

# ТЕХНИЧЕСКАЯ УЧЕБА РАБОТНИКОВ УЧАСТКА ПО ДОБЫЧЕ И ПОДГОТОВКЕ К ТРАНСПОРТУ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

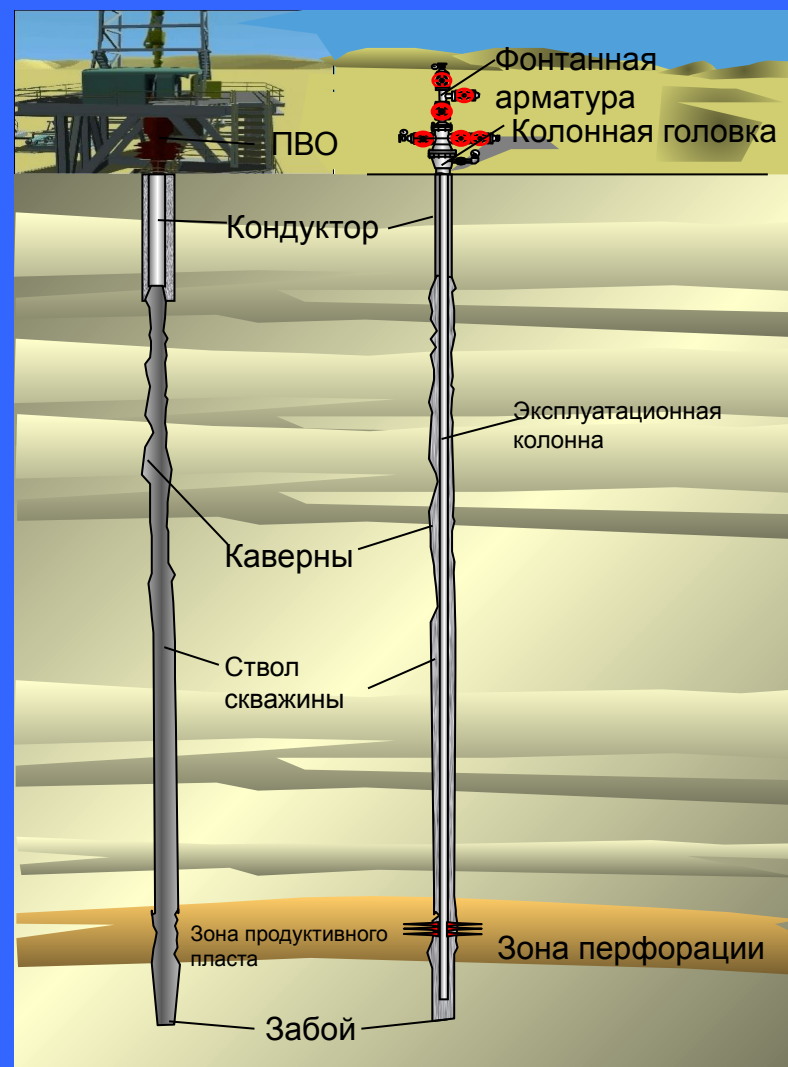
На тему: ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ИССЛЕДОВАНИЯ

Гончаров Александр Владимирович,  
оператор по исследованию скважин  
E-mail: [k102\\_operator@irkutsk-dobycha.gazprom.ru](mailto:k102_operator@irkutsk-dobycha.gazprom.ru)

## Курс «КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, СПУСК ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ»

При выборе конструкции скважины необходимо обеспечить:

1. прочность и долговечность крепления стенок скважины;
2. надежную изоляцию газоносных, 3. нефтеносных и водоносных горизонтов, а также намеченного эксплуатационного объекта;
4. успешное бурение до проектной глубины и возможность реализации проектной системы разработки;
5. возможность применение запроектированного способа и режима эксплуатации;
6. экономию металла и цемента.



При выборе конструкции скважины надо учитывать геологические особенности разреза месторождения. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в нефтяных скважинах не может быть меньше 100 мм. Допускается бурение скважин малого диаметра эксплуатации газовых залежей при:

- небольшой глубине залегания газоносных пластов;

- наличии продуктивных пластов малой проницаемости и мощности, дающих приток газа в скважине до 50-60 тыс. м<sup>3</sup>/сут.;

- выпадении жидкости на забой, удалить которую можно лишь при создании высоких скоростей газового потока.

С углублением ствола скважины по мере необходимости проводят работы по его креплению. Понятие крепления скважины охватывает работы по спуску в скважину обсадной колонны и ее цементированию. Спущенная в ствол обсадная колонна

- составной элемент конструкции скважины.

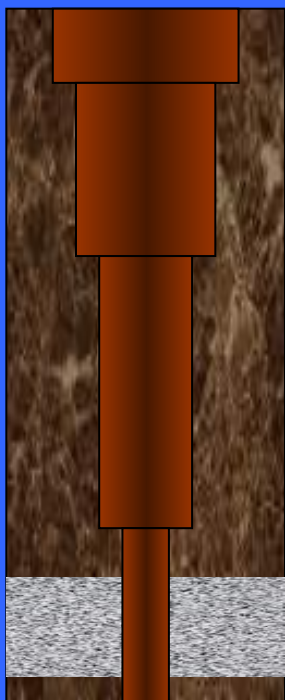
**В понятие конструкции скважины включают следующие характеристики: глубину скважины; диаметр ствола скважины, который можно оценивать по диаметру породоразрушающего инструмента (долота, бурголовки и т. п.), применяемого для бурения каждого отдельного интервала, и уточнять на основе замеров профилеметрии и кавернометрии; количество обсадных колонн, спускаемых в скважину, глубину их спуска, протяженность, номинальный диаметр обсадных колонн и интервалы их цементирования.**

## КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Крепление скважины проводят с различными целями: закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород; изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу; разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью; разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов; образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости; создание надежного основания для

## Месторождение

- 1 - направление - служит для закрепления устья скважины и отвода изливающегося из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину 3 - 10 м;
- 2 - кондуктор - устанавливается для закрепления стенок скважины в интервалах, представленных разрушенными и выветрелыми породами, и предохранения водоносных горизонтов - источников водоснабжения от загрязнения, глубина спуска до нескольких сот метров;
- 3 - промежуточная колонна - служит для изоляции интервалов слабосвязанных неустойчивых пород и зон поглощения; промывочной жидкости; глубина спуска колонны зависит от местоположения осложненных интервалов;
- 4 - эксплуатационная колонна - образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром.
- 5 - потайная колонна (хвостовик) - служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает поверхности и размещается внутри расположенной выше обсадной колонны. Если она не имеет связи с предыдущей колонной, то называется «летучкой».





*Направление- самая большая обсадная колонна, предназначена для предохранения устья скважины от размыва, предохранения стенок скважины от осыпания, направления промывочной жидкости в желобную систему*

*Кондуктор - изолирует водоносные пласты, перекрывает неустойчивые породы, обеспечивает возможность установки противовыбросового оборудования*

*Эксплуатационная колонна- необходима для эксплуатации скважины. Она спускается до глубины залегания продуктивного пласта.*





## Коэффициент пористости.

Количественно пористость характеризуется коэффициентом пористости  $m$ , который определяется как отношение суммарного объема пор  $V_{пор}$  в образце породы к видимому объему образца  $V_{обр}$ .

При определении коэффициента пористости различают следующие виды пористости:

Полная (абсолютная) пористость ( $m_p$ ) учитывает объем всех имеющихся пор.

Открытая пористость ( $m_o$ ) учитывает объем только сообщающихся пор.

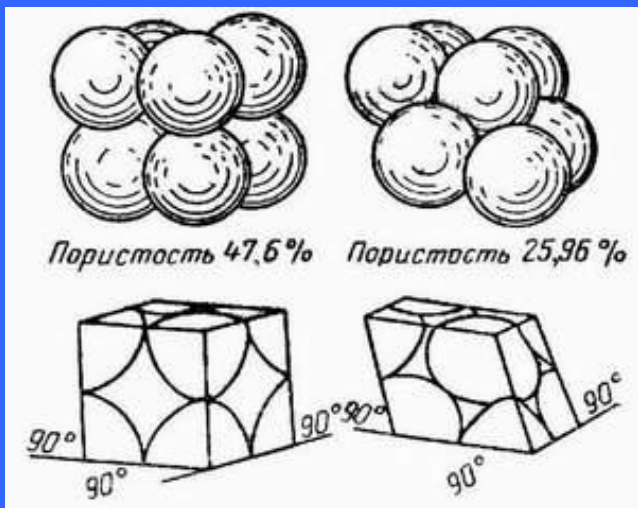
Эффективная пористость ( $m_{эф}$ ) учитывает объем пор, участвующих в процессе фильтрации. (Фильтрацией называется движение жидкостей и газов через пористую среду.)

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

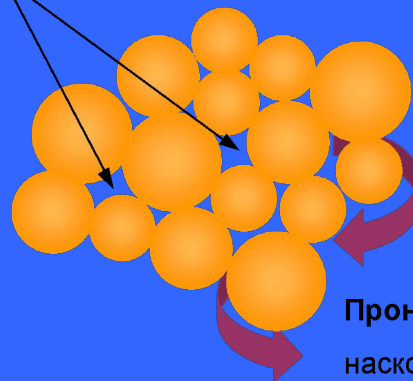
$$m_p > m_o > m_{эф}$$

Для хороших коллекторов коэффициент пористости лежит в пределах 15-25%.

# Проницаемость.



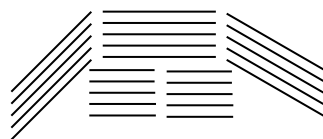
**Пористость** это объем пустот в горной породе



**Проницаемость** - это мера того, насколько легко жидкость может протекать через поровую систему

**Проницаемость** – это фильтрующий параметр горной породы, характеризующий её способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку.



К плохо проницаемым относятся: глины, с упорядоченной пакетной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией.



Проницаемость абсолютная (физическая) – это проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости.

