

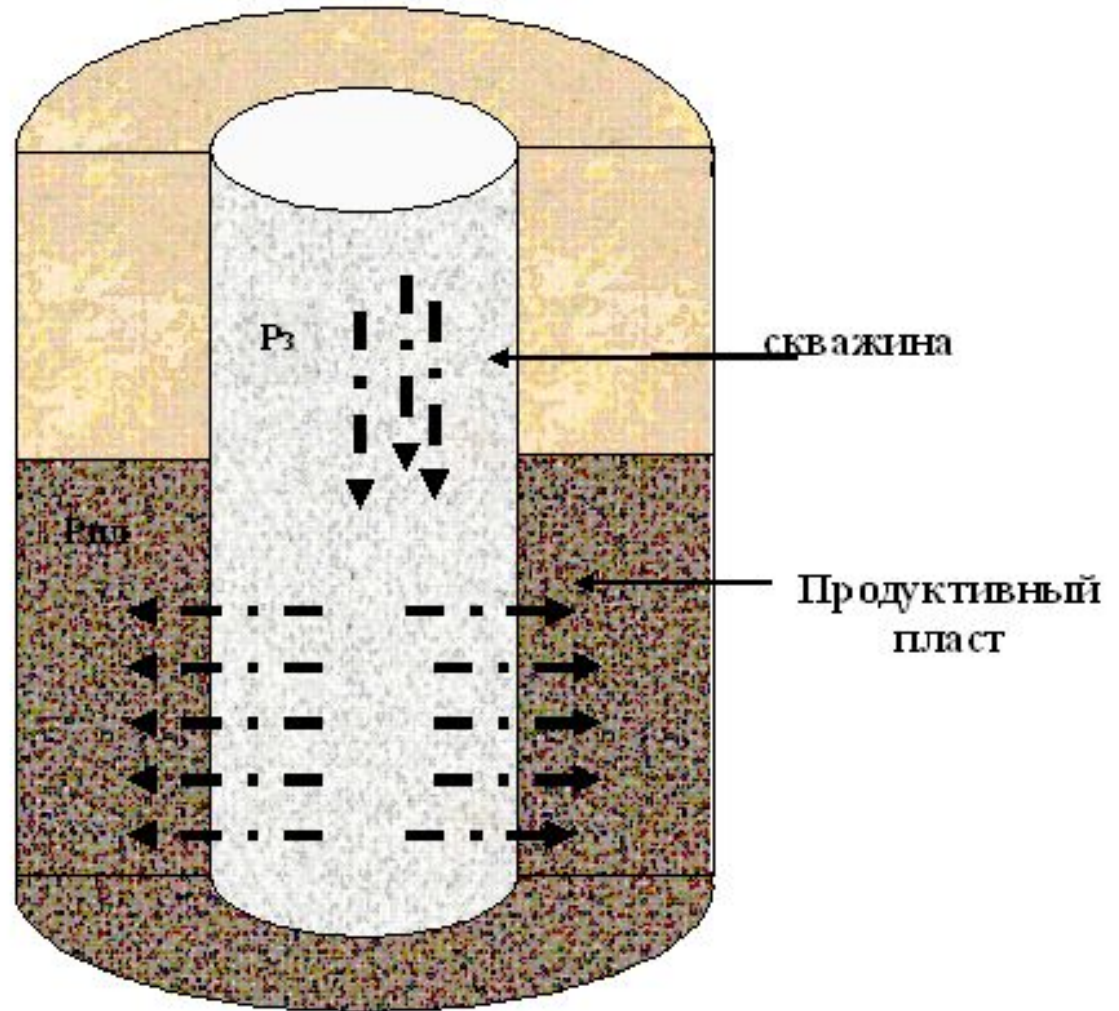
***СПОСОБЫ ВСКРЫТИЯ
ПЛАСТОВ.
КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН.***

Вскрытие на репрессии

- ***Самый распространенный способ вскрытия продуктивного пласта***
- ***$P_z > P_{пл}$***
- ***где P_z - давление на забое***
- ***$P_{пл}$ - пластовое давление***

Создание репрессии

$$P_3 > P_{пл}$$



Недостатки вскрытия на репрессии

Загрязнение продуктивного пласта

Увеличение продолжительности освоения скважин

Снижение дебита скважины

Необходимость проведения дополнительных технологических операций по вызову притока

