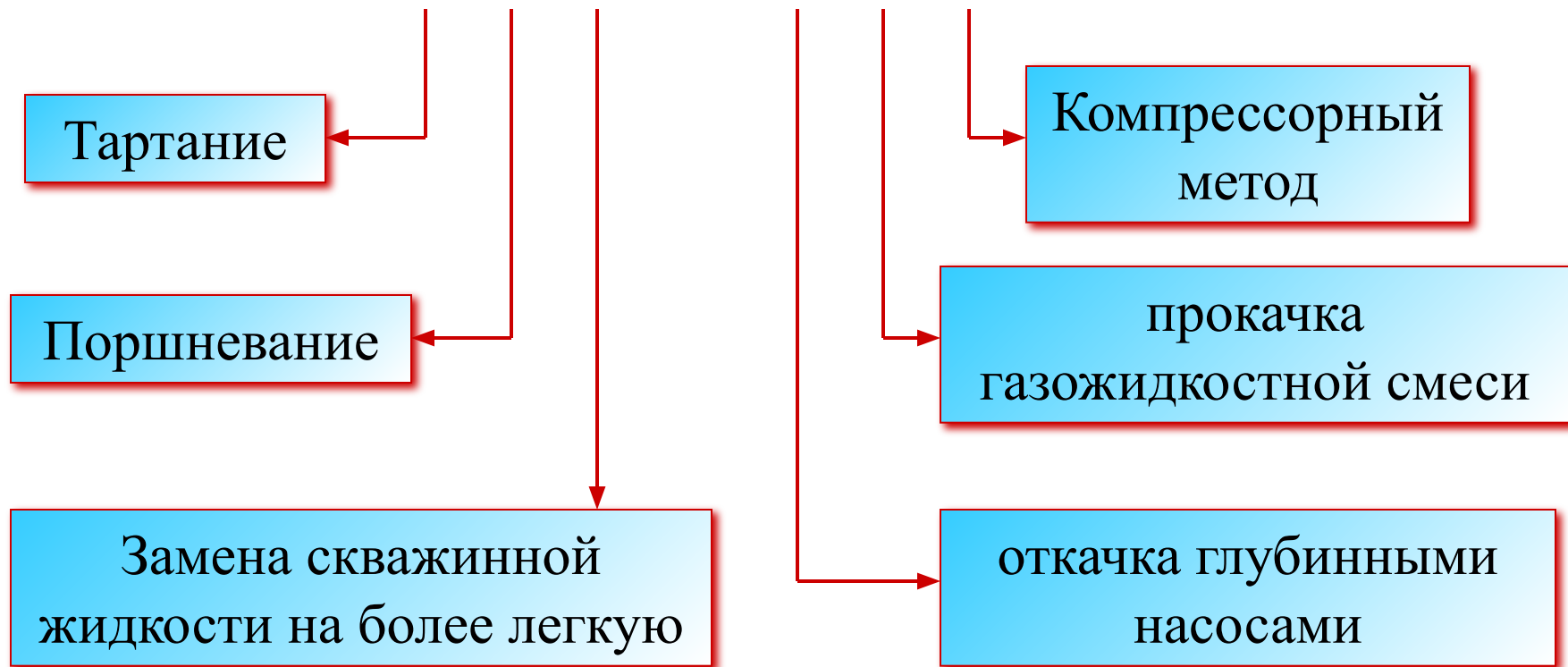
После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, призабойная зона и поверхность вскрытого пласта бывают **загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой**. Воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, в результате чего **образуется зона с пониженной проницаемостью** или с полным ее отсутствием.

Цель освоения - восстановление естественной проницаемости коллектора.

Операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии, т. е. давления ниже пластового.

Методы освоения нефтяных скважин

Можно выделить шесть основных способов вызова притока:



Перед освоением на устье скважины устанавливается арматура в соответствии с применяемым способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны должна быть установлена задвижка высокого давления для перекрытия при необходимости ствола скважины.

Методы освоения нефтяных скважин

Тартание - это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8 м, имеющей **в нижней части клапан со штоком**, открывающимся при упоре на шток. В верхней части желонки предусматривается **скоба для прикрепления каната**. Диаметр желонки обычно не превышает **0,7 диаметра обсадной колонны**. За один спуск желонка выносит жидкость объемом, не превышающим **0,06 м³**.

Тартание - малопроизводительный, трудоемкий способ с очень ограниченными возможностями применения, так как устьевая задвижка при фонтанных проявлениях не может быть закрыта до извлечения из скважины желонки и каната.

Возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя и контроля за положением уровня жидкости в скважине дают этому способу некоторые преимущества.

Методы освоения нефтяных скважин

Поршневание

При поршневании (свабировании) поршень или сваб спускается на канате в НКТ. Поршень представляет собой трубу малого диаметра (25 - 37,5 мм) с клапаном, в нижней части открывающимся вверх. На наружной поверхности трубы (в стыках) укреплены эластичные резиновые манжеты (3 - 4 шт.), армированные проволоочной сеткой.

При спуске поршня под уровень жидкость перетекает через клапан в пространство над поршнем. При подъеме клапан закрывается, а манжеты, распираемые давлением столба жидкости над ними, прижимаются к стенкам НКТ и уплотняются.

За один подъем поршень выносит столб жидкости, равный глубине его погружения под уровень жидкости. Глубина погружения ограничена прочностью тартального каната и обычно не превышает 75 - 150 м.

Поршневание в 10 - 15 раз производительнее тартания. Устье при поршневании также остается открытым, что связано с опасностями неожиданного выброса.

Методы освоения нефтяных скважин

Замена скважинной жидкости.

Замена осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы и фонтанные проявления. После бурения скважина заполнена глинистым раствором. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления на величину

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot Lg \cdot \cos\beta$$

где ρ_1 - плотность глинистого раствора; ρ_2 - плотность промывочной жидкости; L - глубина спущенных НКТ; β - средний угол кривизны скважины.

Таким способом осваиваются скважины с большим пластовым давлением $P_{пл} > \rho_2 g L \cos\beta$ и хорошим коллектором. При смене глинистого раствора ($\rho_1 = 1200 \text{ кг/м}^3$) на нефть ($\rho_2 = 900 \text{ кг/м}^3$) снижение давления составит всего 25 % от давления, создаваемого столбом глинистого раствора. Этим ограничиваются возможности метода. Замена жидкости проводится с помощью насосных агрегатов, а иногда буровых насосов. В некоторых случаях применяют дополнительно поршневание для отбора части жидкости из скважины и дальнейшего снижения забойного давления.

Методы освоения нефтяных скважин

Гидравлический расчет освоения скважины закачкой жидкости

Рассмотрим случай обратной промывки, когда более легкая жидкость (ρ_2, μ_2) нагнетается в межтрубное пространство, а тяжелая жидкость (раствор) вытесняется через НКТ.

Уравнение баланса давлений

$$P_H = P_x + P_{L-x} + P_L + P_\Gamma + P_B$$

P_x - потери на трение нагнетаемой жидкости в кольцевом пространстве на длине x ;

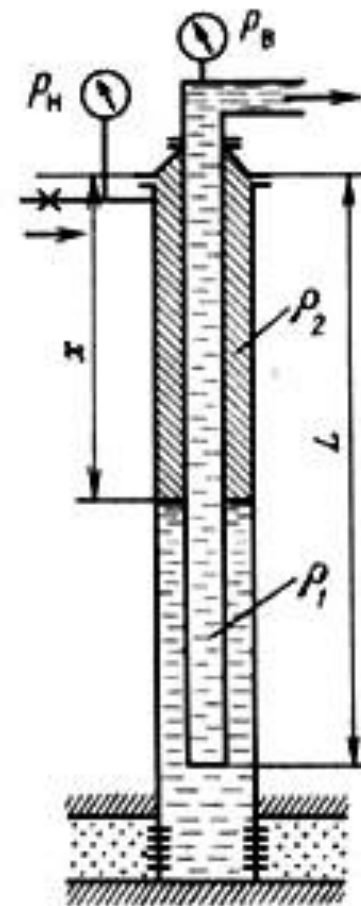
P_{L-x} - потери на трение скважинной жидкости в кольцевом пространстве на участке $L-x$;

P_L - потери на трение скважинной жидкости в НКТ на всей длине НКТ L ;

P_Γ - давление, необходимое для уравнивания разности гидростатических давлений в НКТ и межтрубном пространстве;

P_B - противодействие на выкиде в НКТ.

$$P_\Gamma = (\rho_1 - \rho_2) \cdot g \cdot x \cdot \cos \beta$$



Методы освоения нефтяных скважин

Величины P_x , P_{L-x} , P_L можно выразить через удельные потери на трение

$$P_x = a_1 \cdot \rho_2 \cdot g \cdot x$$

$$P_{L-x} = a_2 \cdot \rho_1 \cdot g \cdot (L - x)$$

$$P_{L-x} = a_2 \cdot \rho_1 \cdot g \cdot (L - x)$$

Согласно законам трубной гидравлики

$$a_1 = \lambda_1 \cdot \frac{v^2}{2g \cdot (D_B - d_H)}$$

$$\varepsilon = \frac{1}{(1 + 1,5e^2)^{0,25}} \quad \text{- поправка на эксцентricность}$$

$$\chi = \frac{1}{\left(\frac{D_B}{D_B - d_H} \right)^{0,1}} \quad \text{- поправка Девиса}$$

$$e = \frac{d_M}{(D_B - d_H)} \quad \text{- эксцентриситет}$$

Методы освоения нефтяных скважин

Для **ламинарного режима** течения при $Re < 1200$

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Для **переходного и турбулентного течений** $1200 < Re < 50000$ и диаметров НКТ от 6 до 100 мм

$$\lambda = \frac{0,2365}{Re^{0,21}}$$

$$Re = \frac{V \cdot (D_B - d_H) \cdot \rho_2}{\mu_2}$$

← число Re для кольцевого канала

Скорость v определяется через подачу насосного агрегата q , м³/с

$$v = \frac{q}{F} = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot (D_B^2 - d_H^2)}$$

Для участка кольцевого канала L -х, где движется скважинная жидкость (глинистый раствор или вода), по аналогии имеем

$$a_2 = \lambda_2 \cdot \frac{v^2 \cdot \varepsilon \cdot \chi}{2g \cdot (D_B - d_H)}$$

Методы освоения нефтяных скважин

Величина P_L для любых значений x от 0 до L остается постоянной для всего 1-го этапа освоения скважины

$$a_3 = \lambda_3 \cdot \frac{v_T^2}{2g \cdot d_B}$$

$$v = \frac{q}{F} = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot d_B^2}$$

Зная подачу насосного агрегата q и задаваясь несколькими разными значениями x в интервале $0 < x < L$, можно построить график изменения давления нагнетания на устье скважины P_H для первого этапа освоения.

Аналогично проводится расчет динамики давления нагнетания и для 2-го этапа, когда закачиваемая жидкость проникает в НКТ и начинает подниматься к устью.

$$F \cdot x = q \cdot t \quad t = \frac{F}{q} \cdot x = \frac{x}{v} \quad - \text{ для 1-го этапа освоения скважины}$$

$$f \cdot x = q \cdot t \quad t = \frac{f}{q} \cdot x = \frac{x}{v_T} \quad - \text{ для 2-го этапа освоения скважины}$$

Методы освоения нефтяных скважин

Компрессорный способ освоения

Способ нашел широкое распространение при освоении фонтанных, полуфонтанных и частично механизированных скважин. В скважину спускается колонна НКТ, устье оборудуется фонтанной арматурой. К межтрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора.

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве оттесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость в них, и, давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, а следовательно, давление на забое P_z . При $P_z < P_{пл}$ начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После опробований и получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы.

Освоение ведется с непрерывным контролем параметров процесса при герметизированном устье скважины. Способ наиболее безопасен и позволяет быстро получить значительные депрессии на пласт, что важно для эффективной очистки ПЗС. Однако применение компрессорного способа освоения ограничено в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах. В некоторых районах возникает необходимость освоения скважин глубиной 4500 - 5500 м, а увеличение глубины также ограничивает использование компрессорного способа.

Методы освоения нефтяных скважин

Для полного использования пластовой энергии, выноса жидкости с забоя и возможных промывок скважин башмак НКТ опускают до верхних перфорационных отверстий. Чтобы оттеснить уровень жидкости до башмака НКТ, особенно при больших глубинах, нужны компрессоры, развивающие давление в несколько **десятков мегапаскалей**. Это осложняет освоение. Поэтому в колонне труб на заранее определенной глубине делают пусковое отверстие (пусковые муфты или пусковой клапан). Опускающийся в межтрубном пространстве уровень жидкости обнажает это отверстие, нагнетаемый газ поступает через него в НКТ и разгазирует столб жидкости выше отверстия. Если давление внутри НКТ на уровне отверстия после разгазирования обозначить P_1 , то забойное давление P_c будет равно.

$$P_c = P_1 + (H - L) \rho_1 \cdot g \cdot \cos \beta$$

где H - глубина забоя (до верхних перфораций); L - глубина пускового отверстия; ρ_1 - плотность скважинной жидкости; β - средний угол кривизны скважины.

Забойное давление до нагнетания газа равно

$$P_{до} = H \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos \beta$$

Методы освоения нефтяных скважин

Вычитая второе соотношение из первого, найдем депрессию на пласт

$$\Delta P_c = L \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos\beta - P_1$$

Чем больше давление, развиваемое компрессором, тем на большей глубине **L** может быть предусмотрено пусковое отверстие или башмак НКТ, а следовательно, больше **ΔP** при прочих равных условиях.

Однако с увеличением **L** увеличивается и **P_1** , которое, вообще говоря, зависит от расхода газа, но оно не может быть снижено менее чем до 7 - 10 % от гидростатического давления, определяемого первым слагаемым. Поэтому для освоения глубоких скважин требуются компрессоры, развивающие высокое давление. В момент оттеснения уровня жидкости к башмаку НКТ или пусковому отверстию давление в межтрубном пространстве, а следовательно, и на выходе компрессора максимально. По мере разгазирования жидкости в НКТ давление **P_1** (внутри НКТ на уровне отверстия) будет снижаться и давление на забой падать. Поэтому процесс освоения рассчитывают на этот критический момент.

Методы освоения нефтяных скважин

Расчет процесса освоения компрессорным способом

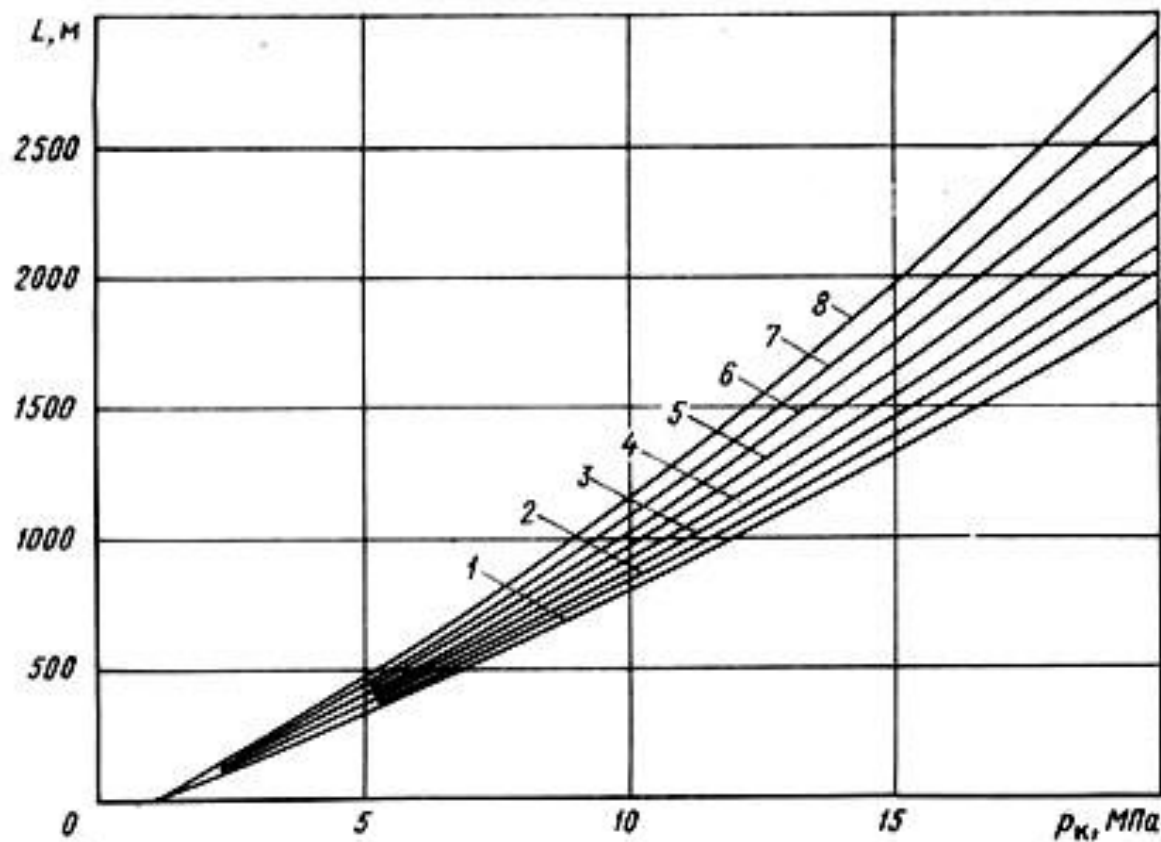
$$L = \frac{P_k - P_y}{(b_2 - b_1) \cdot g \cdot \cos \beta + a_T + a_K}$$

$$b_2 = \rho_{\text{ж}}$$

$$b_1 = \rho_{\Gamma} = \rho_0 \cdot \frac{P_k \cdot T_0}{P_0 \cdot Z \cdot T}$$

Рис.4.14. Зависимость предельной глубины спуска башмака НКТ или муфты с рабочим отверстием от давления компрессора при разных плотностях скважинной жидкости:

1- $\rho = 1250 \text{ кг/м}^3$; 2 - $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$; 3- $\rho = 1150 \text{ кг/м}^3$; 4- $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$; 5- $\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$; 6- $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$; 7- $\rho = 950 \text{ кг/м}^3$; 8- $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$;



Методы освоения нефтяных скважин

Освоение скважин закачкой газированной жидкости.

Освоение скважин путем закачки газированной жидкости заключается в том, что вместо чистого газа или воздуха в межтрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов закачиваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения. Плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, и это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление.

Для освоения к скважине подвозится передвижной компрессор, насосный агрегат, создающий по меньшей мере такое же давление, как и компрессор, емкости для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости. При нагнетании газожидкостная смесь движется сверху вниз при непрерывно изменяющихся давлении и температуре. Процесс этот сложный. Однако можно записать уравнение баланса давлений с усредненными параметрами смеси и расхода.

При закачке ГЖС на пузырьки воздуха действует архимедова сила, под действием которой они всплывают в потоке жидкости. Скорость всплытия зависит от размеров газовых пузырьков, вязкости жидкости и разности плотностей: чем мельче пузырьки, тем меньше скорость их всплытия. Обычно эта скорость относительно жидкости составляет 0,3 - 0,5 м/с.

Методы освоения нефтяных скважин

Скорость движения жидкости вниз должна быть больше скорости всплытия пузырьков газа. Для успешного осуществления процесса достаточно иметь нисходящую скорость жидкости порядка 0,8 - 1 м/с.

Для выноса с забоя тяжелых осадков (глинистого раствора, утяжелителя и частиц породы) обычно применяется обратная промывка. Поэтому закачка ГЖС, которая осуществляется после промывки, также производится по схеме обратной промывки без изменения обвязки скважины.

Рассмотрим случай, когда НКТ до башмака заполнены жидкостью, а затрубное пространство заполнено ГЖС; причем обе системы движутся со скоростями, соответствующими темпу нагнетания ГЖС.

При обратной промывке давление у башмака НКТ со стороны кольцевого пространства равно

$$P_{\text{см}} = \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L \cdot \cos\beta - a_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L + P_{\text{к}}$$

Давление у башмака со стороны НКТ равно

$$P_{\text{т}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L \cdot \cos\beta + a_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L + P_{\text{у}}$$

Методы освоения нефтяных скважин

Здесь:

a_T - удельные потери на трение в НКТ при движении по ним жидкости, выраженные в м столба жидкости; a_K - удельные потери на трение в кольцевом пространстве, выраженные в м столба ГЖС; ρ_{cm} - среднеинтегральное значение плотности ГЖС в кольцевом пространстве; $\rho_{ж}$ - плотность скважинной жидкости; L - длина НКТ; β - средний угол отклонения ствола скважины от вертикали; P_K - давление нагнетания на устье скважины в кольцевом пространстве; P_y - противовдавление на выкиде; g - ускорение свободного падения.

Очевидно, $P_T = P_{cm}$, поэтому, приравнивая два соотношения и решая относительно L , получим

$$L = \frac{P_K - P_y}{(\rho_{ж} - \rho_{cm}) \cdot g \cdot \cos\beta + (a_T \cdot \rho_{ж} + a_K \cdot \rho_{cm}) \cdot g}$$

Формула определяет предельную глубину спуска башмака НКТ при заданных параметрах процесса ($\rho_{ж}$, ρ_{cm} , P_K , P_y , a_T , a_K). Решая формулу относительно P_K , получим давление на устье скважины, необходимое для закачки ГЖС при заданной глубине L спуска НКТ:

Методы освоения нефтяных скважин

$$P_k = P_y + L \cdot g[(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{см}}) \cdot \cos \beta + (a_{\text{т}} \cdot \rho_{\text{ж}} + a_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{см}})]$$

Величины P_y , L , $\rho_{\text{ж}}$, β обычно известны. Величины $a_{\text{т}}$, $a_{\text{к}}$ и $\rho_{\text{см}}$ определяются: $a_{\text{т}}$ - по обычным формулам трубной гидравлики, а $a_{\text{к}}$ и $\rho_{\text{см}}$ - сложными вычислениями с использованием ЭВМ для численного интегрирования дифференциального уравнения движения ГЖС.

При освоении скважины газированной жидкостью к устью присоединяется через смеситель линия от насосного агрегата, ко второму отводу смесителя - выкидная линия компрессора. Сначала запускается насос и устанавливается циркуляция. Скважинная жидкость (глинистый раствор) сбрасывается в земляной амбар или другую емкость. При появлении на устье нагнетаемой чистой жидкости (вода, нефть) запускается компрессор, и сжатый газ подается в смеситель для образования тонкодисперсной ГЖС. По мере замещения жидкости газожидкостной смесью давление нагнетания увеличивается и достигает максимума, когда ГЖС подойдет к башмаку НКТ. При попадании ГЖС в НКТ давление нагнетания снижается.

Методы освоения нефтяных скважин

Освоение скважинами насосами.

На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления, скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами (**ШСН или ПЦЭН**), спускаемыми на проектную глубину в соответствии с предполагаемыми дебитом и динамическим уровнем. При откачке жидкости насосами забойное давление уменьшается, пока не достигнет величины $P_c < P_{пл}$, при которой устанавливается приток из пласта. Такой метод эффективен в случаях, когда по опыту известно, что скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки ПЗС зоны от раствора и разрушения глинистой корки.

Перед спуском насоса скважина промывается до забоя водой или лучше нефтью, что вызывает необходимость подвоза к скважине промывочной жидкости - нефти и размещения насосного агрегата и емкости. При промывке водой в зимних условиях возникает проблема подогрева жидкости для предотвращения замерзания.

В различных нефтяных районах вырабатывались и другие приемы освоения скважин в соответствии с особенностями того или иного месторождения. Например, при компрессорном методе в затрубное пространство, заполненное нагнетаемым воздухом, подкачивают некоторое количество воды для увеличения плотности смеси и снижения давления на компрессоре. Это позволяет осуществить продавку скважины при большей глубине спуска НКТ.

Методы освоения нагнетательных скважин

Цель освоения нагнетательной скважины - получение возможно большего коэффициента поглощения или приемистости, который можно определить как отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2}$$

$$K_{\text{п}} = \frac{dQ}{dP}$$

I группа. Скважины, пробуренные в монолитные однородные песчаники с хорошей проницаемостью $(0,5 - 0,7)10^{-12} \text{ м}^2$ с толщиной пласта более 10 м. Они осваиваются простейшими способами, например, после тщательной промывки (допустимое КВЧ порядка 3 - 5 мг/л) последующим интенсивным поршневанием для создания чистых дренажных каналов в призабойной части пласта. Такие скважины имеют высокие удельные коэффициенты приемистости (более $0,25 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$ на 1 м толщины пласта) и работают с высокими устойчивыми расходами, превышающими 700 - 1000 $\text{м}^3/\text{сут}$.

Методы освоения нагнетательных скважин

II группа. Скважины, вскрывающие пласты с глинистыми прослоями, песчаники которых имеют пониженную проницаемость. Общая толщина песчаных прослоев обычно составляет от 6 до 12м. Средний удельный коэффициент приемистости таких скважин примерно в 2 раза меньше, чем у скважин I группы. Скважины II группы трудно осваиваемые и требуют специальных методов освоения или целого комплекса таких методов. Характеризуются затуханием поглотительной способности и периодическими остановками для мероприятий по восстановлению приемистости.

III группа. Скважины, вскрывающие пласты с глинистыми прослоями, чередующимися с проницаемыми песчаниками с малой суммарной толщиной и низкой проницаемостью. Удельные коэффициенты приемистости составляют менее $0,1 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$. Освоение таких скважин под нагнетание затягивается на несколько месяцев и требует применения самых эффективных методов воздействия на их призабойную зону, как, например, поинтервального гидроразрыва пласта, кислотных обработок и очень больших давлений нагнетания, соизмеримых с горным. Приемистость скважин III группы быстро затухает и через 2 - 3 мес в них снова проводятся работы по ее восстановлению. Для таких скважин особенно жесткими становятся требования к закачиваемой воде, которая не должна содержать взвесь и гидроокись железа.

Методы освоения нагнетательных скважин

При освоении нагнетательных скважин используют следующие технические приемы.

1. **Интенсивные промывки прямые и обратные** с расходом 1200 - 1500 м³/сут до минимально возможного и стабильного содержания КВЧ в обратном потоке. Их продолжительность обычно 1 - 3 сут.
2. **Интенсивный дренаж скважины для очистки призабойной зоны.** Дренаж осуществляется различными методами.
 - а) **Поршневанием** при максимально возможной глубине спуска поршня, при этом необходимо устанавливать пакер, изолирующий кольцевое пространство (удаётся получить большие депрессии на пласт до 12 МПа).
 - б) **Компрессорным способом.** Жидкость из скважины отбирается с помощью передвижного компрессора при условии, что последний позволяет продавить жидкость до башмака НКТ. Трубы в этом случае должны быть спущены до верхних дыр фильтра. Дренирование производится до стабилизации КВЧ при постоянном контроле за его содержанием.
 - в) **Насосным способом (ПЦЭН)** до стабилизации КВЧ.
 - г) **Самоизливом при интенсивном водопритоке**, т. е. сбросом воды из скважины в канализацию. Операция более эффективна при многократных изливах в течение 6 - 15 мин с максимальной производительностью. Операцию повторяют до стабилизации КВЧ.



Методы освоения нагнетательных скважин

3. **Солянокислотные обработки призабойных зон скважин**, вскрывших карбонатные пласты или пласты, содержащие карбонатный цементирующий материал, а также для растворения окалины. В пласт закачивают 0,8 - 1,5 м³ на 1 м толщины пласта 10 - 15%-ного раствора ингибированной соляной кислоты и оставляют скважину на сутки. Затем после дренирования и промывки скважину переводят под нагнетание.
4. **Гидравлический разрыв пласта (ГРП)**. Скважины III группы обычно удается освоить только после ГРП и ряда последующих операций (дренаж, промывка). Однако в горизонтах, представленных чередованием глин и песчаников, ГРП не эффективен, так как трещины образуются в одном наиболее проницаемом прослое. Лучшие результаты получаются при поинтервальном ГРП. При этом необходимо применение двух пакеров, спускаемых на НКТ II устанавливаемых выше и ниже намечаемого для обработки интервала.
5. **Промывка скважины НКТ и водоводов водопесчаной смесью**. Для очистки водоводы и скважины промывают смесью (50 кг песка на 1 м³ воды) с помощью цементировочных агрегатов. При таких промывках из скважины или водовода выходит густая, черпая водопесчаная смесь с ржавчиной, по через 20 - 30 мин, в зависимости от интенсивности прокачки, вода светлеет и содержание в ней КВЧ и железа уменьшается до следов. После таких промывок уменьшаются почти наполовину потери на трение в водоводах.

Методы освоения нагнетательных скважин

6. **Нагнетание в скважину воды в течение нескольких часов под высоким давлением**, превышающим нормальное давление нагнетания, в тех случаях, если коллектор имеет некоторую естественную трещиноватость. Для этого к скважине подключают три-четыре насосных агрегата и создают дополнительное давление, при котором естественные трещины в пласте расширяются и поглощательная способность скважины резко возрастает. Такая операция представляет собой упрощенный вариант ГРП” после которого в пласте происходит необратимый процесс раскрытия трещин, через которые глубоко в пласт прогоняются взвесь и глинистые осадки.
7. **Предварительная обработка горячей водой или нефтью нефтяных скважин**, предназначенных под нагнетание, для удаления парафиновых и смолистых накоплений в призабойных зонах. Подогрев осуществляют от паровых передвижных установок, смонтированных на автомобильном ходу (ППУ).
Для расширения интервала поглощения иногда закачивают в скважину $2 - 5 \text{ м}^3$ известковой суспензии концентрации 15 кг CaO на 1 м^3 воды с последующим добавлением сульфит-спиртовой барды (ССБ) вязкостью примерно $500 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ для уплотнения поглощающего просоя. При последующем увеличении давления нагнетания таким приемом удастся расширить интервал поглощения и выравнять или расширить профиль приемистости.

Методы воздействия на призабойную зону скважины

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляются через скважины. **Призабойная зона скважины (ПЗС)** - область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся - при закачке. Здесь **скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны**. От состояния ПЗС зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Важно сохранить ПЗС в таком состоянии, чтобы **энергия, расходуемая на преодоление фильтрационных сопротивлений ПЗС, была бы достаточно мала** как при отборе жидкости из пласта, так и при нагнетании в пласт.

В процессе добычи нефти пластовая жидкость - нефть, вода и газ - проходит через ПЗС добывающих скважин и вся нагнетаемая в пласты вода - через ПЗС нагнетательных скважин. Эти процессы происходят **при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости (или газы) были первоначально на поверхности или в пласте**. В результате в ПЗС, как в фильтре, **могут откладываться углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия**.



Общая характеристика и цель воздействий на ПЗС

Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины, увеличения системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь.

Методы воздействия на ПЗС можно разделить на три группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы целесообразно применять в случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП.

Тепловые методы целесообразны, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.



Общая характеристика и цель воздействий на ПЗС

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении.

Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла широкое распространение вследствие **сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.**

В нефтесодержащих породах часто присутствуют известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие реакции.

При воздействии на известняк



При воздействии на доломит



Хлористый кальций (CaCL_2) и хлористый магний (MgCL_2) - это соли, хорошо растворимые в воде - носители кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в воде

Обработка скважин соляной кислотой

1 л 15%-ного раствора кислоты содержит 161,2 г чистой HCL. Для растворения 1 кг известняка требуется 4,53 л раствора, а 1 кг доломита - 4,914 л 15%-ного раствора HCL.

К раствору HCL добавляют реагенты:

1. **Ингибиторы** - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование. Их добавляют в количестве до 1 % :

формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 - 8 раз;

уникол - (0,25 - 0,5%), снижающий коррозионную активность в 30 - 42 раза.

Уникол не растворяется в воде может выпадать в осадок, его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность до 15 раз.

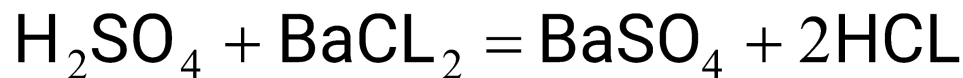
Для высоких температур и давлений разработан **ингибитор - реагент И-1-А** (0,4%) в смеси с **уротропином** (0,8%), снижающий коррозионную активность (при $t = 87\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 38\text{ МПа}$) до 20 раз. Ингибитор **катапин А** считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % он в 55 - 65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м³ раствора) - в 45 раз. Его ухудшаются при высоких температурах. При $t = 80 - 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Обработка скважин соляной кислотой

2. Интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 - 5 раз поверхностное натяжение на границе нефти - нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты.

Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44 - 11, 44 - 22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCL, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2 - 3 раза.

3. Стабилизаторы - вещества для удерживания в растворенном состоянии продуктов реакции, примесей раствора HCL с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария



Обработка скважин соляной кислотой

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует **соли алюминия**, а с цементом и песчаником - **гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок**.

Для устранения этого и используют стабилизаторы - уксусную (CH_3COOH) и плавиковую (HF) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление **плавиковой кислоты (HF)** в количестве 1 - 2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. **Уксусная кислота (CH_3COOH)** удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCl с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCl в более глубокие участки пласта.

Рабочий раствор кислоты готовят на центральных промысловых кислотных базах или редко у скважины.

Соляную кислоту перевозят в гуммированных железнодорожных цистернах или автоцистернах.

Растворы HCl готовят с обязательным соблюдением правил по технике безопасности, которые предусматривают наличие специальной одежды, резиновых перчаток и очков.



Обработка скважин соляной кислотой

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы:

- кислотные ванны,
- простые кислотные обработки
- обработки под давлением ПЗС,
- термокислотные обработки,
- кислотные обработки через гидромониторные насадки,
- серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15 - 20%), так как его перемешивания на забое не происходит. Обычно время выдержки составляет 16 - 24 ч.

Обработка скважин соляной кислотой

Простые кислотные обработки - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС.

При многократных обработках для каждой следующей операции растворяющая способность раствора увеличивается за счет наращивания объема раствора, повышения концентрации кислоты или увеличения скорости закачки. Исходная концентрация HCL - 12 %, максимальная - 20 %.

Простые кислотные обработки осуществляются с помощью одного насосного агрегата в промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и др. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCL уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.



Обработка скважин соляной кислотой

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию и сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °C - до 2 ч, при температуре 30 - 60 °C - 1- 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем нужно для нейтрализации кислоты.

Кислота в карбонатных породах образует промоины - рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются в одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом растворение протекает более равномерно вокруг скважины или перфорационных отверстий. Но каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора кислоты в породу достигается увеличением концентрации HCl и скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.



Обработка скважин соляной кислотой

Кислотная обработка под давлением. При простых СКО кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под давлением.

Выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. При последующей закачке кислотного раствора можно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО. Сначала на скважине проводятся удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Обработка скважин соляной кислотой

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10 - 12%-ного раствора HCL и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую. К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами: окисленный мазут, кислый газойль. Рекомендуется добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Эмульсия обычно состоит из 70 % по объему раствора HCL и 30 % нефти. При продолжительном перемешивании достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости. Объемы нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки в проницаемые прослойки определяются объемом пор пласта в пределах предполагаемого радиуса закачки R , толщиной проницаемых прослоев h и их пористостью m по формуле

$$V_{\text{э}} = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m$$

Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5 - 2,5 м³ эмульсии. Рабочий (раствор закачивается в тех же объемах, что и при простых СКО. Эмульсия в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере.

Обработка скважин соляной кислотой

Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением.

После эмульсии закачивается раствор HCL объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления.

После рабочего раствора HCL без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства.

Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции **соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.)** в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При этом происходит следующая реакция.



Для растворения 1 кг Mg потребуется 18,61 л 15%-ного раствора HCL. Из уравнения баланса теплоты

$$Q = V \cdot C_v \cdot \Delta t$$

следует что при реализации всей выделившейся теплоты Q кДж на нагрев V л раствора, имеющего теплоемкость Cv (кДж/л·°C), нагрев раствора произойдет на Δt °C или

$$\Delta t = Q / (V \cdot C_v)$$

Принимая теплоемкость раствора 15%-ной HCL, равной теплоемкости воды, т. е. $C_v = 4,1868 \text{ кДж/л} \cdot ^\circ\text{C}$, получим

$$\Delta t = \frac{18987}{18,61 \cdot 4,1868} = 243,2^\circ\text{C}$$

Термокислотные обработки

В наконечники загружают от 40 до 100 кг магния в зависимости от обрабатываемого интервала пласта и желаемой температуры. При этом прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ного раствора HCL.

Существуют два вида обработки.

- **Термохимическая обработка ПЗС** - обработка горячей кислотой, при которой для растворения магния подается избыточное количество кислоты для растворения карбонатов породы пласта так, чтобы сохранялась концентрация HCL 10 - 12 %.
- **Термокислотная обработка ПЗС** - сочетание термохимической и непрерывно следующей за ней кислотной обработки ПЗС. Причем кислотная обработка может быть как обычной, так и под давлением.

Скорость прокачки раствора HCL должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная остаточная кислотность раствора. Это условие трудно выполнимо, так как при прокачке кислоты через магний непрерывно изменяются его масса, поверхность соприкосновения с кислотой, температура реакционной среды, концентрация кислоты и др. Это затрудняет расчет режима прокачки кислоты.

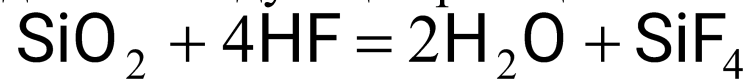
Поинтервальная или ступенчатая СКО

При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. **Прослой с ухудшенной гидропроводностью остаются необработанными.** В таких случаях **применяют поинтервальную солянокислотную обработку, т. е. обработку каждого интервала пласта или пропластка.** Для этого намечаемый для обработки интервал изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются непосредственно у границ интервала или пропластка. При обсаженном и перфорированном забое используют обычные шлипсовые пакеры типа ПШ5 или ПШ6. Эффективность обработки зависит от герметичности затрубного цементного камня, предотвращающего перетоки нагнетаемого раствора HCL по затрубному пространству в другие пропластки. При открытых забоях намеченный для СКО интервал также выделяют с помощью пакерных устройств, используемых в испытателях пластов. После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

Кислотные обработки терригенных коллекторов

Особенность СКО терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и трещиноватых коллекторах. В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур ее проникновения близок к круговому.

В карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы. Соляная кислота взаимодействует с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF). Взаимодействие HF с кварцем происходит по следующей реакции:

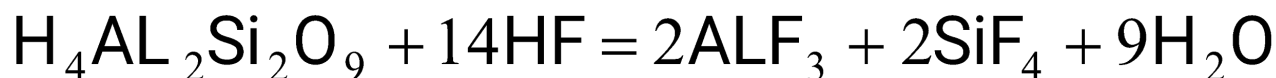


Образующийся фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой



Кислотные обработки терригенных коллекторов

Кремнефтористоводородная кислота H_2SiF_6 остается в растворе, а кремниевая кислота $\text{Si}(\text{OH})_4$ по мере снижения кислотности раствора может образовать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта. Для предотвращения этого фтористая кислота употребляется только в смеси с соляной кислотой для удержания кремниевой кислоты в растворе. Рабочий раствор кислоты для воздействия на терригенные коллекторы обычно содержит 8 - 10 % соляной кислоты и 3 - 5 % фтористоводородной. Плавиковая кислота растворяет алюмосиликаты согласно реакции:



Фтористый алюминий AlF_3 остается в растворе, а фтористый кремний SiF_4 взаимодействует с водой, образуя кремниевую кислоту.

Взаимодействие HF с зернистым кварцем протекает медленно, а с алюмосиликатом $\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9$ быстро, но медленнее, чем HCl с карбонатами. Обработка терригенных коллекторов смесью соляной и фтористоводородной кислот целесообразна для удаления карбонатных цементирующих веществ и для растворения глинистого материала. Смесь HCl и HF называют глинокислотой.

Кислотные обработки терригенных коллекторов

Пары фтористоводородной кислоты ядовиты, и обращение с ней требует мер **предосторожности**. Она имеет высокую стоимость. Последнее время широкое применение находит **порошкообразное вещество бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$** , который сравнительно дешев, хотя и требует мер защиты.

Глинокислота (4% HF + 8% HCL) употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5%. Она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, и ее количество подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. **Для первичных обработок ограничиваются объемами глинокислоты в 0,3 - 0,4 м³ на 1 м толщины пласта.**

Для трещиноватых пород рекомендуемые объемы - 0,75 - 1,0 м³ на 1 м толщины пласта. Закачанная глинокислота выдерживается в пласте 8 - 12 ч. Объем продажной жидкости равен объемам НКТ и забойной части скважины (до верхней границы перфорации).

Терригенные породы содержат мало карбонатов. Поэтому **применяют двухступенчатую кислотную обработку**. Сначала обрабатывают ПЗС обычным 12 - 15 % раствором HCL, а затем закачивают глинокислоту.