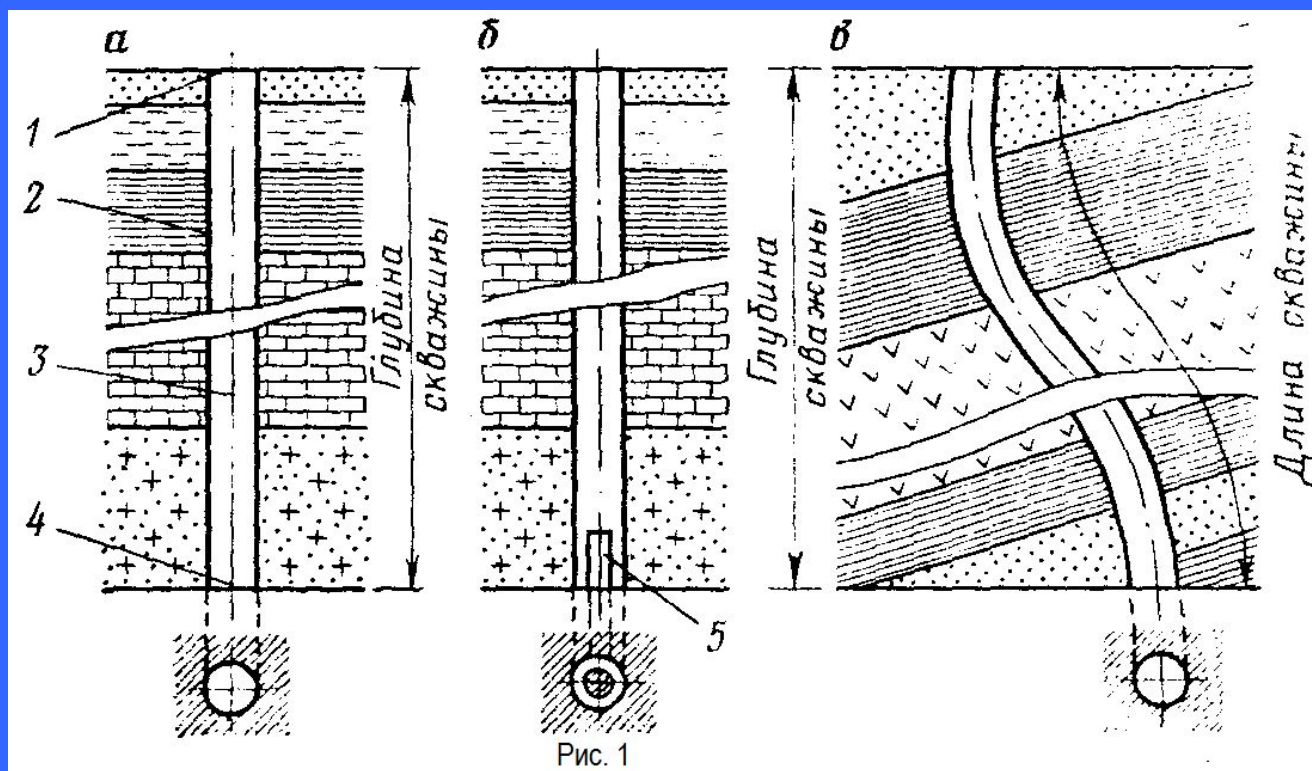
Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства самой породы.

Проницаемость фазовая (эфффективная) – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другого флюида.

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

**Скважина** - Горная выработка цилиндрической формы имеющая диаметр во много раз меньше длины, пройденная в горной породе или полезном ископаемом механическими или немеханическими способами, сооружаемая без доступа в нее человека.

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Скважины - дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60—80%.



Начало скважины называется устьем 1, боковая цилиндрическая поверхность – стенкой 2 или стволом, дно – забоем 4. Расстояние от устья до забоя по оси ствола определяет длину скважины (рис. 1 в), а по проекции оси 4 на вертикаль – ее глубину (рис. 1 а, в).



Скважины по их назначению в зависимости от стадий геологоразведочных работ и освоения месторождений подразделяются на следующие *категории и группы* (внутри категорий):

## Скважины



```
graph TD; A[Скважины] --> B[Поиск и определение границ залежей]; A --> C[Разработка разведанных месторождений (эксплуатационные)]; A --> D[Вспомогательные]
```

Поиск и определение границ залежей

Разработка разведанных месторождений  
(эксплуатационные)

Вспомогательные

Поиск и определение границ залежей

Опорные

Параметрические

Структурные

Поисковые

Разведочные

**ОПОРНЫЕ СКВАЖИНЫ** закладываются в районах, не исследованных бурением, и служат для изучения состава и возраста слагающих их пород.

**ПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ СКВАЖИНЫ** закладываются в относительно изученных районах с целью уточнения их геологического строения и перспектив нефтегазоносности.

**СТРУКТУРНЫЕ СКВАЖИНЫ** бурятся для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению.

**ПОИСКОВЫЕ СКВАЖИНЫ**, бурят с целью открытия новых промышленных залежей нефти и газа

**РАЗВЕДОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ**, бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для изучения размеров и строения залежи, получения необходимых исходных данных для подсчета запасов нефти и газа, а также проектирования ее разработки.

## ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

**СКВАЖИНА СПЕЦИАЛЬНАЯ** — предназначена для вспомогательных работ, выполнение которых обеспечивает нормальную технологию геологоразведочного процесса и разработки нефтяных и газовых месторождений, таких как: сброс промышленных вод, ликвидация открытых фонтанов нефти и газа, водоснабжение основного производства, подземное хранение газа и др.

**СКВАЖИНА МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ** — скважина, в которой осуществляется метрологический контроль скважинной геофизической аппаратуры.

Скважина эксплуатационная — предназначена для разработки и эксплуатации месторождений и залежей нефти и газа.

Скважина эксплуатационная

```
graph TD; A[Скважина эксплуатационная] --> B[наблюдательные]; A --> C[оценочные]; A --> D[добывающие]; A --> E[нагнетательные]
```

наблюдательные

оценочные

добывающие

нагнетательные

Оценочные — уточнение границ обособленных продуктивных полей и оценка выработанности отдельных участков для уточнения рациональной разработки залежей.

Наблюдательные (контрольные, пьезометрические) — контроль за разработкой путем систематического наблюдения за изменением пластового давления, продвижением водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации залежи.

Нагнетательные — воздействие на эксплуатационный объект путем закачки воды, газа, воздуха или др. агентов.

Собственно эксплуатационные (добывающие) — извлечение (добыча) нефти и газа, включая сопутствующие компоненты.

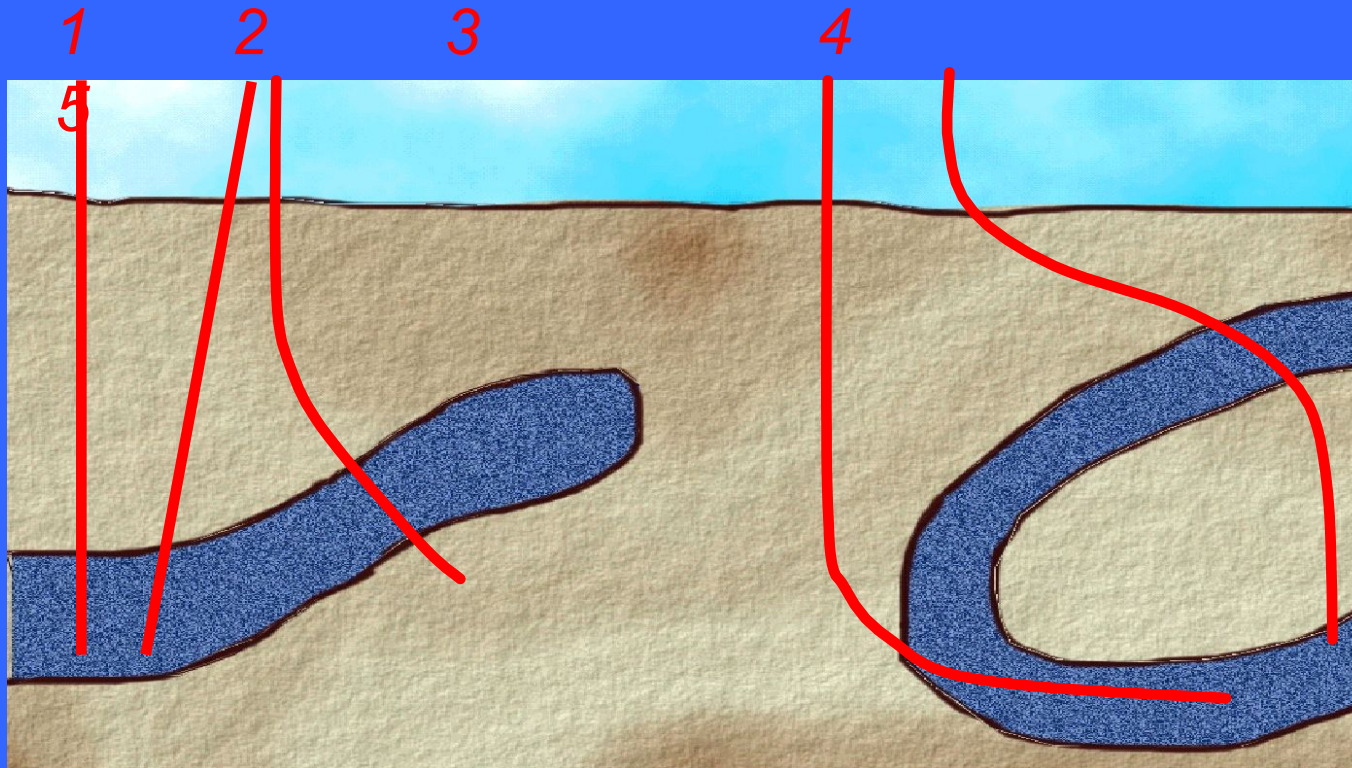
# Классификация эксплуатационных (добывающих) скважин по положению в пространстве.

Скважины по положению в пространстве делятся на:

Вертикальные - 1

Наклонные – 2,3,5

Горизонтальные - 4



### Что такое конструкция скважины ?

Это совокупность информации о количестве и диаметре обсадных колонн, интервалах цементирования, примененном оборудовании. Конструкцией скважины, также называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах достигает до 100 МПа, температура газа достигает 523 К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. Конструкция скважины должна обеспечивать: доведение скважины до проектной глубины; осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации; предотвращение осложнений в процессе бурения и эксплуатации; ремонт скважины; выполнение исследовательских работ; минимум затрат на строительство скважины, как законченного объекта в целом.



Физические свойства газа - плотность и вязкость, их изменение в зависимости от явления и температуры существенно отличаются от плотности и вязкости нефти.

Плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50-100 раз меньше, чем у воды и нефти.

Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину чем в нефтяных, для предотвращения взрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Малая вязкость газа вызывает необходимость принимать особые меры по созданию герметичности как обсадных колонн, так и межтрубного пространства газовых скважин. Герметичность заколонного пространства скважин обеспечивается применением цементов определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

## Виды обсадных колонн

По назначению различают следующие виды обсадных колонн.

Направление	Кондуктор	Промежуточная (техническая)	Эксплуатационная колонна	178мм/3660,4м*	245мм/1279м*	324мм/2559,8 м*	426 мм/28 м*
-------------	-----------	-----------------------------	--------------------------	----------------	--------------	-----------------	--------------

\* На примере скв. 107.5

**Направление** — одна труба или первая колонна труб, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором или обрушения пород, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Устанавливают его в подготовленную шахту или скважину и цементируют до поверхности земли с учетом размещения противовыбросового оборудования. В случаях, когда верхняя часть разреза представлена несвязанными породами (лёсс, песок, гравий), приустьевая зона крепится двумя направлениями.