Вскрытие на репрессии

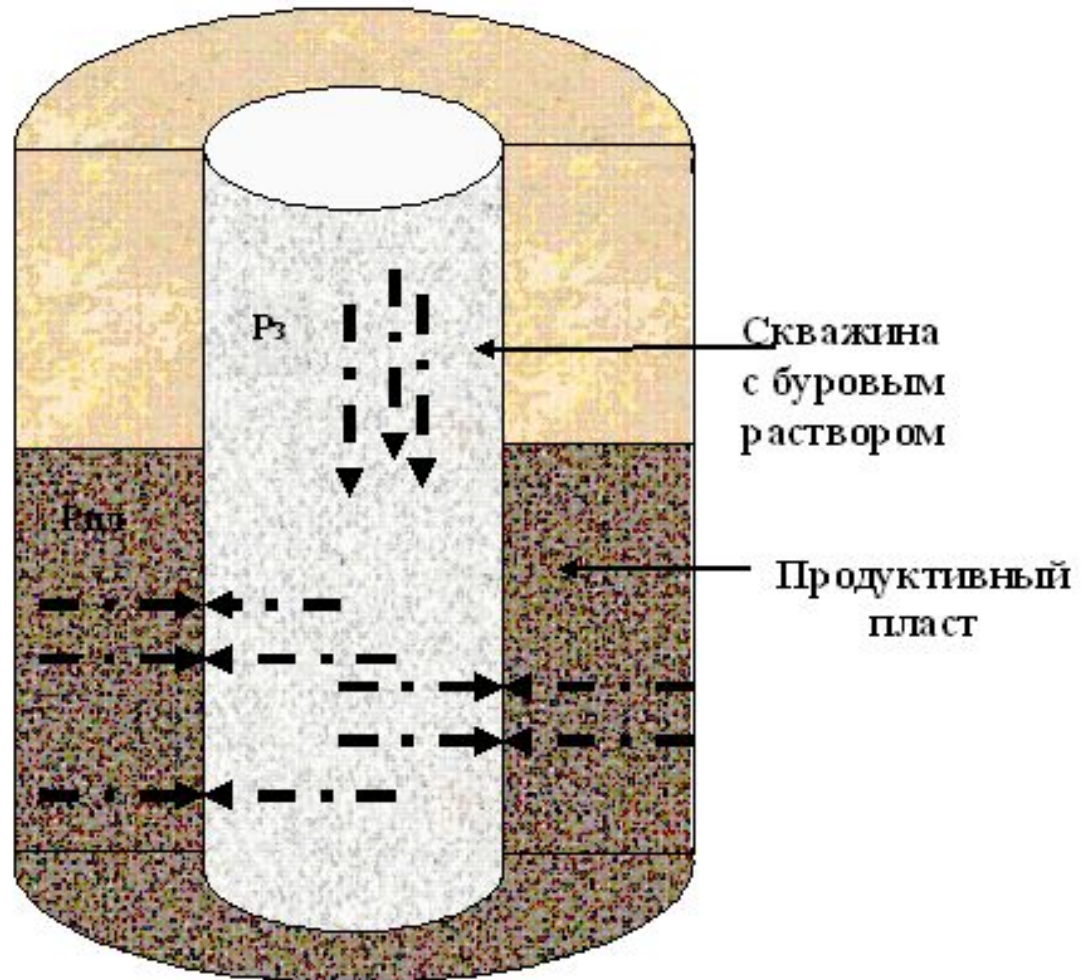
- При использовании, даже наиболее, прогрессивных типов буровых растворов не представляется возможным исключить отрицательное воздействие на продуктивный пласт.***
- Кроме того, бурение на репрессии имеет и другие недостатки: образование глинистой корки на стенках скважины, обуславливающей нередко прихваты инструмента, сальникообразование и поршневание: снижение качества разобщения пластов; возможность поглощения бурового раствора; затяжки, прихваты под действием перепада давления; повышенный расход реагентов на приготовление и стабилизацию буровых растворов и др.***

Вскрытие на равновесии

- ***$P_z \approx P_{пл}$***
- ***Более щадящий способ вскрытия продуктивного пласта***
- ***Позволяет сохранить естественные коллекторские свойства призабойной зоны пласта***
- ***Оптимальные пределы изменения забойных дифференциальных давлений, установленные по результатам исследований и промышленным данным***
- ***$-3\text{МПа} \leq P_c \leq +3\text{МПа}$***

Вскрытие на равновесии

$$P_z \approx P_{пл}$$



Недостатки способа вскрытия пластов на равновесии

- ***- Некоторое загрязнение продуктивных пластов***
- ***- Технологически сложно поддерживать равное давление***