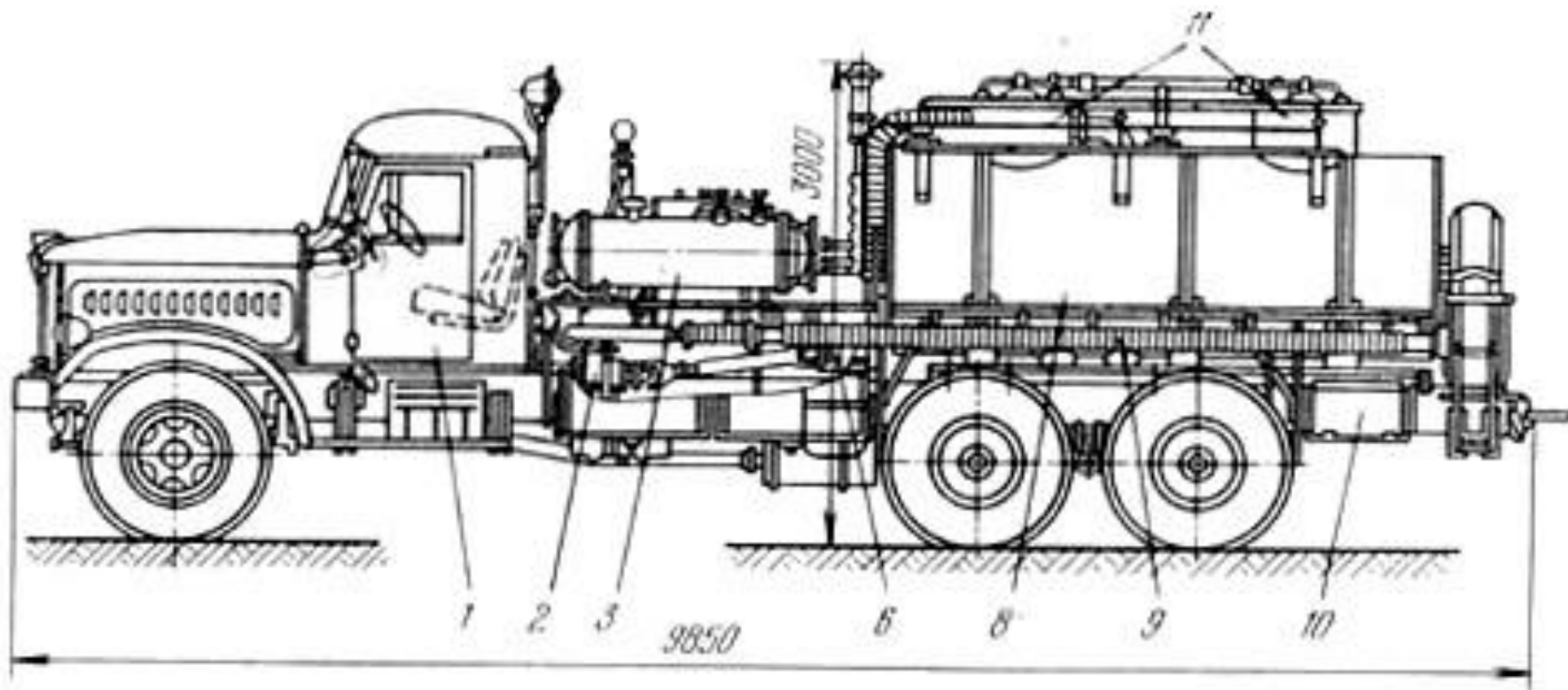
Техника и технология кислотных обработок скважин

На нефтяных промыслах, где проектируются СКО, сооружаются кислотные базы с подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью 9,15 м³ или УР-20 емкостью 17 м³. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. На скважинах используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м³, которые в зимнее время оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси - "Азинмаш-30А" с гуммированной резиной цистерной, из двух отсеков емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый.

Техника и технология кислотных обработок скважин



1 - кабина машиниста (пульт управления); 2 - коробка отбора мощности; 3 - емкость для реагента; 6 - редуктор; 8 - цистерна для раствора кислоты; 9 - комплект присоединительных шлангов; 10 - ящик для инструментов; 11 - горловина цистерны.

Агрегат снабжен основным **трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500** для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. [Перейти на первую страницу](#)



Техника и технология кислотных обработок скважин

Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹).

Наряду с этим агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементируемые агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700.

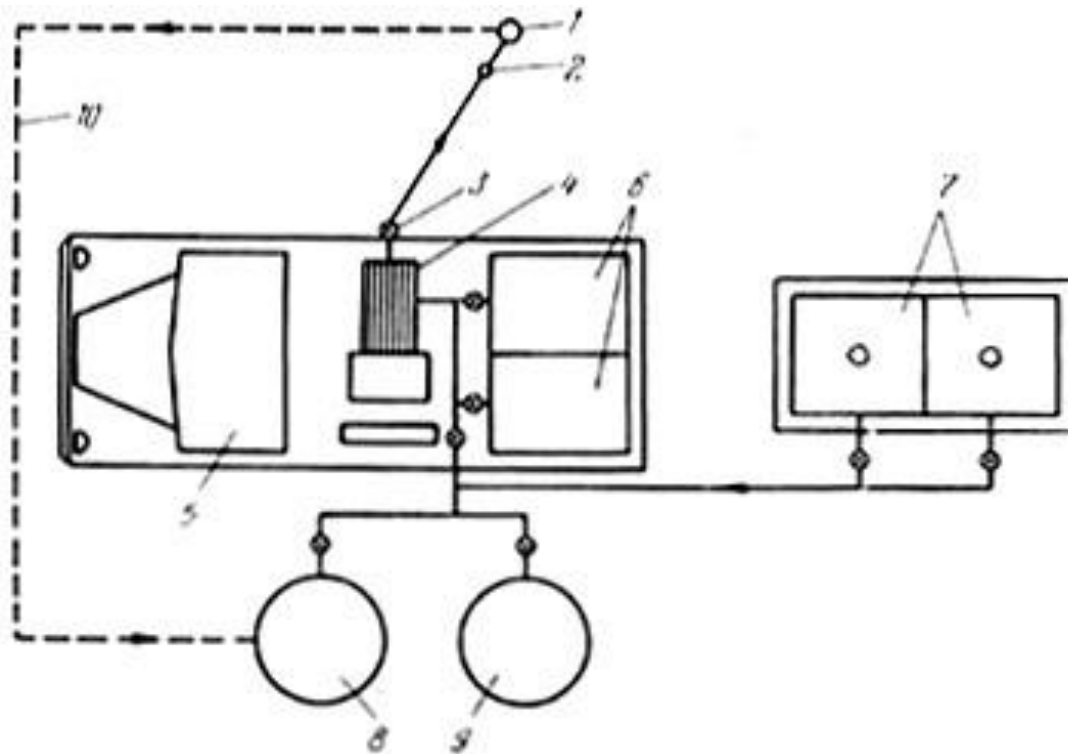
Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3 - 0,5 % для лучшей-нейтрализации остатков кислоты.

При кислотных обработках используется дополнительно цементируемый агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата “Азинмаш ЗОА”. Агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних емкостей в другие.

Техника и технология кислотных обработок скважин

Рис. 5.2. Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок.

1 - устье скважины; 2 - обратный клапан; 3 - задвижка высокого давления; 4 - насос 4НК-500; 5 - агрегат Азинмаш 30А; 6 - емкость для кислоты на агрегате; 7 - емкость для кислоты на прицепе; 8 - емкость для продавочной жидкости; 9 - емкость для кислоты; 10 - линия для обратной циркуляции



Иногда для закачки используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье при обработке под давлением оборудуется специальной головкой и соединяется с выкидом насосного агрегата прочными трубами.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники из нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

Гидравлический разрыв пласта

Сущность метода заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при высоком давлении (до 100 Мпа), под действием которого **пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин**. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них **вместе с жидкостью закачивается крупный песок (проппант)**, сохраняющий проницаемость трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта. На пласт в вертикальном направлении действует сила, равная весу вышележащих пород. Плотность горных осадочных пород обычно принимается равной 2300 кг/м^3 .

Давление горных пород будет равно $P_r = \rho_n \cdot g \cdot H$

За миллионы лет существования осадочных пород внутреннее напряжение породы по всем направлениям стало одинаковым и равным горному. Для расслоения пласта, т. е. для образования в пласте горизонтальной трещины, необходимо внутри пористого пространства создать давление P_p , превышающее горное на величину сопротивления горных пород на разрыв, так как надо преодолеть силы сцепления частиц породы,

$$P_p = P_r + \sigma_z$$

Гидравлический разрыв пласта

Фактические давления разрыва меньше горного, т. к. в ПЗС создаются области разгрузки, в которых внутреннее напряжение меньше горного P_g . Это обусловлено причинами геологического характера, например, в процессе горообразования могло произойти не только сжатие пород, но и их растяжение. Другое объяснение локального уменьшения P_g - сама проводка ствола скважины нарушает распределение напряжений в примыкающих породах, и эти нарушения (уменьшения) тем больше, чем ближе порода к стенкам скважины. Локальное уменьшение внутреннего напряжения больше, если в разрезе имеются слои глин, обладающие свойствами пластичности, которые в процессе бурения набухают и часто выпучиваются в ствол скважины.

Давление разрыва P_p не поддается надежному теоретическому определению, ибо связано с необходимостью знания некоторых параметров пласта, измерение которых недоступно.

При ГРП возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, поэтому предварительно в скважину спускают НКТ, способные выдержать это давление.

Гидравлический разрыв пласта

Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и гидравлический якорь. По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва в объемах, чтобы получить на забое давление, достаточное для разрыва пласта. В момент разрыва на поверхности отмечается резкое увеличение расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при том же давлении на устье скважины или резкое уменьшение давления на устье при том же расходе. Более объективным показателем, характеризующим момент ГРП, является коэффициент поглотительной способности.

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{с}} - P_{\text{пл}}}$$

Условный коэффициент $k_{\text{п}}$

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{у}}}$$

При ГРП происходит резкое увеличение $k_{\text{п}}$. Однако вследствие трудностей, связанных с непрерывным контролем за величиной $P_{\text{с}}$, а также вследствие того, что распределение давлений в пласте - процесс существенно неустановившийся, **о моменте ГРП судят по условному коэффициенту k**

Гидравлический разрыв пласта

Резкое увеличение k в процессе закачки интерпретируется как момент ГРП. Имеются приборы для снятия этой величины.

После разрыва пласта в скважину закачивают **жидкость-песконоситель** при давлениях, удерживающих образовавшиеся трещины в раскрытом состоянии. Это более **вязкая жидкость, смешанная (180 - 350 кг песка на 1 м³ жидкости) с песком или другим наполнителем**. Песок вводится на возможно большую глубину для предотвращения смыкания трещин при снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию.

Жидкости-песконосители проталкивают в пласт **продавочной жидкостью**, в качестве которой используется **маловязкая недефицитная жидкость**. Для проектирования процесса ГРП важно определить давление разрыва **P_r** . Накопленный статистический материал говорит об отсутствии четкой связи между глубиной залегания пласта и давлением разрыва. Фактические значения P_r лежат в пределах между величинами полного горного и гидростатического давлений.

При малых глубинах (менее 1000 м) P_r ближе к горному давлению, а при больших глубинах - к гидростатическому.

Гидравлический разрыв пласта

Приближенные значения для давления разрыва:

для неглубоких скважин (до 1000 м):

$$P_{\text{п}} = (1,74 \div 2,57) \cdot P_{\text{ст}}$$

для глубоких скважин ($H > 1000$ м)

$$P_{\text{п}} = (1,32 \div 1,97) \cdot P_{\text{ст}}$$

где **P_{ст}** - гидростатическое давление столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта.

Сопротивление горных пород на разрыв обычно мало **σ_р = 1,5 - 3 МПа**, и не влияет существенно на **P_р**. Давление разрыва на забое **P_р** и давление на устье скважины **P_у** связаны соотношением

$$P_{\text{р}} = P_{\text{у}} + P_{\text{ст}} - P_{\text{тр}}$$

где **P_{тр}** - потери давления на трение в НКТ. Из уравнения следует

$$P_{\text{у}} = P_{\text{р}} + P_{\text{тр}} - P_{\text{ст}}$$

P_{ст} - статическое давление, определяется с учетом кривизны скважины

[Перейти на первую страницу](#)



Гидравлический разрыв пласта

$$P_{\text{ст}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H \cdot \cos \beta$$

где **H** - глубина скважины; **β** - угол кривизны (усредненный); **$\rho_{\text{ж}}$** - плотность жидкости в скважине. Если жидкость содержит наполнитель (песок, стеклянные шарики, порошок из полимеров и др.), то плотность подсчитывается как средневзвешенная м):

$$\rho = \rho_{\text{ж}} \cdot \left(1 - \frac{n}{\rho_{\text{н}}} \right) + n$$

где **n** - число килограммов наполнителя в 1 м³ жидкости; **$\rho_{\text{н}}$** - плотность наполнителя (для песка **$\rho_{\text{н}} = 2650$ кг/м³**). Потери на трение определить труднее, так как применяемые жидкости иногда обладают неньютоновскими свойствами. Присутствие в жидкости наполнителя (песка) увеличивает потери на трение. В американской практике используются различные графики зависимости потерь давления на трение на каждые 100 фут НКТ разного диаметра при прокачке различных жидкостей.

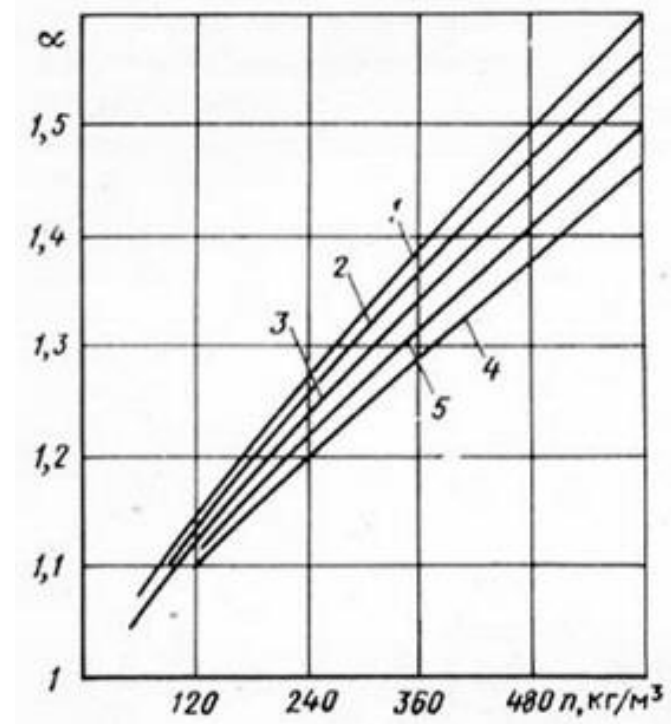
Гидравлический разрыв пласта

При больших темпах закачки, соответствующих турбулентному течению, структурные свойства жидкостей с различными загустителями и химическими реагентами исчезают, и потери на трение **можно определить по формулам трубной гидравлики.**

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g \cdot \alpha$$

где λ - коэффициент трения, определяемый по соответствующим формулам в зависимости от числа Рейнольдса; w - линейная скорость потока в НКТ; d - внутренний диаметр НКТ; ρ - плотность жидкости; H - длина НКТ; $g = 9,81$ м/с²; α - поправочный коэффициент, учитывающий наличие в жидкости наполнителя (для чистой жидкости $\alpha = 1$) и зависящий от его концентрации.

Применяемые жидкости. Применяемые для ГРП жидкости приготавливаются на нефтяной, либо на водной основе.



Гидравлический разрыв пласта

По своему назначению **жидкости** разделяются на три категории: **жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость.**

Жидкость разрыва должна хорошо проникать в пласт или в трещину, но иметь высокую вязкость, чтобы не рассеиваться в объеме пласта, и вызывать необходимое расклинивающее действие в образовавшейся трещине. В качестве жидкостей разрыва используют сырые дегазированные нефти с вязкостью до 0,3 Па-с; нефти, загущенные мазутными остатками; нефтекислотные эмульсии (гидрофобные); водонефтяные эмульсии (гидрофильные) и кислотно-керосиновые эмульсии.

Жидкости на углеводородной основе применяют при ГРП в добывающих скважинах. В нагнетательных скважинах в качестве жидкости разрыва используют **чистую или загущенную воду**. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда (ССБ), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза).

Некоторые глинистые компоненты пластов чувствительны к воде и склонны к набуханию. В таких случаях в жидкости на водной основе вводят химические реагенты, стабилизирующие глины при смачивании.

Гидравлический разрыв пласта

Жидкости-песконосители изотавливают на нефтяной и водной основах. Для них важна пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость, за счет увеличения вязкости и придания жидкости структурных свойств. Используются те же жидкости, что и для разрыва пласта.

При высокой фильтруемости перенос песка в трещине ухудшается, так как о скорость течения по трещине быстр становится равной нулю, и **развитие ГРП затухает вблизи стенок скважины**. Хорошей песконесущей способностью обладают **кислотно-керосиновые эмульсии, имеющие высокую стойкость, не разрушающиеся** в жаркую погоду при транспортировке с наполнителем.

При закачке песконосительной жидкости, из-за большой вязкости, наличия в ней наполнителя - песка и необходимости вести закачку на большой скорости возникают **большие устьевые давления**. Хотя насосные агрегаты делаются в износостойком исполнении, **при работе на высоких давлениях они быстро изнашиваются**. Для снижения потерь на трение на 12 - 15 % **разработаны химические добавки к растворам на мыльной основе, а также тяжелые высокомолекулярные углеводородные полимеры**. Около 90 % операций ГРП осуществляются с использованием жидкостей на водной основе в силу дешевизны.



Гидравлический разрыв пласта

Продавочные жидкости закачивают в скважину для того, чтобы довести жидкость-песконоситель до забоя скважины. Объем продавочной жидкости равен объему НКТ. К расчетному объему НКТ прибавляется объем затрубного пространства между башмаком НКТ и верхними дырами фильтра. В качестве продавочной жидкости используется чаще всего вода.

Наполнитель служит для заполнения трещин и предупреждения их смыкания при снятии давления. **Известны факты эффективного ГРП без наполнителя.** Однако эффект менее продолжителен. Наполнитель при заполнении трещины воспринимает нагрузку от горного давления после снижения давления жидкости. Он частично разрушается и вдавливается в породу и должен обладать высокой прочностью. **В идеале наполнитель должен иметь плотность, равную плотности жидкости-песконосителя, чтобы перенос его по трещине и ее заполнение были бы успешными.** Размеры зерен наполнителя должны обеспечить его проникновение в самые удаленные части трещины и высокую их проницаемость при последующей эксплуатации скважин. **Для ГРП применяют песок размером от 0,5 до 1,2мм. В первые порции жидкости-песконосителя замешивается более мелкая фракция (0,5 - 0,8 мм), а в последующую - более крупные фракции.**

Гидравлический разрыв пласта

Чистый кварцевый песок имеет большую плотность (2650 кг/м^3), что способствует его оседанию из потока жидкости и затрудняет заполнение трещин. Его плотность на смятие бывает недостаточной. В мировой практике в последнее время находят применение в качестве наполнителя стеклянные шарики, а также зерна агломерированного боксита соответствующего размера и молотая скорлупа грецкого ореха. Плотность стеклянных шариков примерно равна плотности кварца, т. е. 2650 кг/м^3 , но они прочнее и меньше вдавливаются в породу. Плотность порошка агломерированного боксита 1400 кг/м^3 . Производятся промышленные испытания наполнителя из особо прочных искусственных синтетических полимерных веществ, имеющих плотность, близкую к плотности жидкости (1100 кг/м^3) песконосителя.

Современная техника и применяемые жидкости позволяют осуществлять закачку при средней концентрации песка порядка 200 кг/м^3 жидкости. Применяются большие и меньшие концентрации. Количество закачиваемого песка, расходуемого на одну операцию ГРП, по данным фирмы Халибартон, составляет в среднем до 22,5 т, а количество жидкости в среднем (жидкость разрыва + жидкость-песконоситель) до $151,4 \text{ м}^3$

Осуществление гидравлического разрыва

Осуществление ГРП рекомендуется в следующих скважинах.

- Давших при опробовании слабый приток.
- С высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора.
- С загрязненной призабойной зоной.
- С заниженной продуктивностью.
- С высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими).
- Нагнетательных с низкой приемистостью.
- Нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах, технически неисправных и расположенных близко от контура водоносности или от газовой шапки.

Эффективность ГРП зависит от размеров трещины. Формула для оценки радиуса трещины имеет вид:

$$r_c = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^6 \cdot H) \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right]$$

где **Q** - л/с; **μ** - Па·с; **t** - с; **k** - м²; **H** - м; **r_T** - м.

Осуществление гидравлического разрыва

Определение ширины трещины затруднительно, хотя и имеются формулы для ее вычисления. У стенки скважины ширина трещины наибольшая и к концу убывает до нуля.

При закачке маловязкой жидкости, легко проникающей в горизонтальный проницаемый прослой, возникает, как правило, горизонтальная трещина, в которой давление превышает локальное горное. В результате происходит упругое расщепление пласта по наиболее слабым плоскостям.

При закачке нефилтующейся жидкости образуются вертикальные трещины, так как вследствие отсутствия фильтрации в пласт явление разрыва подобно разрыву длинной трубы с толстыми стенками. При наличии в пласте естественных трещин разрыв происходит по их плоскостям независимо от фильтруемости жидкости.

Формула для определения ширины и объема вертикальной трещины имеет вид:

$$w = \frac{8 \cdot (1 - \nu)^2}{E} \Delta P \cdot L$$

где **w** - ширина трещины у стенки скважины; **ν** - коэффициент Пуассона (0,1 - 0,2); **Δp** - превышение давления на забое скважины над локальным горным; **E** - модуль Юнга для горной породы [(1 - 2) · 10² МПа]; **L** - длина трещины.



Осуществление гидравлического разрыва

Полагая, что вертикальная трещина имеет форму клина с основанием w высотой L и длиной h ., равной толщине пласта, получим ее объемами

$$V_T = \frac{w \cdot h \cdot L}{2} \cdot \frac{4 \cdot (1 - \nu)^2}{E} \Delta P \cdot h \cdot L^2$$

Ширина трещин может достигать нескольких сантиметров. Имеются факты закачки в трещины при ГРП шариков диаметром более 1 см, которые заклинивались в трещинах и не извлекались при последующей эксплуатации скважины.

Обработка результатов электромоделирования дает следующую формулу для оценки гидродинамической эффективности ГРП в скважине с открытым забоем:

$$\phi = \frac{Q_T}{Q_o} = 1 + N_b \cdot \left(\frac{r_T}{r_c} \right)^{n(b)}$$

где ϕ - кратность увеличения дебита после ГРП; Q_T - дебит скважины после ГРП; Q_o - дебит до ГРП; N_b - коэффициент, зависящий от величины $b = h/2rc$; h - толщина пласта; r_T - радиус трещины; r_c - радиус скважины; $n(b)$ - коэффициент, также зависящий от b .

Осуществление гидравлического разрыва

Полагая, что вертикальная трещина имеет форму клина с основанием w высотой L и длиной h , равной толщине пласта, получим ее объем

Таблица 5.3. Значения коэффициентов $N(b)$ и $n(b)$

b	$n(b)$	$N(b)$
17,0	0,44	0,15
22,72	0,55	0,106
28,41	0,61	0,064
38,65	0,70	0,041
89,80	0,93	0,0108

Для промежуточных значений b соответствующие величины n и N находятся интерполяцией. Имеются приближенные формулы для оценки гидродинамической эффективности ГРП.

Можно предположить, что вся притекающая к скважине жидкость на расстоянии $r = r_t$ попадает в трещину и далее без сопротивления движется по ней до стенки скважины. Это соответствует радиальному притоку жидкости к скважине с радиусом, равным радиусу трещины r_t . В таком случае можно записать

Осуществление гидравлического разрыва

$$Q_T = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \sum n \frac{R_K}{r_T}}$$

Деля на дебит Q_o несовершенной скважины, имеющей приведенный радиус $r_{пр}$, получим

$$\phi = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{\sum n \frac{R_K}{r_{пр}}}{\sum n \frac{R_K}{r_T}}$$

Числовые оценки показывают, что

при $R_K = 200$ м;	$r_{пр} = r_c = 0,1$ м;	$r_T = 20$ м	$\phi = 3,3$;
при $R_K = 400$ м;	$r_{пр} = r_c = 0,1$ м;	$r_T = 10$ м	$\phi = 2,25$.

Таким образом, дебит увеличивается в 2 - 3 раза.

Осуществление гидравлического разрыва

При другой схематизации течения жидкости к скважине предполагается что от контура питания R_k до радиуса $r = r_T$ жидкость движется по пласту, имеющему гидропроводность ,

$$\varepsilon_1 = \frac{k_1 \cdot h_1}{\mu}$$

а от радиуса $r = r_T$ до стенки скважины $r = r_c$ по трещине с гидропроводностью:

$$\varepsilon_2 = \frac{k_2 \cdot w}{\mu}$$

Здесь k_2 - проницаемость трещины и w - ширина трещины (раскрытость). При такой схематизации приток может быть выражен через сумму фильтрационных сопротивлений этих двух областей, а именно:

$$Q_T = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_T} + \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_2 \cdot h_2} \cdot \ln \frac{r_T}{r_c}}$$

Осуществление гидравлического разрыва

Деля на дебит несовершенной скважины, имеющей приведенный радиус $r_{пр}$,

$$Q_o = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}$$

получим после некоторых сокращений:

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{\frac{1}{k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{\frac{1}{k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_T} + \frac{1}{k_2 \cdot w} \cdot \ln \frac{r_T}{r_c}}$$

Деля числитель и знаменатель на $1/k_1 h_1$, получим

Осуществление гидравлического разрыва

$$\phi = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{\sum_n \frac{R_k}{r_{пр}}}{\sum_n \frac{R_k}{r_T} + \frac{k_1 \cdot h_1}{k_2 \cdot w} \cdot \sum_n \frac{r_T}{r_c}}$$

При $r_{пр} = r_c$, т. е. при гидродинамически совершенной скважине, оценки значений по этой формуле будут меньше, чем в предыдущем случае. Практически значения ϕ часто бывают намного больше.

Если пласт сложен из нескольких самостоятельных пропластков, эффективность ГРП в таком пласте будет значительно меньше, так как образование трещины в одном пропластке может существенно изменить приток жидкости только из этого пропластка, но не суммарный приток из всех пропластков. Приток жидкости из нескольких пропластков можно записать как сумму

$$Q_o = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_{i=1}^n q_i$$

Если в результате ГРП в одном (скажем, в первом) пропластке произошло увеличение дебита в 4 раза, ($\phi = 4$), то новый дебит скважины будет равен

Осуществление гидравлического разрыва

$$Q_T = q_1 \cdot \varphi + q_2 + q_3 + \dots + q_n = q_1 \cdot \varphi + \sum_{i=2}^n q_i$$

Кратность увеличения дебита скважины после гидроразрыва слоистого пласта составит

$$\varphi_i = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{q_1 \cdot \varphi + \sum_{i=2}^n q_i}{\sum_{i=1}^n q_i}$$

Прибавляя и отнимая в числителе q_1 получим после упрощений и деления

$$\varphi_i = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{q_1 \cdot (\varphi - 1)}{\sum_{i=1}^n q_i} + 1$$

Поскольку приток из одного пропластка q_1 мал по сравнению с притоком всех пропластков $\sum q_i$, то общее увеличение дебита такой слоистой системы φ_i будет также мало.

Осуществление гидравлического разрыва

В таком случае **надлежащий эффект в многослойном пласте или в пласте со слоистой неоднородностью по разрезу может быть достигнут двумя методами:**

1. Либо созданием одной вертикальной трещины, рассекающей все прослой, за одну операцию ГРП.
2. Либо созданием горизонтальных трещин в каждом пропластке при поинтервальном или многократном ГРП.

Многократный разрыв - это осуществление нескольких разрывов в пласте за одну операцию. После регистрации разрыва какого-то прослоя и введения в него нужного количества наполнителя в нагнетаемый поток жидкости вводятся упругие пластмассовые шарики, плотность которых примерно равна плотности жидкости. Поток жидкости шарики увлекаются и закрывают те перфорационные отверстия, через которые расход жидкости наибольший. Диаметр этих шариков примерно 12 - 18 мм, один шарик может перекрывать одно перфорационное отверстие. Этим достигается уменьшение или даже прекращение потока жидкости в образовавшуюся трещину. Давление на забое возрастает и это вызывает образование новой трещины в другом прослое, что регистрируется на поверхности изменением коэффициентов поглощательной способности скважины.

Осуществление гидравлического разрыва

После этого в поток снова вводятся шарики без снижения давления через специальное лубрикаторное устройство, устанавливаемое на устье скважины для закупорки второй образовавшейся трещины.

Разработаны и иные технологические приемы многократного ГРП с использованием закупоривающих шаров, а также с помощью временно закупоривающих мелкодисперсных веществ (нафталин), которые растворяются в нефти при последующей эксплуатации скважины. При последующем дренировании скважины закачанные шарики вымываются на поверхность и открывают все образовавшиеся трещины.

Поинтервальный разрыв - это ГРП в каждом прослое, при котором намеченный интервал изолируется сверху и снизу двумя пакерами и подвергается обработке. После окончания операции ГРП пакеры освобождаются и устанавливаются в пределах второго интервала, который обрабатывается как самостоятельный.

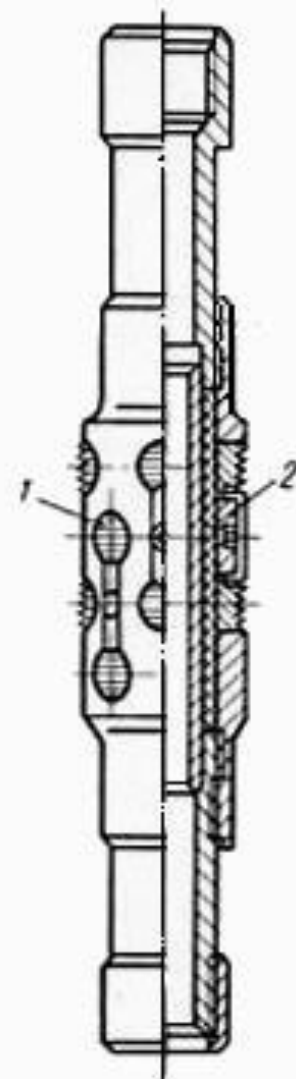
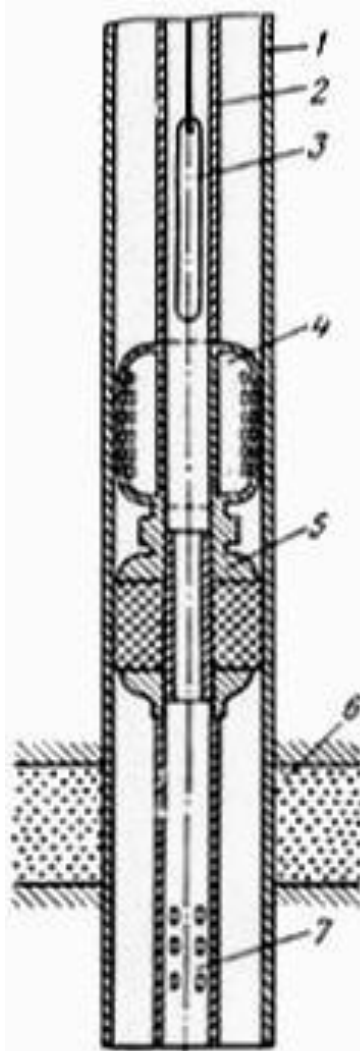
Поинтервальный разрыв возможен в случаях, когда общим фильтром разрабатываются несколько пластов или пропластков, изолированных друг от друга слоями непроницаемых пород, имеющих толщину несколько десятков метров, с хорошим перекрытием - цементным камнем за колонного пространства. Это необходимо для размещения пакеров и якорей выше и ниже намеченного для ГРП интервала, а также для предотвращения ухода жидкости в пласты, не предназначенные для обработки во время данной операции.

Осуществление гидравлического разрыва

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП.

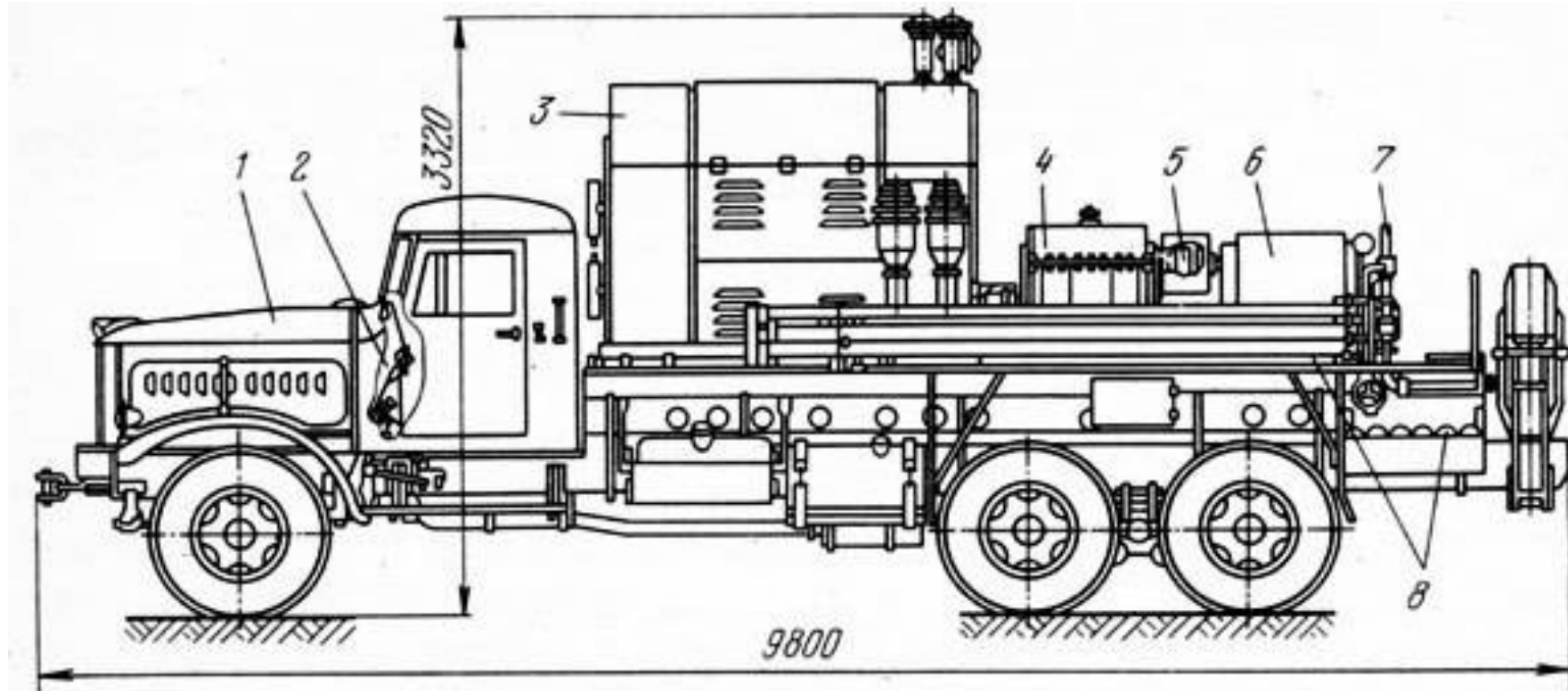
Пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой (пакеры ПМ6"; ГШ8"; ОПМ6"; ОПМ8") и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры ПШ6", ПШ8", ПШ5"-500, ПШ6"-500, ПС5"-500, ПС6"-500, ПГ5"-500, ПГ6"-500).

Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 - 50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.



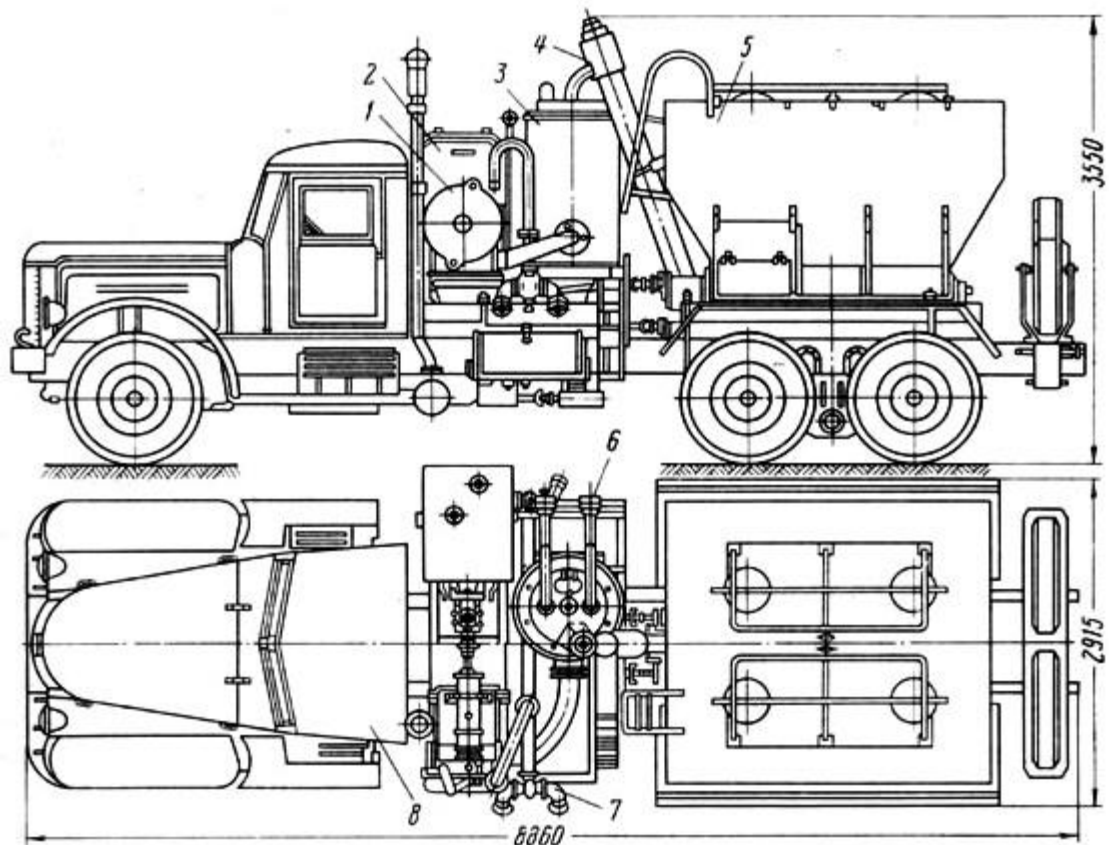
Осуществление гидравлического разрыва

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трехосных тяжелых грузовых машин КрАЗ-257 грузоподъемностью 10 - 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт.



Осуществление гидравлического разрыва

Для приготовления жидкости-песконосителя служат песко-смесительные агрегаты, со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика КрАЗ-257 бункер 5 с коническим дном. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности.



Осуществление гидравлического разрыва

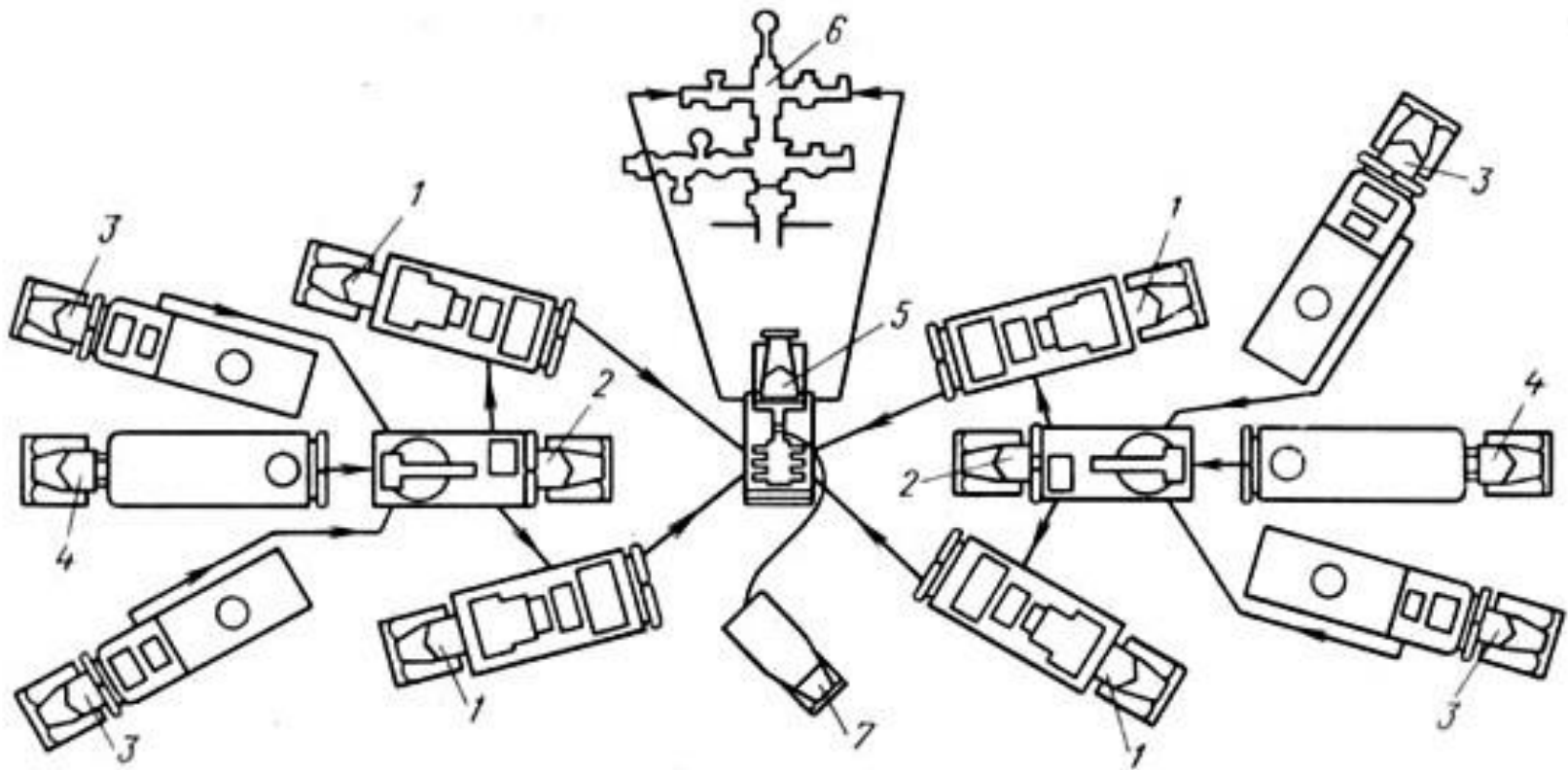


Схема расположения оборудования при ГРП:

1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 - автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

Назначение и методы исследования скважин

Методы исследования скважин и технические средства для их осуществления, предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки.

Эта информация необходима для организации правильных, экономически оправданных процессов добычи нефти, для осуществления рациональных способов разработки месторождения, для обоснования способа добычи нефти, выбора оборудования для подъема жидкости из скважины, для установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при наиболее высоком коэффициенте полезного действия.