**Кондуктор** — колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих колонн


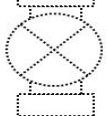

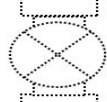
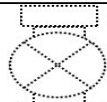


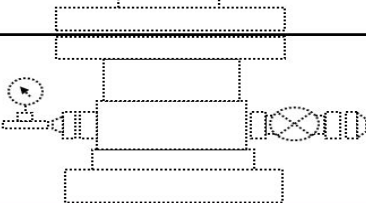
**Промежуточная или техническая** обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при бурении скважины до намеченных глубин. Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов: 1) сплошные, перекрывающие весь ствол скважины от забоя до её устья независимо от крепления предыдущего интервала; 2) хвостовики – для крепления только незакрепленного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину; 3) промежуточные – для перекрытия интервалов осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

**Эксплуатационная колонна** — для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и обеспечения канала надежной гидравлической связи продуктивных отложений с дневной поверхностью, извлечения из скважины добываемого флюида или, наоборот, для нагнетания в пласт жидкости или газа. Для защиты эксплуатационной колонны от разрушения и обеспечения технологии извлечения флюида в ней устанавливается колонна фонтанных (насосно-компрессорных) труб с комплектом забойного оборудования.

Оборудование устья газовой скважины предназначено для соединения верхних концов обсадных колонн и фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования, осуществления мероприятий по контролю и регулированию технологического режима эксплуатации скважин. Оно состоит из трех частей: 1) колонной головки; 2) трубной головки; 3) фонтанной елки

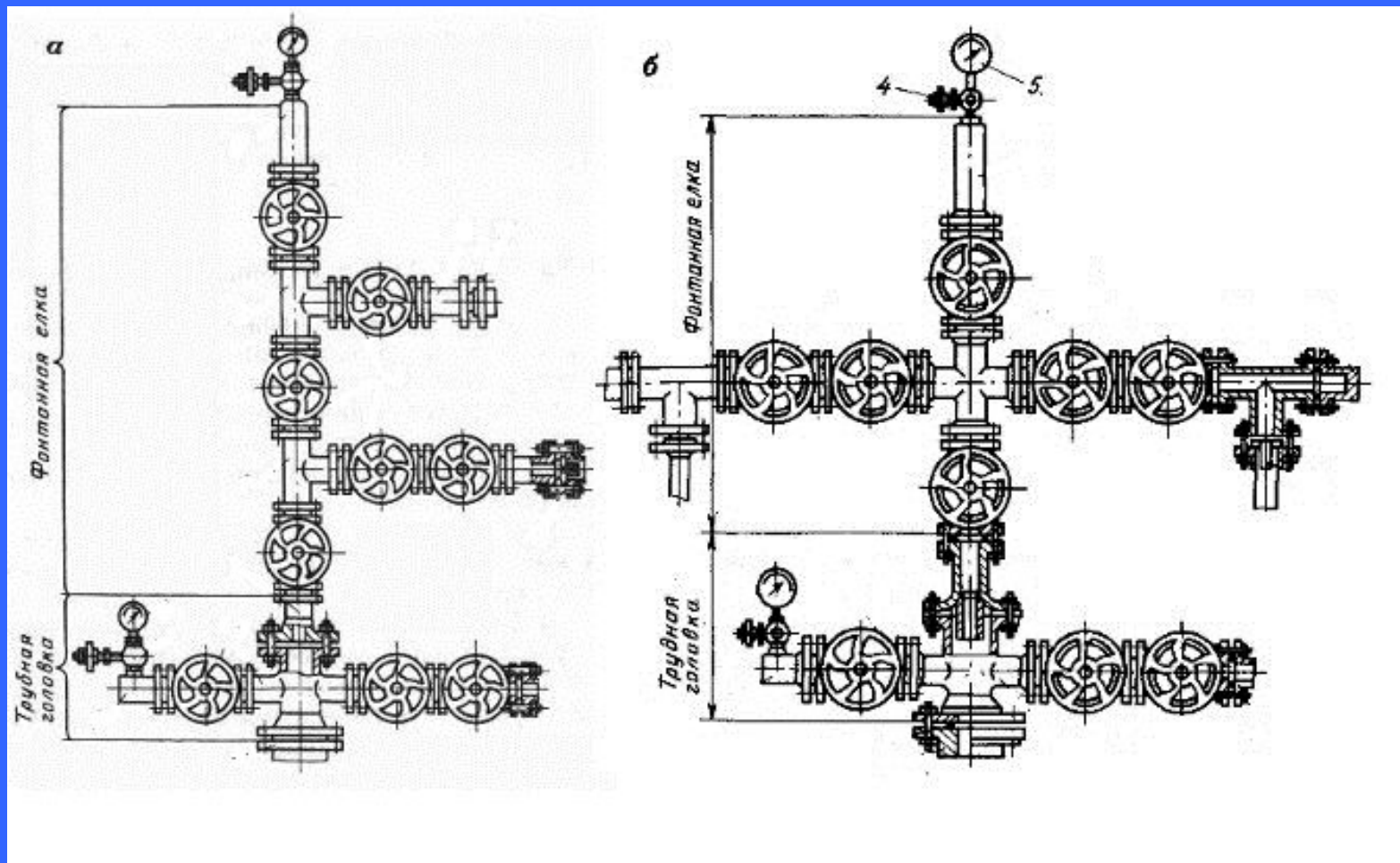
Колонная головка соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки с фонтанной елкой.

Трубная головка служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами. На трубную головку непосредственно устанавливают фонтанную елку крестовикового или тройникового типа

Схема оборудования	Название	Тип	Производитель	Внутренний диаметр
	Буферный коппак	-	ВМЗ	-
	Буферная задвижка	ЗМС-100х35 КЗ	ВМЗ	100 мм.
	<b>Боковые задвижки</b> 1. Струнная рабочая 2. Струнная контрольная 3. технологическая рабочая 4. Технологическая контрольная	ЗМС-100х35 КЗ	ВМЗ	100 мм.
	Надкоренная задвижка	ЗМС-100х35 КЗ	ВМЗ	100 мм.
	Коренная задвижка	ЗМС-100х35 КЗ	ВМЗ	100 мм.
	Адаптер ФА	-	ВМЗ	100 мм.
	Трубная головка	-	ВМЗ	-
	Колонная головка	ОКК2.324.245-178	ВМЗ	-

Фонтанная ёлка монтируется выше верхнего фланца трубной головки. Она предназначена для: 1) освоения скважины; 2) закрытия скважины; 3) контроля и регулирования технологического режима работы скважины. На ней монтируются штуцеры, термометры, установки для ввода ингибитора гидратообразования и коррозии. Основным элементом фонтанной елки крестовикового типа - крестовина, а тройниковой елки - тройник.

Фонтанная елка тройникового типа более износостойкая, применяется на скважинах с выносом с забоя большого количества механических примесей. Фонтанная арматура (елка) тройникового типа имеет два тройника. Верхний - рабочий, нижний - резервный. Нижний используется только во время ремонта или замены верхнего. Фонтанная арматура тройникового типа имеет большую высоту (до 5 м от поверхности земли), неудобна в обслуживании, неуравновешенная.





## Подземное оборудование ствола газовых скважин

При эксплуатации скважин большое внимание должно уделяться надежности, долговечности и безопасности работы, предотвращению открытых газовых фонтанов, защите окружающей среды. Условиям надежности, долговечности и безопасности работы должны удовлетворять как конструкция газовой скважины, так и оборудование ее ствола и забоя. Подземное оборудование ствола скважины позволяет осуществлять 1) защиту скважины от открытого фонтанирования; 2) освоение, исследование и остановку скважины без задавки ее жидкостью; 3) воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока газа к скважине; 4) эксплуатацию скважины на установленном технологическом режиме.

Для надежной эксплуатации газовых скважин используется следующее основное подземное оборудование: разобщик (пакер); колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); ниппель; циркуляционный клапан; ингибиторный клапан; устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины, которое включает в себя забойный клапан-отсекатель, уравнильный клапан, переходник и замок; аварийный, срезной клапан; разъединитель колонны НКТ; хвостовик

## Подземное оборудование ствола газовых скважин

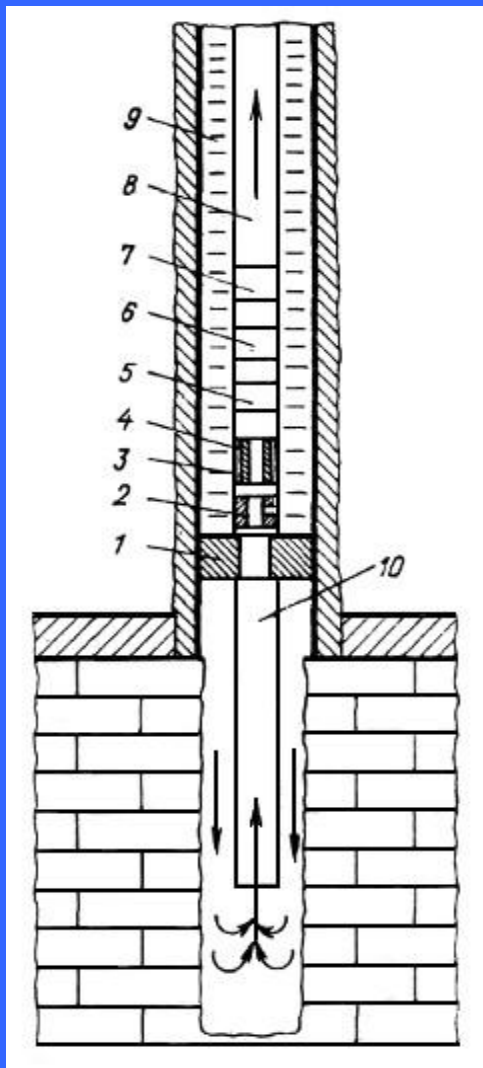


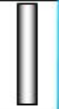


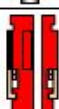

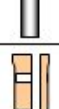


Схема компоновки подземного оборудования газовой скважины:

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

## Подземное оборудование заканчивания скважины 107,5

№	Схематическое изображение	Глубина от стола ротора (м)		Угол	Название и назначение
		По стволу	По вертикали		
1		5,2	5,2	0	Подвеска НКТ. Предназначена для удержания колонны НКТ в трубной головке.
2		5,6	5,6	0	Патрубок НКТ. Предназначен для соединения колонны НКТ с подвеской НКТ.
3		1355,6	1350,2	4,3	НКТ. Кол-во - 141 шт. + подгоночный патрубок. Длина 1295,25м.
4		1356	1356	4,3	Ингибиторный клапан. Ингибиторная линия. Предназначен для ввода в полость НКТ незамерзающей жидкости.
5		3473,1	3165,06	53	НКТ. Кол-во - 224 шт. Длина 2117,06м.
6		3473,5	3165	53	Циркуляционный клапан СМД. Предназначен для образования сообщения между трубным и затрубным пространством НКТ.
7		3485,57	3172	53,36	НКТ. Кол-во - 1 шт. Длина - 11,31м.
8		3485,97	3172	53,36	Верхний ниппель F. Предназначен для установки и удержания герметизирующих и регулирующих устройств.