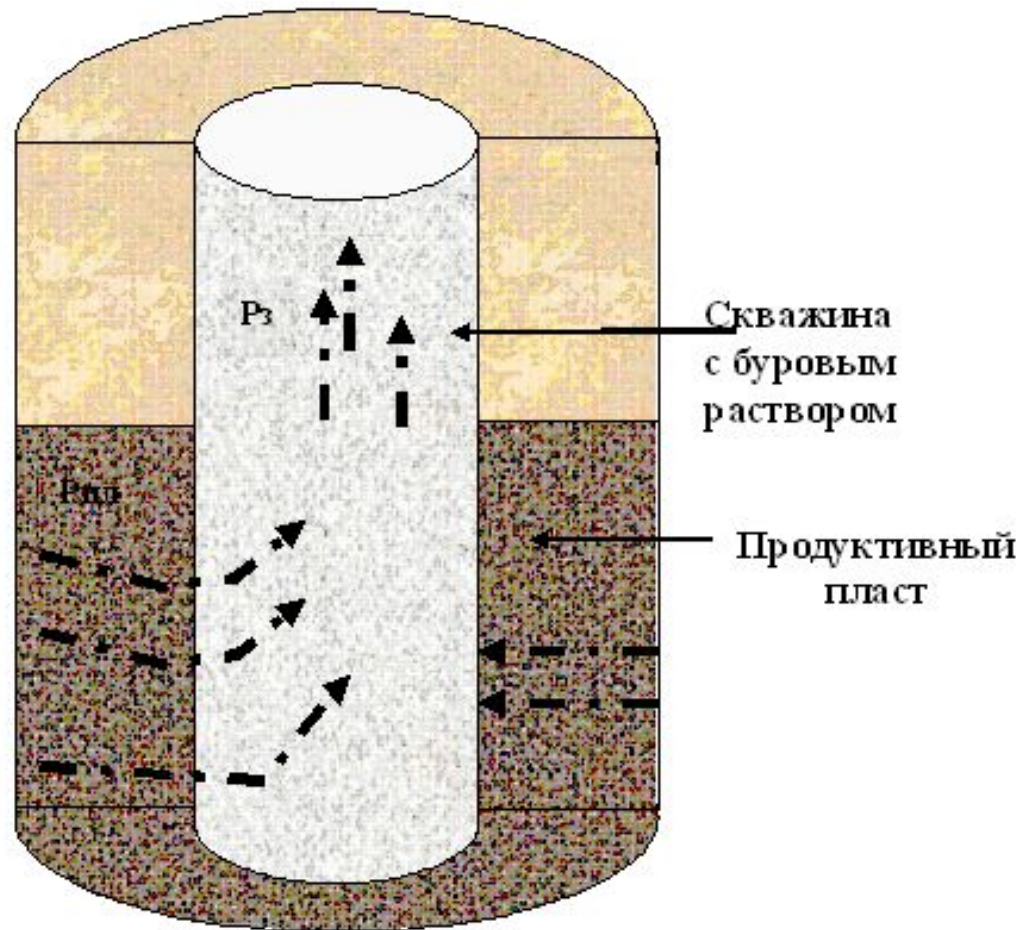
Вскрытие продуктивного пласта на депрессии

- ***$P_z \leq P_{пл}$***

- ***Вскрытия продуктивных пластов в условиях депрессии на пласт, когда давление в скважине меньше чем пластовое давление***