В процессе выработки запасов нефти скважины обводняются, пластовое давление снижается, газовые факторы могут изменяться. Это заставляет постоянно получать непрерывно обновляющуюся информацию о скважинах и о пласте или нескольких пластах, являющихся объектом разработки.

Геофизические методы исследования основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и насыщающих их жидкостях при взаимодействии их со скважинной жидкостью и при воздействии на них радиоактивного искусственного облучения или ультразвука

Геофизические методы исследования

Электрокаротаж позволяет проследить за изменением электрического поля в результате взаимодействия скважинной жидкости с породой и кажущегося удельного сопротивления этих пород. Электрокаротаж и его разновидности, боковой каротаж - БК, микрокаротаж, индукционный каротаж - ИК, позволяют дифференцировать горные породы разреза, находить **отметку кровли и подошвы проницаемых и пористых коллекторов, определять нефтенасыщенные пропластки и получать другую информацию о породах.**

Радиоактивный каротаж - РК основан на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов горных пород и насыщающих их жидкостей. **Разновидностью РК является гамма-каротаж ГК,** дающий каротажную диаграмму интенсивности естественной радиоактивности вдоль ствола скважины, что позволяет **дифференцировать породы геологического разреза. Гамма-гамма-каротаж (ГГК)** фиксирует вторичное рассеянное породами гамма-излучение в при их облучении источником гамма-квантов, находящихся в спускаемом в скважину аппарате. **Существующие две разновидности ГГК позволяют косвенно определять пористость коллекторов, а также обнаруживать в столбе скважинной жидкости поступление воды как более тяжелой компоненты.**

Геофизические методы исследования

Нейтронный каротаж (НК) основан на взаимодействии потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Спускаемый в скважину прибор содержит источник быстрых нейтронов и индикатор, удаленный от источника на заданном (примерно 0,5 м) расстоянии и изолированный экранной перегородкой. Существует несколько разновидностей НК, **нейтронный каротаж по тепловым и надтепловым нейтронам (НГ-Т и НГ-Н)**, которые **дают дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях.**

Акустический каротаж (АК) позволяет определить упругие свойства горных пород. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в окружающей среде и воспринимаются одним или более приемниками, расположенными в том же спускаемом аппарате. Зная расстояние между источниками колебания и приемником, можно определить скорость распространения упругих колебаний и их амплитуду, т. е. затухание. В соответствии с этим **выделяется три модификации АК: по скорости распространения упругих волн, по затуханию упругих волн и АК для контроля цементного кольца и технического состояния скважины.**



Геофизические методы исследования

Другие виды каротажа. Сюда относится **кавернометрия**, т. е. измерение о диаметра необсаженной скважины, его изменение вдоль ствола. Кавернограмма в сочетании с другими видами каротажа **указывает на наличие проницаемых и непроницаемых пород**. Увеличение диаметра соответствует глинам и глинистым породам; сужение происходит против песков и проницаемых песчаников. Против известняков и других крепких пород замеряемый диаметр соответствует диаметру долота. **Кавернограммы используются при корреляции пластов** и в сочетании с другими методами дифференцируют разрез, так как отражают глинистости и проницаемости разреза.

Термокаротаж - изучение распределения температуры в обсаженной или необсаженной скважине, позволяет дифференцировать породы по температурному градиенту и по тепловому сопротивлению. Охлаждение ствола скважины или нагрев при закачке холодной или горячей жидкости позволяет получить **информацию о теплоемкости и теплопроводности пластов, выделить местоположение продуктивного пласта, газонефтяной контакт, места потери циркуляции в бурящейся скважине или дефекта в обсадной колонне зоны разрыва при ГРП и зоны поглощения воды и газа при закачке.**

Гидродинамические методы исследования

Основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неуставившихся режимах ее работы.

К таким параметрам относятся дебит и давление и их изменение. При гидродинамических методах исследования охватывается вся зона дренирования, результаты, получаемые при обработке данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Гидродинамические исследования выполняются техническими средствами и персоналом нефтедобывающих предприятий.

Методы разделяются на:

- исследования при установившихся режимах работы скважины (метод пробных откачек)
- исследования при неуставившихся режимах работы скважины (метод прослеживания уровня или кривой восстановления давления)

Гидродинамические методы исследования

Исследование при установившихся режимах позволяет получить важнейшую характеристику работы скважины - зависимость притока жидкости от забойного давления или положения динамического уровня $[Q(P_c)]$. Без этой зависимости невозможно определить обоснованные дебиты скважины и технические средства для подъема жидкости. Этот метод позволяет определить гидропроводность пласта $\epsilon = kh/\mu$ в призабойной зоне.

Исследование при неустановившихся режимах позволяет определить пьезопроводность χ , для более удаленных зон пласта и параметр $\chi^2/r_{пр}$ (χ - пьезопроводность; $r_{пр}$ - приведенный радиус скважины), а также некоторые особенности удаленных зон пласта, такие как ухудшение или улучшение гидропроводности на периферии или выклинивание проницаемого пласта.

Техника для гидродинамических исследований скважин зависит от способа эксплуатации (фонтан, газлифт, ПЦЭН, ШСН), который накладывает технические ограничения на возможности этого метода.



Скважинные дебитометрические исследования

Позволяют определить приток жидкости вдоль интервала вскрытия в добывающих скважинах (**профили притока**) и интенсивность поглощения в нагнетательных скважинах (**профили поглощения**) с помощью регистрирующих приборов - дебитометров и расходомеров, перемещаемых вдоль перфорированного интервала.

Дебитометрические исследования дают информацию о действительно работающей толщине пласта, о долевом участии в общем дебите отдельных пропластков, о результатах воздействия на те или иные пропластки с целью интенсификации притока или увеличения поглотительной способности скважин. Эти исследования дополняются измерением влагосодержания потока (% воды), давления, температуры и их распределением вдоль ствола скважины.

Дебитометрические исследования проводятся комплексными приборами типа “Поток”. Они легко осуществляются в **фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах**. При других способах эксплуатации (ПЦЭН, ШСН) спуск измерительного прибора через НКТ невозможен, поэтому исследование таких скважин (а их подавляющее большинство) связано с техническими трудностями и имеет особенности.

Исследование скважин при установившихся режимах

Формула радиального притока жидкости к скважине

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}$$

Если $\varepsilon = \varepsilon(r)$, то

$$q = \frac{2\pi \cdot (P_k - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)}}$$

Дебит жидкости **q** зависит от депрессии **P_к - P_с**, которая является независимым аргументом. Группу постоянных величин, входящих в эти формулы, можно обозначить A.

$$A = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln(R_k/r_{пр})}$$

$$A = \frac{2\pi}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r\varepsilon(r)} \cdot dr}$$

Тогда дебит будет равен

$$q = A \cdot (P_k - P_c)$$

Исследование скважин при установившихся режимах

В формулы входит дебит жидкости в пластовых условиях. На практике дебит **q** измеряется при стандартных условиях и не в объемных единицах, а в т/сут. Пересчитаем дебит скважины

$$Q = q \cdot \frac{86400}{b_H} \rho_H = \frac{A \cdot 86400 \cdot \rho_H}{b_H} \cdot (P_K - P_C)$$

Введем обозначение $\longrightarrow K = \frac{A \cdot 86400 \cdot \rho_H}{b_H}$

Тогда $Q = K \cdot (P_K - P_C)$ $\longleftarrow$ формула притока

где **Q** - дебит скважины при стандартных условиях, т/сут; **K** - коэффициент продуктивности, т/(сут · Па), - это суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии

$$K = \frac{Q}{(P_K - P_C)}$$

$$K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot 86400 \cdot \rho_H}{\mu \cdot b_H \cdot \ln \frac{R_K}{r_{пр}}}$$

Исследование скважин при установившихся режимах

Удельный коэффициент продуктивности $K_y = K / h$ - это коэффициент продуктивности, отнесенным к единице толщины пласта.

Графическое изображение зависимости $Q = f(P_k - P_c)$ или $Q = f(P_c)$ называется индикаторной линией. Индикаторная линия должна быть наклонной прямой с угловым коэффициентом K . Чтобы построить индикаторную линию, надо несколько фактических значений дебитов и соответствующие этим дебитам забойные давления P_c .

Если известно пластовое давление в скважине, то индикаторную линию можно строить в функции депрессии $\Delta P = P_k - P_c$, т. е. $[Q(\Delta p)]$. Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию строят в функции забойного давления p_c , т. е. $[Q(P_c)]$.

Экстраполируя индикаторную линию до пересечения с осью ординат, определяют пластовое давление как ординату P .

Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину потенциального дебита $Q_{пот}$, т. е. дебита при $P_c = 0$.

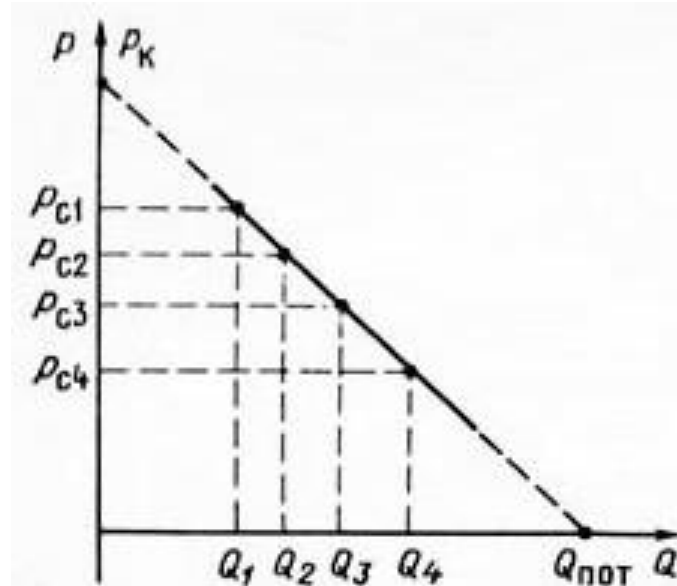
Эксплуатировать скважины при $Q_{пот}$ по геологическим и техническим причинам практически нельзя.

Исследование скважин при установившихся режимах

На практике **индикаторные линии не всегда прямые**, как это следует из формулы притока.

Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению с линейным законом Дарси. Это объясняется тремя причинами.

- **Образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже $P_{нас}$.** Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть+газ) фильтрации и следовательно, больше фильтрационное сопротивление.
- **Изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрислоевого давления.**
- **Превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.**



Построение зависимости $Q(p_c)$ по четырем фактическим точкам

Исследование скважин при установившихся режимах

Индекс продуктивности – J или PI представляет собой отношение дебита скважины к перепаду давлений на забое. Индекс продуктивности может быть как для нефти, так и для пластовой жидкости.

$$J = PI = \frac{q_n}{P_{пл} - P_c}$$

Закон Дарси для течения жидкости (притока)

Для установившегося режима

$$Q_{oil} = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times kh(\bar{p}_r - \bar{p}_{wf})}{\mu_{oil} \beta_{oil} \times (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)}$$

Для псевдоустановившегося режима

$$Q_{oil} = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times kh(\bar{p}_r - \bar{p}_{wf})}{\mu_{oil} \beta_{oil} \times (\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S)}$$

Исследование скважин при установившихся режимах

Для параметра, выражающего суммарный скин-эффект скважины имеется формула Хавкина:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \times \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad \leftarrow \text{Hawkins Formula}$$

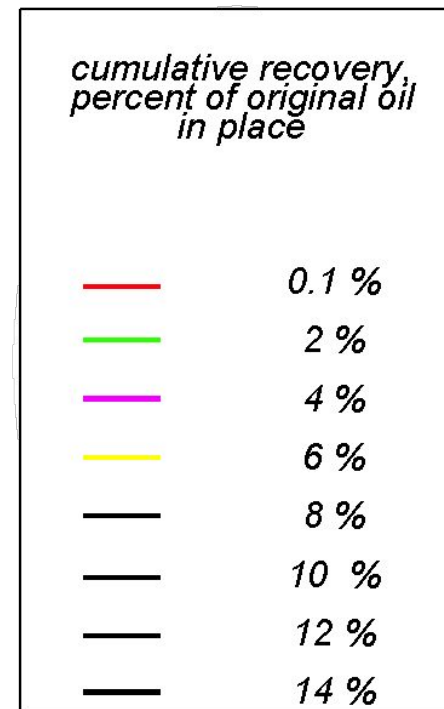
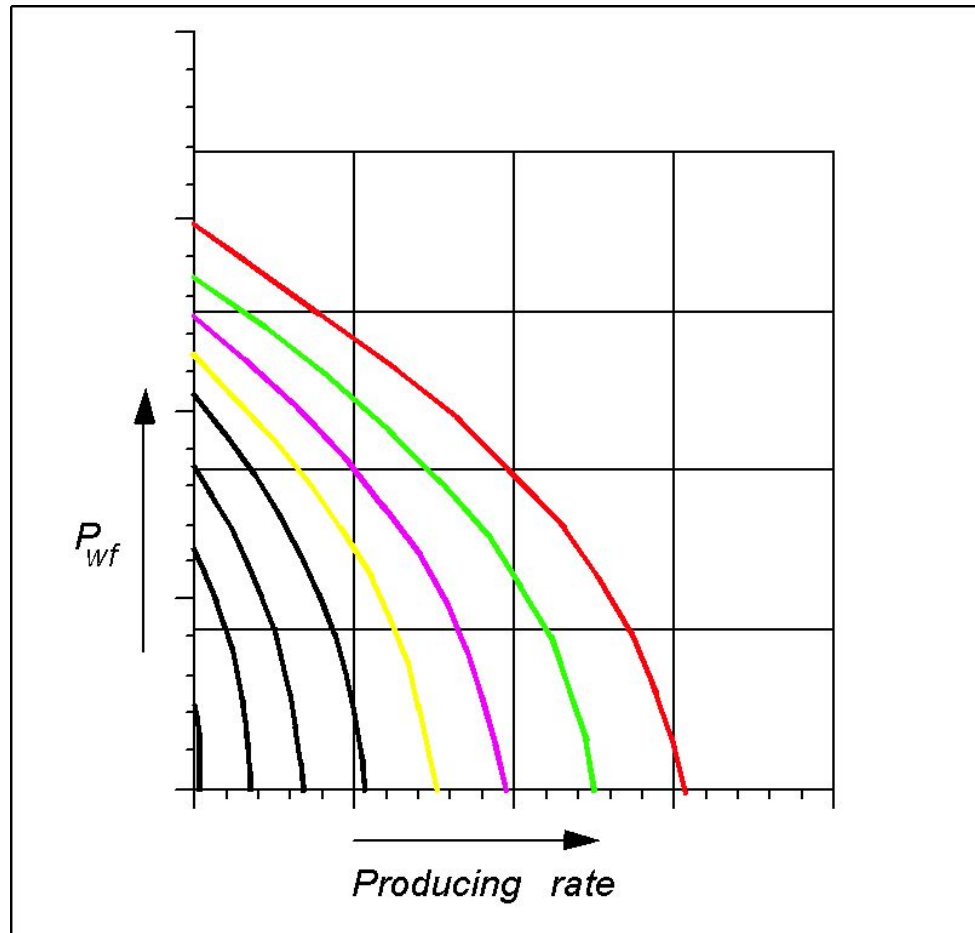
K_s - проницаемость пораженной зоны (ПЗС); r_s - радиус загрязненной зоны.

Формула Вогеля для нефтяной скважины для пласта не имеющего нарушений, с добычей при давлении ниже давления насыщения. Основывается на теории работы залежи в режиме растворенного газа.

$$\frac{Q_n}{Q_{\max}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_c}{P_{\text{пл}}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_c}{P_{\text{пл}}} \right)^2$$

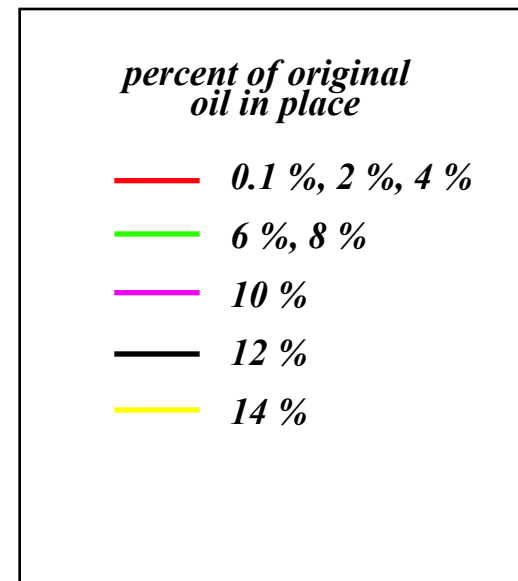
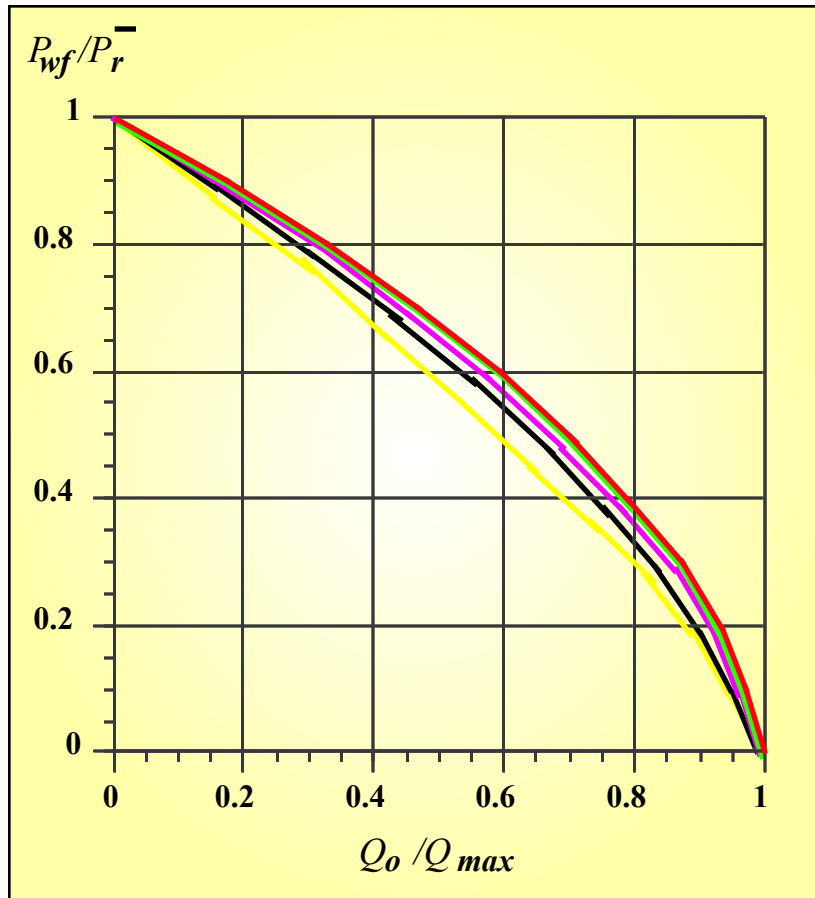
Исследование скважин при установившихся режимах

Результаты реальных исследований скважин при различной обводненности продукции и содержании газа



Исследование скважин при установившихся режимах

После обработки результатов в новых переменных



$$\frac{Q_{oil}}{Q_{max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2$$

Исследование скважин при установившихся режимах

График линии притока по формуле Вогеля (параболическая кривая):

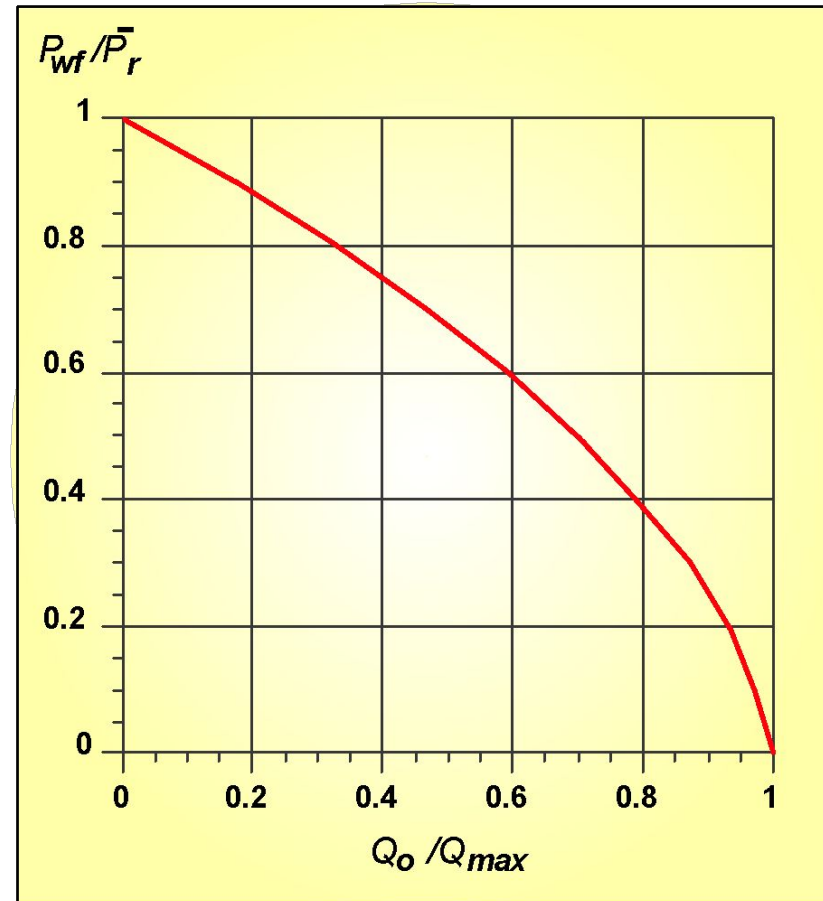
$$\frac{Q_n}{Q_{\max}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_c}{P_{\text{пл}}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_c}{P_{\text{пл}}} \right)^2$$

Комбинированная формула Дарси-Вогеля для нефтяных скважин.

Максимальный дебит по комбинированной формуле Дарси- Вогеля:

$$Q_{\max} = Q_{\text{нас}} + \frac{J \cdot P_{\text{нас}}}{1,8}$$

Где $p_{\text{нас}}$ - давление насыщения; $Q_{\text{нас}}$ – дебит при котором забойное давление равно давлению насыщения



Исследование скважин при установившихся режимах

Комбинированная кривая для индикаторной линии скважины:

Зависимость дебита нефти от перепада давления на забое

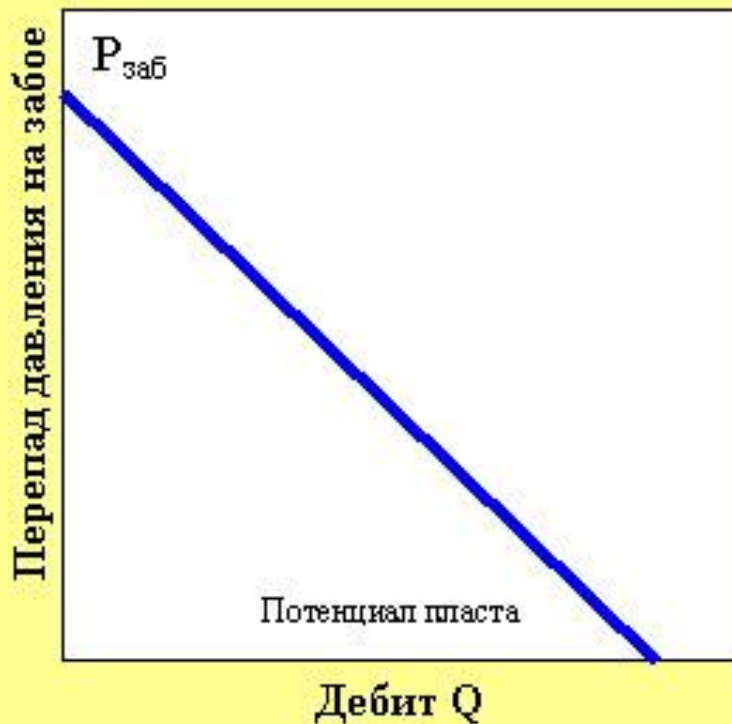


График для идеальной жидкости

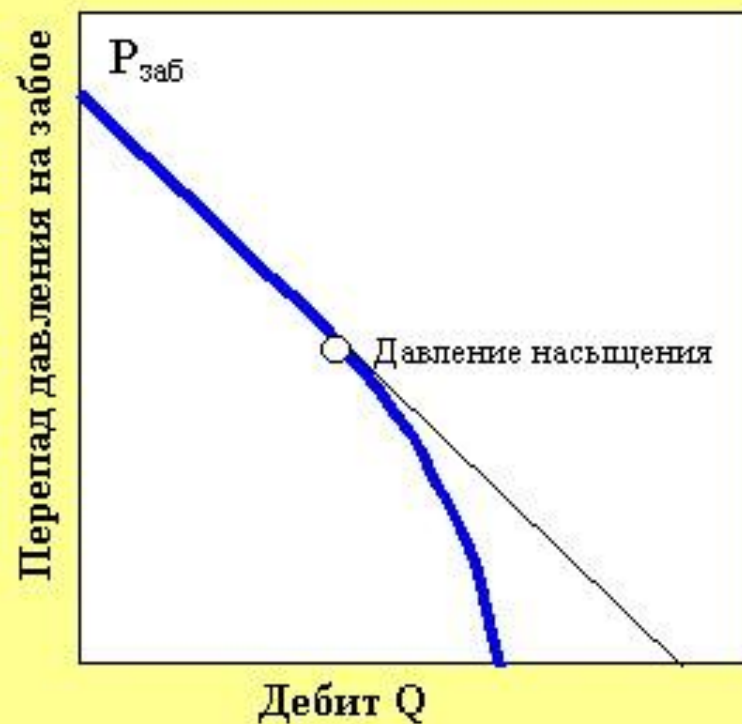


График для реальной жидкости

Исследование скважин при установившихся режимах

Искривление в сторону оси дебитов объясняется неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков и разными значениями в них пластовых давлений.

Известны многочисленные факты, когда разница в пластовых давлениях соседних пропластков, вскрываемых общим фильтром, доходила до 3 Мпа и имели место внутрипластовые перетоки. Нелинейный характер индикаторных линий можно объяснить и аномальными неньютоновскими свойствами пластовых жидкостей.

При любом виде искривления индикаторной линии ее можно аппроксимировать уравнением

$$Q = K \cdot (P_k - P_c)^n$$

При $n = 1$ уравнение описывает прямую индикаторную линию. При $1 > n > 1/2$ - индикаторные линии с искривлением в сторону оси P , при $n > 1/2$ - с искривлением в сторону оси Q .

Линейная фильтрация является аналогом ламинарного течения жидкости в трубе. Ламинарное течение с энергетической точки зрения наиболее экономичное, поэтому в уравнении притока $n > 1$ быть не может.



Исследование скважин при установившихся режимах

При прямой индикаторной линии коэффициент продуктивности **K** может быть найден по любым двум точкам

$$K = \frac{dQ}{dP} = \frac{Q_1 - Q_2}{(P_{c1} - P_{c2})}$$

Зная **K**, можно определить гидропроводность $\varepsilon = kh/\mu$.

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{K \cdot b_h \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{\pi \cdot 86400 \cdot \rho_h}$$

Зная по геофизическим данным или по результатам глубинной дебитометрии **h**, а по лабораторным данным μ , можно определить проницаемость **k** в районе данной скважины.

Исследование скважин при установившихся режимах

В подземной гидравлике обосновывается описание процесса фильтрации двучленной формулой

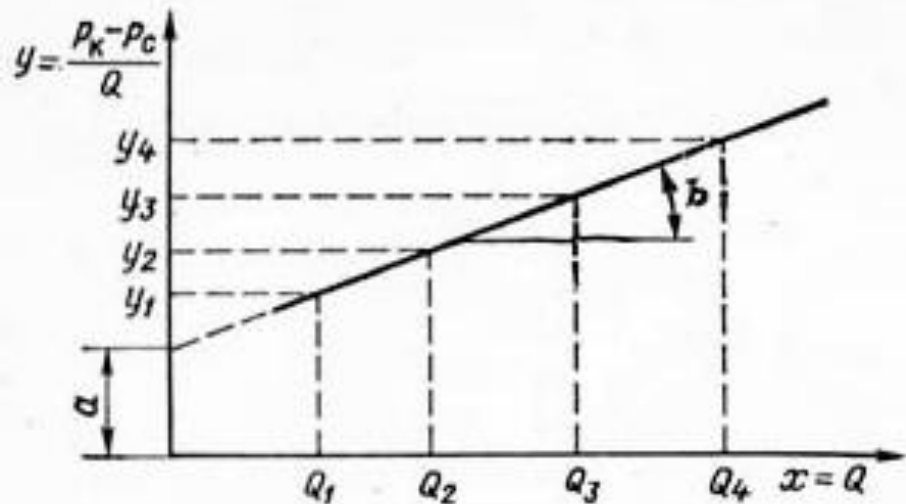
$$P_k - P_c = a \cdot Q + b \cdot Q^2$$

Уравнение (6.21) преобразуется в прямую делением всех членов на Q :

$$\frac{P_k - P_c}{Q} = a + b \cdot Q$$

Имея фактические точки, т. е. Q_i , и P_{ci} , и строя по ним график в координатах $y = (P_k - P_c) / Q$ и $x = Q$, получаем прямую, не проходящую через начало координат и отсекающую на оси y отрезок a ,

b - угловой коэффициент этой линии



Исследование скважин при установившихся режимах

$$b = \frac{y_1 - y_2}{Q_1 - Q_2}$$

При $Q \rightarrow 0$ $y = a = (P_k - P_c) / Q$, откуда

$$Q = \frac{1}{a} \cdot (P_k - P_c)$$

$$\frac{1}{a} = K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \rho_n \cdot 86400}{\mu \cdot b_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}$$

Далее можно найти искомые параметры: гидропроводность ϵ или проницаемость k .

Использование формул установившегося радиального притока для определения гидропроводности пласта $\epsilon = kh/\mu$ дает значения этого параметра, характерные для призабойной зоны пласта, так как в этой зоне происходит наибольшее падение давления.

Исследование скважин при неустановившихся режимах

Если давление на забое P_c , превышает давление насыщения $P_{нас}$, то предполагается, что перераспределение давления в пласте после возмущений происходит по законам упругого режима. В подземной гидродинамике рассматривается задача притока упругой жидкости к скважине в бесконечном упругом пласте после ее внезапного пуска или остановки.

$$\Delta P(r, t) = -\frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot E_i \left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right)$$

Здесь $\chi = k/\mu\beta^x$ - пьезопроводность, причем β^x - приведенный объемный коэффициент упругости среды (вода, нефть, порода), t - время с момента пуска или остановки скважины.

$$E_i(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \longrightarrow \Delta P = -\frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{r_c^2}{4\chi t} + 0,5772 \right)$$

Исследование скважин при неустановившихся режимах

Вводя знак минус в скобки и учитывая, что $\text{Ln}(e) = 1$, можем записать

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_h}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\text{Ln} \frac{4\chi t}{r_c^2} - \text{Lne}^{0,5772} \right)$$

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_h}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{4\chi t}{r_c^2 \cdot 1,781}$$



$$\Delta P(t) = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_h}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,2459 \cdot \chi t}{r_c^2}$$

На формуле основана методика исследования скважины при неустановившихся режимах.

Исследование скважин при неустановившихся режимах

Перепишем ее так, чтобы время t было выделено, а именно

$$\Delta P(t) = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2} + \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Lnt}$$

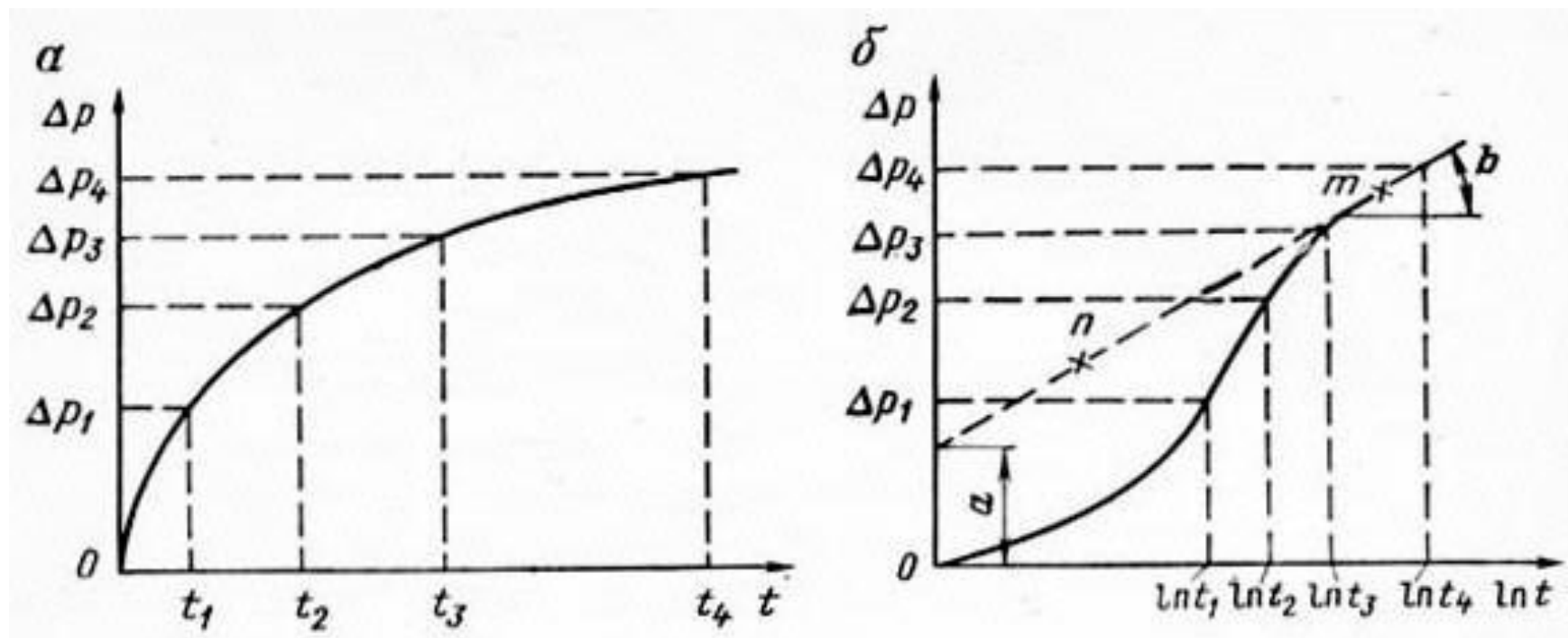
Обозначим: $y = \Delta P(t)$ $x = \text{Lnt}$

$$a = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2} \quad b = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}$$

Тогда получим уравнение прямой

$$y = a + b \cdot x$$

Исследование скважин при неустановившихся режимах



Записанная манометром (а) и перестроенная в полулогарифмические координаты (б) кривая восстановления давления в остановленной скважине

Основы теории подъема жидкости из скважин

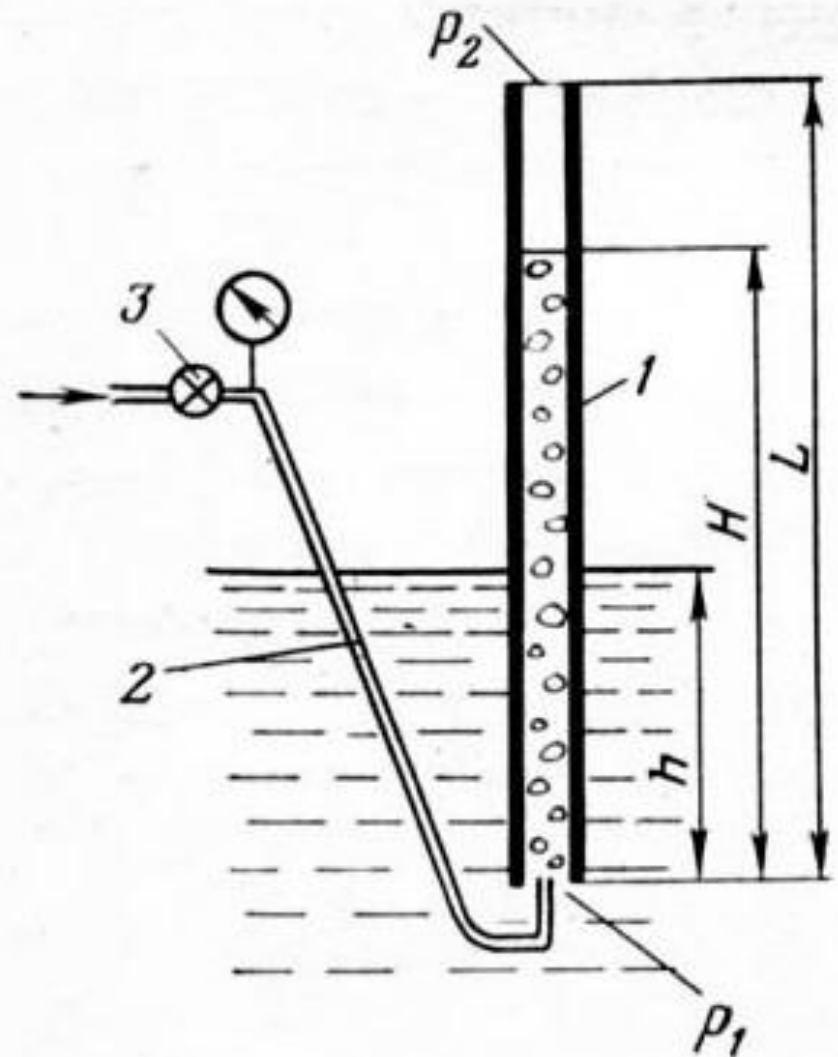
Подъем жидкости из скважин нефтяных месторождений практически всегда сопровождается выделением газа. Для понимания процессов подъема жидкости из скважин, умения проектировать установки для подъема и выбирать необходимое оборудование, надо знать законы движения газожидкостных смесей (ГЖС) в трубах.

При всех известных способах добычи нефти приходится иметь дело с движением газожидкостных смесей либо на всем пути от забоя до устья, либо на большей части этого пути. Эти законы сложнее законов движения однородных жидкостей в трубах и изучены хуже. Если при движении однофазного потока приходится иметь дело с одним опытным коэффициентом K (коэффициент трения), то при движении двухфазного потока - газожидкостных смесей приходится прибегать по меньшей мере к двум опытным характеристикам потока, которые в свою очередь зависят от многих других параметров процесса и условий движения, многообразие которых чрезвычайно велико

Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Зависимость подачи жидкости от расхода газа.

Качественную характеристику процесса движения газожидкостной смеси (ГЖС) в вертикальной трубе можно уяснить из простого опыта. Представим, что трубка 1 длиной L погружена под уровень жидкости неограниченного водоема на глубину h . К нижнему открытому концу трубки, который по аналогии с промысловой терминологией будем называть башмаком, подведена другая трубка 2 для подачи с поверхности сжатого газа. На трубке имеется регулятор расхода 3, с помощью которого можно установить желаемый расход газа.



Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Давление у башмака подъемной трубки 1 будет равно гидростатическому на глубине h - $P_1 = \rho gh$ и, очевидно, не будет изменяться от того, много или мало газа подается к башмаку. По трубке 2 подается газ, и в трубке 1 создается газожидкостная смесь средней плотности ρ_c , которая поднимается на некоторую высоту H . Поскольку внутренняя полость трубки 1 и наружная область являются сообщающимися сосудами, имеющими на уровне башмака одинаковые давления, то можно написать равенство.

$$\rho \cdot g \cdot h = \rho_c \cdot g \cdot H \quad \text{откуда} \quad H = h \cdot \frac{\rho}{\rho_c}$$

Плотность смеси в трубке ρ_c зависит от расхода газа V . Чем больше V , тем меньше ρ_c . Изменяя V , можно регулировать H . При некотором расходе $V = V_1$ величина H может достигнуть L . При $V < V_1$ $H < L$. При $V > V_1$ $H > L$ и наступит перелив жидкости через верхний конец трубки 1. При дальнейшем увеличении V расход поступающей на поверхность жидкости q увеличится.

Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Однако при непрерывном увеличении V расход жидкости не будет увеличиваться непрерывно, так как под воздействием неизменяющегося перепада давления $\Delta P = P_1 - P_2$ ($P_1 = \text{const}$, так как $h = \text{const}$), труба определенной длины L и диаметра d должна пропускать конечное количество жидкости, газа или газожидкостной смеси. Таким образом, при некотором расходе газа $V=V_2$ дебит достигнет максимума $q = q_{\text{max}}$.

Можно представить крайний случай, когда к башмаку подъемной трубы подводится так много газа, что при постоянном перепаде давления $\Delta P = P_1 - P$ будет идти только газ, ΔP будет расходоваться на преодоление всех сопротивлений, вызванных движением по трубе чистого газа. Расход этого газа пусть будет $V=V_3$. Если к башмаку подать еще больший расход ($V > V_3$), то излишек газа не сможет пройти через подъемную трубу, так как ее пропускная способность при данных условиях ($L, d, \Delta P$) равна только V_3 , и устремится мимо трубы, оттесняя от башмака жидкость. Очевидно, при этом расход жидкости будет равен нулю ($q = 0$). Таким образом, из этого опыта можно сделать следующий вывод.

Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

1. При $V < V_1$ $q = 0$ ($H < L$).
2. При $V = V_1$ $q = 0$ ($H = L$) (начало подачи).
3. $V_1 < V < V_2$ $0 < q < q_{\max}$ ($H > L$),
4. При $V = V_2$ $q = q_{\max}$ (точка максимальной подачи).
5. При $V_2 < V < V_3$ $q_{\max} > q > 0$.
6. При $V = V_3$ $q = 0$ (точка срыва подачи).