# Пример конструкции газовой скважины

9		3495,3	3179	53,36	НКТ. Кол-во - 1 шт. Длина - 11,31м.
10		3497,44	3180	55	<b>Уплотнительный якорь KS-22S.</b> Предназначен для возможности отсоединения надпакерной части компоновки. <b>ПАКАР SABL3.</b> Предназначен для герметизации затрубного пространства НКТ
11		3511,7	3187	55	НКТ. Кол-во - 1 шт. Длина 11,31м
12		3511,1	3187	55	<b>Нижний nipple F.</b> Предназначен для установки и удержания герметизирующих и регулирующих устройств.
13		3523,24	3194	55	НКТ. Кол-во - 1 шт. Длина 11,13м
14		3523,64	3201	55	<b>Нижний nipple R.</b> Предназначен для установки и удержания герметизирующего измерительного и регулирующего оборудования.
15		3642,4	3239	70	НКТ. Кол-во - 10 шт. Длина 112,76м
16		3642,61	3239	70	<b>Воронка.</b> Предназначена для безаварийной работы канатным оборудованием ниже лифта НКТ.

## Подземное оборудование ствола газовых скважин

Разобщик (пакер) предназначен для постоянного разъединения пласта и трубного пространства скважины с целью защиты эксплуатационной колонны и НКТ от воздействия высокого давления, высокой температуры и агрессивных компонентов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , кислот жирного ряда), входящих в состав пластового газа.

Колонна НКТ спускается в скважину для предохранения обсадной колонны от абразивного износа и высокого давления, для создания определенных скоростей газожидкостного потока и выработки газонасыщенного пласта снизу вверх.

Ниппель служит для установки, фиксирования и герметизации в нем забойного клапана-отсекателя. Он спускается в скважину на колонне НКТ и устанавливается обычно выше пакера.

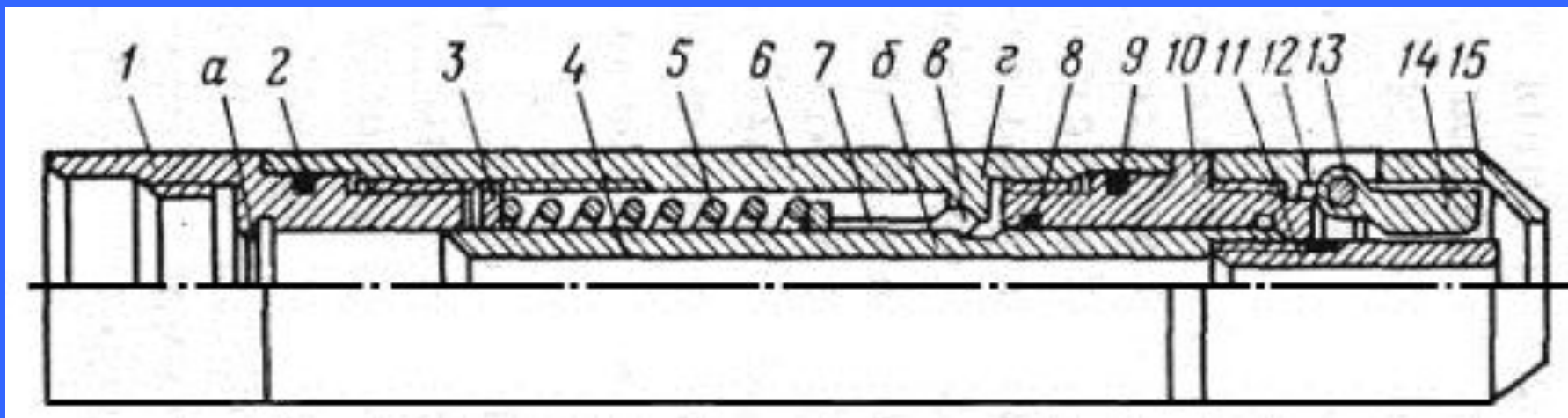
Циркуляционный клапан обеспечивает временное сообщение центрального канала с затрубным пространством с целью осуществления различных технологических операций: освоения и задавки скважины, промывки забоя, затрубного пространства и колонны НКТ, обработки скважины различными химическими агентами и т.д. Клапан устанавливается в колонне НКТ во время ее спуска в скважину и извлекается вместе с ней

Ингибиторный клапан предназначен для временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну. Клапан устанавливается в колонне НКТ во время ее спуска и извлекается вместе с ней.

Устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины предназначено для временного перекрытия скважины у нижнего конца колонны фонтанных труб при аварийных ситуациях или ремонте оборудования устья. Оно может устанавливаться в различных местах в НКТ.

Аварийный срезной клапан предназначен для глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда нельзя открыть циркуляционный клапан при помощи проволочного приспособления.

Скважинное предохранительное оборудование газовых скважин состоит из двух отдельных узлов: 1) разобщителя (пакера); 2) собственно клапана-отсекателя. Забойные клапаны-отсекатели предотвращают открытое фонтанирование при повреждении или разрушении устьевого оборудования и колонны НКТ выше места установки забойного клапана-отсекателя. Они служат автоматическим запорным устройством скважины при демонтаже устьевого оборудования, подъеме колонны НКТ из скважины без задавки жидкостью.



клапан-отсекатель типа ОЗП-73. Устройство работает следующим образом. Перед спуском отсека-теля в скважину, исходя из рассчитанного дебита, устанавливают сменный штуцер 11 и гайкой 3 регулируют пружину 5 на определенное усилие. К переводнику 1 присоединяют уравнильный клапан и замок; сборку спускают в скважину и устанавливают в ниппеле.



Увеличение расхода газа через штуцер приводит к возрастанию перепада давления на нем. Когда усилие, вызванное перепадом давления, превысит усилие пружины 5, подвижный патрубок 4, отжимая пружину, начинает перемещаться вверх. После перемещения подвижного патрубка на 3 - 5 мм цанга 7 отходит от выступа в корпусе 6 и, выходя из взаимодействия с проточкой, освобождает подвижный патрубок 4 от действия пружины 5. Подвижный патрубок мгновенно перемещается до упора а переводника /. В этот момент под действием пружины 12 заслонка 14 перекрывает центральный канал устройства.

Клапан-отсекатель открывается следующим образом. В колонну НКТ на скребковой проволоке спускают уравнительную штангу, которая открывает уравнительный клапан. При этом нижний конец ее упирается в подвижный патрубок 4. После выравнивания давлений над и под заслонкой 14 подвижный патрубок 4 со сменным штуцером // под действием веса уравнительной штанги перемещается в крайнее нижнее положение. В результате заслонка устанавливается в положение «открыто». Лепестки цанги 7, взаимодействуя с кольцевым выступом корпуса 6 и проточкой б подвижного патрубка 4, фиксируют последний в рабочем положении.

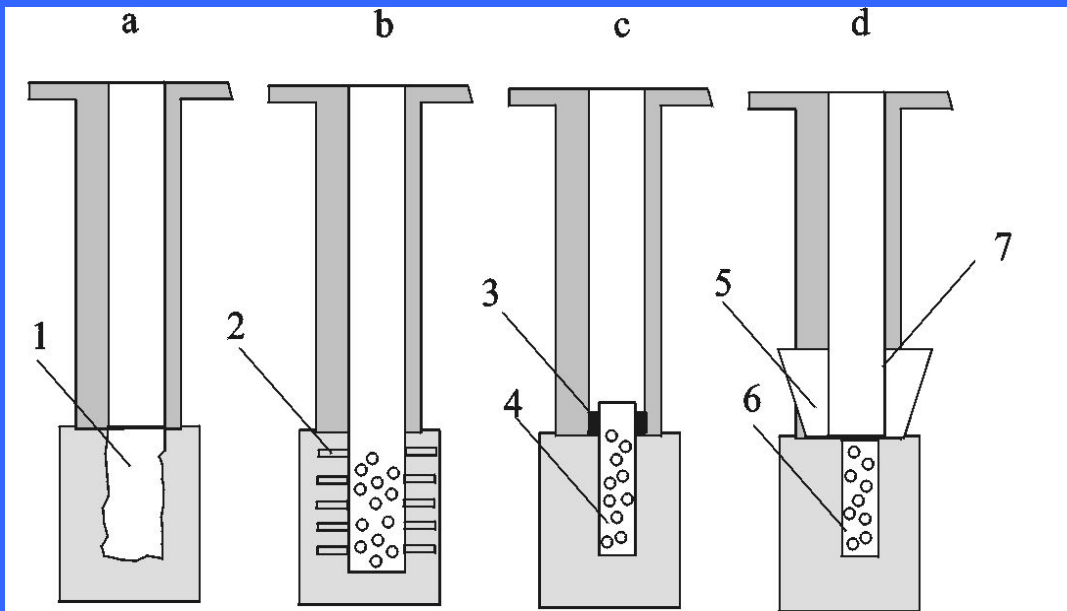


Рис. 7.2. Оборудование забоя скважины.

Забой: а - открытый; б - перфорированный; с, d - оборудованный фильтром  
 1 - не закреплённая трубами часть скважины; 2 - простреленные отверстия;  
 3 - сальник; 4, 6 - хвостовики; 5 - цемент; 7 - манжеты

Если газонасыщенный коллектор представлен крепкими породами добывающие скважины могут иметь открытый забой. Когда газонасыщенный коллектор представлен слабо сцементированными породами открытый забой скважин оборудуется сетчатыми, керамическими, металлокерамическими, гравийными, стеклопластиковыми фильтрами различных типов

**Основная цель исследования залежей и скважин** — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

При **промыслово-геофизических** исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:

- электрические свойства пород (электрокаротаж),
- радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротажи),
- акустические (акустический каротаж),
- механические (кавернометрия) и т. п.

Скважинные *дебито- и расходомертрические исследования* позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и поглощения в нагнетательных скважинах. Обычно эти исследования дополняются одновременным измерением давления, температуры, влагосодержания потока (доли воды) и их распределения вдоль ствола скважины. Для исследования на электрическом кабеле в работающую нагнетательную скважину спускают скважинный прибор — *расходомер* (в добывающую скважину - *дебитомер*), датчик которого на поверхность подает электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости.

*Термодинамические исследования скважин* позволяют изучать распределение температуры, по которому можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования. Расходо- и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.



**Гидродинамические методы** исследования скважин и пластов по данным о величинах дебитов жидкостей и газа, о давлениях на забоях или об изменении этих показателей, а также о пластовой температуре во времени позволяют определять параметры пластов и скважин. Определение параметров пластов по данным указанных исследований относится к так называемым обратным задачам гидродинамики, при решении которых по измеряемым величинам на скважинах (дебиты, давления, температура) устанавливаются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пьезопроводность пласта, несовершенство скважин и др.).