Вскрытие на депрессии

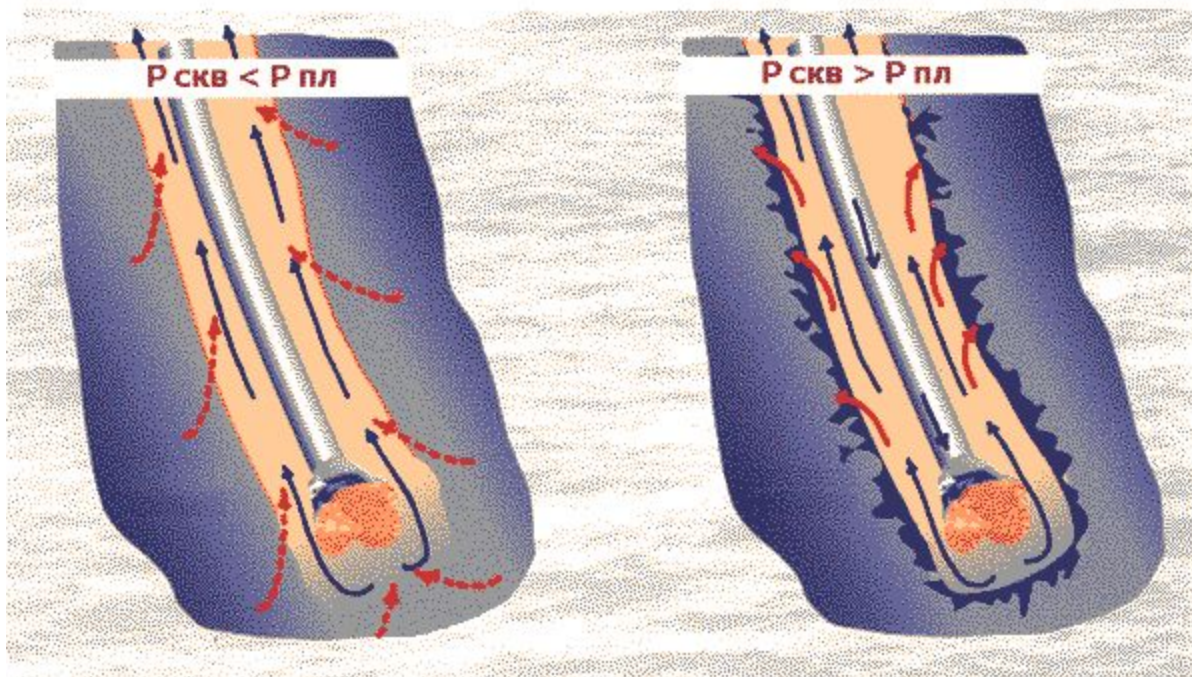
$$P_3 \leq P_{пл}$$



Бурение на депрессии

БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ

ТРАДИЦИОННОЕ БУРЕНИЕ
(БУРЕНИЕ НА РЕПРЕССИИ)



Бурение на депрессии

- Бурение в условиях депрессии, когда $P_{скв} < P_{пл}$, вызывает приток пластового флюида в скважину, сохраняя при этом естественные коллекторские свойства пород. Режим бурения на депрессии наиболее оптимален также для проведения геолого-геохимических исследований.

Бурение на депрессии

- Величину депрессии на продуктивный пласт определяют исходя из условия предупреждения разрушения продуктивного пласта по формуле:

$$\Delta P_{\text{деп.}} = 0,15 (P_{\text{гор}} - P_{\text{пл}}),$$

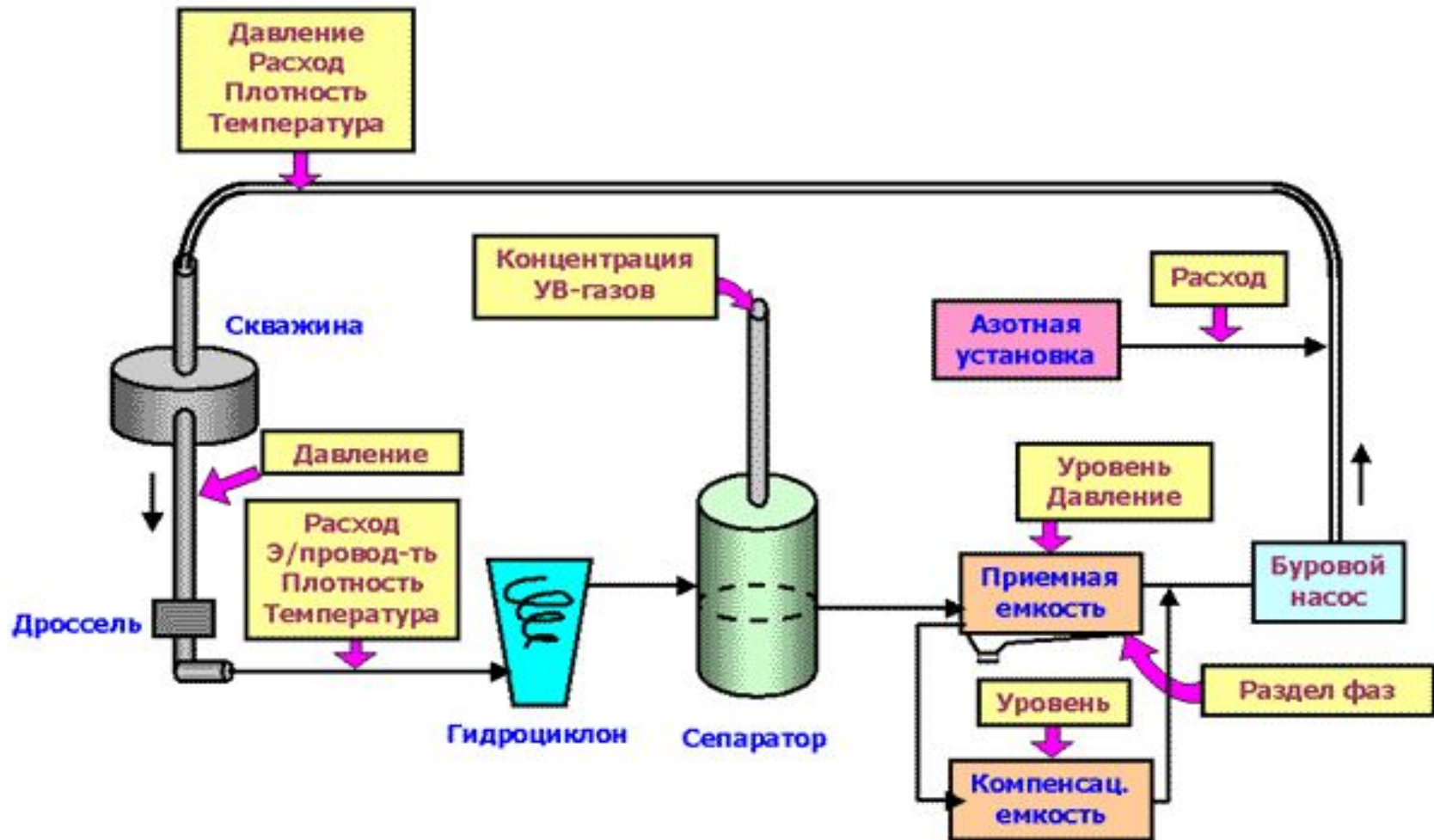
- где $P_{\text{гор}}$ и $P_{\text{пл.}}$ величина горного и пластового давлений, МПа.

Бурение на депрессии

позволяет:

- **-Повысить предполагаемую нефтеотдачу коллектора на 30-50% ;**
- **-Увеличить механическую скорость проходки на 50% и более;**
- **-Улучшить экономические показатели за счет добычи углеводородов в процессе бурения;**
- **- Снизить затраты, связанные с потерей циркуляции бурового раствора;**
- **- Снизить вероятность прихватов и оставления оборудования в скважине;**
- **- Сократить время работы бурового станка, необходимое на забуривание нового ствола из ранее пробуренной скважины.**

Технологическое оборудование, входящее в состав закрытой циркуляционной системы



Технологии бурения на депрессии с применением установки «гибкая труба»

Бурение скважин осуществляется по следующей схеме: скважина по обычной технологии бурится до кровли продуктивного пласта, производятся каратажные работы, спускается и цементируется эксплуатационная колонна.

Производится замена устьевого оборудования на специальную обвязку, позволяющую производить работы по бурению, спуску-подъему инструмента под давлением.

- Монтируется закрытая система циркуляции и наземное оборудование для промывки скважин нефтью.
- Разбуривается технологическая оснастка эксплуатационной колонны, дальнейшее углубление скважины и вскрытие продуктивного пласта производится с промывкой нефтью, азотированной азотом, при отрицательном давлении в системе скважина-пласт.
- Поступающая из скважины нефть по манифольдной обвязке подается в сепаратор, где происходит разделение на фазы: нефть, газ, шлам.
- Шлам оседает в отсеке-накопителе, газ отводится по факельной линии и сжигается.
- Дегазированная нефть перекачивающими насосами подается на прием буровых насосов и затем через манифольд буровой установки – в скважину

Технология первичного вскрытия пласта на депрессии в первую очередь позволяет

- значительно повысить качество вскрытия и сохранить естественные коллекторские свойства пласта, т.к. в качестве промывочной жидкости используется нефть, азрированная азотом. Имеется возможность изменения степени аэрации, что позволяет регулировать плотность промывочной жидкости и выбрать оптимальные режимы создания необходимой депрессии при вскрытии продуктивного пласта.**
- - исключить воздействие на пласт бурового и цементного растворов, используемых при обычной технологии, а также воздействие избыточных давлений при бурении и креплении скважин.**
- - сократить проблемы, связанные со вскрытием продуктивных пластов с низким пластовым давлением.**
- - при незначительном увеличении стоимости буровых работ повысить дебит скважин в 3-4 раза.**