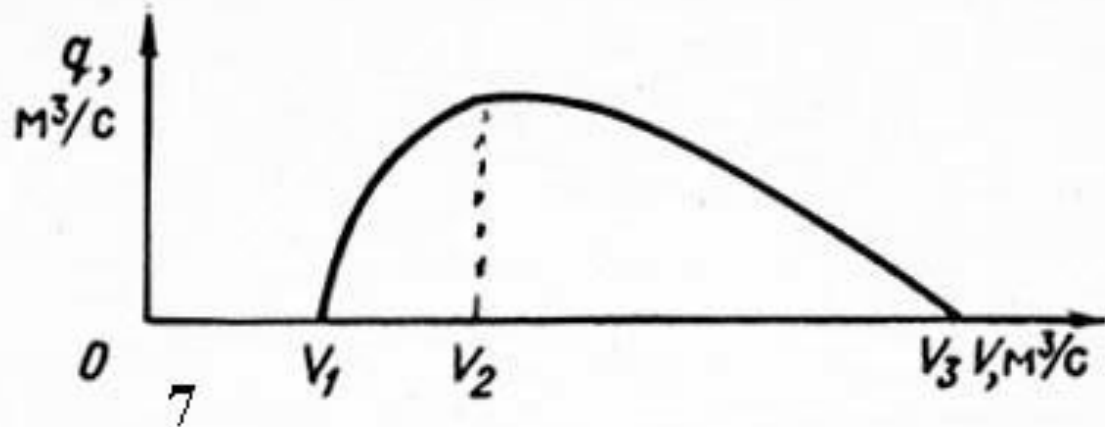


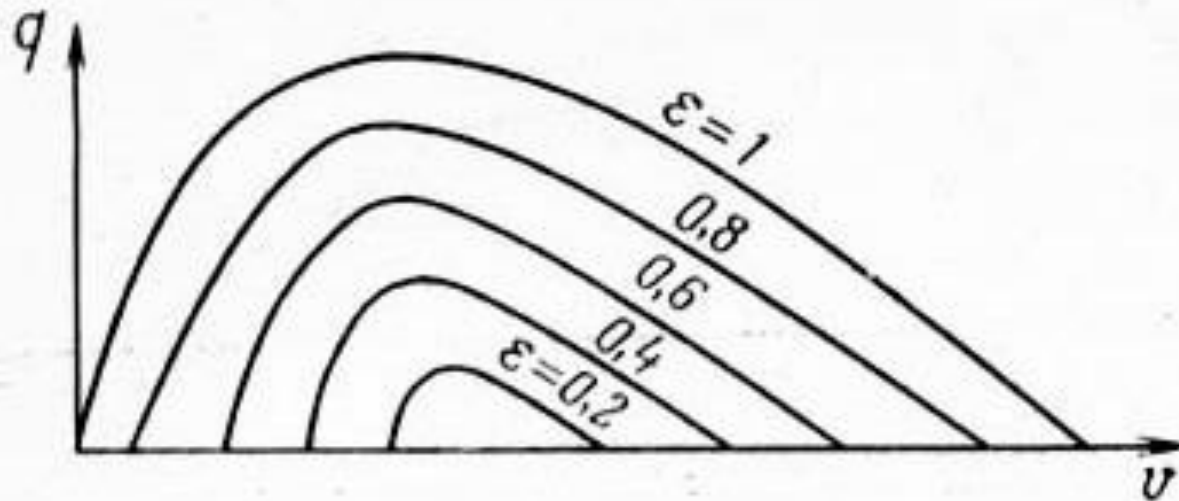
Рис. 7.2. Зависимость подачи q газожидкостного подъемника от расхода газа V

Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Зависимость положения кривых $q(V)$ от погружения

Для всех точек кривой постоянным является давление P_1 , так как погружение h в процессе опыта не изменялось. Существует понятие - **относительное погружение** $\varepsilon = h / L$. Для данной кривой ее параметром будет величина относительного погружения ε .

При любых ε , лежащих в пределах $0 < \varepsilon < 1$, вид $q(V)$ будет одинаковый. При увеличении ε новые кривые $q(V)$ обогнут прежнюю, так как с ростом h потребуются меньший расход газа для наступления перелива. Точка срыва подачи на соответствующих кривых сместится вправо.

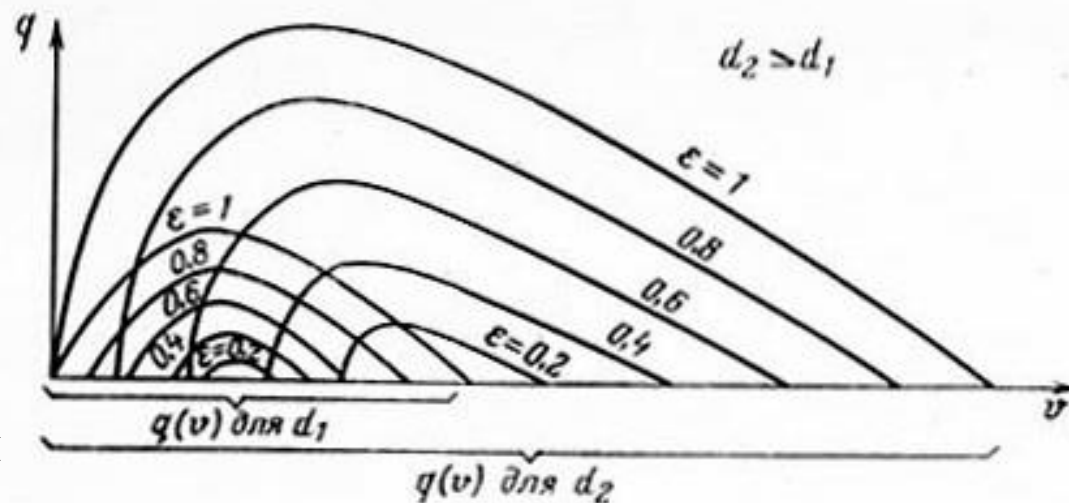


Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Зависимость положения кривых $q(V)$ от диаметра трубы

Аналогичное семейство кривых $q(V)$ должно существовать для подъемников любого диаметра и любой длины. Увеличение диаметра потребует большого расхода газа, так как объем жидкости, который необходимо разгазировать для достижения данной величины ρ_c , при прочих равных условиях ($h = \text{const}$, $L = \text{const}$) возрастает пропорционально d^2 . Пропускная способность трубы по жидкости, газу или газожидкостной смеси (ГЖС) также возрастет.

Для увеличенного диаметра будет существовать также семейство кривых $q(V)$, все точки которого будут смещены вправо, в сторону увеличенных объемов, кроме одной точки, совпадающей с началом координат для кривой $q(V)$ при $\varepsilon = 1$.



Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

К. п. д. процесса движения ГЖС

На каждой кривой $q(V)$ имеется еще одна характерная и очень важная точка, точка так называемой оптимальной производительности, соответствующая наибольшему к. п. д. Если проанализировать произвольную кривую $q(V)$, для которой $\varepsilon = \text{const}$, то для нее будут справедливы следующие рассуждения.

Из определения понятия к. п. д. следует, что

$$\eta = \frac{\text{полезная работа}}{\text{затраченная работа}} = \frac{W_{\text{п}}}{W_{\text{з}}}$$

Полезная работа заключается в поднятии жидкости с расходом q на высоту $L - h$, так что

$$W_{\text{п}} = q \cdot \rho \cdot g \cdot (L - h)$$

Затраченная работа - это работа газа, расход которого, приведенный к стандартным условиям, равен V . Полагая, что процесс расширения газа изотермический, на основании законов термодинамики идеальных газов можем записать

$$W_{\text{з}} = V \cdot P_0 \cdot \ln \frac{P_1 + P_0}{P_2 + P_0}$$

Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Подставляя выражения для W_p и W_z , получим

$$\eta = \frac{q \cdot \rho \cdot g \cdot (L - h)}{V \cdot P_0 \cdot \ln \frac{P_1 + P_0}{P_2 + P_0}}$$

В формуле все величины, кроме q и V , постоянны, так как рассматривается одна кривая $q(V)$, для которой $\varepsilon = \text{const}$. Следовательно, для данной кривой

$$\eta = \frac{q}{V} \cdot C$$

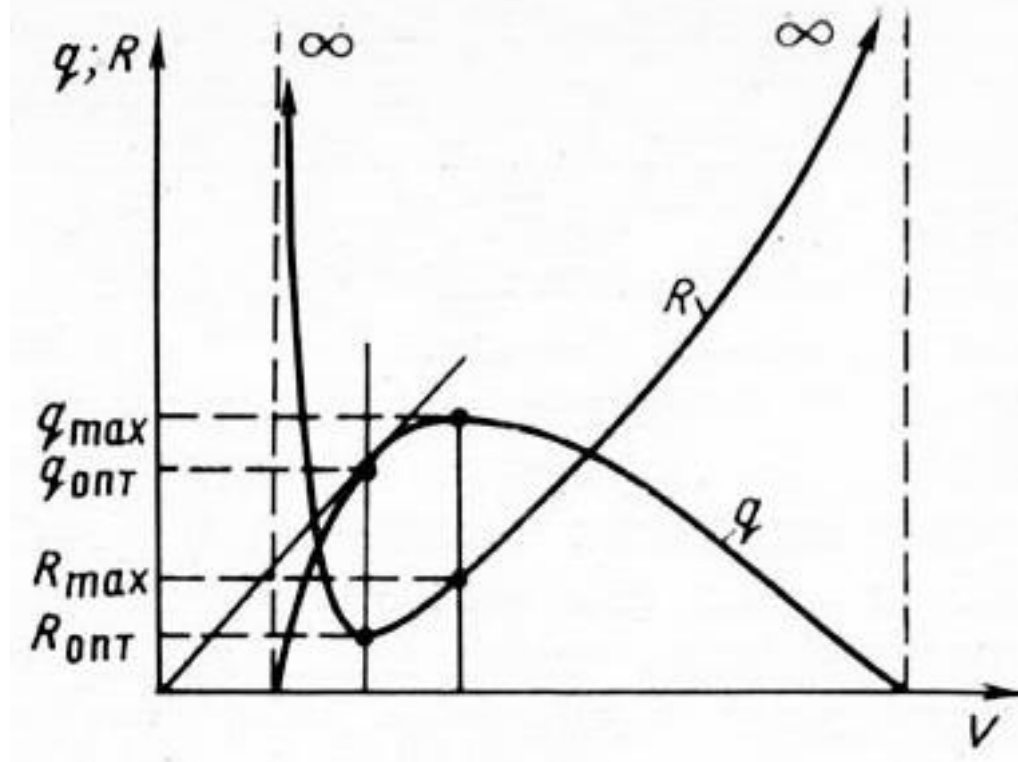
где C - константа. Поэтому к. п. д. будет иметь максимальное значение в той точке, в которой отношение q/V максимально. Но $q/V = \text{tg}\phi$, так как q - ордината, V - абсцисса, ϕ - угол наклона прямой, проведенной из начала координат через данную точку (q, V) . Только для касательной $\text{tg}\phi$ будет иметь максимальное значение, так как только для нее угол ϕ максимален. Поэтому в точке касания прямой, проведенной из начала координат с кривой $q(V)$, получаются такой дебит q и такой расход газа V , при которых к. п. д. процесса будет наибольшим. Расход q при максимальном к. п. д. называют оптимальным дебитом **$q_{\text{опт}}$** .

Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Понятие об удельном расходе газа

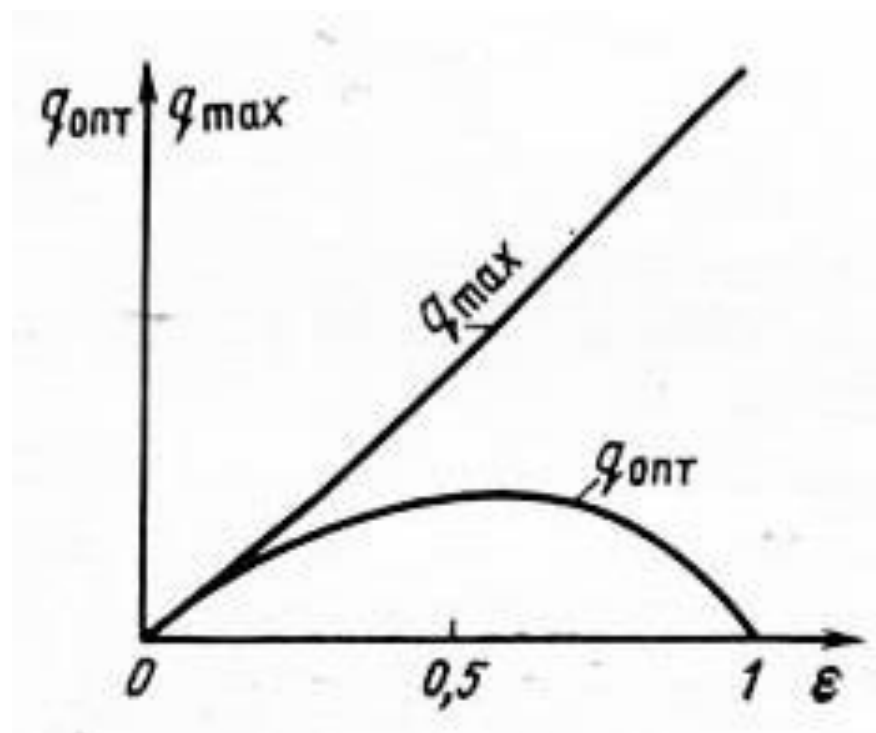
Удельным расходом газа называют отношение

$$\frac{V}{q} = R$$



Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

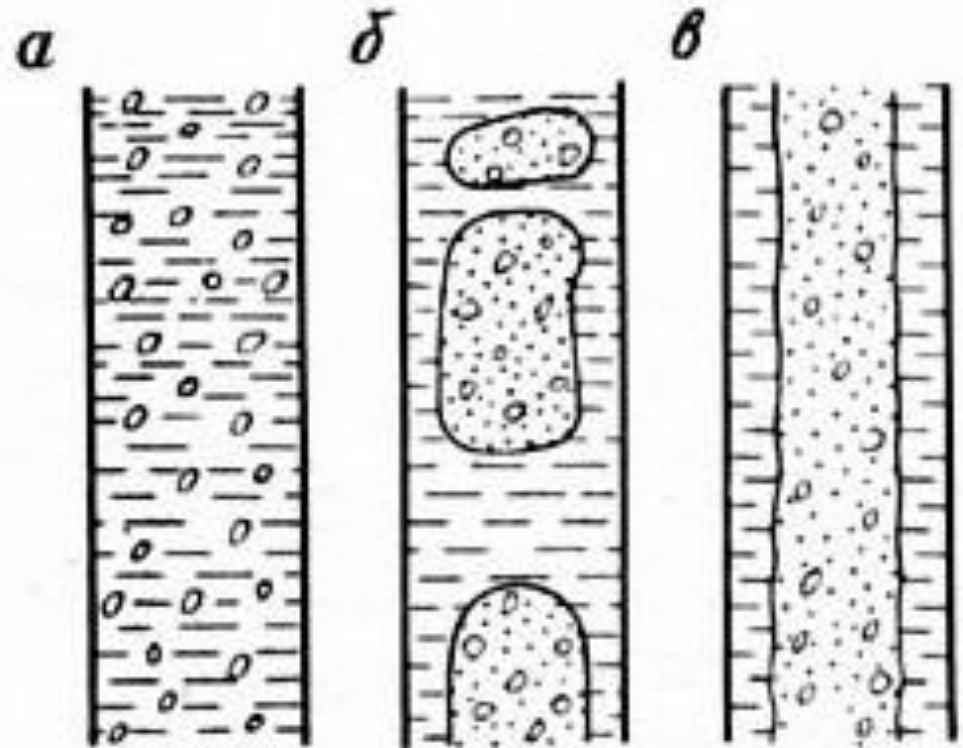
**Зависимость оптимальной и максимальной подач
от относительного погружения**



Физика процесса движения ГЖС в вертикальной трубе

Структура потока ГЖС в вертикальной трубе

1. Эмульсионная;
2. Четочная
3. Стержневая



Плотность газожидкостной смеси

Через данное сечение трубы при движении по ней ГЖС проходит некоторое количество газа и жидкости. Можно представить, что все газовые пузырьки занимают в сечении трубы суммарную площадь f_g , а жидкость - остающуюся площадь в том же сечении - $f_{ж}$



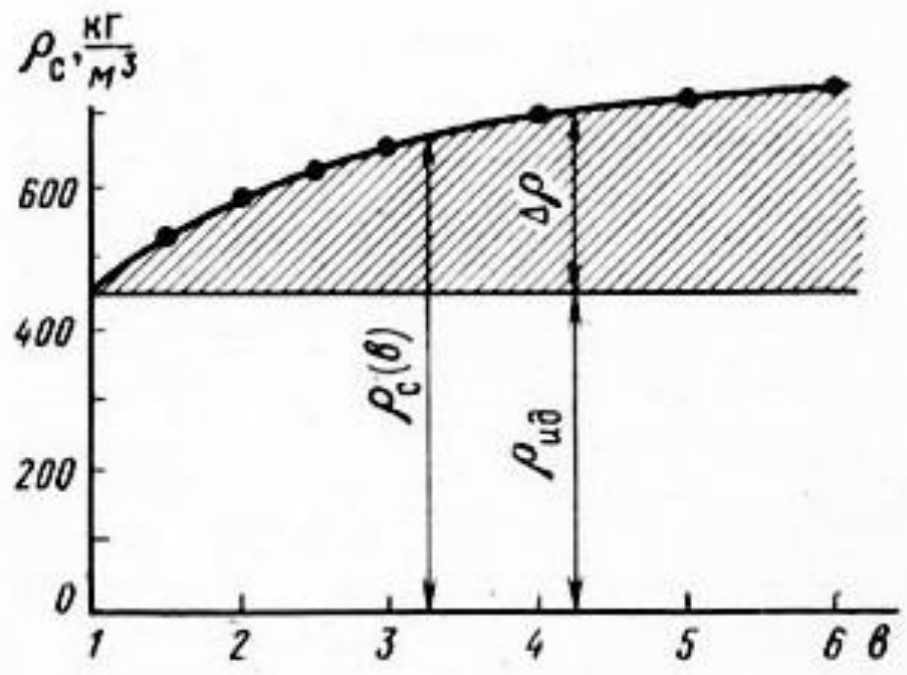
$$f_g + f_{ж} = f$$

$$\rho_c = \rho_{ж} \frac{f_{ж}}{f} + \rho_g \cdot \frac{f_g}{f}$$

$$\rho_c = \rho_{ж} \cdot (1 - \varphi) + \rho_g \cdot \varphi$$

Плотность газожидкостной смеси

Рис. 7.9. Изменение плотности ГЖС в результате скользящего газа



Расходное газосодержание

$$\beta = \frac{V}{V + q}$$

Истинное газосодержание

$$\varphi = \frac{f_r}{f}$$

Плотность реальной смеси

$$\rho_c = \rho_{и} + \Delta\rho$$

$$\rho_c = \rho_{ж} \cdot \frac{1}{r+1} + \rho_r \cdot \frac{r}{r+1} = \rho_{и}$$

$$\Delta\rho = (\rho_{ж} - \rho_r) \frac{r \cdot (b-1)}{(r+b) \cdot (r+1)}$$

Плотность газожидкостной смеси

$$\varphi = \beta \cdot \frac{r + 1}{r + b} \quad \varphi = \frac{\beta}{\beta + b \cdot (1 - \beta)}$$

$$r = \frac{\beta}{1 - \beta} \quad b = \frac{\beta \cdot (1 - \varphi)}{\varphi \cdot (1 - \beta)}$$

$$\Delta\rho = (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) \cdot (\beta - \varphi)$$

$$\rho_{\text{и}} = \rho_{\text{ж}} \cdot (1 - \beta) + \rho_{\text{г}} \cdot \beta$$

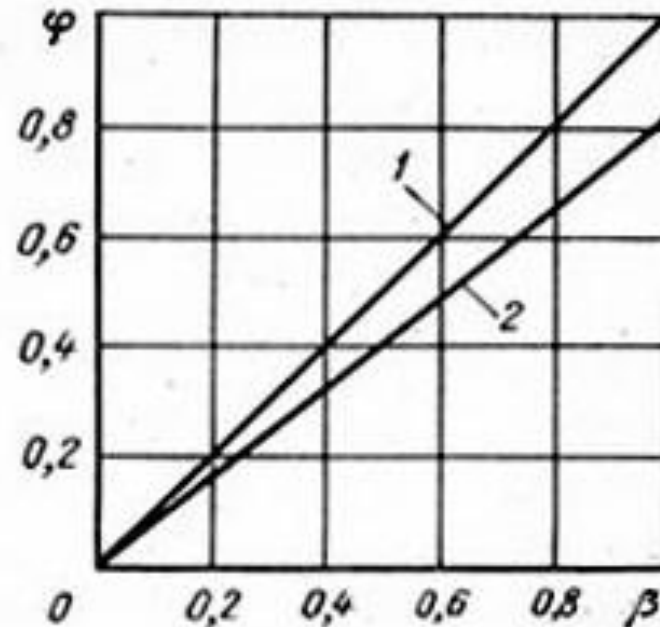


Рис. 7. 10. Зависимость φ от β при
отсутствии скольжения газа
($\beta = \varphi$, линия 1) и при скольжении ($\varphi < \beta$, линия 2)

Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование скважин происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

$$P_c = P_g + P_{тр} + P_y$$

где P_c - давление на забое скважины; P_g , $P_{тр}$, P_y - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье, соответственно.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, - артезианское фонтанирование;
- фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование, - наиболее распространенный способ фонтанирования.

Фонтанная эксплуатация скважин

Артезианское фонтанирование

Теоретическое описание процесса артезианского фонтанирования практически не отличается от расчета движения однородной жидкости по трубе. Давление на забое скважины P_c при фонтанировании определяется уравнением, в котором гидростатическое давление столба жидкости благодаря постоянству плотности жидкости определяются простым соотношением

$$P_{\Gamma} = \bar{\rho} \cdot g \cdot H$$

где ρ - средняя плотность жидкости в скважине; H - расстояние по вертикали между забоем (обычно серединой интервала перфорации) и устьем скважины.

Для наклонных скважин

$$H = L \cdot \cos \alpha \qquad H = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta L_i \cdot \cos \alpha_i$$

При движении жидкости по НКТ она охлаждается и ее плотность немного изменяется. Поэтому необходимо в расчетах принимать среднюю плотность

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_c + \rho_y}{2}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

$$\rho_c = (\rho_n)_c \cdot (1 - n) + (\rho_v)_c \cdot n$$

$$\rho_y = (\rho_n)_y \cdot (1 - n) + (\rho_v)_y \cdot n$$

Потери давления на трение $P_{тр}$ определяются по обычным формулам трубной гидравлики, а именно

$$P_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \frac{C_{ж}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g$$

Скорость жидкости в НКТ $C_{ж}$ определяется обычно через объемный коэффициент жидкости и ее плотность для средних термодинамических условий в НКТ:

$$C_{ж} = \left(\frac{Q_n \cdot b_n}{\rho_n} + \frac{Q_v \cdot b_v}{\rho_v} \right) \cdot \frac{1}{f}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

Коэффициент сопротивления λ зависит от режима течения. Установлено, что при **Re < 1200** течение ламинарное, при **Re > 2500** - турбулентное и при **1200 < Re < 2500** - так называемая переходная зона. При ламинарном движении

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

При турбулентном движении:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

Для переходной зоны имеется много различных аппроксимирующих формул. Достаточно надежные результаты для λ получаются по формуле

$$\lambda = \frac{0,342}{Re^{0,21}}$$

Как известно, приток жидкости из пласта в скважину может быть определен общим уравнением притока

$$Q = K \cdot (P_{пл} - P_c)^n$$

$$P_c = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление, определяющее такой приток жидкости, который фонтанные трубы будут в состоянии пропустить при данной глубине скважины, противодавлении на устье, диаметре труб и т. д. Для определения этого притока имеем соотношение

$$P_r + P_{тр} + P_y = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}$$

$$A = P_r + f(Q)$$

$$B = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}$$

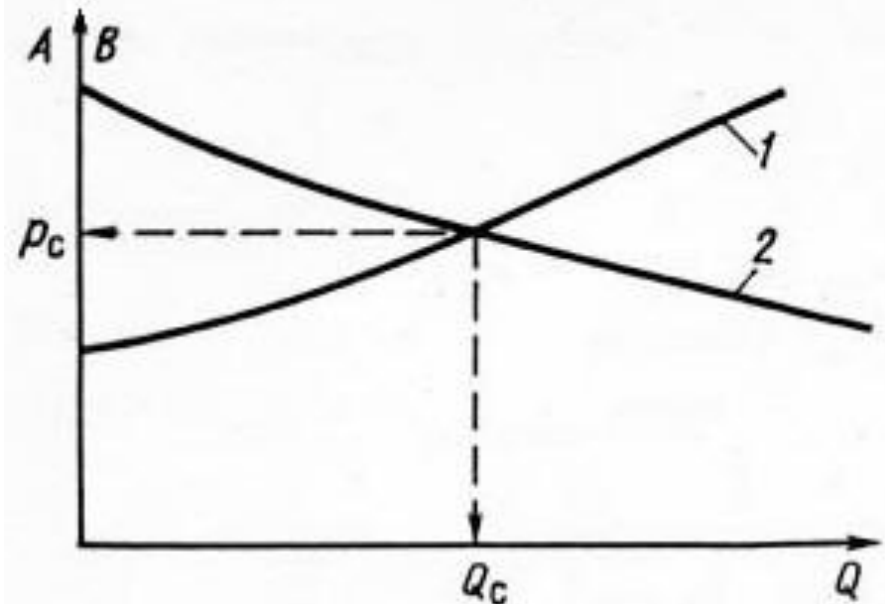


Рис. 8.1. Совместное решение уравнения работы подъемника $A(Q)$ и уравнения притока жидкости из пласта в скважину $B(Q)$

Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование за счет энергии газа

Это наиболее распространенный способ фонтанирования нефтяных скважин. При артезианском фонтанировании в фонтанных трубах движется негазированная жидкость (нефть), поэтому, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба такой жидкости, забойное давление должно быть достаточно высоким.

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление. При движении жидкости по НКТ от забоя к устью давление уменьшается, и на некоторой высоте оно становится равным давлению насыщения $P_{\text{нас}}$, а выше - ниже давления насыщения., диаметре труб и т. д. Для определения этого притока имеем соотношение

$$P_c = h \cdot \rho \cdot g + P_z + (H - h) \cdot \rho_r \cdot g$$

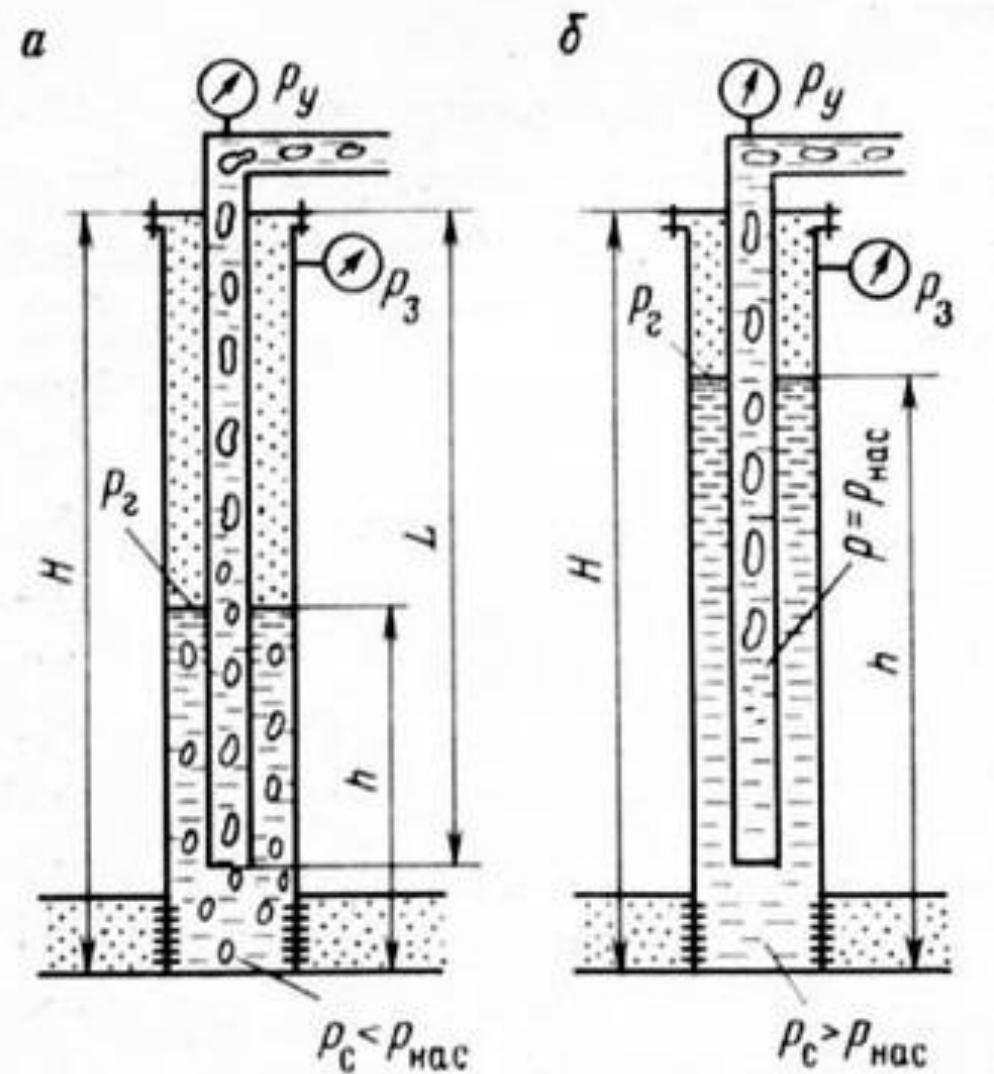
Фонтанная эксплуатация скважин

$$P_c = P_6 + P$$

$$\Delta P = (H - h) \cdot \rho_r \cdot g$$

Рис. 8.2. Схема скважин при фонтанировании

а - при давлении на забое меньше давления насыщения ($P_c < P_{\text{нас}}$);
б - при давлении на забое больше давления насыщения ($P_c > P_{\text{нас}}$)



Фонтанная эксплуатация скважин

Условие фонтанирования

$$w_1 = 1 \text{ м}^3 \rho \cdot g \cdot \left(\frac{P_c P_o}{\rho \cdot g} \right) = 1 \text{ м}^3 (P_c - P_o), \text{ [Дж]}$$

Следуя рассуждениям А. П. Крылова, будем считать, что с каждым 1 м³ нефти на забой поступает Γ_o кубических метров газа, приведенных к нормальным условиям. Растворимостью газа в первом приближении пренебрегаем. Возможная работа этого газа при изотермическом его расширении будет равна

$$w_2 = \Gamma_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_c}{P_o}, \text{ [Дж]}$$

Общее количество энергии, поступающей на забой с каждым кубическим метром нефти будет равно

$$W_1 = w_1 + w_2 = P_c - P_o + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_c}{P_o}, \text{ [Дж]}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

На устье скважины всегда есть некоторое противодавление P_y , то поток ГЖС, покидая устье, уносит с собой некоторое количество энергии. Количество уносимой энергии можно определить так:

$$W_2 = P_y - P_o + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_y}{P_o}$$

Количество энергии, поступающей из пласта и затраченной в самой скважине в процессе подъема жидкости от забоя до устья, W_{π} будет равно разности $W_1 - W_2$, т. е.

$$W_{\pi} = W_1 - W_2 = P_c - P_y + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_c}{P_y}$$

Количество энергии, минимально необходимое для фонтанирования, по аналогии, будет равно

$$W_{\pi} = P_c - P_y + R_{\text{опт}} \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_c}{P_y}$$

$$W_{\pi} \geq W_{\pi}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

Откуда следует: $\Gamma_o \geq R_{\text{опт}}$

т. е. если из пласта поступает газа больше или столько, сколько нужно для подъема 1 м³ жидкости на режиме наивысшего к. и. д., то фонтанирование возможно.

На основании экспериментальных исследований и теоретической обработки результатов А. П. Крыловым получены формулы для определения удельного расхода газа R_{max} при работе газожидкостного подъемника на режиме максимальной подачи Q_{max} . Эта формула имеет вид

$$R_{\text{max}} = \frac{2,769 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \ln(P_c/P_y)}$$

$$R_{\text{опт}} = \frac{2,769 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \ln(P_c/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)$$

Фонтанная эксплуатация скважин

С учетом растворимости газа условие фонтанирования теперь запишется так:

$$\Gamma_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}}$$

или в развернутом виде

$$\begin{aligned} \Gamma_o - \alpha \cdot \left[\frac{P_c + P_y}{2} - P_o \right] \cdot (1 - n) &\geq \\ &\geq \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \text{Ln}(P_c/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right) \end{aligned}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

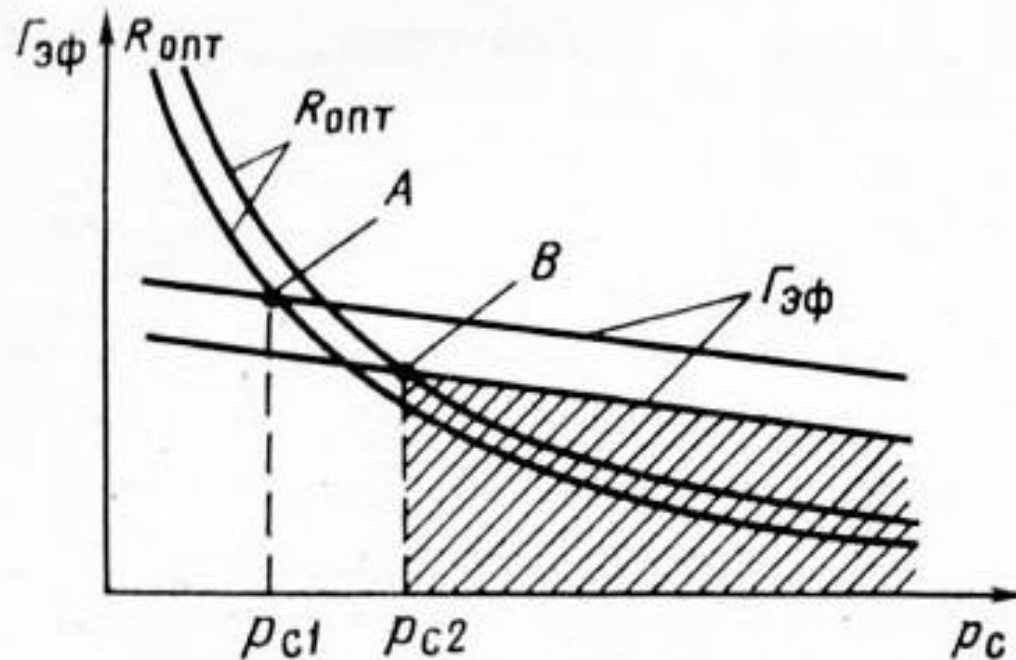


Рис. 8.3. Графоаналитическое решение уравнения при определении минимального давления фонтанирования при разных обводненностях продукции скважин

Фонтанная эксплуатация скважин

Глубина начала выделения газа в фонтанных трубах $L_{\text{нас}}$ может быть определена из соотношения, которое перепишем следующим образом

$$\Gamma_{\text{эф}} = \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L_{\text{нас}}^2}{d^{0,5} \cdot (P_{\text{нас}} - P_y) \cdot \ln(P_{\text{нас}}/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{нас}} - P_y}{\rho \cdot g \cdot L_{\text{нас}}} \right)$$

$$L_{\text{нас}} = \frac{P_{\text{нас}} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g} + \sqrt{\left(\frac{P_{\text{нас}} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g} \right)^2 + \Gamma_{\text{эф}} \frac{d^{0,5} \cdot (P_{\text{нас}} - P_y)}{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2} \cdot \ln \frac{P_{\text{нас}}}{P_y}}$$

Определив глубину $L_{\text{нас}}$, на которой должно (по расчету) существовать давление $P_{\text{нас}}$, можно определить минимальное давление фонтанирования на забое скважины P_c , прибавив к давлению $P_{\text{нас}}$ гидростатическое давление столба жидкости от глубины $L_{\text{нас}}$ до забоя H ,

$$P_c = P_{\text{нас}} + (H - L_{\text{нас}}) \cdot \rho \cdot g$$

Фонтанная эксплуатация скважин

Работа вблизи точки $q_{\text{опт}}$ характеризуется некоторой неустойчивостью, проявляющейся в пульсации работы фонтанного подъемника. Это объясняется тем, что небольшим случайным изменениям расхода газа соответствуют значительные изменения дебита ($dq / dV > 0$).