В настоящее время разработаны и в разной степени внедрены промышленностью следующие **гидродинамические** методы исследования скважин и пластов

а) исследование скважин при установившихся\* режимах работы (исследование на приток);

**Заключается** в последовательном изменении режима эксплуатации скважины и измерении на каждом установившемся режиме  $Q$  и соответствующего ему  $P_{\text{заб}}$

\*Понятие «установившиеся режимы» предусматривает практическую неизменность показателей работы скважин в течение нескольких суток.

**б) исследование скважин при неустановившихся режимах** или со снятием кривых изменения давления на забое (после закрытия скважин на устье, смены режимов их работы или после изменения статического уровня в скважине);

**Заключается:** в прослеживании изменения забойного давления после остановки или пуска скважины в эксплуатацию или при изменении режима ее работы, в условиях проявления в пласте упругого режима.

**в) исследование скважин на взаимодействие** (одна или несколько скважин являются возмущающими, а другие — реагирующими), этот способ иногда называется **методом гидропрослушивания**;

Предназначен для установления гидродинамической связи между исследуемыми скважинами.

**Заключается:** в наблюдении за изменением давления в одной из них (пьезометрической или простаивающей) при создании возмущения в другой (добывающей или нагнетательной).

## Виды исследований

КВД

КПД

ИД

Рзаб

Рпл

Отбор глубинных открытых проб

Отбор глубинных закрытых проб



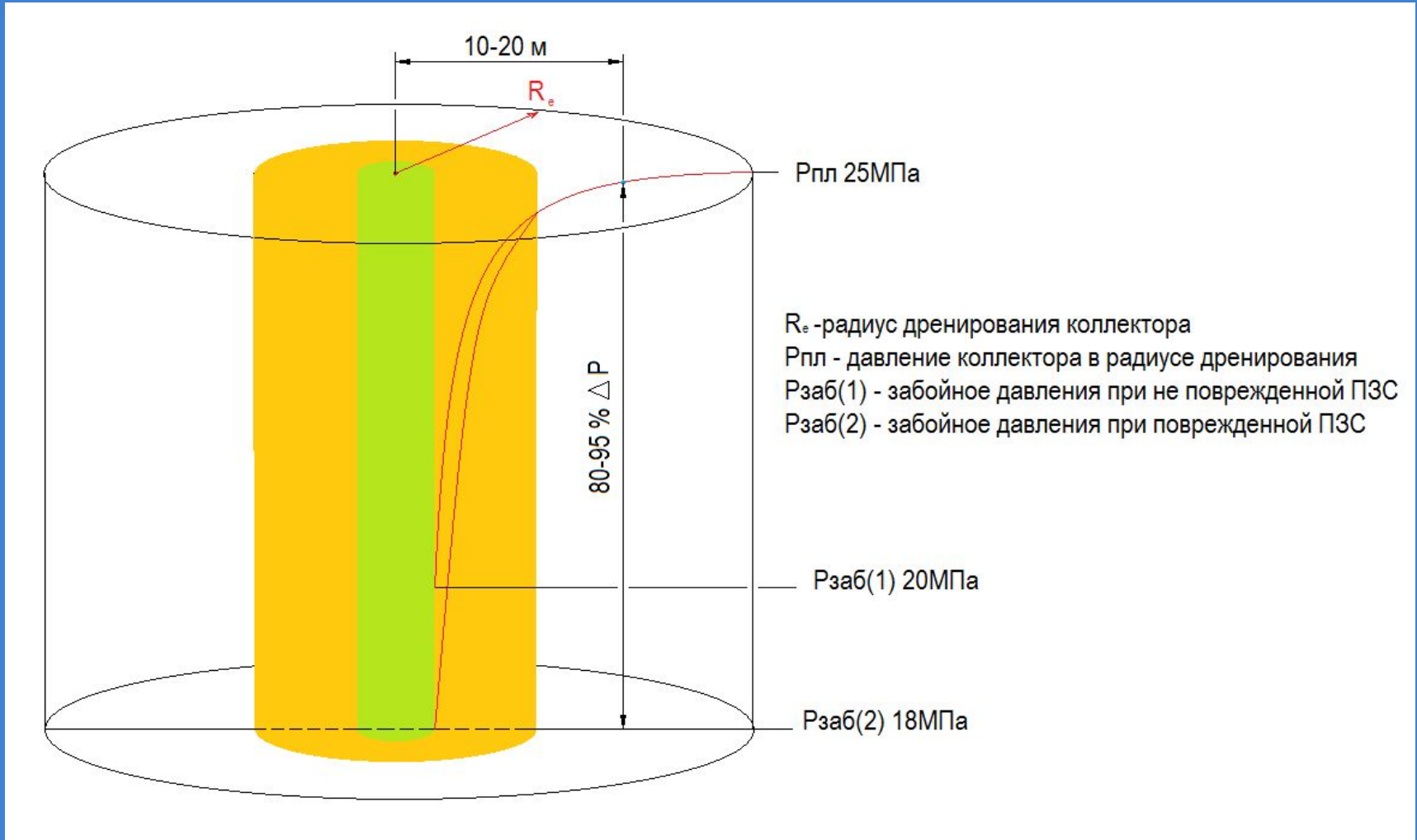
## КВД

Исследование методом восстановления давления (КВД) проводится на скважинах добывающего фонтанного фонда посредством регистрации во времени изменения давления и температуры в стволе скважины глубинным манометром после остановки и закрытия скважины на устье, отработавшей определенный период времени с постоянным дебитом, с фиксацией дебита продукции скважины до ее остановки. Для фонтанных скважин спуск прибора осуществляется с записью распределения давления и температуры по стволу скважины непосредственно перед исследованием. Для обеспечения контроля за процессом исследования проводится регистрация буферного давления.

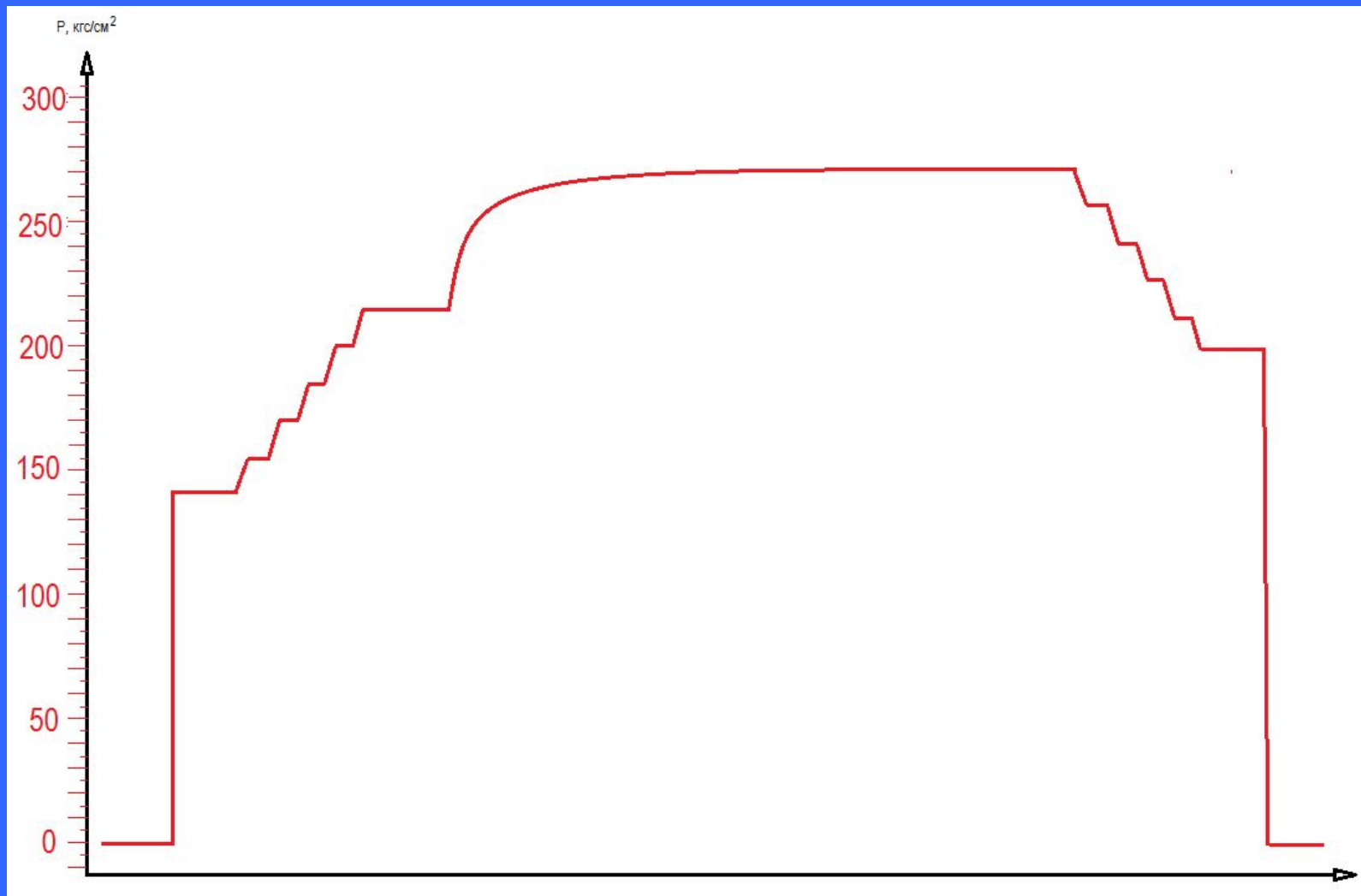
Цель исследования:

Исследование КВД позволяет получить точную информацию о фильтрационных параметрах пласта и призабойной зоны, продуктивности скважины и границах пласта.