Экономическая эффективность применения технологии бурения на депрессии

Показатели	Технология бурение скважин		Отклонения (+,-)
	Без депрессии	На депрессии	
1 Глубина (по вертикали), м	2400	2442	42
2. Средняя стоимость одного метра проходки, руб	6128,8	9842,0	3713,2
3. Средняя стоимость работ, руб.	4961979	7939166	2977187
4. Стоимость оборудования, руб	20000000	45000000	25000000
5. Средняя стоимость скважины,	12340385	19744616	7404231
6. Дебит, т/сут	20,6	82,4	61,8
7. Стоимость добытой за сутки нефти	150257,7	600931,6	450673,9
8. Окупаемость за, сут	166	108	58

Вскрытие с одновременной кольматацией

- В 1978 г. разработан и находит применение принципиально новый способ бурения скважин, в основу которого положен принцип совмещения процессов разрушения и гидроизоляции проницаемых пород от пересекающего их ствола скважин. Формирование в пристволевой зоне 20-30 мм гидроизолирующего слоя с градиентом давления фильтрации жидкости: репрессии 0,4-0,7 МПа/м, депрессии 0,2-0,5 МПа/м приводит к существенному изменению гидравлических условий, как при первичном вскрытии продуктивных отложений, так и на всех последующих этапах заканчивания скважин.**

Технология

- Технология заключается в обработке пристволенной зоны скважины – кольматации. Восстановление природной изоляции пластов при пересечении продуктивных отложений стволом скважины практически исключает процессы гидродинамического, физико-химического и химического взаимодействия в призабойной зоне нефтегазовых пластов с промывочной жидкостью при первичном вскрытии и с цементным раствором при цементировании.

Преимущества вскрытия с одновременной кольматацией

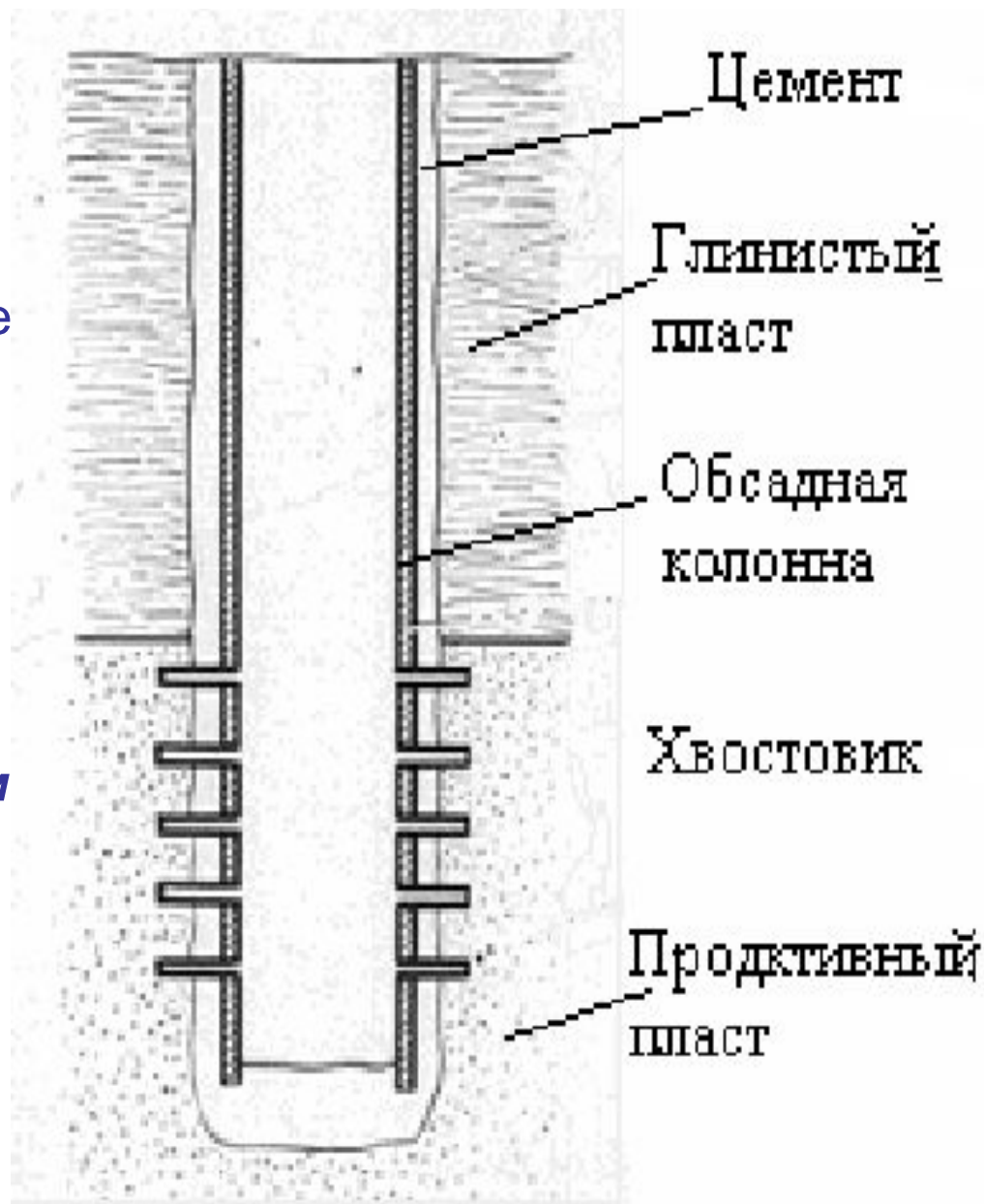
- - обеспечивает эффективную защиту естественных коллекторских свойств продуктивных пластов,
- - предупреждает возникновение осложнений при бурении, креплении и разобщение пластов при креплении скважины.
- Это позволяет сохранить потенциальную продуктивность скважин особенно при заканчивании их в аномальных и сложных геологических условиях.
- Область эффективного применения этого способа ограничивается прочностью горных пород (менее 20 МПа), отсутствием в растворе твердой глинистой фазы, высокой более 40 м/ч механической скоростью бурения.