Это послужило основанием А. П. Крылову рекомендовать для практического использования простые формулы для определения подачи газожидкостного подъемника для этих основных двух режимов работы:

$$q_{\text{max}} = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]$$

$$q_{\text{опт}} = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right) \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]$$

Формулы можно решить относительно диаметра d

Фонтанная эксплуатация скважин

$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\max}}{55} \cdot \left(\frac{\rho \cdot g \cdot L}{P_6 - P_y} \right)^{1,5}} \quad [\text{м}]$$

$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\text{опт}}}{55} \cdot \left(\frac{\rho \cdot g \cdot L}{P_6 - P_y} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{-1}} \quad [\text{м}]$$

$$q_n = K \cdot (P_{\text{пл}} - P_c)^n \quad P_c = P_6 + (H - L) \cdot \rho \cdot g$$

$$q_n = K \cdot [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L) \cdot \rho \cdot g]^n = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5}$$

$$q_n = K \cdot [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L) \cdot \rho \cdot g]^n = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)$$

Фонтанная эксплуатация скважин

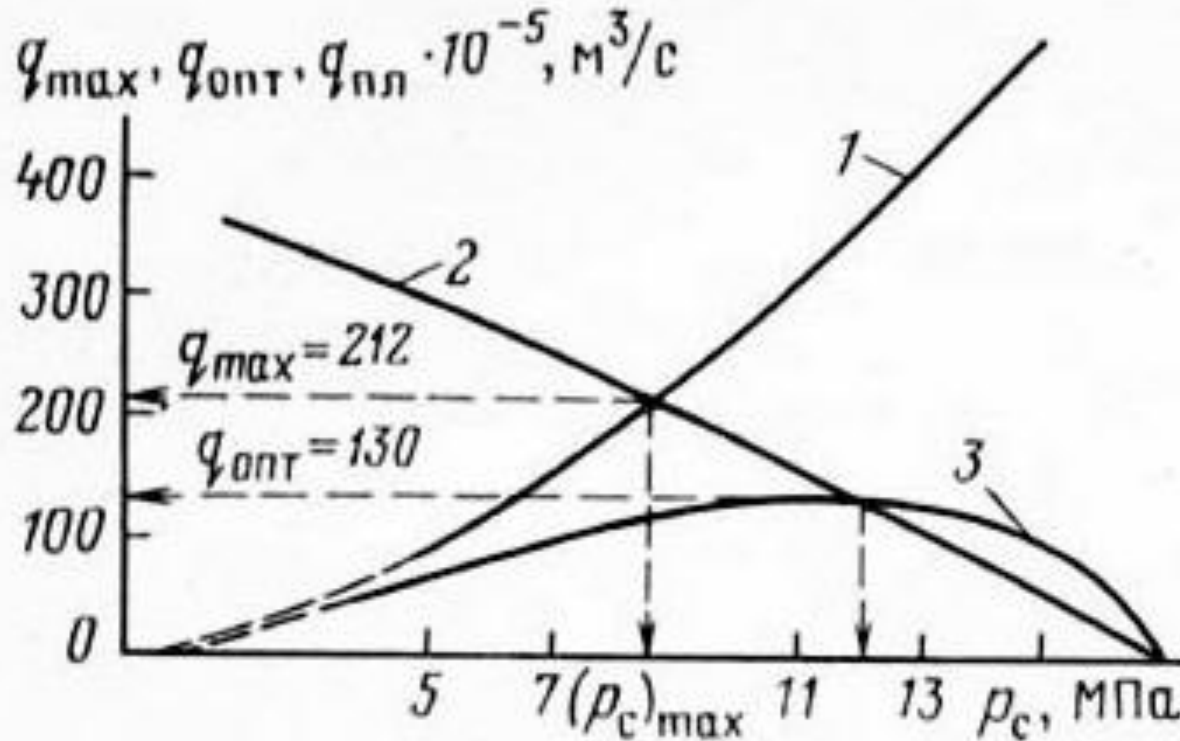


Рис. 8.4. Графоаналитическое определение условий совместной работы пласта и газожидкостного подъемника: 1 - зависимость подачи подъемника от давления у башмака Рб на режиме максимальной производительности; 2 - зависимость притока от давления Рб; 3 - зависимость подачи подъемника от Рб на режиме оптимальной производительности

Фонтанная эксплуатация скважин

$$P_y = P_{\text{нас}} - \sum_{i=1}^n \Delta P_i$$

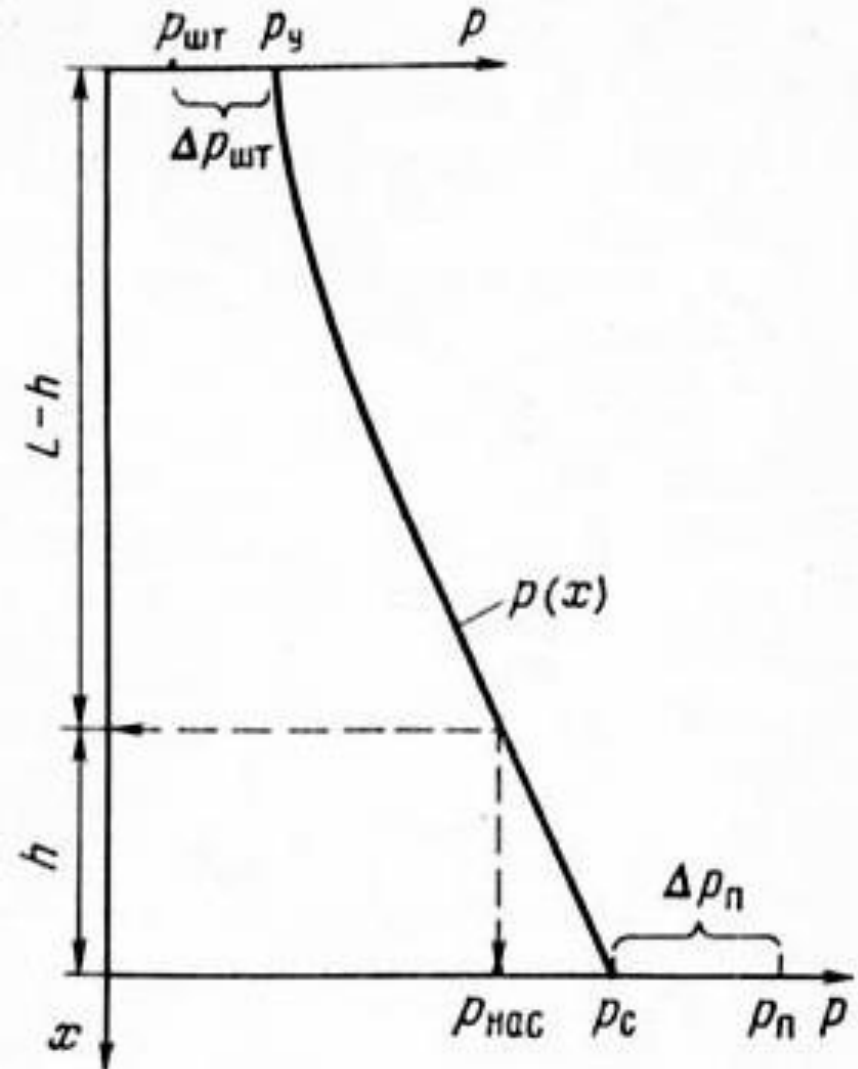
$$P_c = P_r + P_{\text{тр}} + P_{\text{нас}}$$

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{h}{d} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g$$

$$P_r = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h$$

$$h = \frac{P_c - P_{\text{нас}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot \left(1 + \lambda \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g \cdot d} \right)}$$

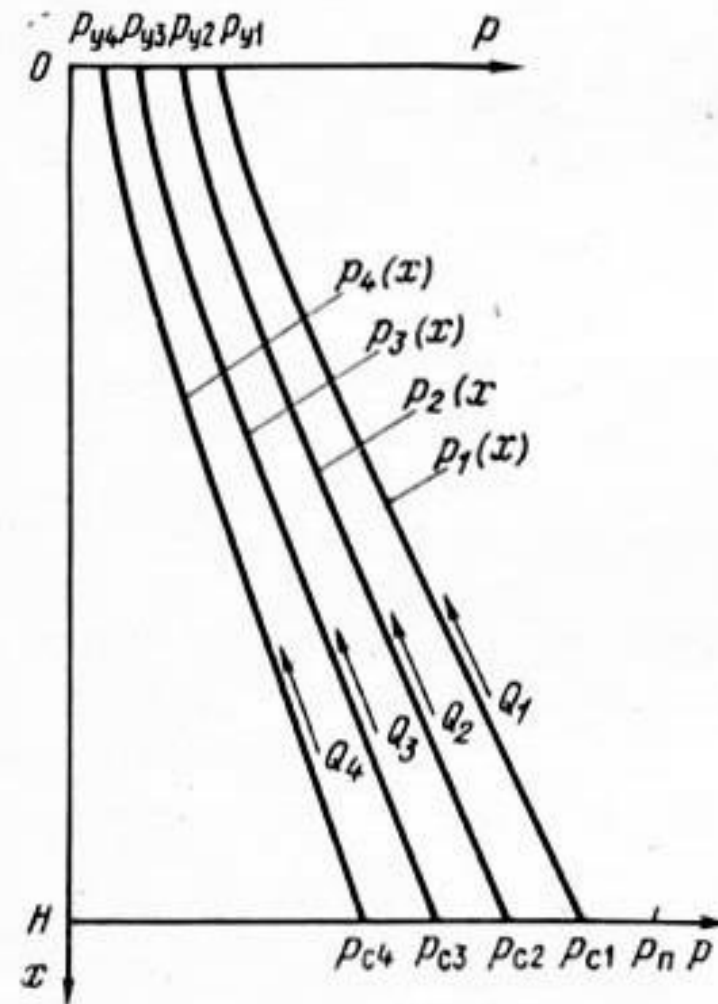
Рис. 8.5. Построение кривой распределения давления в фонтанных трубах по методу “снизу вверх” и определение давления на устье



Фонтанная эксплуатация скважин

$$\begin{cases} P_{c1} > P_{c2} > P_{c3} > \square > P_{ci} \\ Q_1 < Q_2 < Q_3 < \square < Q_i \\ P_{y1} > P_{y2} > P_{y3} > \square > P_{yi} \end{cases}$$

Рис. 8.6. Кривые распределения давления в фонтанном подъемнике при нескольких (четырех) режимах работы



Фонтанная эксплуатация скважин

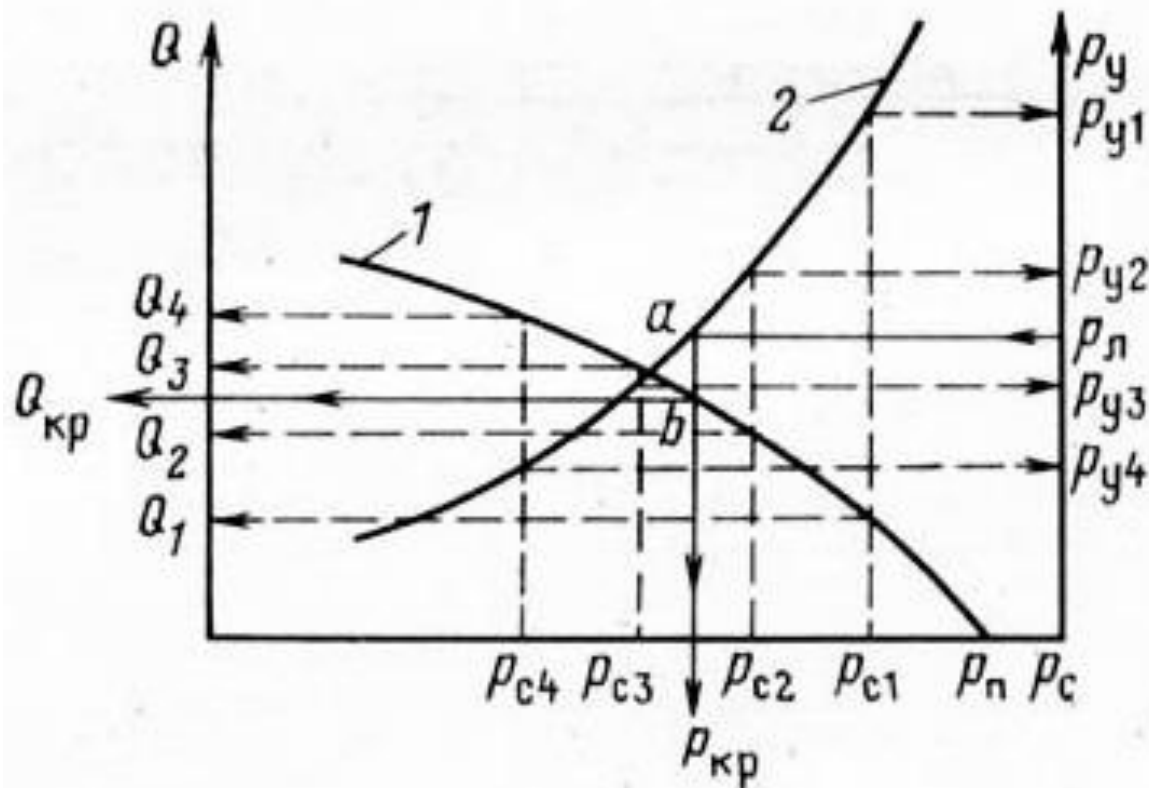


Рис. 8.7. Согласование индикаторной линии (1) с зависимостью устьевого давления p_u от давления на забое скважины p_c (2).

Точки а - b разделяют возможные и невозможные режимы фонтанирования

Фонтанная эксплуатация скважин

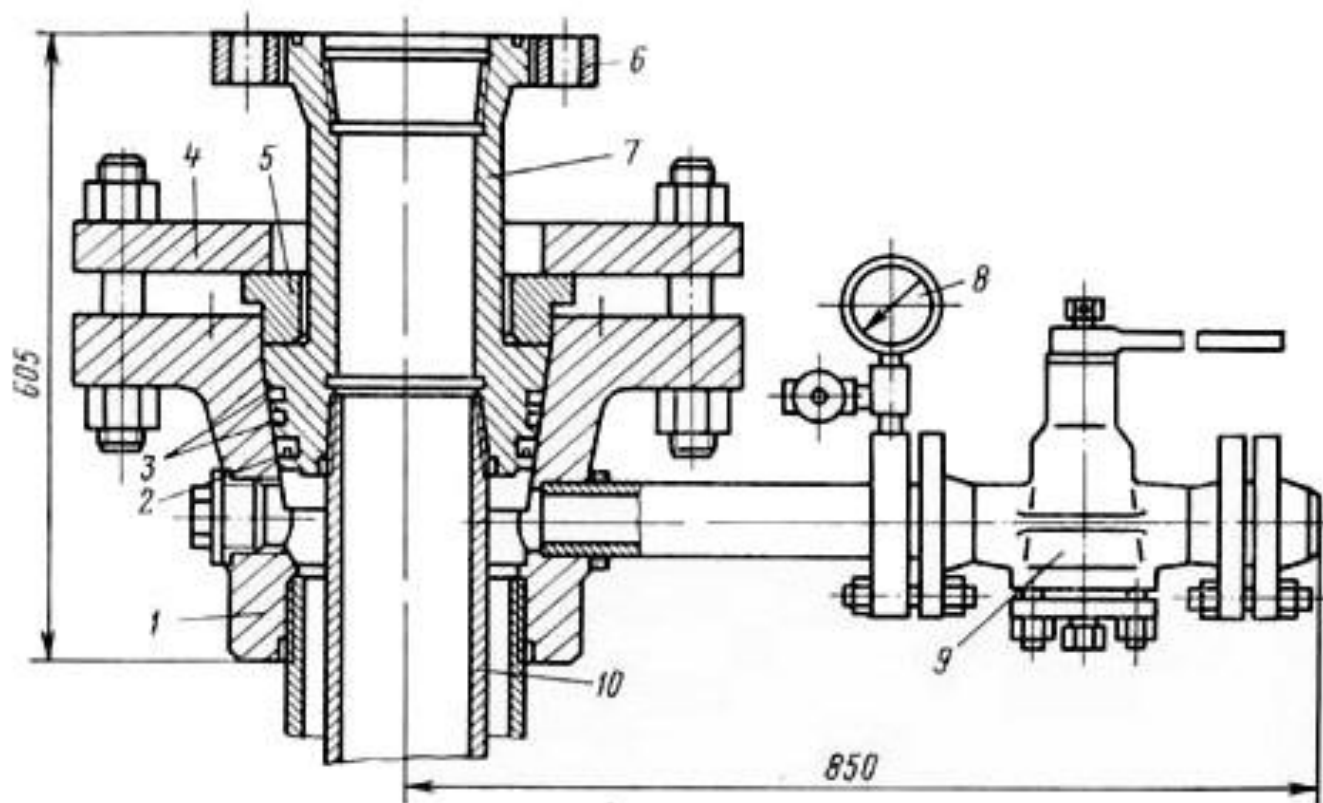


Рис. 8.8. Конструкция простейшей колонной головки для одной обсадной колонны

Фонтанная эксплуатация скважин

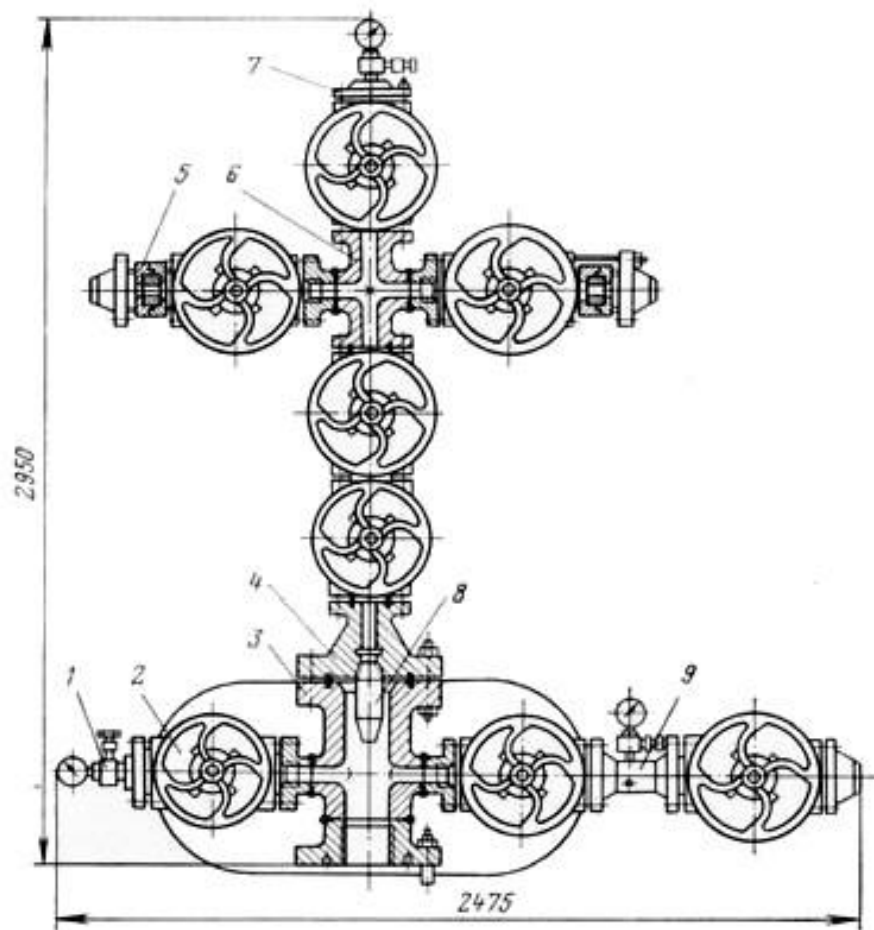
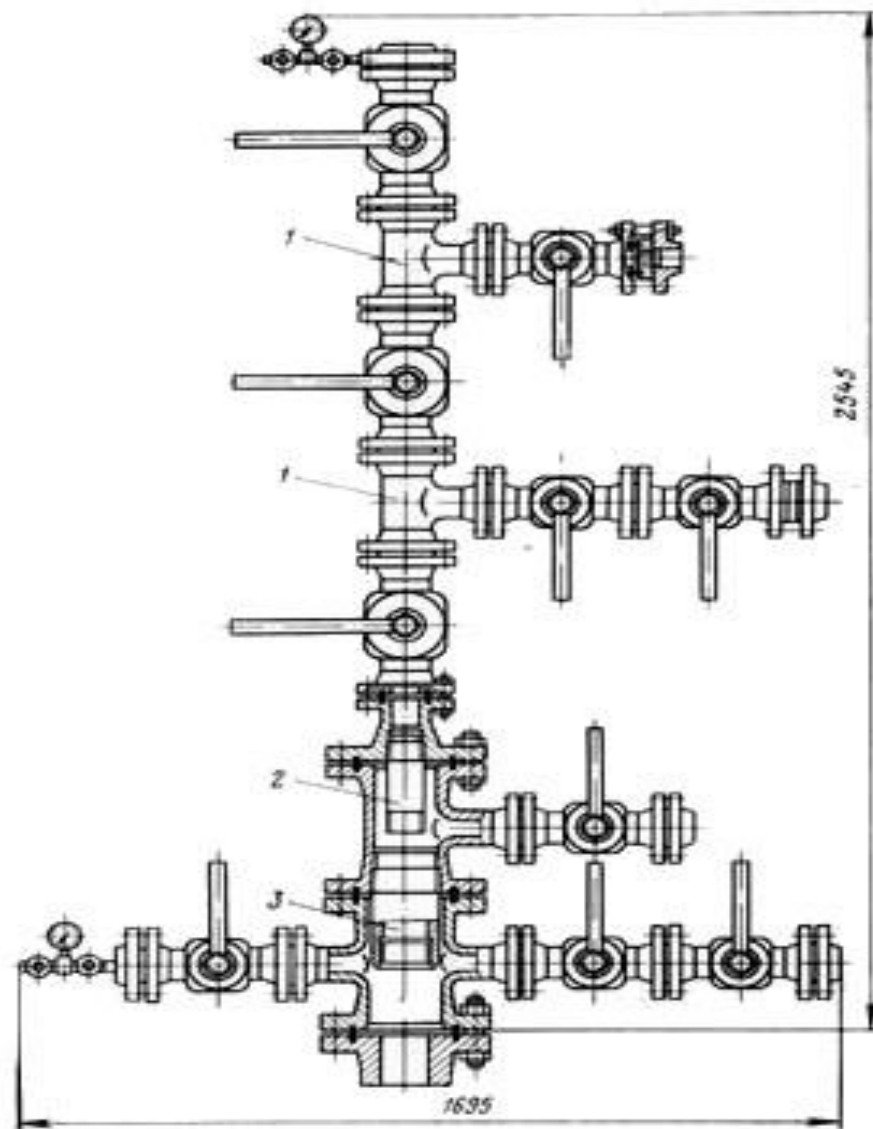


Рис. 8.9. Фонтанная крестовая арматура (4АФК-50-700) высокого давления (70 МПа) для однорядного подъемника: 1 - вентиль, 2 - задвижка, 3 - крестовина, 4 - катушка для подвески НКТ, 5 - штуцер, 6 - крестовины ёлки, 7 - буфер, 8 - патрубок для подвески НКТ, 9 - катушка

Фонтанная эксплуатация скважин

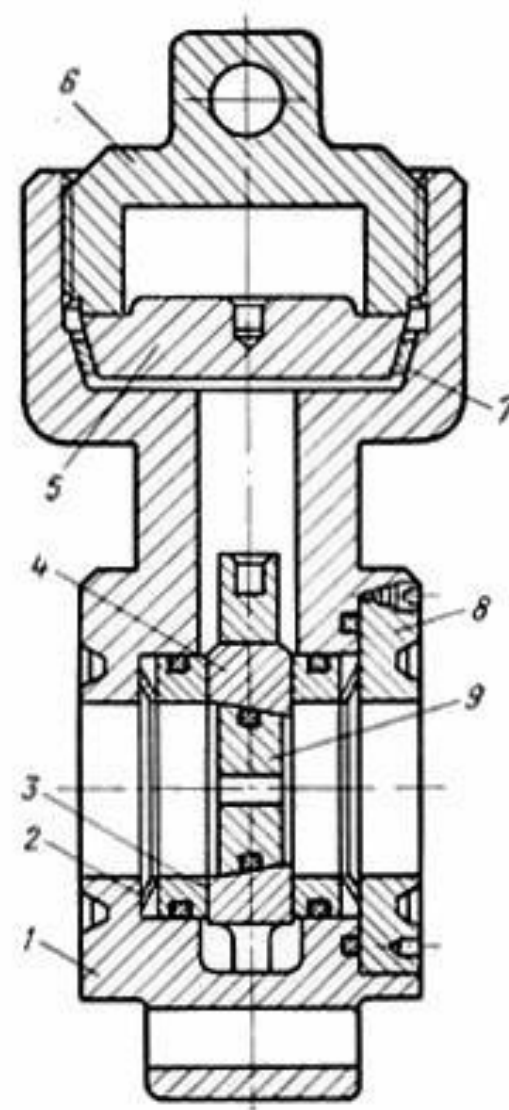
Рис. 8.10. Фонтанная тройниковая арматура кранового типа для подвески двух рядов НКТ (2АФТ-60 х 40 х КрЛ-125): 1 - тройник; 2 - патрубок для подвески второго ряда НКТ; 3 - патрубок для подвески первого ряда НКТ



Фонтанная эксплуатация скважин

Рис. 8.11. Штуцер быстросменный для фонтанной арматуры высокого давления (ЩБА-50-700):

1 - корпус, 2 - тарельчатая пружина, 3 - боковое седло, 4 - обойма, 5 - крышка, 6 - нажимная гайка, 7 - прокладка, 8 - гайка боковая. 9 - штуцерная металлокерамическая втулка



Фонтанная эксплуатация скважин

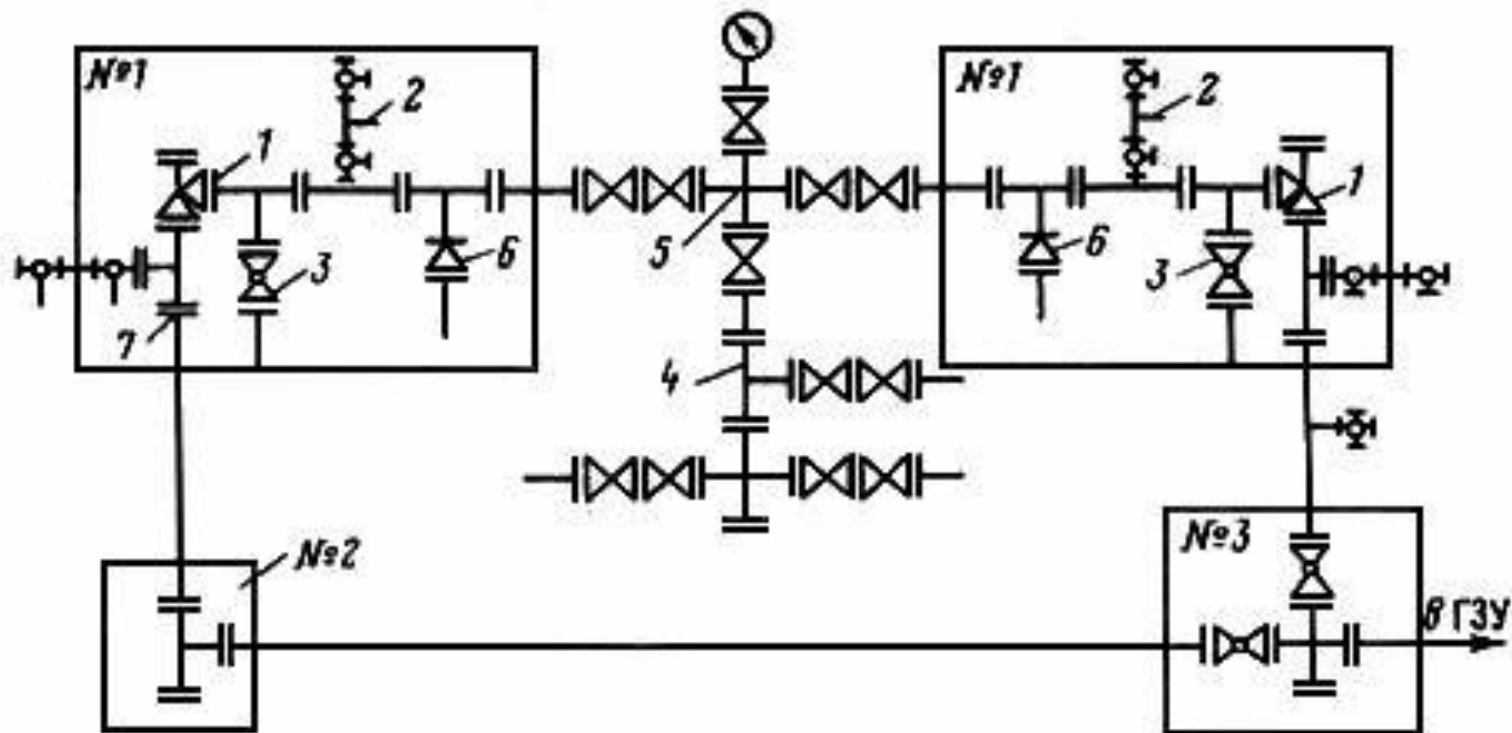


Рис. 8.12. Схема обвязки крестовой фонтанной арматуры

Фонтанная эксплуатация скважин

Регулирование работы фонтанных скважин

Регулировочные кривые служат одним из оснований для установления технологической нормы добычи из данной скважины и режима ее постоянной работы:

- недопущение забойного давления P_c ниже давления насыщения $P_{нас}$ или некоторой его доли $P_c > 0,75 \cdot P_{нас}$;
- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору или его значению, не превышающему определенную величину;
- установление режима, соответствующего недопущению резкого увеличения количества выносимого песка для предотвращения образования каверны в пласте за фильтром скважины;
- установление режима, соответствующего недопущению резкого увеличения процентного содержания воды в продукции скважины;
- недопущение на забое скважины такого давления, при котором может произойти смятие обсадной колонны;

Фонтанная эксплуатация скважин

- недопущение режима, при котором давление на буфере или в межтрубном пространстве достигнет опасных значений с точки зрения прочности и надежности работы арматуры и поверхностного оборудования вообще;
- недопущение режима, при котором давление на буфере скважины может стать ниже давления в выкидном манифольде системы нефтегазосбора;
- недопущение такого режима работы скважины, при котором могут возникать пульсации, приводящие к срыву непрерывного процесса фонтанирования;
- установление такого режима, при котором активным процессом дренирования охватывается наибольшая толщина пласта или наибольшее число продуктивных пропластков. Это устанавливается с помощью снятия профилей притока глубинными дебитомерами на разных режимах работы скважины.

Фонтанная эксплуатация скважин

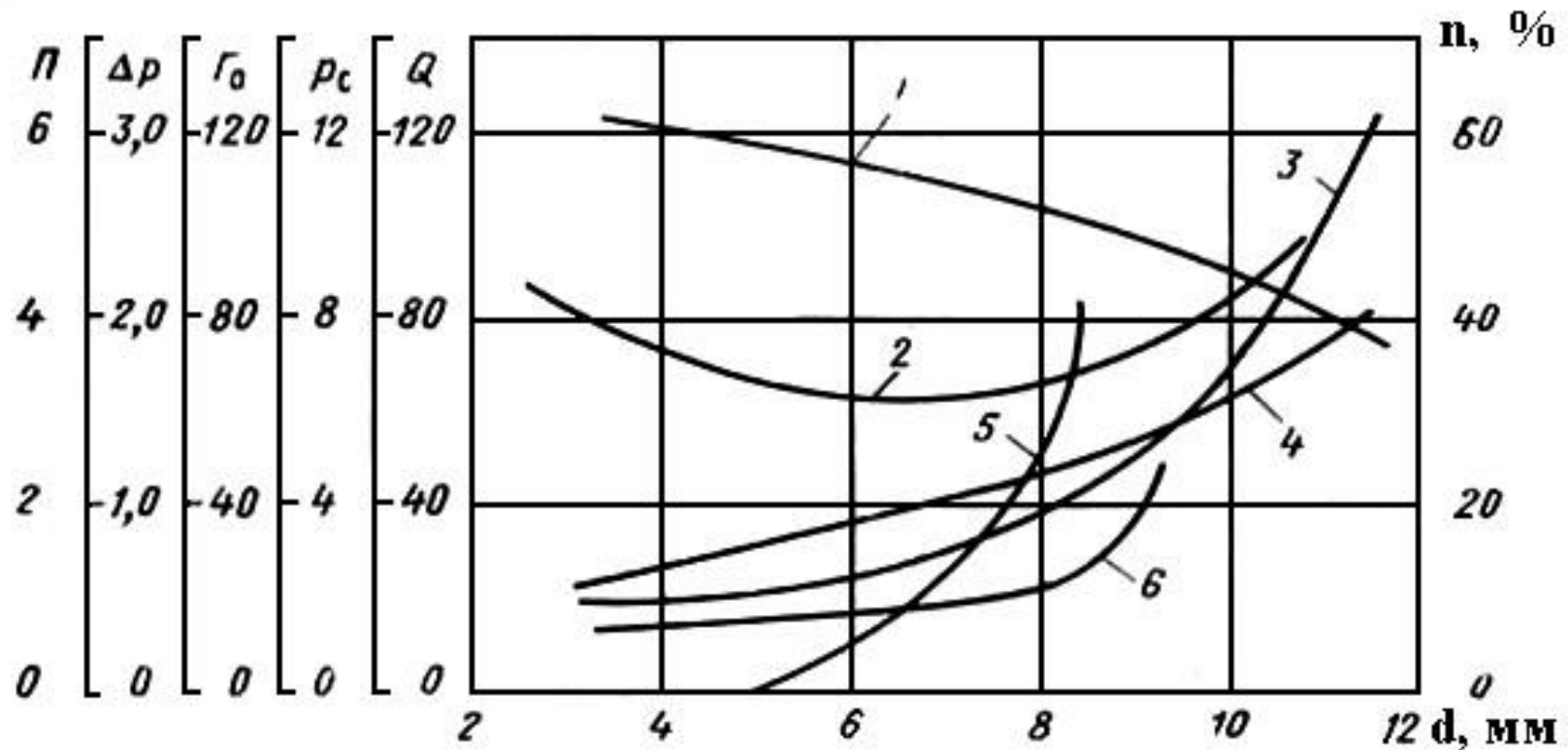


Рис. 8.13. Регулировочные кривые фонтанной скважины: d - диаметр штуцера; 1 - P_c - забойное давление, МПа; 2 - G_0 - газовый фактор, м³/м³; 3 - Q - дебит скважины, м³/сут; 4 - ΔP - депрессия, МПа; 5 - P - содержание песка в жидкости, кг/м³; 6 - n - содержание воды в продукции скважины, %

Фонтанная эксплуатация скважин

Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение

- открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевой арматуры;
- образование асфальтосмолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях;
- пульсация при фонтанировании, могущая привести к преждевременной остановке скважины;
- образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ при эксплуатации неустойчивых пластов, склонных к пескопроявлению;
- отложения солей на забое скважины и внутри НКТ.

Газлифтная эксплуатация скважин

Газлифтная скважина - это по существу та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу. По колонне труб 1 газ с поверхности подается к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность

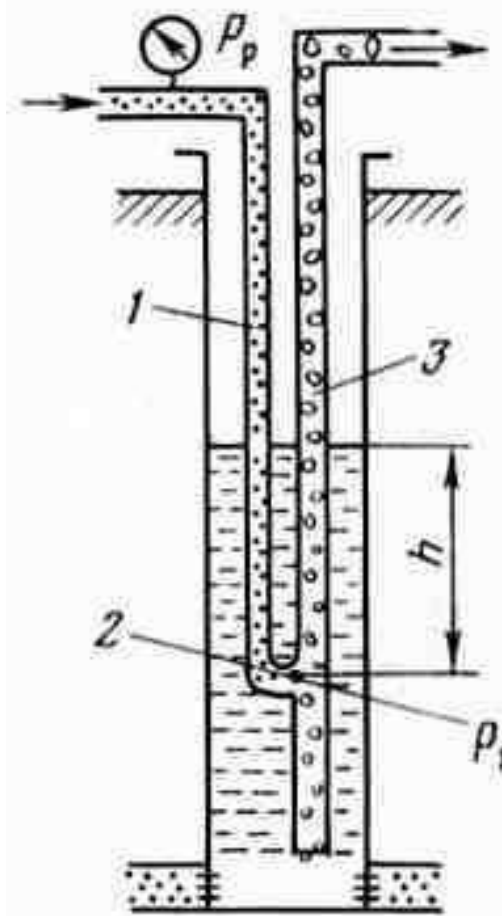


Рис. 9.1 Принципиальная схема газлифта

Газлифтная эксплуатация скважин

Конструкции газлифтных подъемников

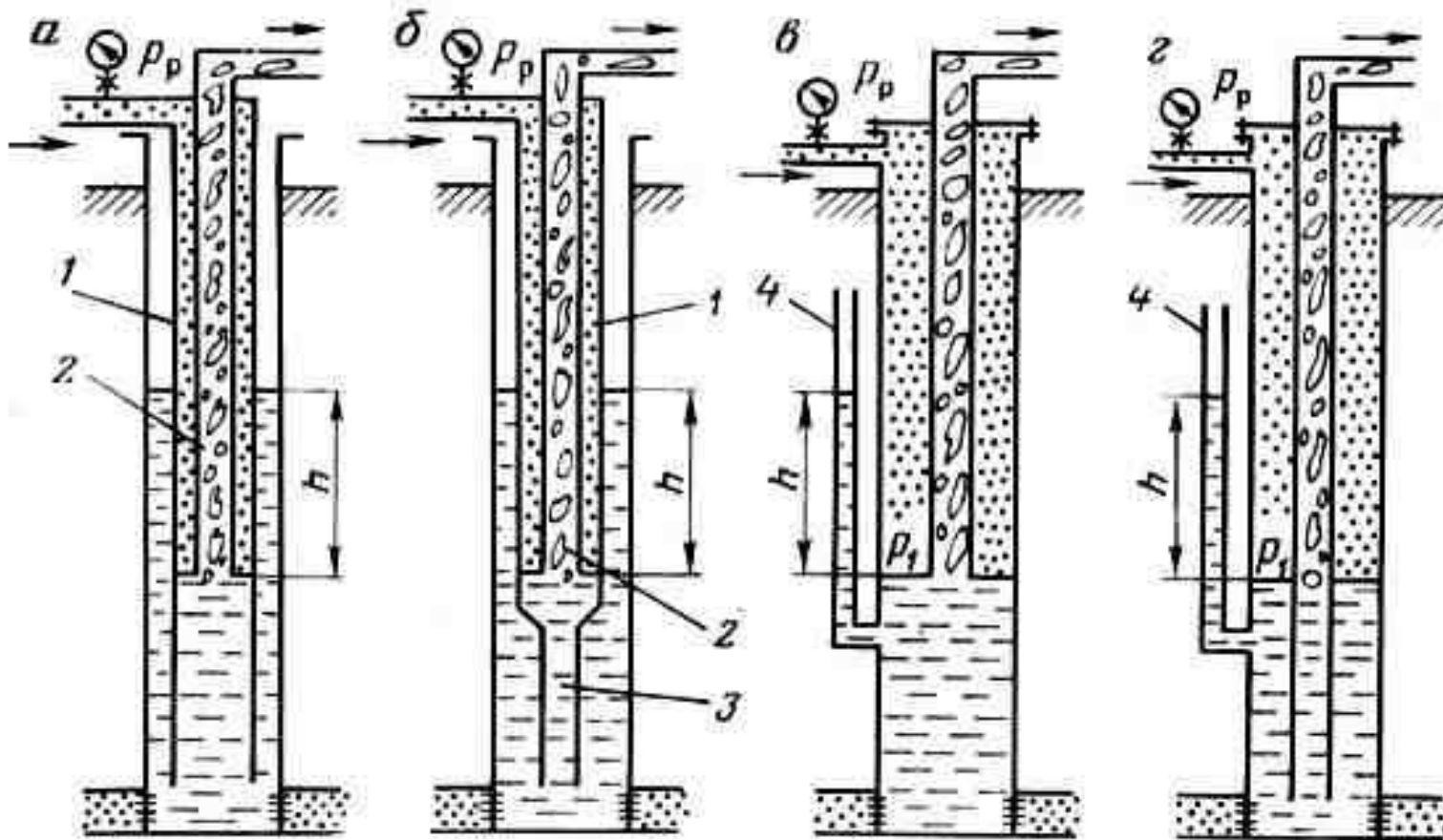


Рис. 9.2. Схема конструкций газлифтных подъемников: а - двухрядный подъемник; б - полутораярядный подъемник; в - однорядный подъемник; г - однорядный подъемник с рабочим отверстием

Газлифтная эксплуатация скважин

Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)

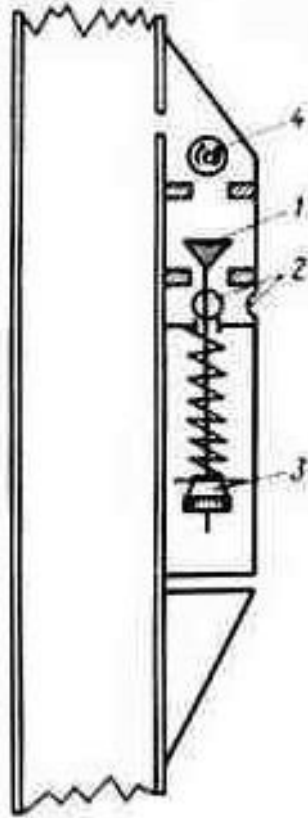


Рис. 9.3. Принципиальная схема концевой клапана: 1 - конический клапан; 2 - рабочее отверстие, 3 - регулировочная головка для изменения натяжения пружин; 4 - шариковый клапан для промывки скважин

Газлифтная эксплуатация скважин

Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)

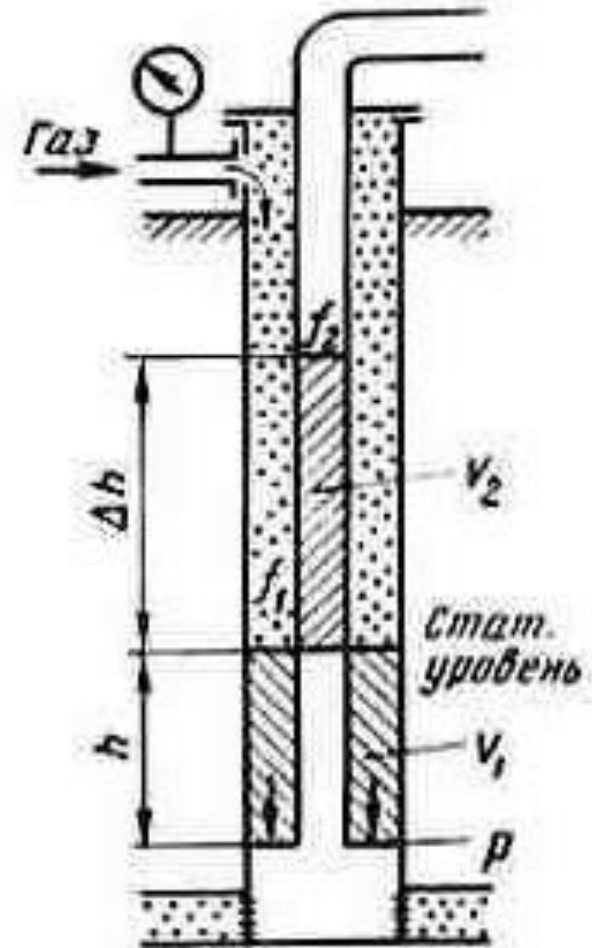
$$V_1 = f_r \cdot h$$

$$V_2 = f_{ж} \cdot \Delta h$$

$$\Delta h = \alpha \cdot h \cdot f_r / f_{ж}$$

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{ж}} \right)$$

Рис. 9.4. Положение уровней жидкости при пуске газлифтной скважины



Газлифтная эксплуатация скважин

Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)

$$(P_{\text{пуск}})_y = P_{\text{пуск}} - \rho_o \cdot \frac{(P_{\text{пуск}} + P_o) \cdot T_o}{P_o \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} \cdot g \cdot L \cdot \cos\varphi$$

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \cdot m$$

$$(P_{\text{пуск}})_ф = h \cdot \rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_{\text{г}}}{f_{\text{ж}}} \right) \cdot \cos\varphi$$

$$\alpha = \left[\frac{(P_{\text{пуск}})_ф}{h \cdot \rho \cdot g \cdot \cos\varphi} - 1 \right] \cdot \frac{f_{\text{ж}}}{f_{\text{г}}}$$

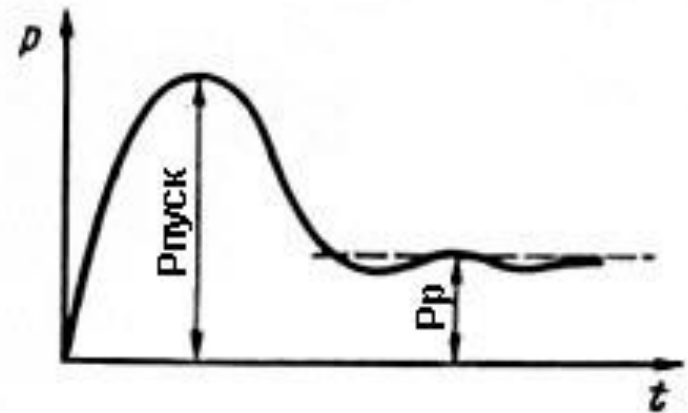


Рис. 9.5. Изменение давления газа на устье при пуске газлифтной скважины

$$\Delta V = V_1 - V_2 = V_1 - \alpha \cdot V_1 = V_1 \cdot (1 - \alpha)$$

Газлифтная эксплуатация скважин

Методы снижения пусковых давлений

- Применение специальных пусковых компрессоров
- Последовательный допуск труб

$$h_1 = \frac{P_k}{\rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{\text{ж}}} \right) \cdot \cos \beta}$$

- Переключение работы подъемника с кольцевой системы на центральную
- Задавка жидкости в пласт
- Применение пусковых отверстий

Рис. 9.5. Изменение давления газа на устье при пуске газлифтной скважины

Газлифтная эксплуатация скважин

Методы снижения пусковых давлений

$$P_k = x_1 \cdot \rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{ж}} \right) \cdot \cos \beta + P_y$$

$$x_1 = \frac{P_k - P_y}{\rho \cdot g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{ж}} \right) \cdot \cos \beta}$$

$$L_1 = S_c + x_1$$

$$P_k = (P_{ol})_{\min} + x_2 \cdot \rho \cdot g \cdot \cos \beta$$

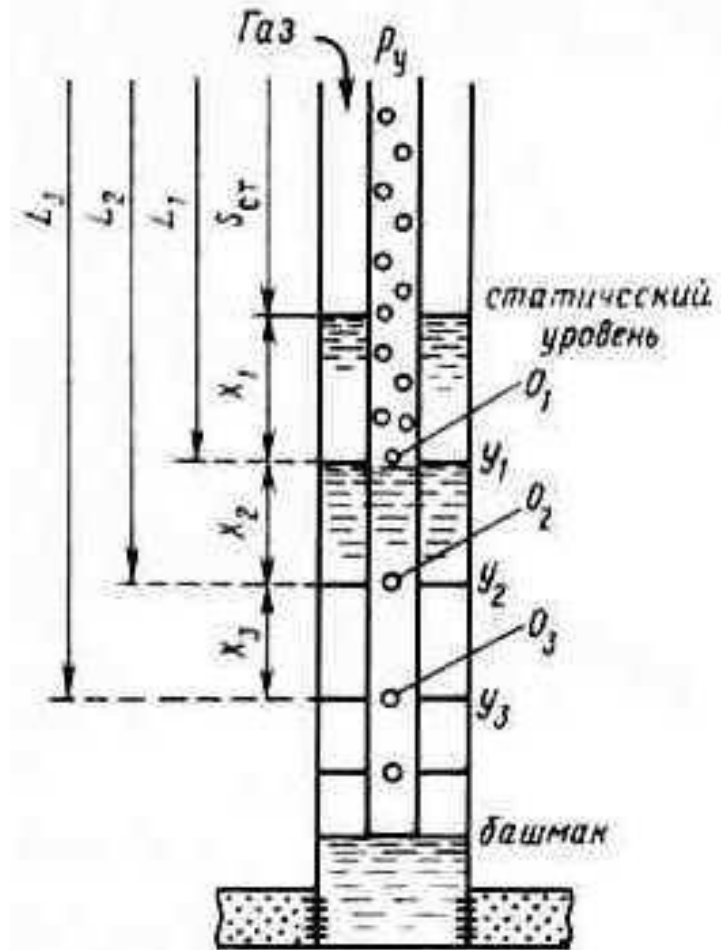


Рис. 9.6. Схема скважины с пусковыми отверстиями

Газлифтная эксплуатация скважин

Методы снижения пусковых давлений

$$x_2 = \frac{P_k - (P_{o1})_{\min}}{\rho \cdot g \cdot \cos\beta}$$

$$L_2 = L_1 + x_2$$

$$x_3 = \frac{P_k - (P_{o2})_{\min}}{\rho \cdot g \cdot \cos\beta}$$

$$L_3 = L_2 + x_3$$

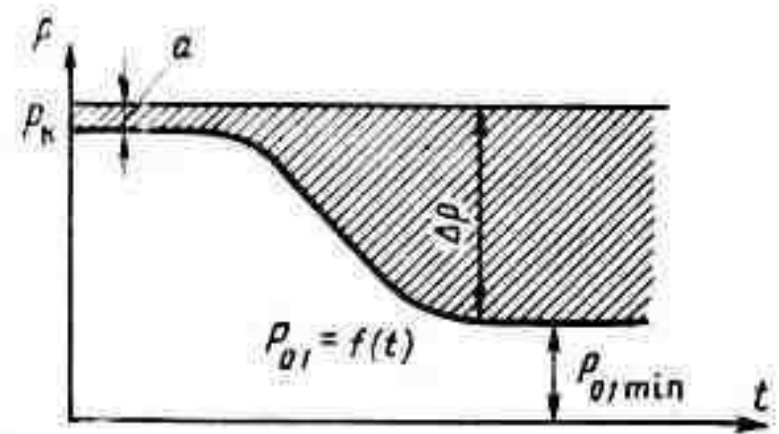


Рис. 9.7. Изменение давления внутри трубы на уровне отверстия в функции времени

Газлифтная эксплуатация скважин

Все клапаны по своему назначению можно разделить на три группы.