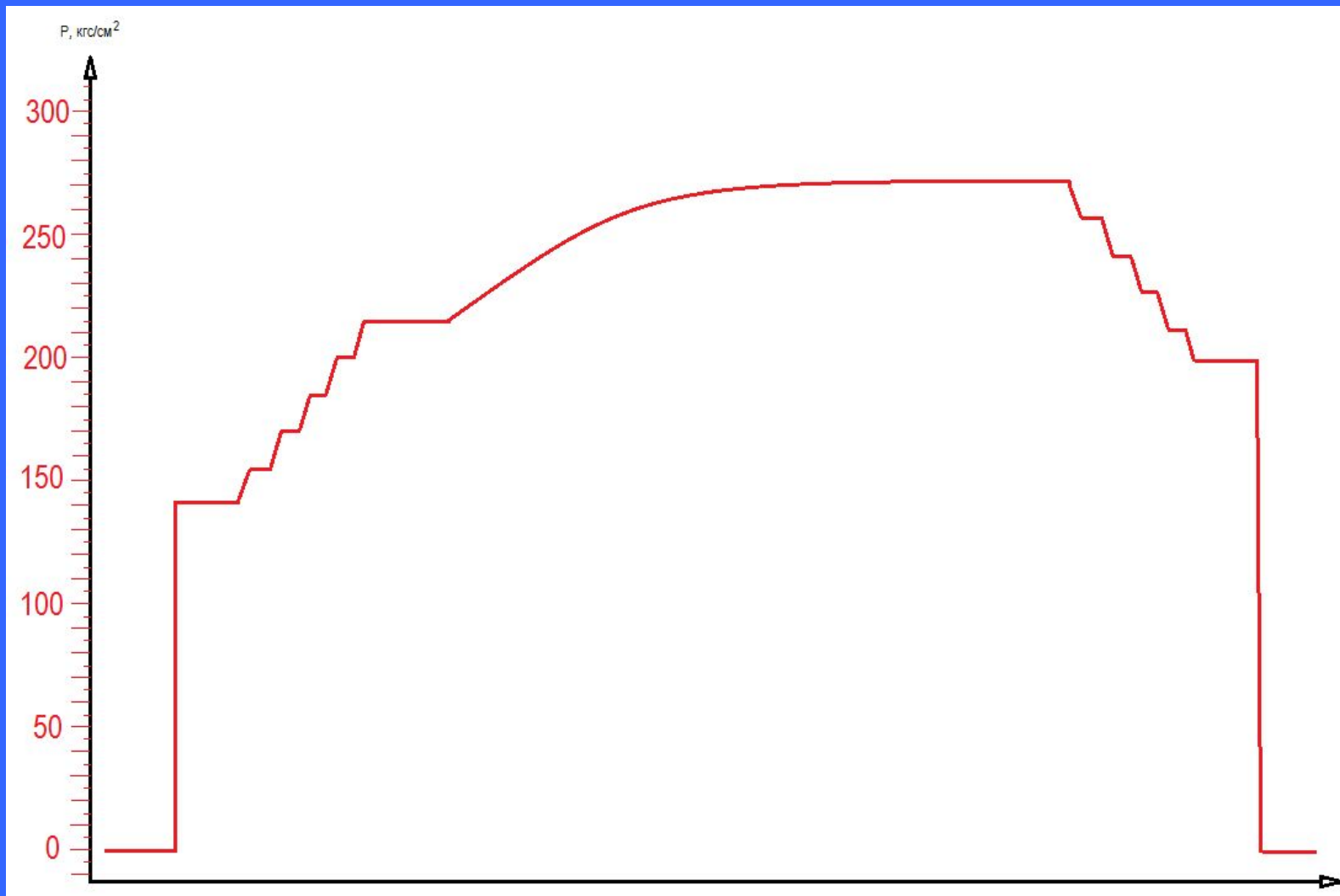
# Кривая восстановления давления



# Кривая восстановления давления



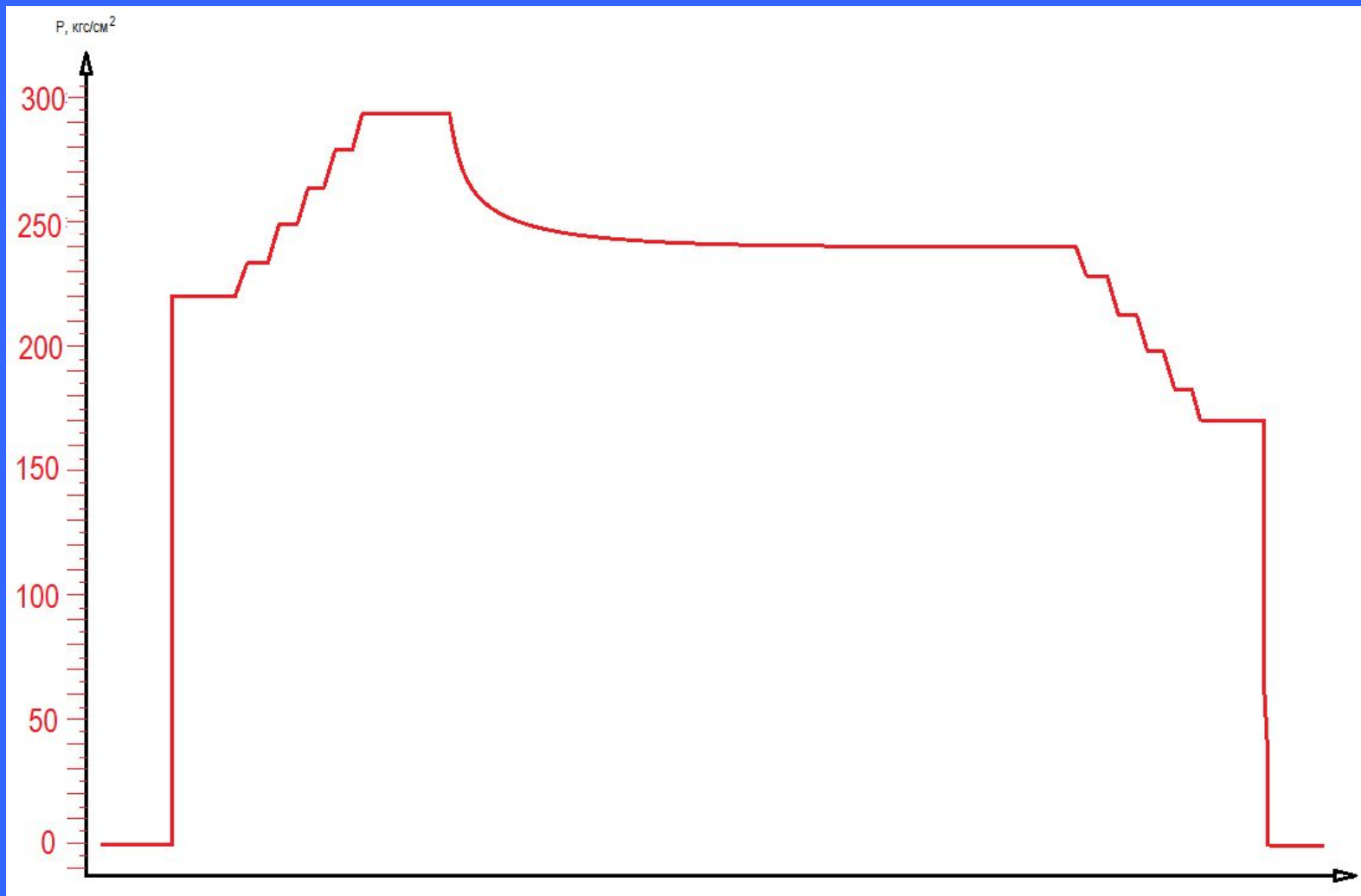
# Кривая восстановления давления



### КПД

Исследование методом падения давления (КПД) проводится на нагнетательных скважинах посредством регистрации во времени изменения давления и температуры в стволе скважины глубинным манометром после остановки и закрытия скважины на устье, отработавшей определенный период времени в режиме закачки с фиксацией приемистости скважины до ее остановки. Для обеспечения контроля за процессом исследования на устье скважины производится регистрация устьевого давления. Для выявления техногенных трещин вследствие высокого давления закачки воды в нагнетательной скважине перед КПД проводится исследование методом индикаторной диаграммы (ИД+КПД). Перед остановкой скважины на КПД несколько раз меняется режим закачки, до стабилизации забойного давления для каждого режима закачки. По кривой давления диагностируются различные модели течения в пласте, что позволяет так же оценить наличие техногенной трещины, размеры зоны заводнения в скважинах работающих непродолжительное время под закачкой для мониторинга процесса заводнения нефтяного пласта.

# Кривая падения давления



## ИД

Краткое описание метода исследования

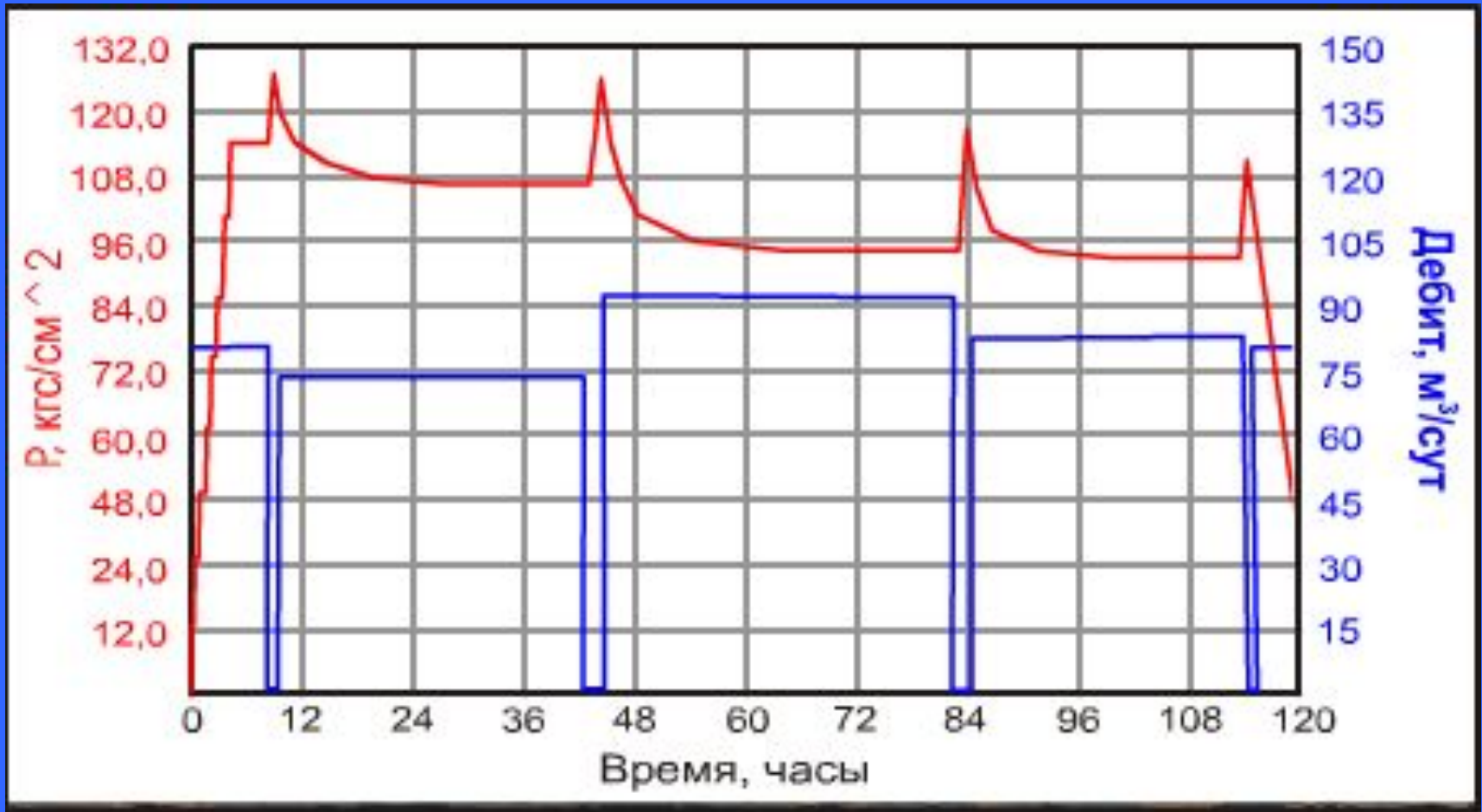
Исследование методом индикаторной диаграммы (ИД) проводится на скважинах добывающего фонтанного фонда посредством регистрации во времени изменения давления и температуры в стволе скважины глубинным манометром при последовательной смене режимов работы скважины с фиксацией дебита продукции скважины в периоды стабилизации режимов.