- Пусковые клапаны для пуска газлифтных скважин и их освоения.
- Рабочие клапаны для непрерывной или периодической работы газлифтных скважин, оптимизации режима их работы при изменяющихся условиях в скважине путем ступенчатого изменения места ввода газа в НКТ. При периодической эксплуатации через эти клапаны происходит переток газа в НКТ в те моменты, когда над клапаном накопится столб жидкости определенной высоты и эти клапаны перекрывают подачу газа после выброса из НКТ жидкости на поверхность.
- Концевые клапаны для поддержания уровня жидкости в межтрубном пространстве ниже клапана на некоторой глубине, что обеспечивает более равномерное поступление через клапан газа в НКТ и предотвращает пульсацию. Они устанавливаются вблизи башмака колонны труб

Рис. 9.7. Изменение давления внутри трубы на уровне отверстия в функции времени

Газлифтная эксплуатация скважин

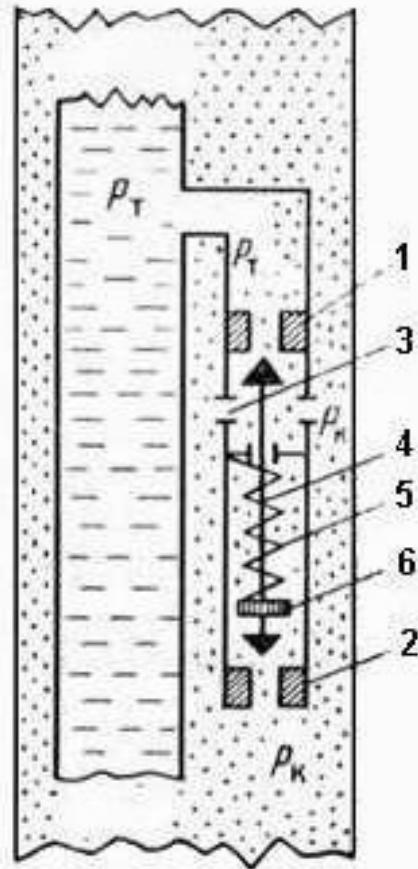


Рис. 9.8. Принципиальная схема пружинного клапана

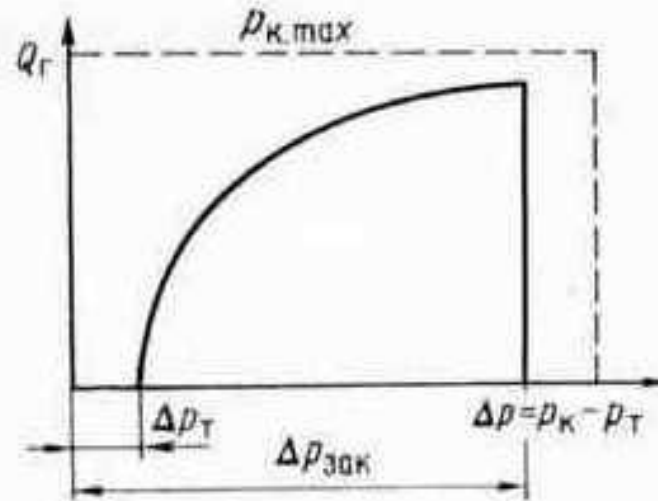


Рис. 9.9. Зависимость расхода газа через клапан от перепада давлений

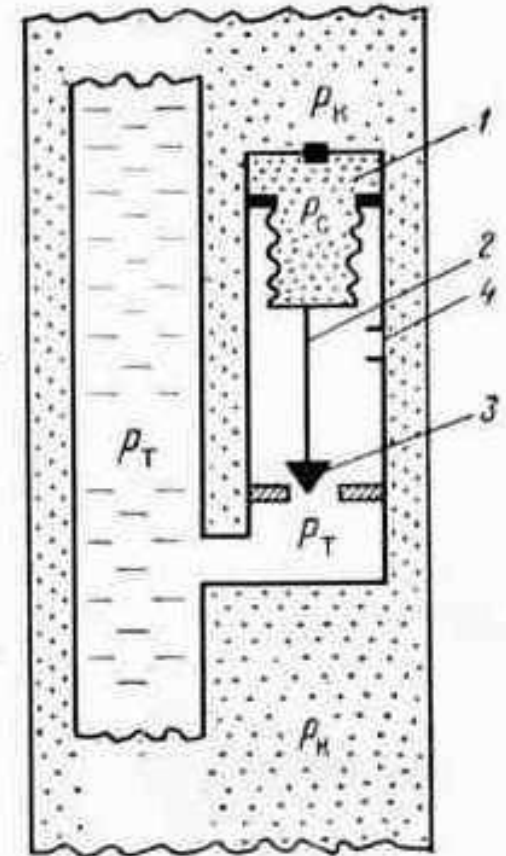


Рис. 9.10. Принципиальная схема клапана, управляемого давлением в межтрубном пространстве

Газлифтная эксплуатация скважин

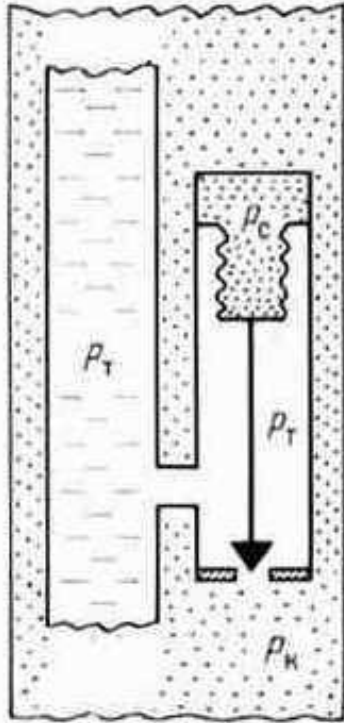


Рис. 9.11. Принципиальная схема клапана, управляемого давлением в трубах

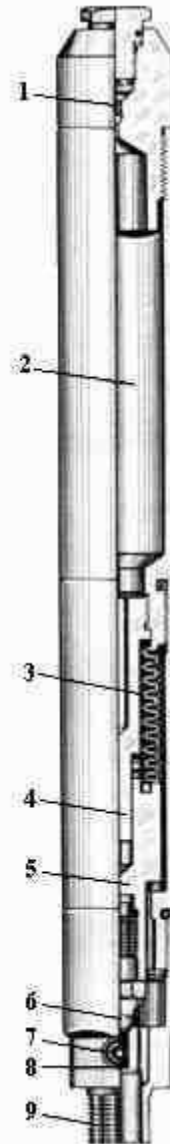


Рис. 9.12. Газлифтный клапан для наружного крепления, управляемый давлением в НКТ:
1 - ниппель для зарядки сильфонной камеры азотом, 2 - сильфонная камера, 3 - сильфон, 4 - центрирующий шток, 5 - шток клапана, 6 - клапан, 7 - штуцерное отверстие для поступления газа в НКТ, 8, 9 - каналы, по которым газ поступает в НКТ

Газлифтная эксплуатация скважин

Принципы размещения клапанов

$$L \leq S_c + \frac{P_k}{\rho g},$$

$$P_{k1} = (L'_1 + 20) \cdot \rho g \cdot \cos \beta + P_y,$$

$$L'_1 = \frac{P_{k1} - P_y}{\rho g \cdot \cos \beta} - 20$$

$$P_{k2} = P_{t1} + (x_2 + 20) \cdot \rho g \cdot \cos \beta,$$

$$L_2 = L_1 + x_2,$$

$$P_{tx} = P_y + \frac{x}{L} (P_6 - P_y)$$

$$P_{t(i-1)} = P_y + \frac{L_{i-1}}{L} (P_6 - P_y)$$

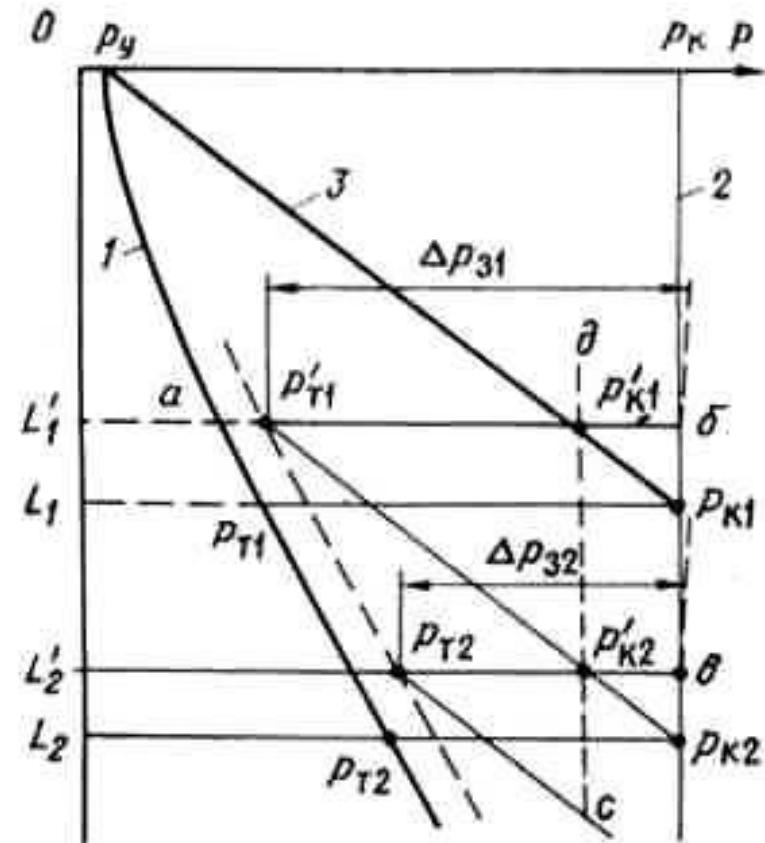
$$P(x) = P_{\kappa} \cdot \left(1 + \frac{\rho_0 g T_0}{P_0 T_{cp} Z_{cp}} \cdot x \right)$$

Газлифтная эксплуатация скважин

Принципы размещения клапанов

$$P_{\text{пус}} = h \cdot \rho \cdot g \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_{\Gamma}}{f_{\text{ж}}} \right) \cdot \cos \beta + P_y$$

Рис. 9.14. Графический метод размещения пусковых клапанов с учетом поправок на открывающий и закрывающий перепад давлений: 1 - $P(x)$ в НКТ - при нормальной работе газлифта; 2 - $P(x)$ в межтрубном пространстве (давление газа); 3 - распределение гидростатического давления при переливе; 4 - распределение гидростатического давления в НКТ между 1 и 2 клапанами



Газлифтная эксплуатация скважин

Принципы расчета режима работы газлифта

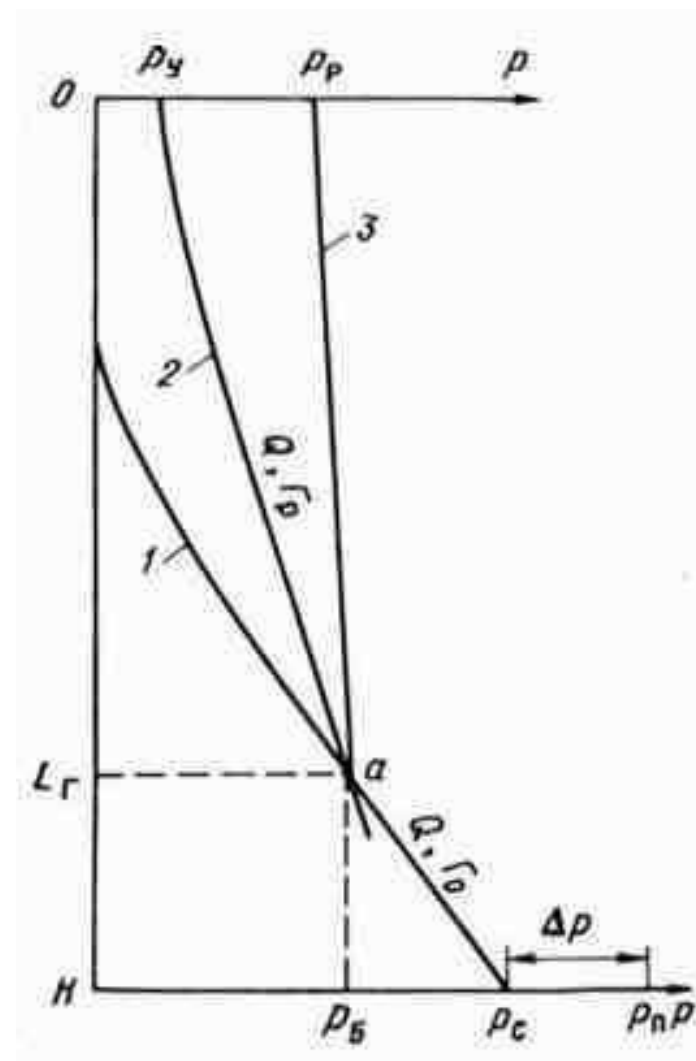


Рис. 9.15. Графический метод определения глубин ввода газа в лифтовые трубы с помощью кривых распределения давления

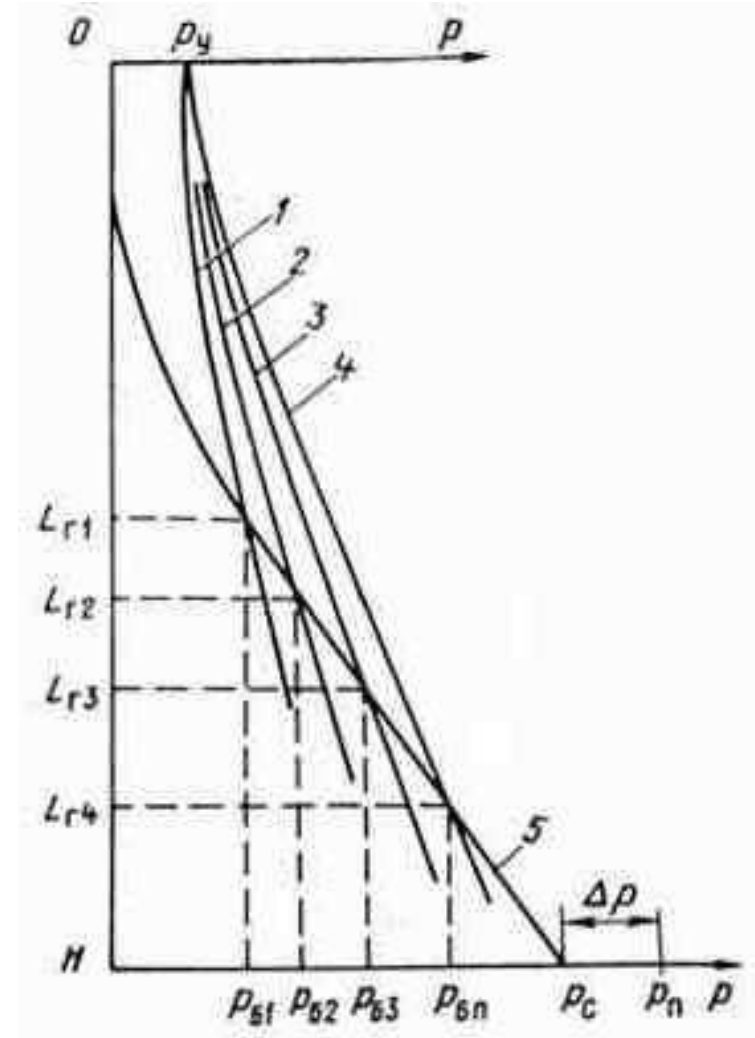
Газлифтная эксплуатация скважин

Принципы расчета режима работы газлифта

$$P_p = \frac{P_6}{1 + \frac{\rho_0 g T_0}{P_0 T_{cp} z_{cp}} \cdot L_r}$$

$$R_{H1} > R_{H2} > R_{H3} > R_{H4}.$$

Рис. 9.16. Графический метод определения глубины ввода газа в лифтовые трубы при 4-х значениях удельного расхода нагнетаемого газа



Газлифтная эксплуатация скважин

Принципы расчета режима работы газлифта

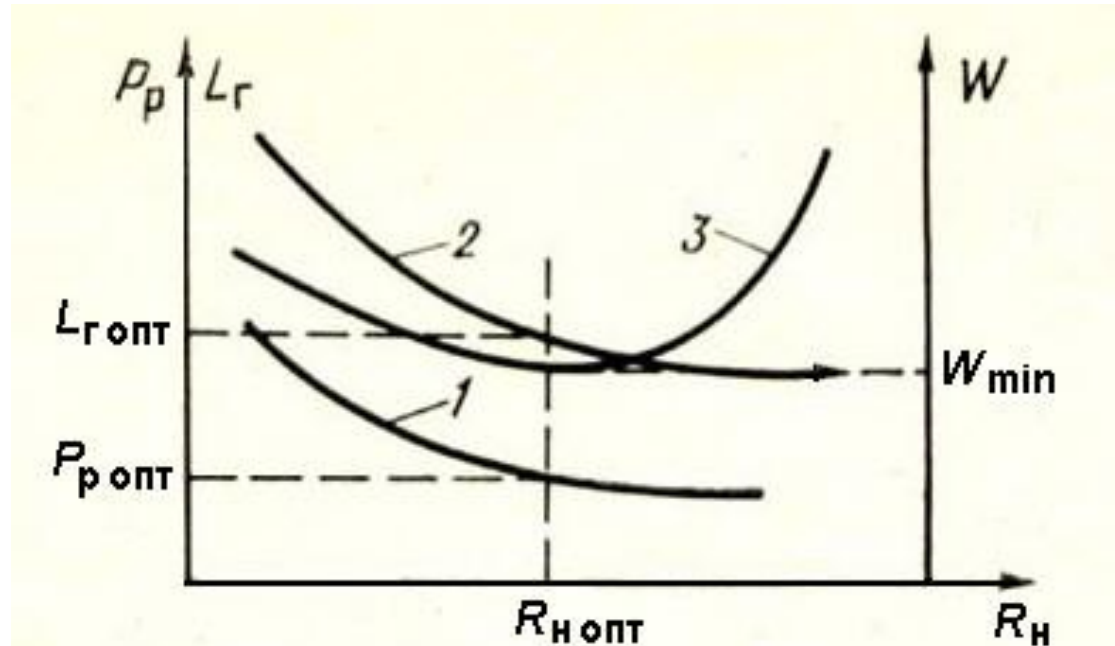


Рис. 9.17. Зависимости рабочего давления P_p (1), глубины вводов газа L_g (2) и удельной энергии W (3) от удельного расхода нагнетаемого газа R_n для заданного дебита жидкости Q

Газлифтная эксплуатация скважин

Периодический газлифт

Существует несколько разновидностей периодического газлифта:

- Обычный газлифт с отсекателем на поверхности, действующим периодически.
- Установка с концевым рабочим клапаном дифференциального действия и пакером, перекрывающим межтрубное пространство.
- Установка с камерой замещения и двухрядным лифтом.
- Установки с камерой замещения, однорядным лифтом и пакером.
- Установки с плунжером.

Газлифтная эксплуатация скважин

Периодический газлифт

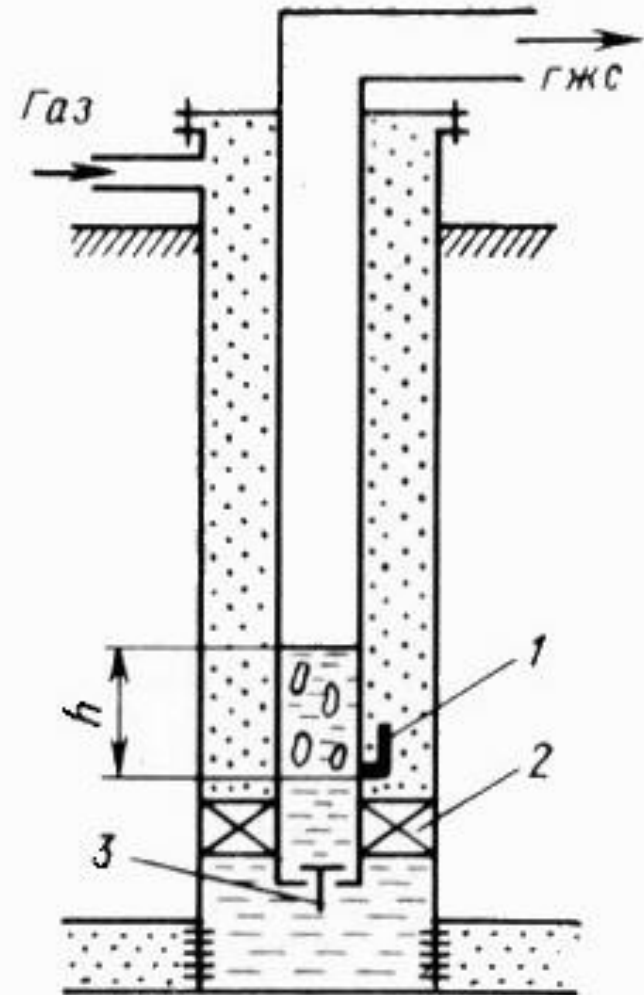


Рис. 9.21. Схема периодического газлифта с рабочим клапаном-отсекателем и пакером

Газлифтная эксплуатация скважин

Периодический газлифт

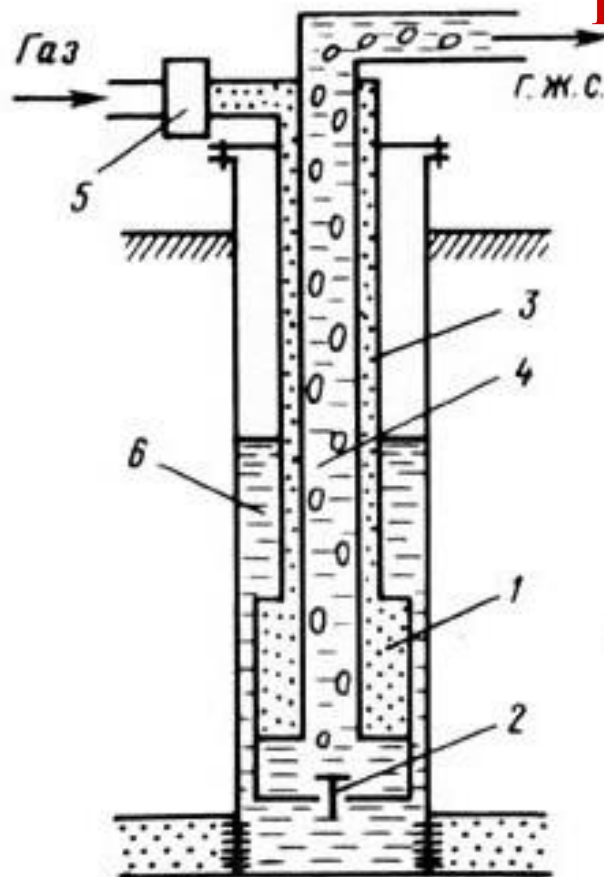


Рис. 9.22. Двухрядный периодический газлифт с камерой замещения

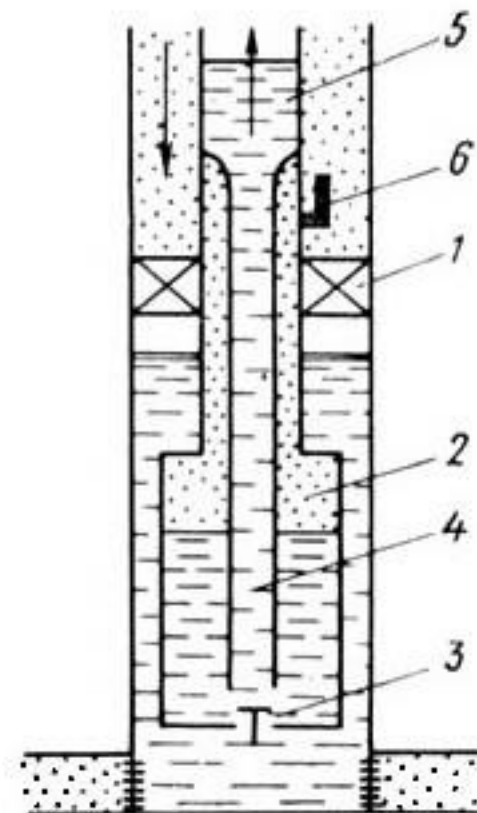


Рис. 9.23. Однорядный периодический газлифт с камерой замещения и пакером

Конструкция установок погружных центробежных электронасосов

- Установки погружных насосов УЭЦНМ и УЭЦНМК в модульном исполнении предназначены для откачки пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси из вертикальных и наклонных нефтяных скважин.
- Установки имеют два исполнения - обычное и коррозионно-стойкое.
- По поперечным размерам насосы делятся на три условные группы: **5**, **5А** и **6**, что означает номинальный диаметр обсадной колонны (в дюймах), в которую может быть спущен данный насос.
- Группа 5 имеет наружный диаметр 92 мм, группа 5А - 103 мм и группа 6 - 114 мм.
- В шифре УЭЦНМ заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме.
- Пример условного обозначения установки в технической документации:

УЭЦНМ5-125-1200 ВК02,

- где **У**- установка; **Э** - привод от погружного двигателя; **Ц** - центробежный; **Н** - насос; **М** - модульный; **5** - группа насоса; **125** - подача, м³/сут; **1200** - напор, м; **ВК** - вариант комплектации; **02** - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.
- Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква “К”.

Показатели назначения по перекачиваемым средам

- **среда** - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- **максимальная кинематическая вязкость** однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. - 1 мм²/с;
- **водородный показатель** попутной воды pH 6,0 - 8,5;
- **максимальное массовое содержание твердых частиц** - 0,01 % (0,1 г/л);
- **микротвердость частиц** - не более 5 баллов по Моосу;
- **максимальное содержание попутной воды** - 99%;
- **максимальное содержание свободного газа у основания двигателя** - 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам, принятой в НГДУ;
- **максимальная концентрация сероводорода**: для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
- **температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата** - не более 90 °С.

Внимание. В случае, если по скважине ожидается значительный вынос мехпримесей или отложение солей в насосе, спускать УЭЦН без шламоуловителя запрещается.

Требования к конструкциям скважин, эксплуатируемых электронасосами

1) минимальный внутренний диаметр скважины для каждого типоразмера насоса согласно технического описания на модуль-секции и двигателя;

Типоразмер установки, мм	Диаметр установки, скважины, мм	Внутренний диаметр	
УЭЦНМ5А	124	130	21,7
УЭЦНМ6 (менее 500 м ³ /сут)		137	144,3
УЭЦНМ6 (более 500 м ³ /сут)		140,5	148,3

Максимальный диаметр установки зависит от типоразмера используемого погружного двигателя и может отличаться от приведенных в таблице в большую сторону. Например, установка УЭЦНМ5 с ПЭД-103-В5 имеет диаметр 116,4 мм, с ПЭД-117-ЛВ5 - 119,6 мм.

- 2) максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 2° на 10 м;**
- 3) максимальное давление в зоне подвески установки - 250 кгс/см²;**
- 4) отклонение ствола скважины от вертикали в зоне установки - не более 40°;**
- 5) интенсивность изменения кривизны ствола скважины в зоне подвески установки - 3 мин. на 10 м;**

Компоновка УЭЦН в скважине

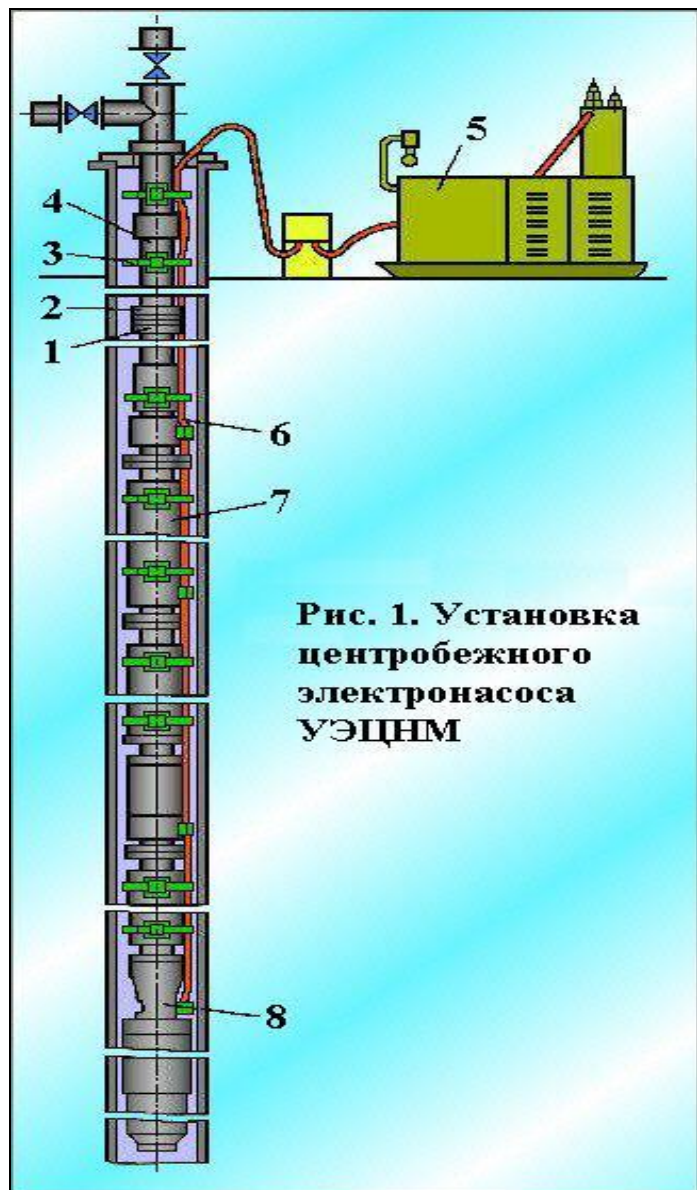


Рис. 1. Установка центробежного электронасоса УЭЦН

В комплект установки УЭЦНМ входят:

- **погружной насосный агрегат;**
- **кабельная линия в сборе 6;**
- **наземное электрооборудование 5** - трансформаторная комплектная подстанция (индивидуальная КТПН или кустовая КТППНКС);
- монтажа на скважине.

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат состоит из:

- погружного центробежного насоса 7
- двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой).

Насосный агрегат спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами 3, входящими в состав насоса.

Модуль - насос

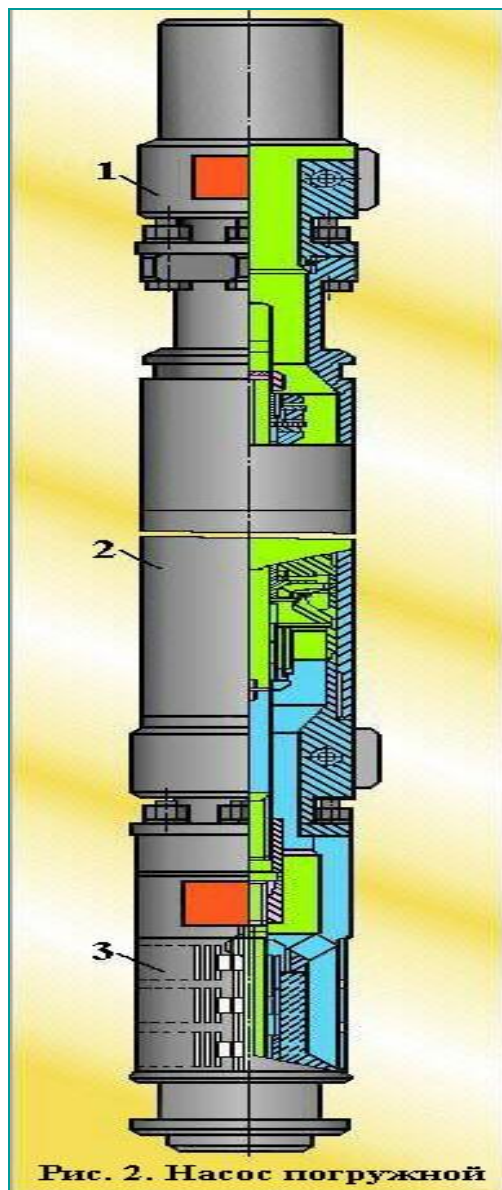


Рис. 2. Насос погружной

Погружной центробежный модульный насос, рис. 2, - многоступенчатый вертикального исполнения.

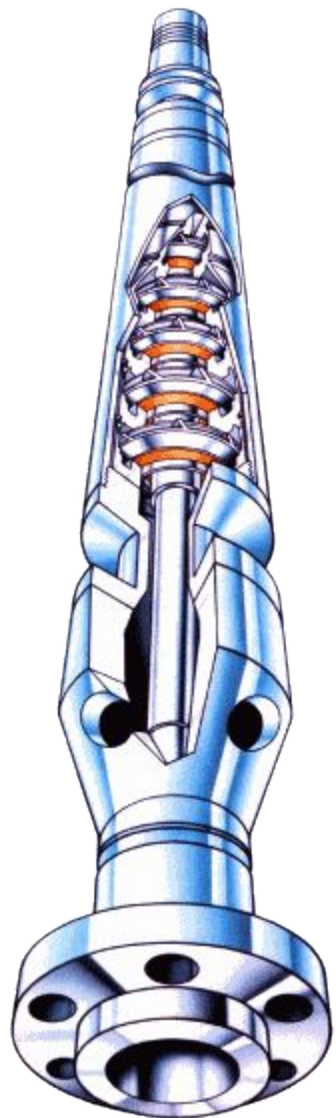
Насос состоит из **входного модуля 3**, **модуля-секции 2** (модулей-секций), **модуля-головки 1**, **обратного и спускного клапанов**.

Внимание. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Обратный клапан 1 (рис. 1) предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения повторного запуска насосного агрегата. **Спускной клапан 2** (рис. 1) служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Обратный клапан в сборе со шламоуловителем устанавливается над УЭЦН через 2 НКТ, а спускной (сбивной) клапан - на третьей НКТ (2.5") выше установки.

Модуль - насос



Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. **Число ступеней в модулях-секциях указано в табл. 1.** Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты. При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. **Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.**

← **Погружной насос фирмы Centrilift A Baker Hughes Incorporated**

Характеристики модулей-секций насоса

Табл. 1

Марка насоса	Нар Ø мм	Напор тах, м	Модуль насоса 3		Модуль насоса 4		Модуль насоса 5		Модуль входной		Модуль головка	
			мас-са, кг	кол-во ступ. шт	мас-са, кг	кол-во ступ. шт	мас-са, кг	кол-во ступ. шт	дли-на, мм	мас-са, кг	дли-на, мм	мас-са, кг
ЭЦН5-50	92	2000	107	109	139	147	167	186	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5-80	92	2000	104	114	144	155	171	196	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5-125	92	2000	118	96	156	131	190	165	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5-200	92	1400	95	76	121	104	137	131	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5А-250	103	2000	138	54	179	73	221	92	287	11,9	235	8,2
ЭЦН5А-400	103	1600	137	50	178	68	218	86	287	11,9	235	8,2
ЭЦН5А-500	103	1200	148	45	191	62	236	78	287	11,9	235	8,2

Длина от фланца до фланца: модуль насоса 3 - 3365 мм; модуль насоса 4 - 4365 мм; модуль насоса 5 - 5365 мм.

В последние годы ОАО «АЛНАС» постоянно совершенствует конструкции насосов.

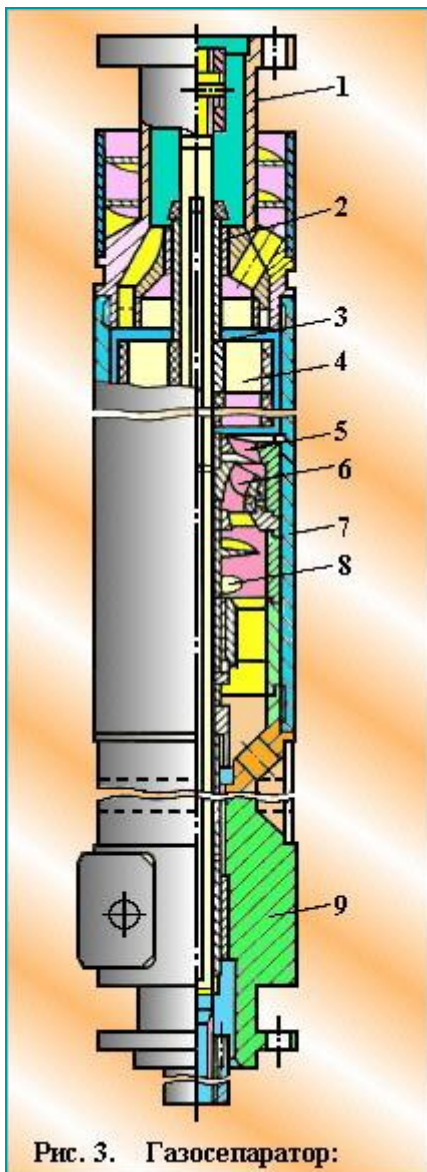
Все типы насосов могут быть выполненными:

- с бесфланцевым соединением секций (бугельное соединение);
- износо-коррозионностойкими (ЭЦНМК-ЭЦНД);
- с приемной сеткой и ловильной головкой на секции.

Показатели технической и энергетической эффективности установок

Номи- нальная Установки м³/сутнапор, ной смеси,	Номи- наль- ность, подача, м³/сут	Мощ- ный м	К. п. д., % насоса, водонефтя- кг/м³	К. п. д., % плотность подача,	Макси- характеристики напор,	Рабочая часть			
						м			
УЭЦНМ5-50-1300	50	1360	23	33,5	43	1400	25 - 70	1400 - 1005	
УЭЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5		1400		1400 - 1005	
УЭЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34		1340		1780 - 1275	
УЭЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	51,5	1400	60 - 115	1290 - 675	
УЭЦНМК5-80-1200		1235	26,7	42		1400		1290 - 675	
УЭЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5		1400		1490 - 1155	
УЭЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 - 855	
УЭЦНМ5-80-1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 - 980	
УЭЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	58,5	1240	105 - 165	1135 - 455	
УЭЦНМ5-125-1200		1175	34,7	48		1400		1305 - 525	
УЭЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48		1390		1440 - 575	
УЭЦН М5-125-1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 - 785	
УЭЦНМ5-200-800	200	810	46	40	50	1180	150 - 265	970 - 455	
УЭЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42		1320		1205 - 565	
УЭЦНМ5-200-1400		1410	76,2	42		1350		1670 - 785	
УЭЦНМ5А-160-1450		160	1440	51,3	51	61	1400	125 - 205	1535 - 805
УЭЦНМК5А-160-1450			1440	51,3	51		1400		1535 - 905
УЭЦНМ5А-160-1600			1580	56,2	51		1300		1760 - 1040
УЭЦНМ5А-160-1750			1750	62,3	51		1300		1905 - 1125
УЭЦНМК5А-160-1750			1750	62,3	51		1400		1905 - 1125
УЭЦНМ5А-250-1000		250	1000	55,1	51,5	61,5	1320	195 - 340	1140 - 600
УЭЦНМ5А-250-1100			1090	60,1	51,5		1210		1240 - 650
УЭЦНМК5А-250-1100			1090	60,1	51,5		1210		1240 - 650

Газосепаратор



Для откачивания пластовой жидкости, содержащей от 25 до 55% (по объему) свободного газа у приемной сетки входного модуля, к насосу подключают модуль - газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем -секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах **Reda**, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса.

В отечественных установках, а также насосах фирмы **Centrilift** и **Reda**, используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично центрифуге. Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500 об/мин, вытесняют более тяжелые жидкости на периферию, и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более легкая жидкость (пар) остается около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину.