Спуск прибора осуществляется с записью распределения давления и температуры по стволу скважины непосредственно перед исследованием. Для обеспечения контроля за процессом исследования проводится регистрация буферного давления.

Исследование ИД проводится с целью определения продуктивных характеристик пласта в добывающих скважинах:

- Коэффициент продуктивности скважины
- Максимальный потенциальный дебит скважины (МПД)

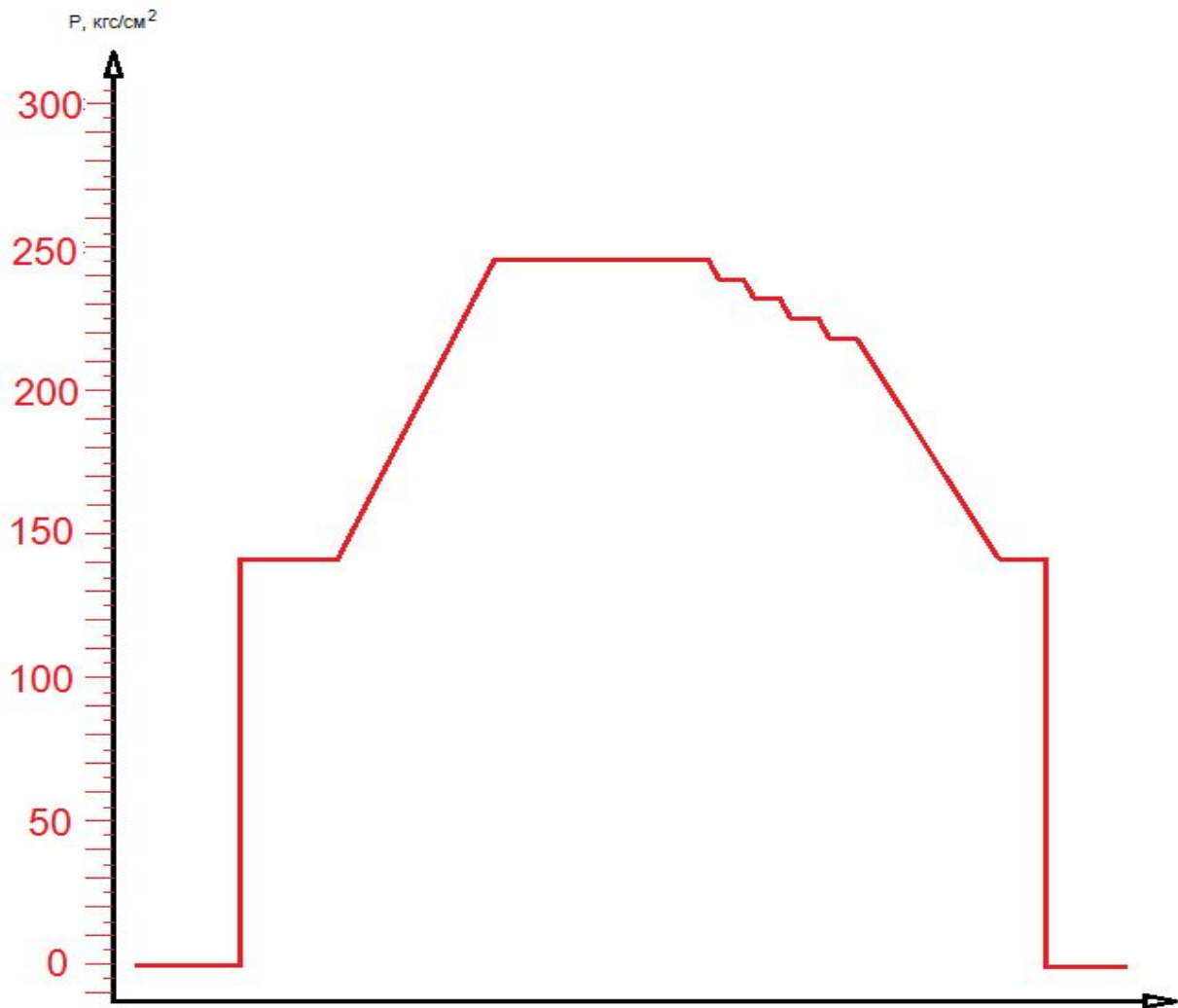
# Индикаторная диаграмма





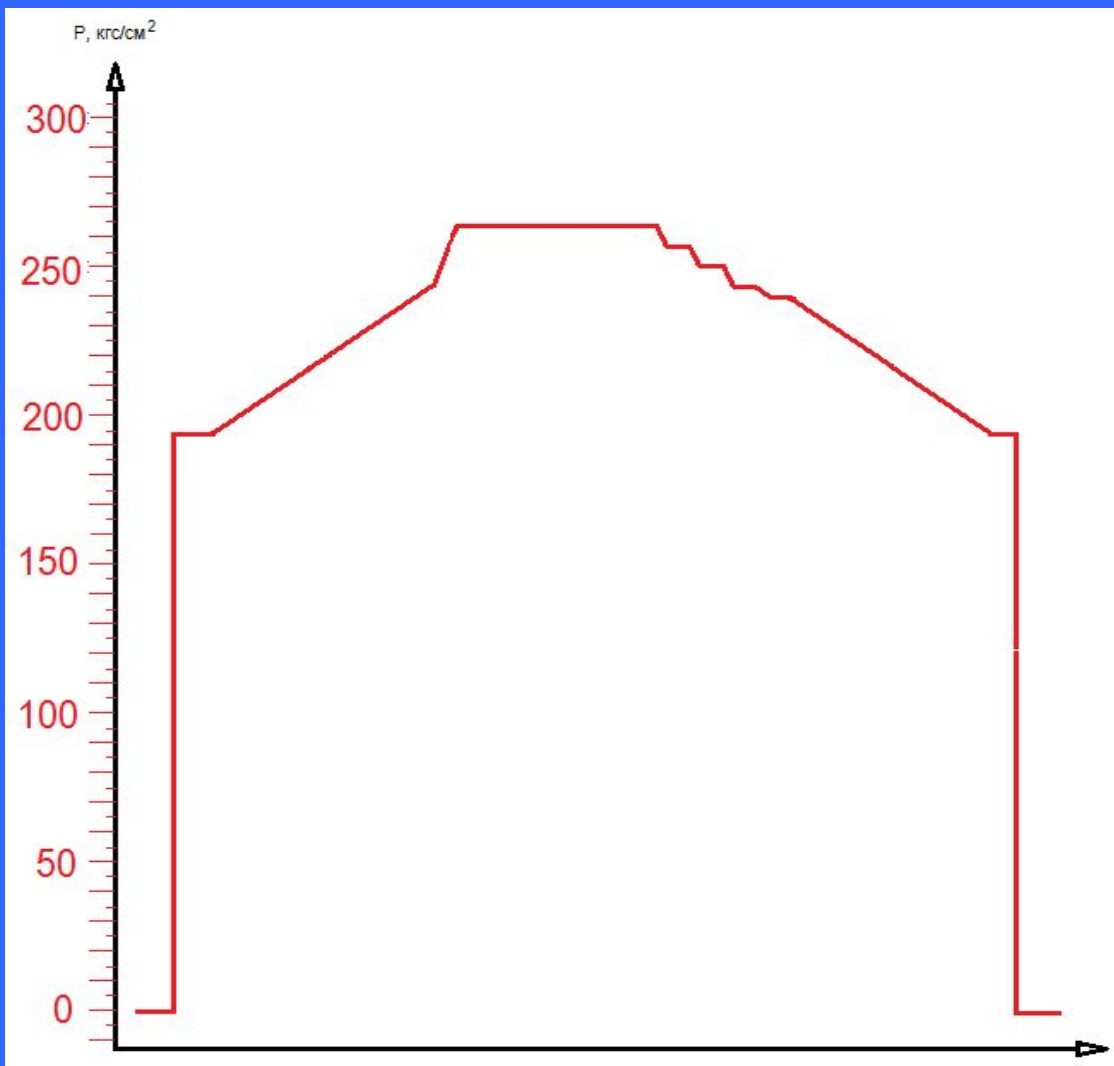
## Замер забойного давления (Рзаб)

Замер  $P_{заб}$  проводится в эксплуатационных скважинах для контроля за разработкой путем систематического наблюдения за изменением забойного давления, продвижением водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации залежи.