1-головка; 2-втулка радиального подшипника; 3- вал; 4- сепаратор; 5-направляющие аппараты; 6-рабочие колеса; 7-корпус; 8-шнек; 9-основание.

Осложнения, вызванные наличием газа на приеме насоса



- Пар может создавать в насосе газовую пробку, что приводит к скачкам давления и выходу насоса из строя.
- Пар не смазывает подшипники в достаточной степени.
- КПД насоса снижается
- Если приходится сепарировать газ, то общий КПД лифта скважины уменьшается, поскольку наличие газа существенно повышает КПД НКТ.

Современные центробежные сепараторы обеспечивают эффективное отделение до 90% несвязанного газа прежде, чем он достигнет насосного блока, что снижает кавитацию в насосе и колебания нагрузки электродвигателя.

Газосепаратор фирмы **Centrilift**
A Baker Hughes Company



Погружные электродвигатели

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии **ПЭД** в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) **с температурой до 110 °С**, содержащей:

механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;

сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения - не более 1,25 г/л;

свободный газ (по объему) - не более 50%.
Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

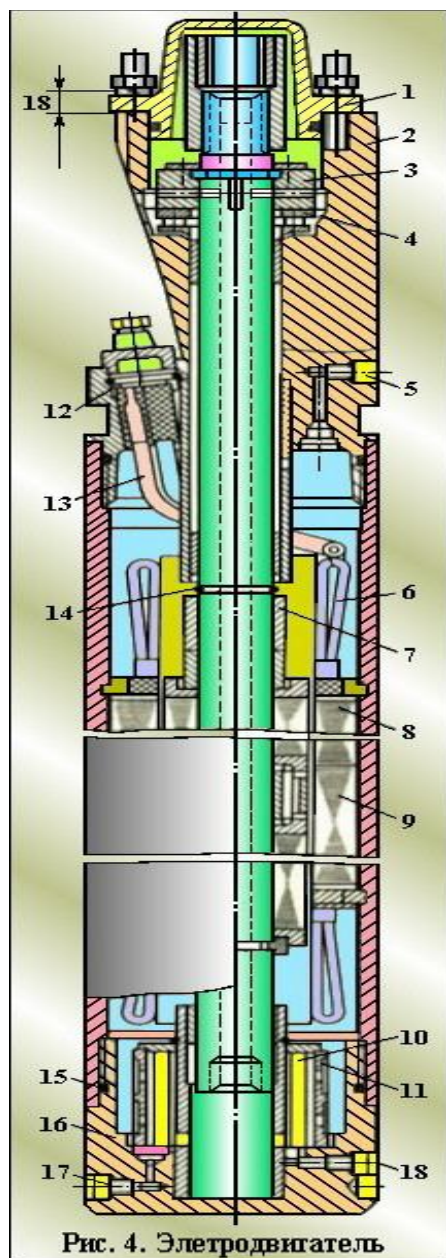


Рис. 4. Электродвигатель

1 - крышка; 2 - головка; 3 - пята; 4 - подпятник; 5 - пробка; 6 - обмотка статора; 7 - втулка; 8 - ротор; 9 - статор; 10 - магнит; 11 - фильтр; 12 - колодка; 13 - кабель с наконечником; 14 - кольцо; 15 - кольцо уплотнительное; 16 - корпус; 17,18 - пробка.

Параметры электродвигателей

Двигатель включает в себя один или несколько электродвигателей (верхний, средний и нижний мощностью от 63 до 360 кВт) и протектор. **Электродвигатель** состоит из статора, ротора, головки с токовводом и корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали. Обмотка статора - однослойная протяжная катушечная. Фазы обмотки соединены в звезду.

Двигатель	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А
ПЭДУ16-103В5	16	530	26
ПЭДУ22-103В5	22	700	27
ПЭДУ32-103В5	32	1000	27,5
ПЭДУ45-103В5	45	1050	37
ПЭДУС63-103В5	63	1500	36,5
ПЭДУС90-103В5	90	2100	37
ПЭДУ45-117В5	45	1000	36
ПЭДУ63-117В5	63	1400	36
ПЭДУС90-117В5	90	1950	37
ПЭДУС125-117В5	125	1950	51
ПЭДУ90-123В5	90	2200	32,5
ПЭДУС180-123В5	180	2150	66
ПЭДУС250-123В5	250	2250	88
ЭДУС180-130В5	180	2300	61
ПЭДУС250-130В5	250	2300	85
ПЭДУС360-130В5	360	2300	122,5

Токоввод - это изоляционная колодка, в пазы которой вставлены кабели с наконечниками. В нижней части корпуса электродвигателя расположены **пробки**. Через отверстия под пробку проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей:

для электродвигателей с диаметром корпуса 103 мм - 170 °С, остальных электродвигателей - 160 °С.

Гидрозащита погружных электродвигателей

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

- **открытого типа** - П92; ПК92; П114; ПК114 и
- **закрытого типа** - П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого исполнений.

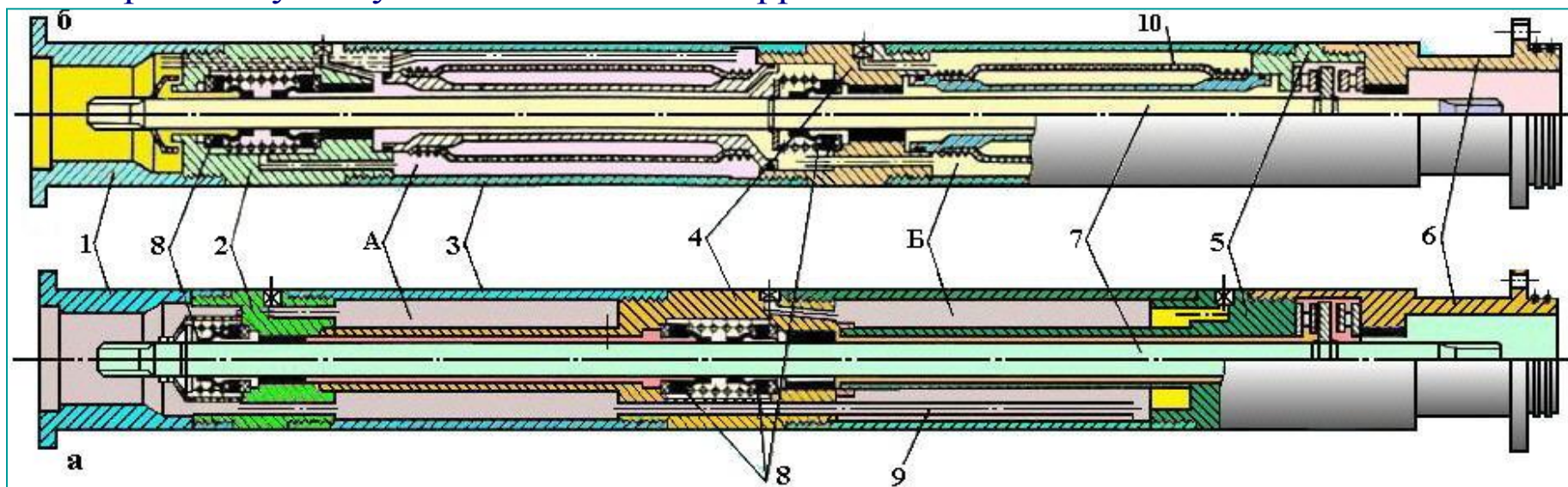


Рис. 5. Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов: А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1- головка; 2- верхний ниппель; 3- корпус; 4- средний ниппель; 5- нижний ниппель; 6- основание; 7- вал; 8- торцовое уплотнение; 9- соединительная трубка; 10 - диафрагма.

Принцип работы гидрозащиты

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Ее принцип действия требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см^3 , обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя.

Верхняя камера А, рис. 5, заполнена барьерной жидкостью, **нижняя** Б - диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

Основные характеристики гидрозащит представлены в таблице. В последние годы ОАО “АЛНАС” освоил и выпускает новые марки гидрозащит - МГ-51 и МГ - 54.

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Переда- ваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	Масло МА-ПЭД	Барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	2200 ± 5	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	2200 ± 5	59
П114, ПК114	5	4	250	2300 ± 5	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	2300 ± 5	59

Маркировка и обозначения ПЭД

В шифре двигателя ПЭДУСК-125-117ДВ5 - приняты следующие обозначения: ПЭДУ - погружной электродвигатель унифицированный; С - секционный (отсутствие буквы - несекционный); К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное); 125 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; Д - шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы - основная модель); В5 - климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя ЭДК45-117В приняты следующие обозначения: ЭД - электродвигатель; К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное исполнение); 45 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; В - верхняя секция (отсутствие буквы - несекционный, С - средняя секция, Н - нижняя секция).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П - протектор; К - коррозионностойкая (отсутствие буквы - исполнение нормальное); 92 - диаметр корпуса в мм; Д - модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы - основная модель с барьерной жидкостью).

Пуск, управление работой двигателя и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными **комплектными устройствами**.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются **комплектным тиристорным преобразователем**.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

Устройства комплектные серии ШГС 5805

Устройства предназначены для управления и защиты погружных электронасосов добычи нефти с двигателями серии ПЭД (в том числе со встроенной термоманометрической системой) мощностью 14 - 100 кВт и напряжением до 2300 В переменного тока.

В шифре устройства **ШГС5805-49АЗУ1** приняты следующие обозначения:

- **ШГС5805** - обозначение серии (класс, группа, порядковый номер устройства);
- **4** - номинальный ток силовой цепи до 250 А;
- **9** - напряжение силовой цепи до 2300 В;
- **А** - модификация для наружной установки (**Б** - для встраивания в КТППН, **Т** - с термоманометрической системой);
- **3** - напряжение цепи управления 380 В;
- **У** - климатическое исполнение для умеренного климата (**ХЛ** - для холодного климата);
- **1** - категория размещения для наружной установки (**3.1** - для встраивания в КТППН).

Устройства **ШГС5805** по функциональному назначению являются станциями управления. Начиная с 1999 г. ОАО «АЛНАС» выпускает УЭЦНМ, комплектуемые новыми станциями управления - СУА, которые прошли промышленные испытания более, чем в 15 НГДУ. Новые станции СУА снабжены более совершенной термоманометрической системой - СКАД-2.

Функции станции управления

Устройства ШГС5805 обеспечивают:

1. Включение и отключение электродвигателя насосной установки.
2. Работу электродвигателя установки в “ручном” и “автоматическом” режимах. При этом в “автоматическом” режиме обеспечивается:
 - автоматическое включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при подаче напряжения питания;
 - автоматическое повторное включение электродвигателя после его отключения защитой от недогрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин;
 - возможность выбора режима работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты от недогрузки или без автоматического повторного включения;
 - возможность выбора режима работы с защитой от турбинного вращения двигателя;
 - блокировка запоминания срабатывания защиты от перегрузки при отклонении;
 - автоматическое повторное включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени при появлении от термоманометрической системы сигнала на включение при достижении средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному максимальному значению.
3. Управление установкой с диспетчерского пункта.
4. Управление установкой от программного устройства.
5. Управление установкой в зависимости от давления в трубопроводе по сигналам контактного манометра.

Функции станции управления

Устройства обеспечивают функции защиты, сигнализации и измерения:

1. Защиту от короткого замыкания в силовой цепи напряжением 380 В.
2. Защиту от перегрузки любой из фаз электродвигателя с выбором максимального тока.
3. Защиту от недогрузки при срыве подачи по сигналу, характеризующему загрузку установки, с выдержкой времени на срабатывание защиты не более 45 с.
4. Непрерывный контроль сопротивления изоляции системы “погружной электродвигатель - кабель” с уставкой сопротивления 30 кОм на отключение без выдержки времени.
5. Сигнализацию состояния установки с расшифровкой причины отключения.
6. Наружную световую сигнализацию об аварийном отключении установки (кроме ШГС5805-49БЗХЛ3.1), при этом лампа в светильнике должна быть 40 или 60 Вт.
7. Отключение установки при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате превышения температуры электродвигателя (только для UirC5805-49T3VI).
8. Отключение электродвигателя при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате достижения средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному минимальному значению (только для ШГС5805-49T3У1).
9. Индикацию текущего значения давления среды, окружающей электродвигатель (только для UirC5805-49T3VI).
10. Индикацию числа отключений установки.



Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

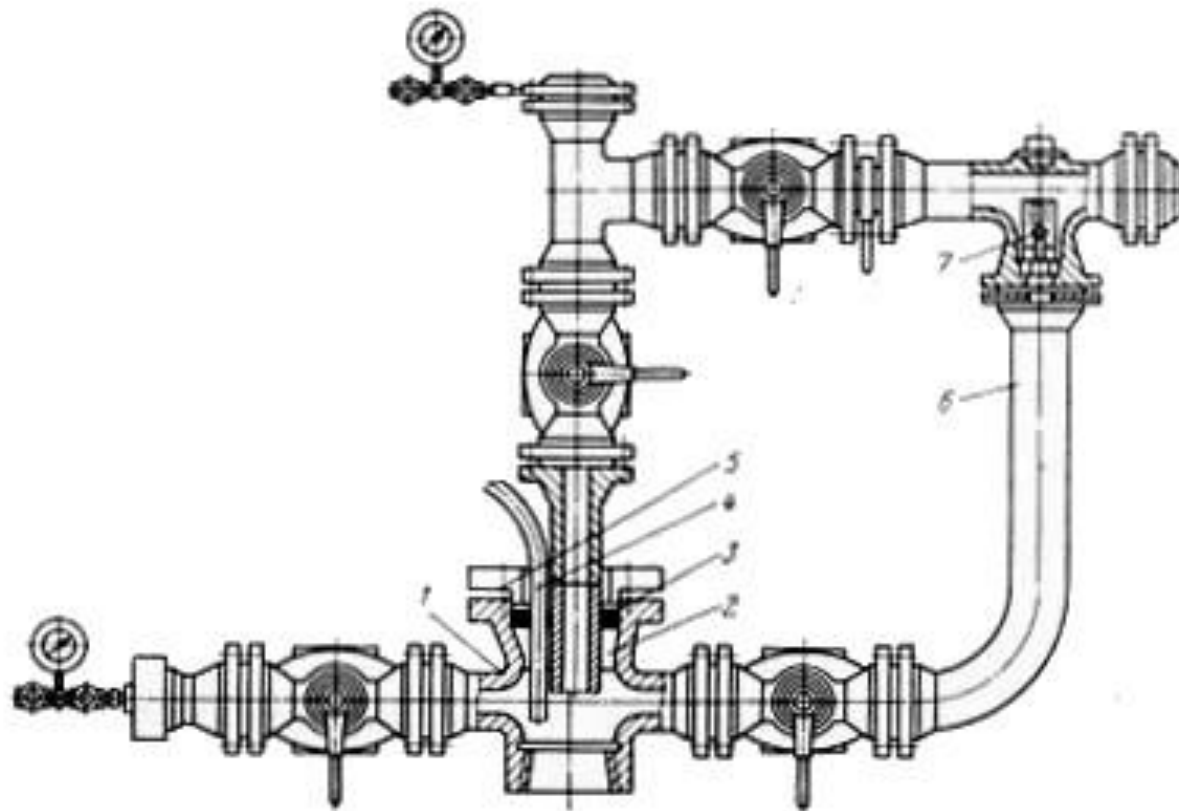


Рис. 11.4. Арматура устья скважины, оборудованной ПЦЭН

Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

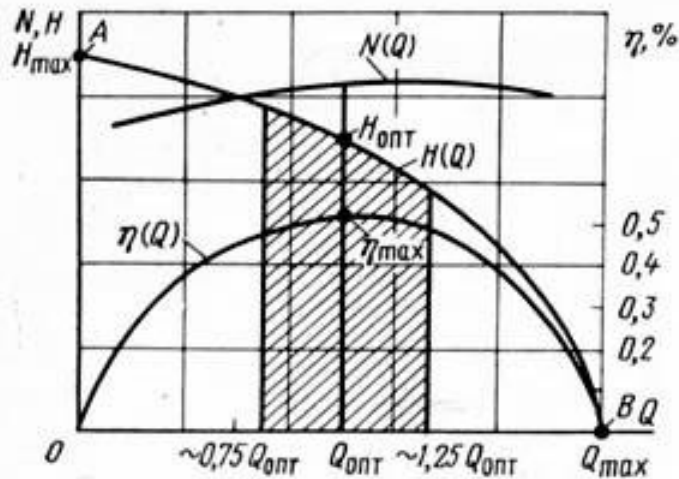
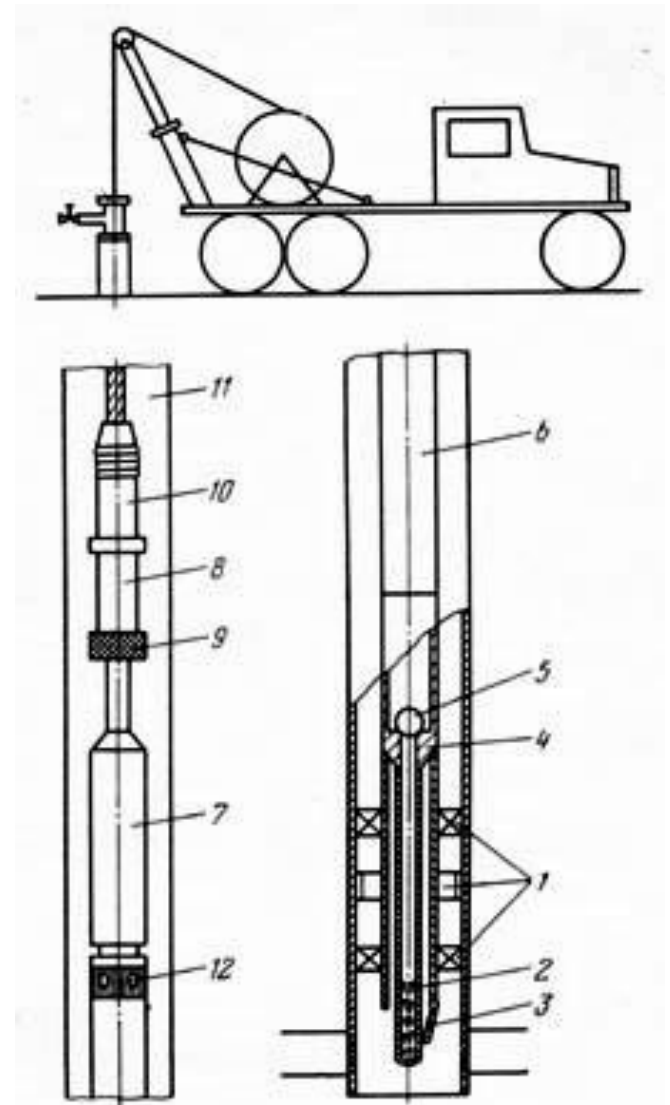


Рис. 11.2. Типичная характеристика погружного центробежного насоса

Рис. 11.5. Установка погружного центробежного насоса на кабель-канате:

1 - шлипсовый пакер; 2 - приемная сетка; 3 - клапан; 4 - посадочные кольца; 5 - обратный клапан; 6 - насос; 7 - ПЭД; 8 - штекер; 9 - гайка; 10 - кабель; 11 - оплетка кабеля; 12 - отверстие



Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

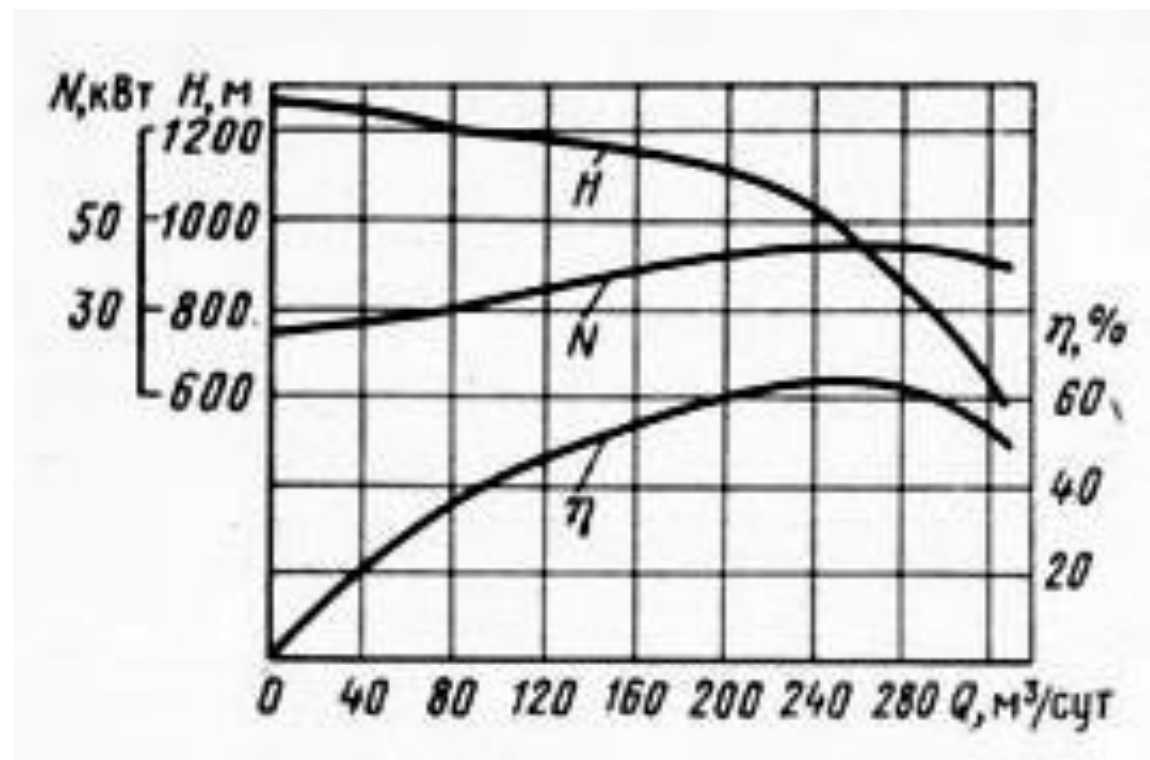


Рис. 11.6. Рабочие характеристики погружного центробежного насоса ЭЦНБ5А 250-1050, спускаемого на кабеле канате: H - напорная характеристика; N - потребляемая мощность; η - коэффициент полезного действия

Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

Определение глубины подвески ПЦЭН

- Глубина подвески насоса определяется:
- 1) глубиной динамического уровня жидкости в скважине H_d при отборе заданного количества жидкости;
- 2) глубиной погружения ПЦЭН под динамический уровень H_n , минимально необходимой для обеспечения нормальной работы насоса;
- 3) противодавлением на устье скважины P_y , которое необходимо преодолеть;
- 4) потерями напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока $h_{тр}$;
- 5) работой выделяющегося из жидкости газа H_r , уменьшающего необходимый суммарный напор.

Таким образом, можно записать

$$L = H_d + H_n + \frac{P_y}{\rho \cdot g} + h_{тр} - H_r$$

Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

$$P_c = P_{пл} - \left(\frac{Q}{K} \right)^{1/n}$$

$$P_c = \rho_{ср} \cdot g \cdot h = P_{пл} - \left(\frac{Q}{K} \right)^{1/n}$$

$$H_d = \left(H_c - \frac{h}{\cos \varphi_1} \right) \cdot \cos \varphi_2$$

$$C = \frac{Q_n \cdot b_n + Q_v \cdot b_v}{86400 \cdot f}$$

$$h = \frac{P_{пл} - \left(\frac{Q}{K} \right)^{1/n}}{\rho_{ср} \cdot g}$$

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{L \cdot C^2}{2 \cdot g \cdot d}$$

Здесь Q_n и Q_v - дебит товарной нефти и воды, м³/сут; b_n и b_v - объемные коэффициенты нефти и воды для средних термодинамических условий, существующих в НКТ; f - площадь сечения нкт

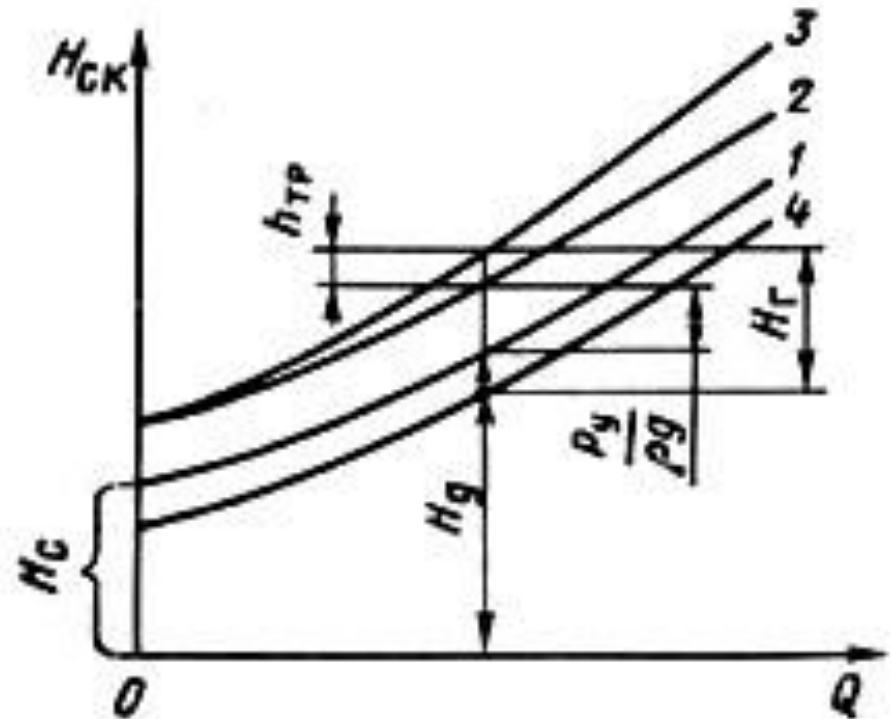
Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

Для согласования $H(Q)$ характеристики ЭЦН с условиями скважины строится так называемая напорная характеристика скважины

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{д}} + \frac{P_{\text{у}}}{\rho \cdot g} + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}}$$

Рис. 11.7. Напорные характеристики скважины:

1 - глубина (от устья) динамического уровня, 2 - необходимый напор с учетом давления на устье, 3 - необходимый напор с учетом сил трения, 4 - результирующий напор с учетом “газлифтного эффекта”



Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

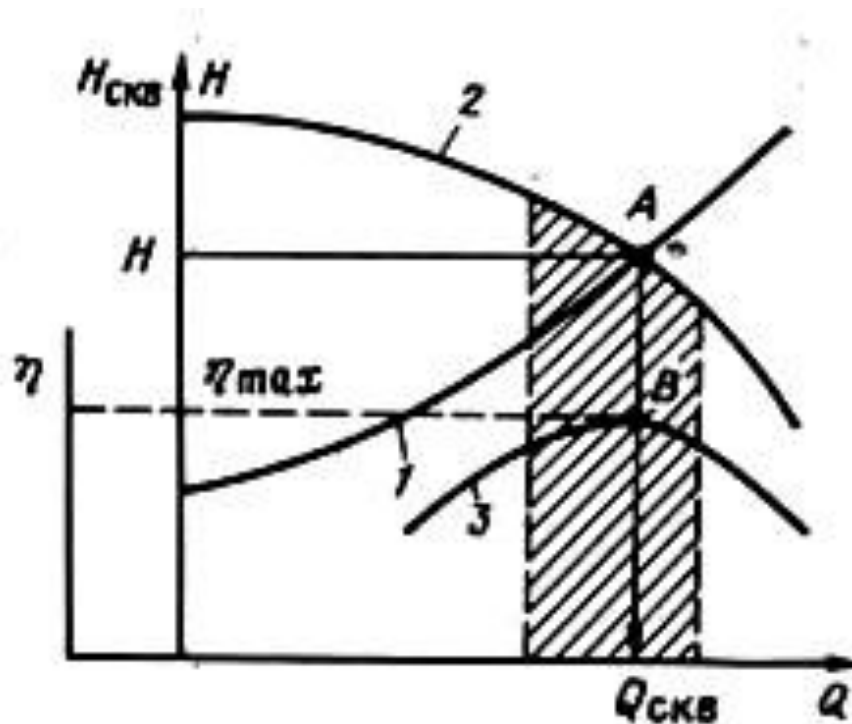


Рис. 11.8. Согласование напорной характеристики скважины (1) с $H(Q)$, характеристикой ПЦЭН (2), 3 - линия к. п. д.

Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

$$\Delta Z = Z \cdot \frac{\Delta H}{H_0}$$

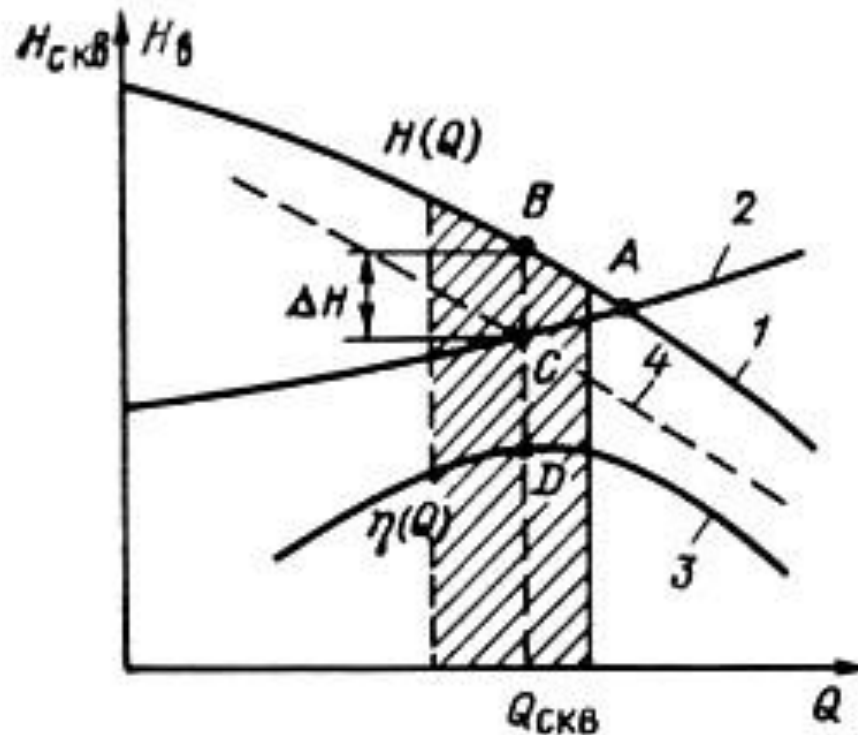
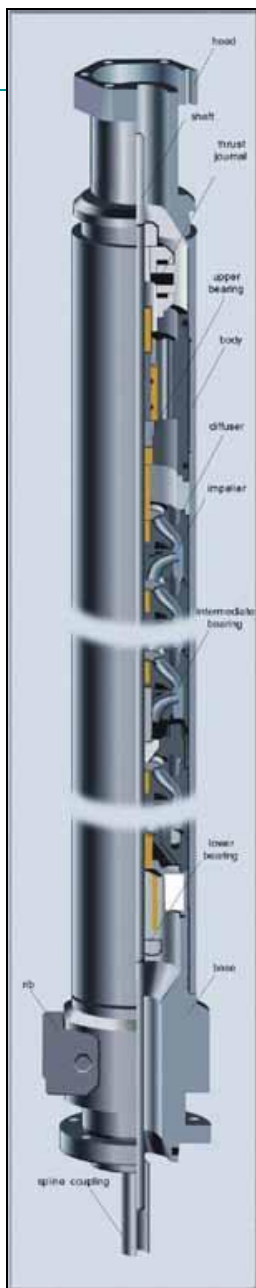


Рис. 11.9. Согласование напорной характеристики скважины и ПЦЭН путем снятия ступеней

$$\Delta t = \frac{H}{c} \cdot \left(\frac{1}{\eta_H \eta_D} - 1 \right)$$

$$H = \frac{\Delta P}{\bar{\rho} \cdot g}$$

Насосная установка ОАО "АЛНАС"

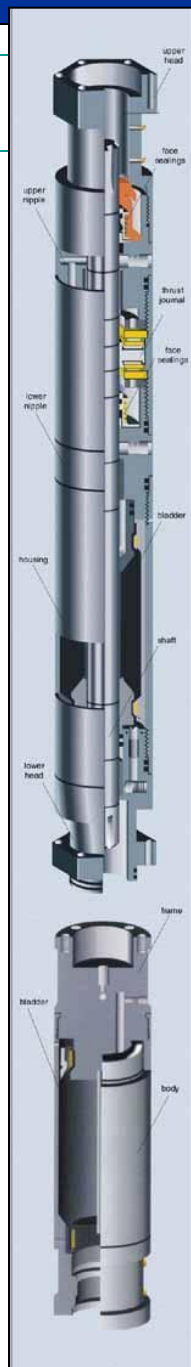


Входной модуль

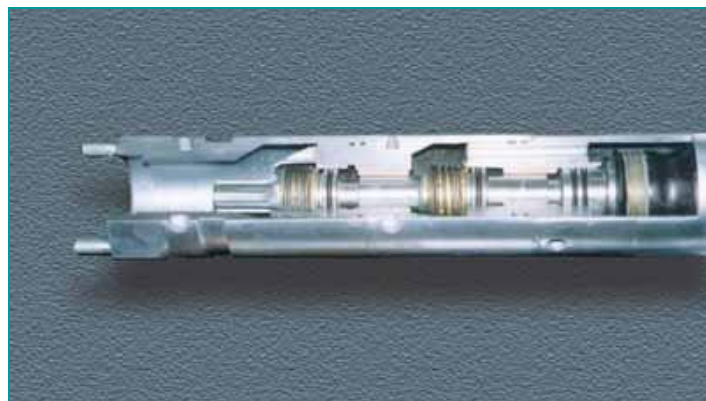


Рабочие органы типового погружного электронасоса

Гидрозащита ОАО "АЛНАС"



**Фрагмент протектора
МГ52 (нижняя
часть)**



**Фрагмент протектора
МГ52**



**Фрагмент протектора
МГ52 (верхняя
часть)**

Обычный протектор



**Нижняя часть
протектора**

**Верхняя часть
протектора**



Погружной электродвигатель ОАО "АЛНАС"

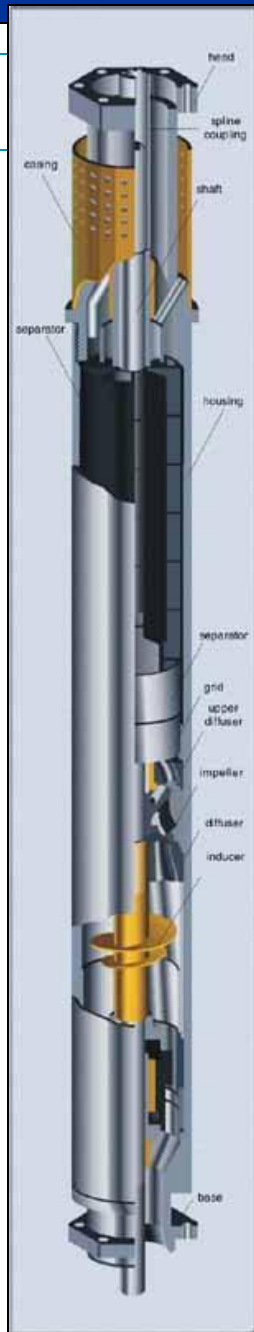


Верхняя часть

Нижняя часть

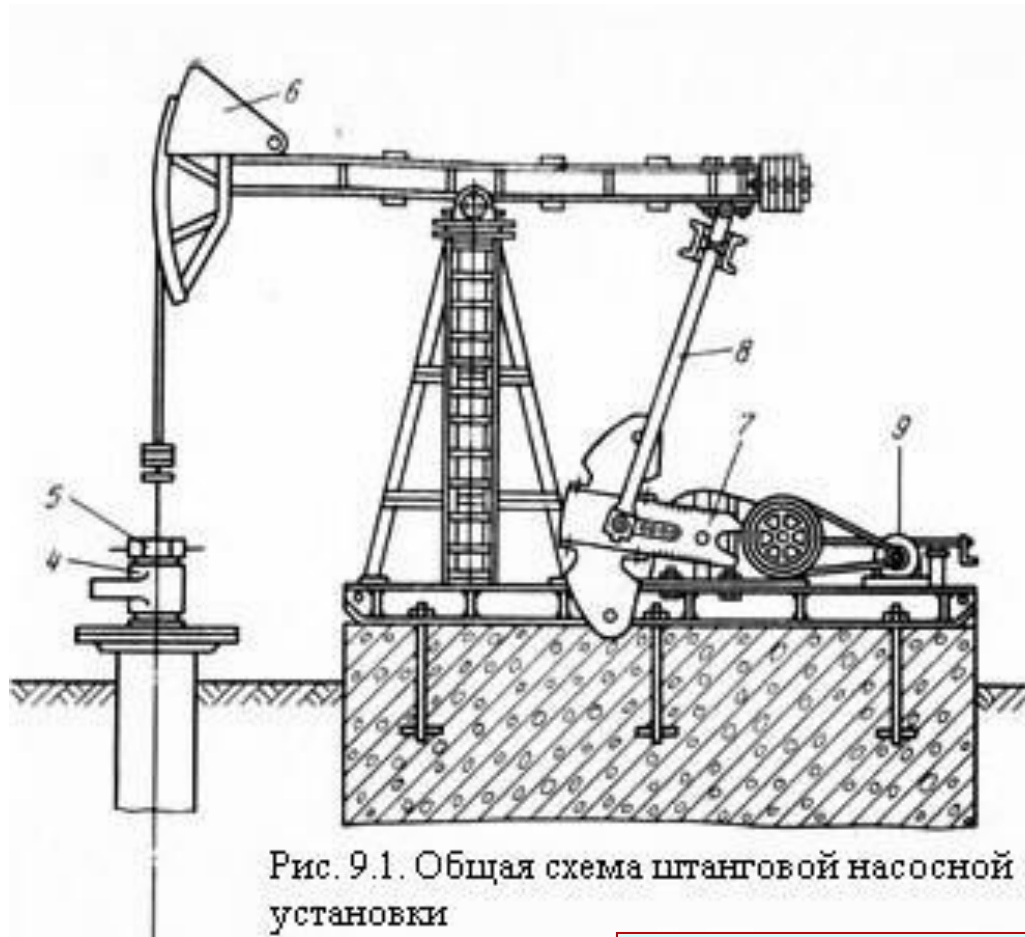


Газосепаратор

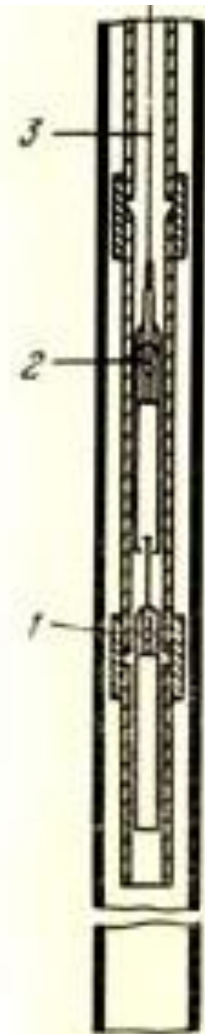


Газосепаратор необходим при добыче нефти из скважин с большим газосодержанием. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и насосной модуль – секцией. Принцип действия сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа в затрубное пространство. При этом исключаются образование газовых пробок и кавитация, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки. При большом газовым факторе хорошо себя зарекомендовали газосепараторы, работающие в тамдеме. Газосепаратор может быть совмещен с приемной сеткой, что исключает необходимость во входном модуле насоса.

Эксплуатация скважин с помощью ШГН



Скважинный насос

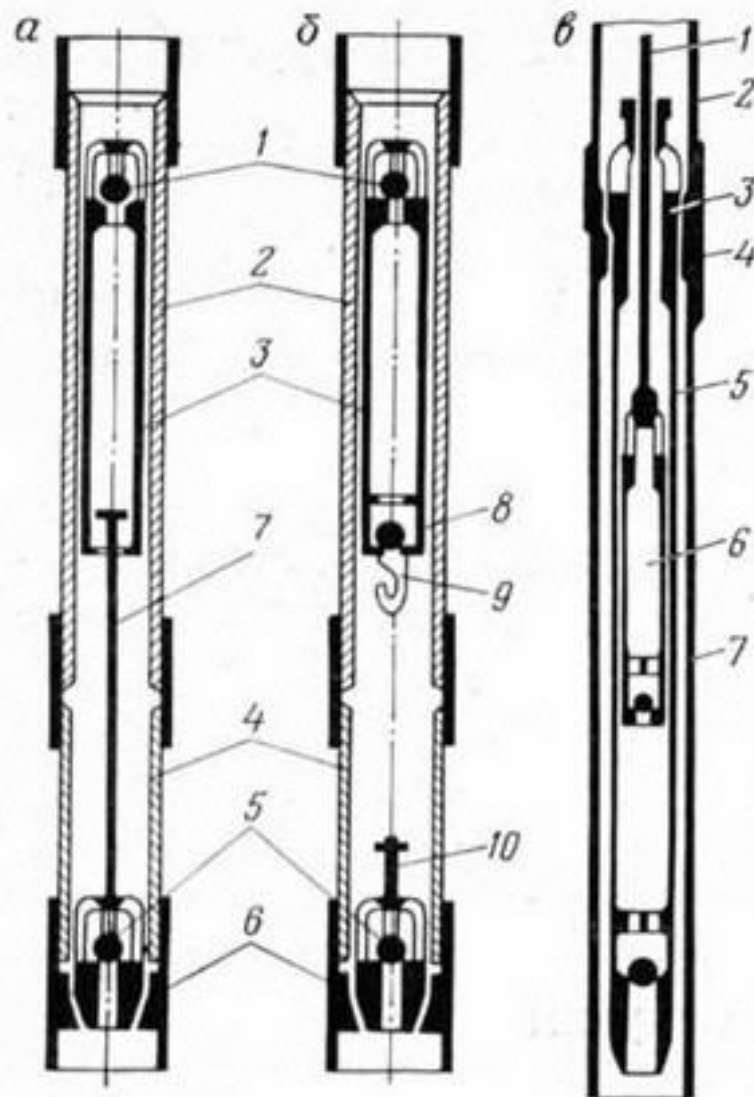


Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Рис. 10.2. Принципиальная схема скважинных штанговых насосов:

а - невставной насос с штоком типа НГН-1; б - невставной насос с ловителем типа НГН-2;

1 - нагнетательные клапаны, 2 - цилиндры, 3 - плунжеры; 4 - патрубки-удлинители, 5 - всасывающие клапаны, 6 - седла конусов, 7 - захватный шток, 8 - второй нагнетательный клапан, 9 - ловитель, 10 - наконечник для захвата клапана; в - вставной насос типа НГВ-1: 1 - штанга, 2 - НКТ, 3 - посадочный конус, 4 - замковая опора, 5 - цилиндр, 6 - плунжер, 7 - направляющая трубка



Эксплуатация скважин с помощью ШГН

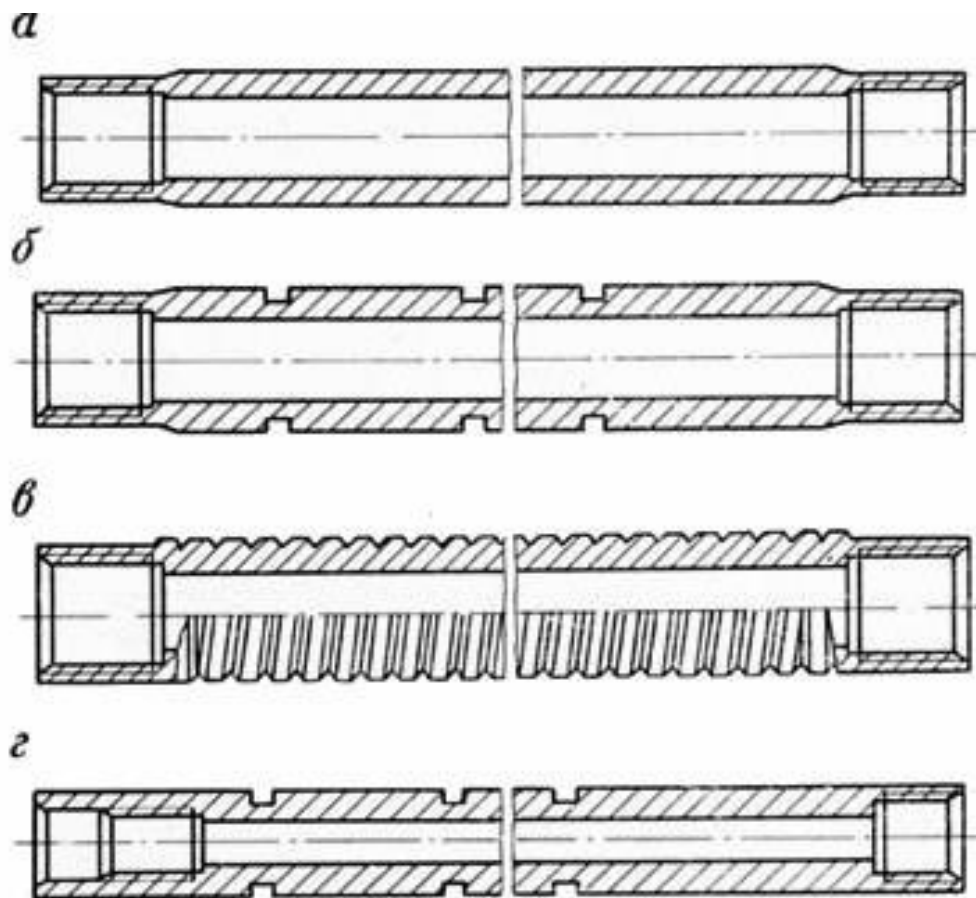


Рис. 10.3. Плунжеры, применяемые для штанговых глубинных насосов

Эксплуатация скважин с помощью ШГН

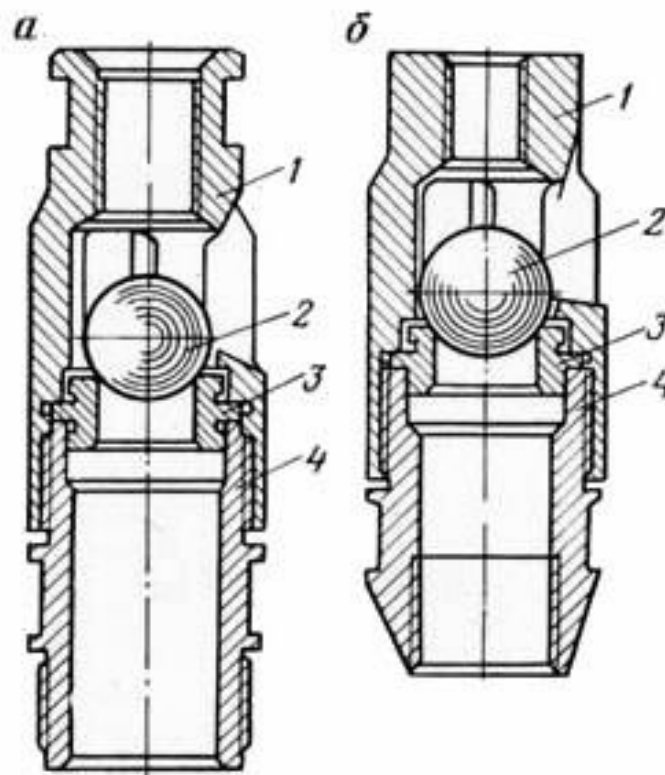
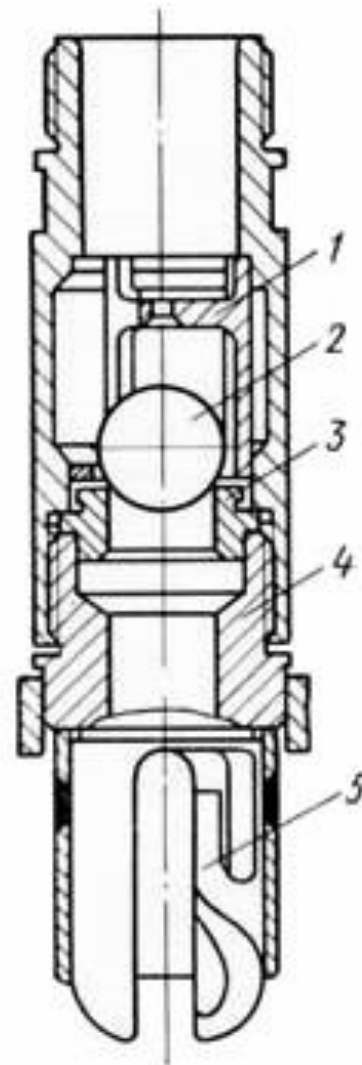


Рис. 10.4. Клапанные узлы: а - нагнетательный клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм); б - всасывающий клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм); 1 - клетка клапана; 2 - шарик; 3 - седло клапана; 4 - ниппель или ниппель-конус

Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Рис. 10.5. Нижний нагнетательный клапан насосов НГН-2 с ловителем для захвата штока всасывающего клапана: 1- 3 - см. рис. 10.4; 4 - корпус ловителя; 5 - ловитель



Эксплуатация скважин с помощью ШГН

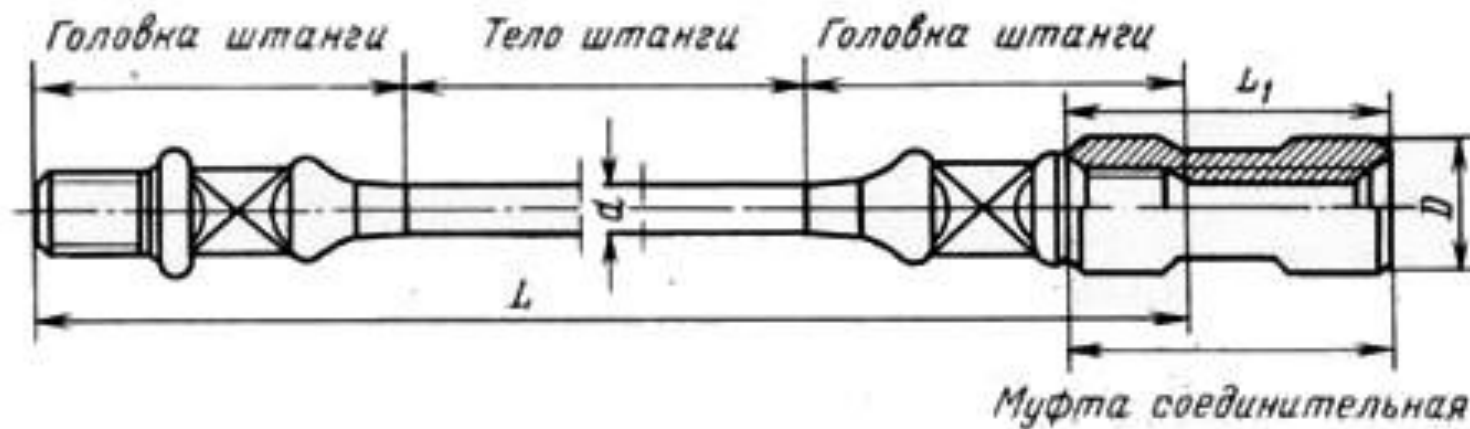
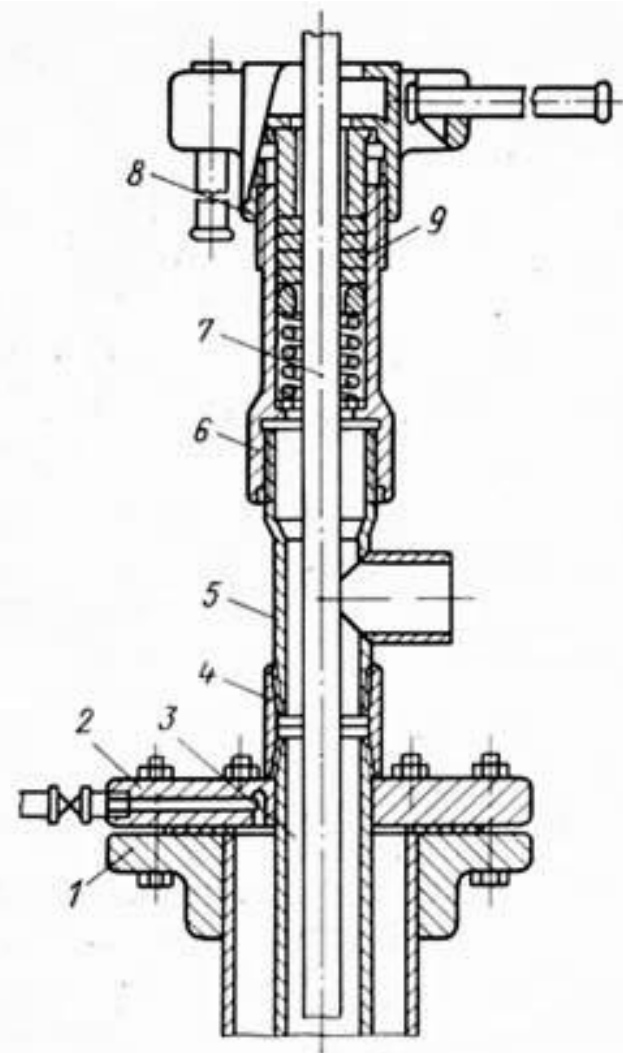


Рис. 10.6. Насосная штанга и соединительная муфта

Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Рис. 10.7. Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки:

1 - колонный фланец; 2 - планшайба; 3 - НКТ; 4 - опорная муфта; 5 - тройник, 6 - корпус сальника, 7 - полированный шток, 8 - головка сальника, 9 - сальниковая набивка



Эксплуатация скважин с помощью ШГН

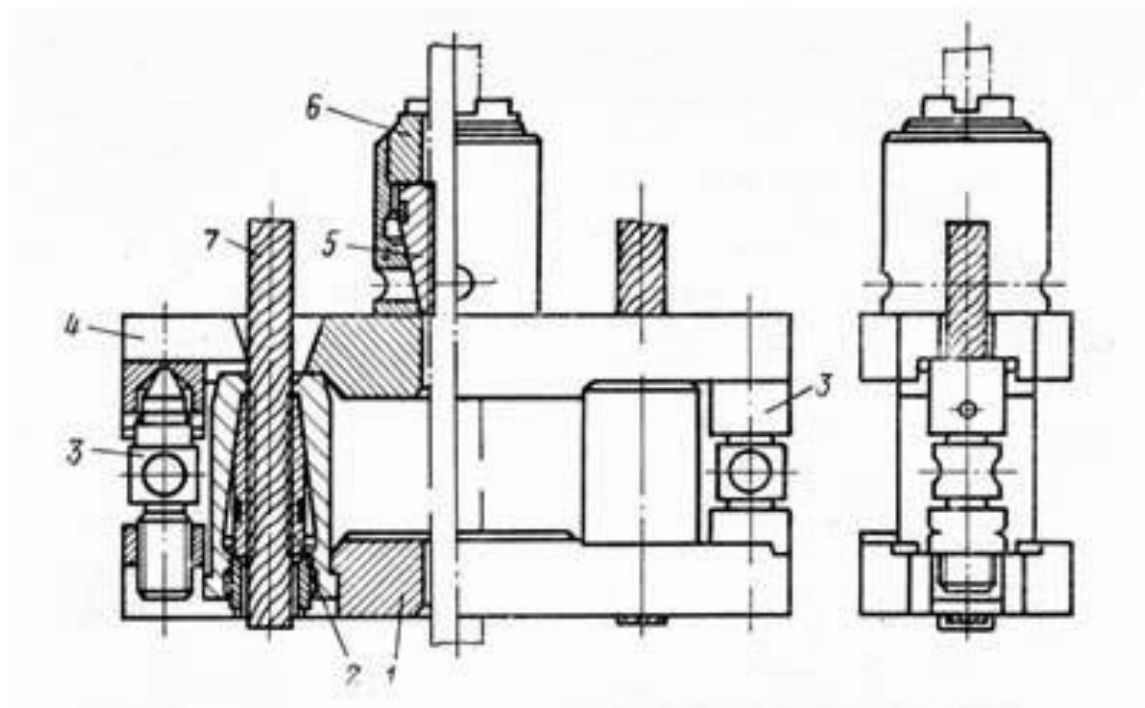


Рис. 10.8. Канатная подвеска сальникового штока

Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Подача штангового скважинного насоса и коэффициент подачи

$$q_1 = S_{\Pi} \cdot (F - f),$$

$$Q = F \cdot S_{\Pi} \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440 \cdot F \cdot S_{\Pi} \cdot n$$

$$Q_T = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n$$

$$\eta_1' = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{см}}} = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{ж}} + V_{\text{г}}} = \frac{1}{1 + V_{\text{г}}/V_{\text{ж}}} = \frac{1}{1 + R}$$

Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Подача штангового скважинного насоса и коэффициент подачи

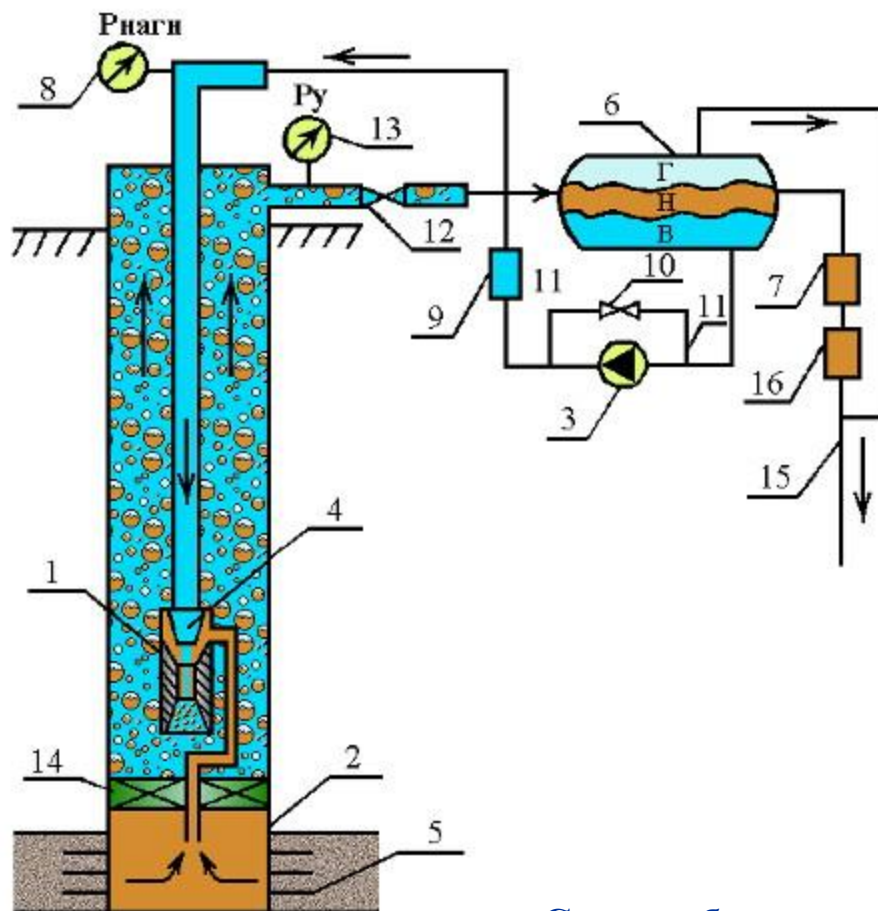
На коэффициент подачи ШСН влияют постоянные и переменные факторы.

К постоянным факторам можно отнести:

- влияние свободного газа в откачиваемой смеси;
- уменьшение полезного хода плунжера по сравнению с ходом точки подвеса штанг за счет упругих деформаций насосных штанг и труб;
- уменьшение объема откачиваемой жидкости (усадка) в результате ее охлаждения на поверхности и дегазации в сепарационных устройствах.
- К переменным факторам, изменяющимся во времени, можно отнести:
- утечки между цилиндром и плунжером, которые зависят от степени износа насоса и наличия абразивных примесей в откачиваемой жидкости;
- утечки в клапанах насоса из-за их немгновенного закрытия и открытия и, главным образом, из-за их износа и коррозии;
- подвергаются переменным нагрузкам

Применение гидроструйных насосов

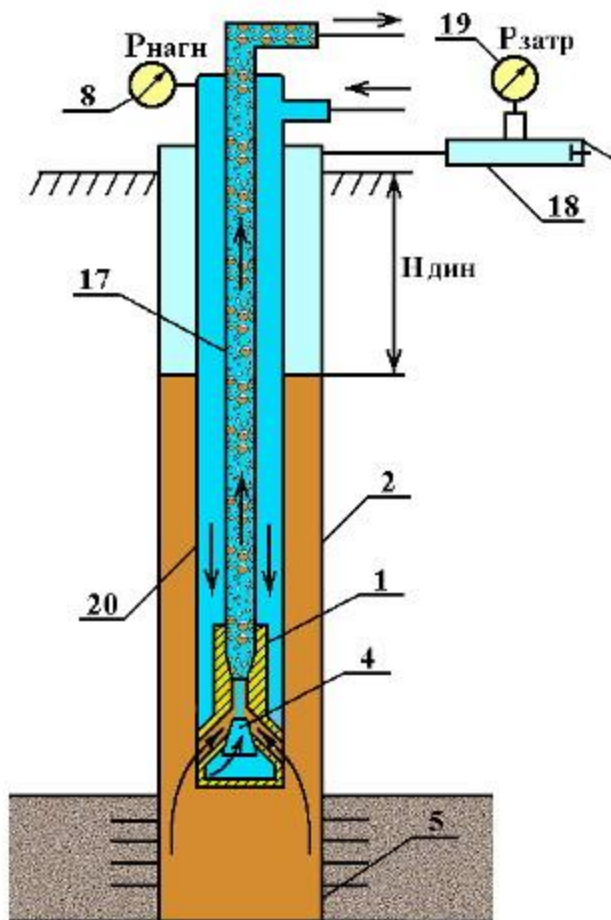
СПОСОБ ОСВОЕНИЯ, ИССЛЕДОВАНИЯ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН



- 1 – струйный насос
- 2 – забой скважины
- 3 – поверхностный насос
- 4 – сопло струйного насоса
- 5 – пласт
- 6 – сепаратор
- 7 – дебитометр жидкости
- 8 – манометр
- 9 – расходомер
- 10 – вентиль
- 11 – байпасная линия
- 12 – задвижка
- 13 – манометр устьевой
- 14 – пакер
- 15 – выкидная линия
- 16 – влагомер

Схема обвязки и оборудование при эксплуатации скважины струйным насосом по затрубному пространству

Применение гидроструйных насосов



- 1 – струйный насос
- 2 – эксплуатац. колонна
- 3 – поверхностный насос
- 4 – сопло струйного насоса
- 5 – пласт
- 8 – манометр
- 20 – внешний ряд НКТ
- 18 – уровнемер
- 19 – манометр
- 17 – колонна НКТ

Рис. 2.

Технологическая схема при эксплуатации скважины струйным насосом с помощью двух рядов труб НКТ

Применение гидроструйных насосов

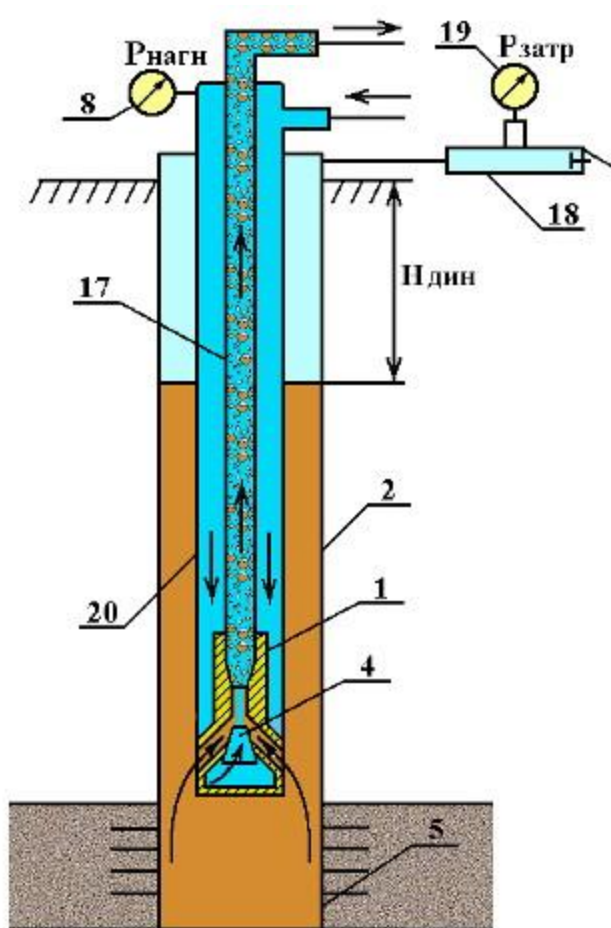


Рис. 2.

В новой технологии полностью сохранены известные ранее преимущества гидроструйных насосов:

- высокий межремонтный период работы скважин,
- возможность спуска-подъема струйного агрегата без бригады подземного ремонта,
- надёжная эксплуатация в осложнённых условиях (высокий газовый фактор, большие глубины, высокие температуры, низкие дебиты и т.д.).

Технологическая схема при эксплуатации скважины струйным насосом с помощью двух рядов труб НКТ

Применение гидроструйных насосов

Достоинства новой технологии эксплуатации скважин гидроструйными насосами

- нет подъёма жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений;
- контроль динамического уровня в процессе эксплуатации;
- замена ненадёжных и дорогостоящих плунжерных насосов высокого давления многоступенчатыми центробежными насосами;
- технология позволяет эксплуатировать без установки силовой наземной станции проблемные скважины, разбросанные по площади месторождения, при подаче в сопло гидроструйного насоса воды из системы ППД;
- возможен вариант гидроструйной эксплуатации при нагнетании в эжектор сеноманской воды установкой ЭЦН из бездействующей скважины куста

Применение насосно-эжекторных установок

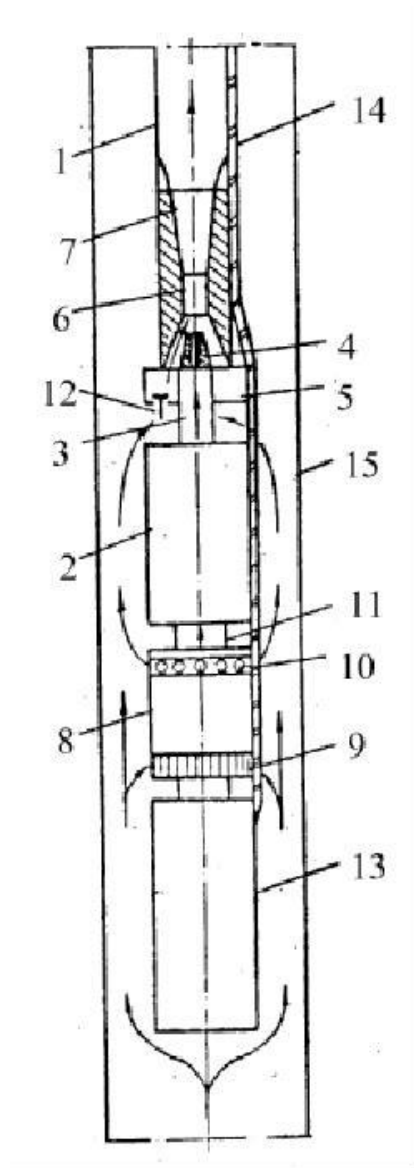


Рис. 1. Погружная насосно-эжекторная система для подъема газированной жидкости из скважин (патент СССР №1825544, 1988г.):

1 - НКТ;

2 - ЭЦН;

3 - нагнетательная линия ЭЦН;

4, 5, 6, 7 - сопло, приемная камера, камера смешения, диффузор струйного аппарата, соответственно;

8 - газосепаратор;

9 - приемная сетка;

10 - отверстия для сброса газа;

11 - входная линия ЭЦН;

12 - обратный клапан;

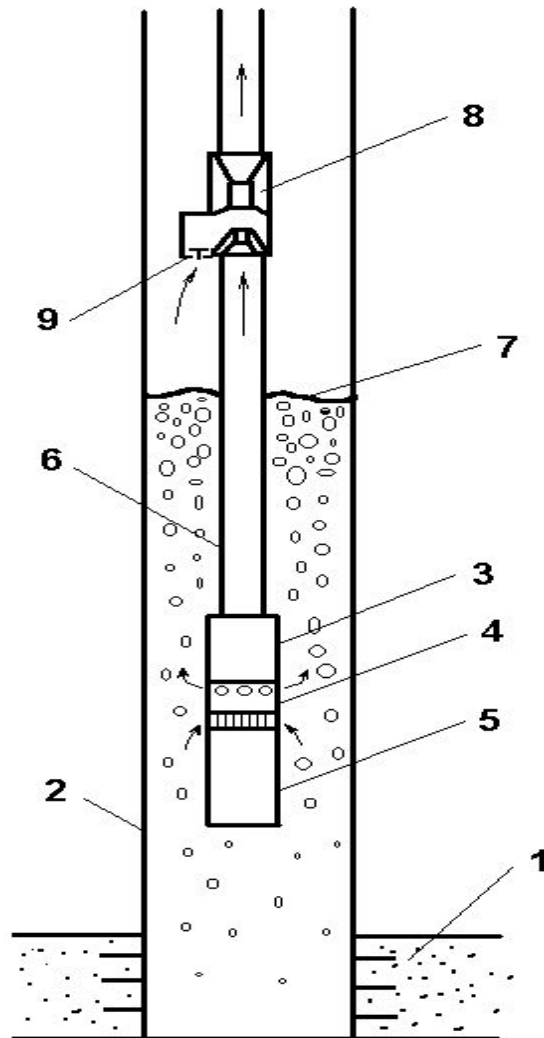
13 - ПЭД;

14 - кабель;

15 - эксплуатационная колонна.

Технологическая схема при эксплуатации скважины насосно-эжекторной установкой

Применение насосно-эжекторных установок



- 1 – пласт,
- 2 – скважина,
- 3 – ЭЦН,
- 4 – газосепаратор,
- 5 – погружной электродвигатель с гидрозащитой,
- 6 – НКТ,
- 7 – динамический уровень,
- 8 – струйный аппарат,
- 9 – обратный клапан

Технологическая схема при расположении струйного аппарата выше динамического уровня

Программный комплекс «Автотехнолог»

Автотехнолог М:Западно-Полуденное К:23 С:333 Дата:05/26/03(13:30:16)

Файл Утилиты Расчет НКТ ?

Общие данные Пласт Инклинограмма Оборудование Скважина

Скважина

Скважина: 333

Куст: 23

Месторождение: Западно-Полуденное

Дата и время: 05/26/03(13:30:16)

Примечание:

Ввод данных

Новые данные Из базы данных Из файла

Сохранение данных

В базу данных В файл

Параметры подбора

Тип насоса

☒ Электроприводной насос

☐ Штанговый насос

Введены данные

Инклинограмма

Вид подбора

☒ Выбирать из всего описанного оборудования

☐ Выбирать только из доступного оборудования

Подбор оборудования

Программа подбора и диагностики нефтедобывающего оборудования 13:57 Понедельник, 05/26/03

Начало работы

Программный комплекс «Автотехнолог»

Автотехнолог М:КАЛЬЧИНСКОЕ К:1 С:101 Дата:05/21/03(21:26:17)

Файл Утилиты Расчет НКТ ?

Общие данные Пласт Инклинограмма Оборудование Скважина

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	47
Глубина верхней границы перфорации, м:	2780
Глубина подвешки насоса, м:	0
Динамический уровень, м:	902
Содержание мех. примесей, мг/л:	177
Давление буферное, МПа:	1
Давление затрубное, МПа:	1.05
Обводненность, ед.:	0.42
Минимальный наружный диаметр НКТ, мм:	60
Толщина стенки НКТ, мм:	5
Коэффициент продуктивности, куб.м/МПа*сут.:	0

Обсадная колонна

ГОСТ 632-88: -

Секции №1

Число секций (1-3): 1

Внутренний диаметр, мм: 132

Длина, м: 2732

Параметры подбора

Тип насоса

☒ Электроприводной насос

☐ Штанговый насос

Введены данные

Инклинограмма

Общие данные

Пласт

Вид подбора

☐ Выбирать из всего описанного оборудования

☐ Выбирать только из доступного оборудования



Подбор оборудования

Введите данные связанные с общим состоянием скважины

14:01 Понедельник, 05/26/03

Ввод общих данных

Программный комплекс «Автотехнолог»

Автотехнолог М:КАЛЬЧИНСКОЕ К:1 С:101 Дата:05/21/03(21:26:17)

Файл Утилиты Расчет НКТ ?

Общие данные **Пласт** Инклинограмма Оборудование Скважина

Вскрытые пласты

Ач1

Разрабатываемый пласт

Название:	Ач1
Скорость коррозии, мг/час:	0
Газовый фактор, куб.м/куб.м:	49
Динамическая вязкость воды, Па*с:	0.0001
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0.00487
Плотность газа, кг/куб.м:	0.9
Плотность воды, кг/куб.м:	1009
Плотность нефти, кг/куб.м:	879
Пластовое давление, МПа:	21.4
Давление насыщения, МПа:	10.4
Степень кривой разгазирования:	2.3
Температура пласта, °С:	85
Температурный градиент, °С /м:	0.02
Содержание парафина, %:	1.86
Температура кристаллизации парафина, °С:	45
Объемный коэффициент нефти:	1.08

в справочнике по месторождению

Ю3-4
Ач2
Ач1, Ач-
Ач1
Ач1, Ач2

Сохранить пласт в справочник

Удалить пласт из справочника

Параметры подбора

Тип насоса

☒ Электроприводной насос

☐ Штанговый насос

Введены данные

Инклинограмма
Общие данные
Пласт

Вид подбора

Выбирать из всего описанного оборудования

☒ Выбирать только из доступного оборудования



Подбор оборудования

Введите данные описывающие разрабатываемый пласт

14:02 Понедельник, 05/26/03

Ввод данных о пласте

Программный комплекс «Автотехнолог»

Автотехнолог М:КАЛЬЧИНСКОЕ К:1 С:101 Дата:05/21/03(21:26:17)

Файл Утилиты Расчет НКТ ?

Общие данные Пласт **Инклинограмма** Оборудование Скважина

Глубина м	Азимут град.	Зенит		
		град. дес.	град.	мин.
20	60	1.5	1	30
40	60	2	2	0
60	60	2.5	2	30
80	60	2.75	2	45
100	60	3	3	0
120	60	4.25	4	15
140	60	6.25	6	15
160	60	7.75	7	45
180	59	9	9	0
200	58	9.5	9	30
220	59	10.5	10	30
240	62	11.12	11	7
260	62	11.75	11	45
280	62	12.25	12	15
300	62	13	13	0
320	63	12.25	12	15

Добавить Вставить Удалить Файл... Авто + 20

Введите данные описывающие геометрию скважины

14:04 Понедельник, 05/26/03

Параметры подбора

Тип насоса

☒ Электроприводной насос

☐ Штанговый насос

Введены данные

Инклинограмма ☒

Общие данные ☐

Пласт ☐

Вид подбора

☒ Выбирать из всего описанного оборудования

☐ Выбирать только из доступного оборудования



Подбор оборудования

Ввод инклинометрии скважины

Программный комплекс «Автотехнолог»

Подбор УЗЦН: Параметры подбора

Рабочая частота
Расчет производить при частоте, Гц:

Типы насосов участвующие в подборе

☒ Центробежные
☒ Винтовые
☒ Диафрагменные

Исполнения насосов участвующие в подборе

☒ Стандартное
☒ Износостойкое
☒ Сверхизносостойкое
☒ Коррозионностойкое

Рекомендации разработчиков
Тип: Центробежные
Исполнение: Стандартное

Состояние скважины
Динамический уровень:
введенный 902 м.
расчитанный 902 м.
Кпрод. 8.94 куб.м/МПа*сут
Глубина подвески 1525 м.
Глубина перфорации 2780 м.
Температура пласта 85 °C
☐ Расчет стоимости подъема нефти

*РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина
ЦОНИК*

 Выберите необходимые Вам параметры подбора оборудования

Выбор типа насоса

Программный комплекс «Автотехнолог»

Подбор УЗЦН: выбор насоса и двигателя

Наименование	Число ступеней	Мощность, кВт	Двигатель	Продолжить
ЛЭЦНМ5-30-1300	270	17.01	РЕДА456-26 (19 кВт)	Нет
ЛЭЦНМ5-30-1400	299	17.01	РЕДА456-26 (19 кВт)	Нет
ЛЭЦНМ5-30-1600	344	17.01	РЕДА456-26 (19 кВт)	Нет
ЛЭЦНМ5-60-1000	192	12.83	РЕДА375-21-2 (15 кВт)	Нет
ЭЦНА45-1300 !dP=2.01 МПа	253	13.01	РЕДА375-21-2 (15 кВт)	Нет
ЭЦНА5-60-1000 !dP=1.65 МПа	177	12.7	РЕДА375-21-2 (15 кВт)	Нет
ЭЦНМ5-20-1800	422	27.28	РЕДА456-42-2 (31 кВт)	Нет
ЭЦНМ5-20-2000	501	27.28	ПЭД-32-117ВМ5 (32 кВт)	Да
ЭЦНМ5-50-990 !dP=0.92 МПа	172	12.56	ПЭДУ-С-32-117 (32 кВт)	Да

<<Назад Далее >> Отмена

Выбор типа двигателя (ПЭД)

Программный комплекс «Автотехнолог»

Подбор УЗЦН: выбор кабеля

Наименование	Т на приеме °C	Кабель	Продолжить
ЭЦНМ5-20-2000	71.87	КПБК (10 мм, 90 °C)	Да
ЭЦНМ5-50-990 IdP=0.92 МПа	64.57	КПБК (16 мм, 90 °C) ▾	Да

<<Назад Далее >> Отмена

Выбор типа кабеля

Программный комплекс «Автотехнолог»

Подбор УЗЦН: результаты подбора и подбор по глубине

Вариант	Вариант №1	Вариант №2
Насос	Название	ЗЦНМ5-20-2000
	Тип	Центробежный
	Температура на выходе, °C	73.67
	КПД, %	15.6
	Мощность, кВт	27.28
	Qприема/Qопт.	1.44
	КПДприема/КПДмакс.	0.42
	Изготовитель	АЛЬМЕТ
Двигатель	Название	ПЗД-32-117ВМ5
	Мощность, кВт	32
	Изготовитель	АЛЬМЕТ
Кабель	Название	КПБК (3x10 мм)
	Макс. рабочая температура, °C	90
Экономика	Мощность с учетом потерь, кВт	33.58
	Затраты мощности на т нефти, кВт/ч	29.56
	Стоимость подъема т нефти, руб.	-
	Гидрозащита	1Г-51

Общие данные Подбор по глубине Сохранить в файл Печать

<<Назад Завершить

Результаты расчета вариантов

Программный комплекс «Автотехнолог»

Подбор УЭЦН: подбор насоса по глубине. Насос: ЭЦНМ5-20-2000

Глубина подвески, м	Длина колонны, м	Подача на приеме, куб. м/сут	Нсум, кВт/ч	КПД, %	Давление на приеме, МПа	Свободный газ на приеме	Температура на приеме, °С
330	333.8	-	-	-	1.05	1	36
340	344	-	-	-	1.05	1	36.2
350	354.2	-	-	-	1.05	1	36.4
360	364.4	-	-	-	1.05	1	36.6
370	374.6	-	-	-	1.05	1	36.8
380	384.8	-	-	-	1.05	1	37
390	395	-	-	-	1.05	1	37.2
400	405.2	-	-	-	1.05	1	37.4
410	415.5	-	-	-	1.05	1	37.6
420	425.7	-	-	-	1.05	1	37.8

Печать

Изменить глубину подвески насоса

Выберите новую глубину подвески

Зона с запретом на установку насоса

Зона с запретом на дальнейшее заглубление насоса

Вне рабочей зоны насоса

Рабочая зона насоса

Возврат

Изменение глубины подвески УЭЦН

Программный комплекс «Автотехнолог»

Режим работы насоса ЭЦНМ5-20-2000 на глубине 2200 м

Насос Двигатель Кабель Экономика Скважина

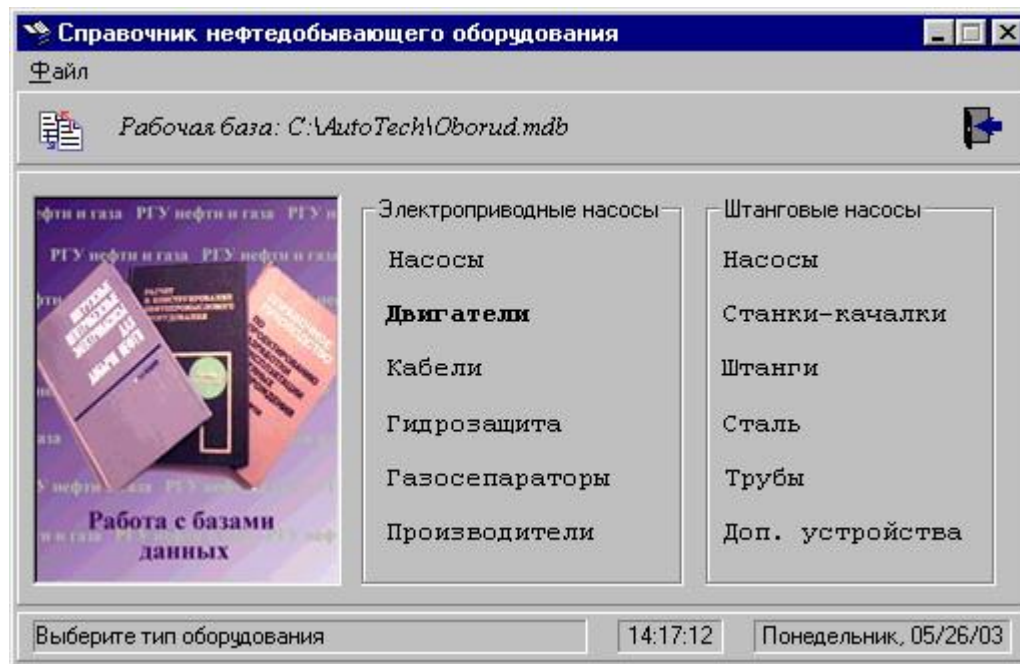


Название	ЭЦНМ5-20-2000
Тип	Центробежный
Изготовитель	АЛЬМЕТ
Дебит на приеме насоса, м	47.3
Давление на приеме, МПа	9.82
Температура на выходе насоса, °	86.47
Мощность, кВт	27.73
Qприема/Qопт.	1.31
КПДприема/КПДмакс.	0.56
КПД, %	20.62
Содержание газа на приеме, ед.	0.01

Принять вариант Отмена

Сведения о выбранном насосе

Программный комплекс «Автотехнолог»



Окно базы данных по оборудованию

Программный комплекс «Автотехнолог»

Доступное оборудование

Склад
Новый склад

Добавить

Выберите склад
Склад НГДУ №15
Выбрать Удалить

Выбран
Склад НГДУ №15

Выберите вид оборудования
☒ для электроприводных насосов
☐ для штанговых насосов

Насос
Двигатель
Кабель
Газосепаратор
Гидрозащита

Выберите имеющееся в наличии оборудование

- ☒ 1УЗЦНД5-80-1500
- ☒ 1УЗЦНД5-80-1700
- ☐ 1УЗЦНД5-80-1800
- ☐ 23ВН5-12-1000
- ☐ 23ЦНМ5-100-750
- ☐ 23ЦНМ5-100-900
- ☐ 23ЦНМ5-100-1000
- ☐ 23ЦНМ5-100-1150
- ☐ 23ЦНМ5-100-1300
- ☐ 23ЦНМ5-100-1400
- ☐ 23ЦНМ5-100-1550
- ☐ 23ЦНМ5-100-1700
- ☐ 23ЦНМ5-100-1800
- ☐ 23ЦНМ5-100-1950
- ☐ 23ЦНМ5-100-2050
- ☐ A230 REDA-100
- ☐ A230 REDA-150

Сохранить Отмена

☐ Отобразить только имеющееся оборудование Закреть

Окно базы данных по доступному оборудованию