## Замер пластового давления ( $P_{пл}$ )

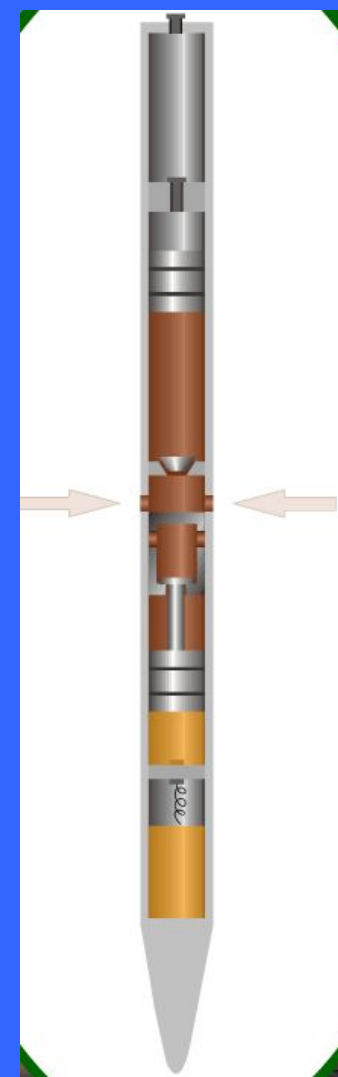
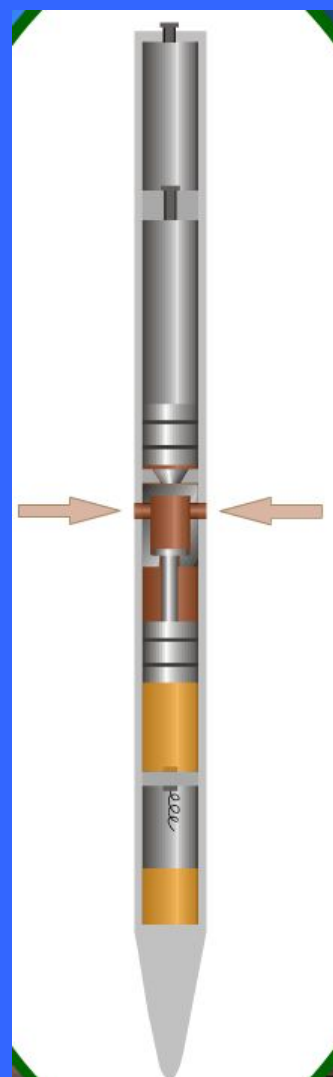
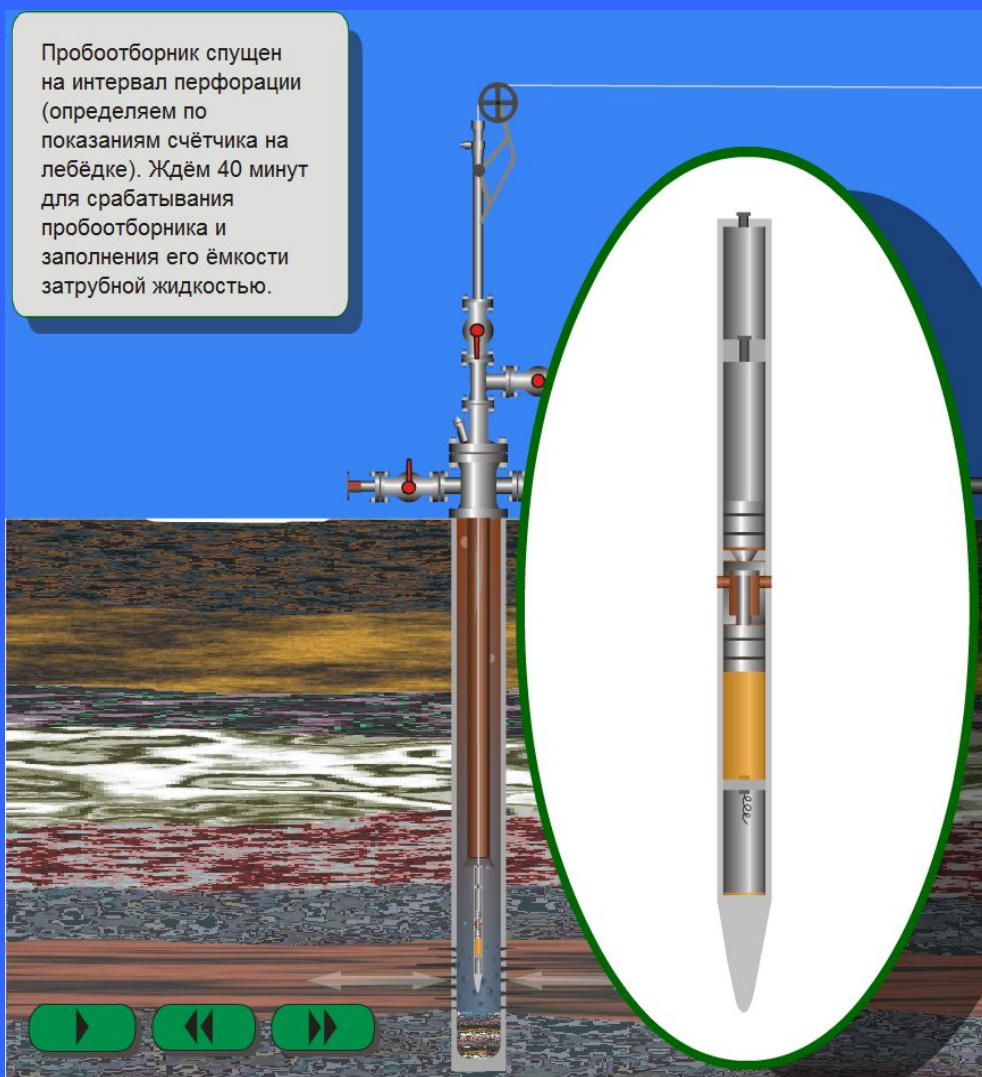
Замер  $P_{пл}$  проводится в наблюдательных (контрольных, пьезометрических) скважинах для контроля за разработкой путем систематического наблюдения за изменением пластового давления, продвижением водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов в процессе эксплуатации залежи.



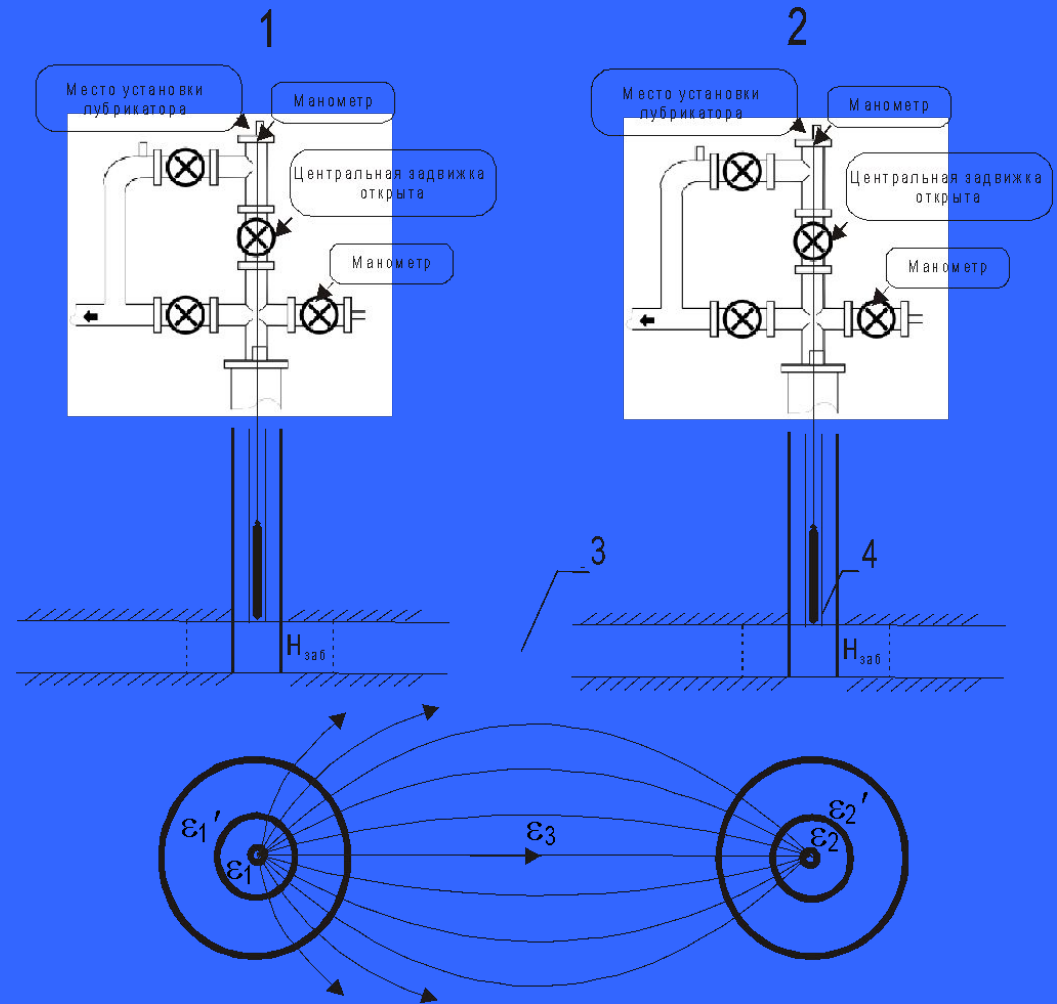
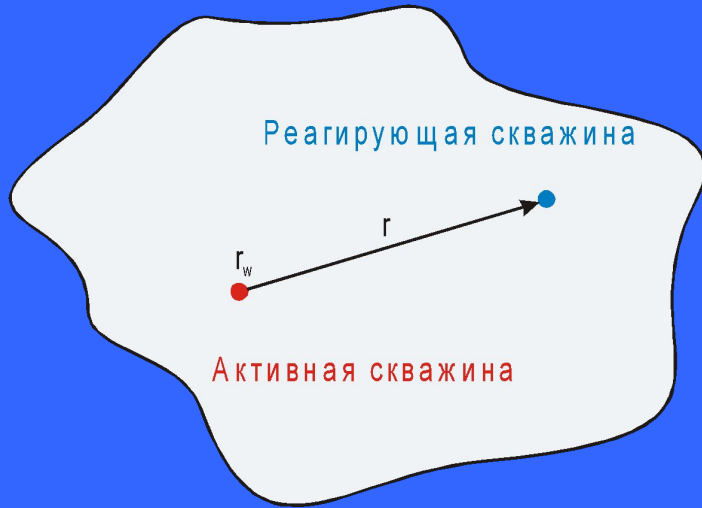
Отбор закрытых глубинных проб проводится на скважинах добывающего фонтанного фонда, разведочных скважин после их освоения посредством пробоотборника закрытого типа спущенного на расчетную глубину в скважину. Пробоотборником закрытого типа отбираются пробы пластового флюида с сохранением термобарических условий. При отборе представительной пробы пластового флюида фиксируется глубина отбора и регистрируются давление и температура на глубине отбора.

# Отбор глубинных закрытых проб

Пробоотборник спущен на интервал перфорации (определяем по показаниям счётчика на лебёдке). Ждём 40 минут для срабатывания пробоотборника и заполнения его ёмкости затрубной жидкостью.



# Исследование скважин на взаимодействие



- 1 – возмущающая скважина,
- 2 – реагирующая скважина,
- 3 – пласт,
- 4 – глубинный прибор .

Гидропрослушивание проводится между двумя или несколькими скважинами. В одной скважине (возмущающей) меняется режим работы, в другой скважине (реагирующей) регистрируется отклик давления от возмущения. Возмущения можно создавать на скважине добывающего фонтанного или механизированного (УЭЦН) и нагнетательного фондов однократное или многократное. Реагирующие скважины должны быть без глубинно-насосного оборудования и фиксировать отклик, вызванный перераспределением пластового давления от возмущающей скважины с учетом времени прохождения сигнала.

Технология исследования предполагает синхронное проведение работ в исследуемых скважинах. Регистрация параметров по возмущающей скважине: давления на устье/в стволе скважины и дебита нагнетания/отбора. Регистрация параметров по реагирующей скважине: давления в стволе скважины на уровне интервала перфорации проводится в течение всего времени исследования.

Исследование гидропрослушивание проводится для оценки гидродинамической связи по пласту, определения фильтрационных характеристик продуктивного пласта в окрестности исследуемых скважин; установление взаимовлияния скважин по результатам интерференции скважин для оптимизации системы поддержания пластового давления и вытеснения нефти и газа из пласта.

# *Спасибо за внимание!*

**Гончаров Александр Владимирович**

**Оператор по исследованию скважин**

**[k102\\_operator@irkutsk-dobycha.gazprom.ru](mailto:k102_operator@irkutsk-dobycha.gazprom.ru)**