Методы вскрытия нефтегазовых пластов

- В зависимости от коллекторских свойств продуктивного пласта, гранулометрического состава и т. д. существуют различные методы вскрытия.**
- Под методом вскрытия в основном понимают работы, производимые непосредственно в продуктивной залежи.**

1 Метод

- 1. Продуктивный пласт разбуривают до подошвы, не перекрывая вышележащие пласты, затем спускают обсадную колонну цементируют.
- Интервалы отбора пластового флюида перфорируют.
- **Конструкция скважины с перфорированным забоем нашла широкое применение в промышленной практике и составляет 90% от действующего фонда скважин.**

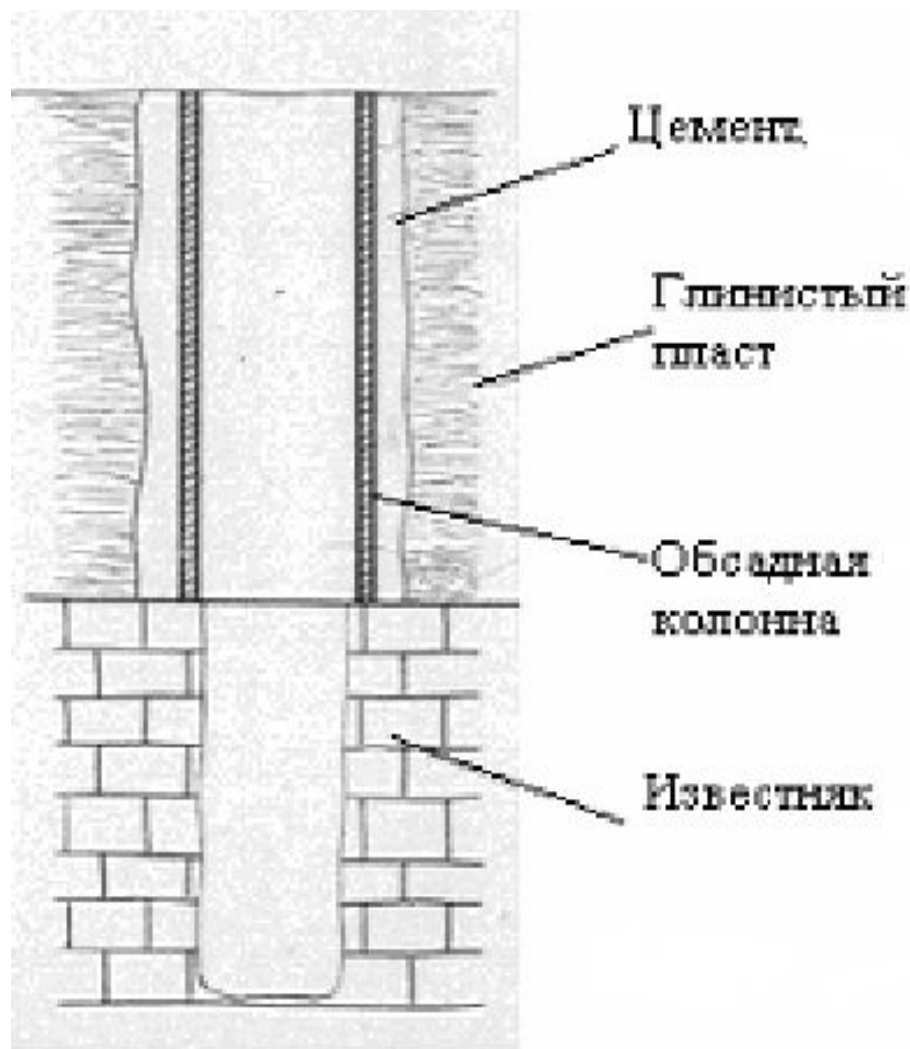


1 Метод

- **Достоинства:** простота, возможность селективного отбора. Малые затраты.
- **Недостаток:** возможность большого загрязнения пласта, поскольку в этом случае необходимо учитывать коллекторские свойства всего ствола скважины.

II Метод

- Ствол скважины разбуривают до кровли, спускают обсадную колонну, цементируют, а затем долотом меньшего диаметра разбуривают оставшуюся часть. Скважина с открытым забоем.***

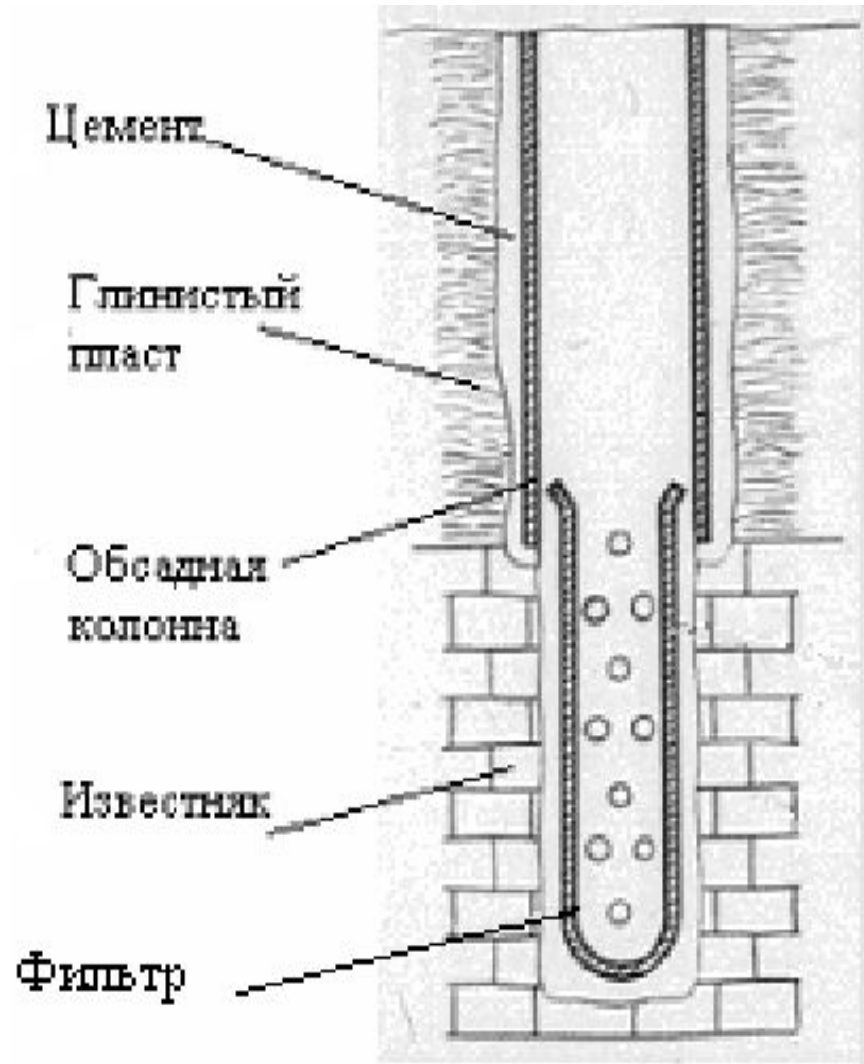


II Метод

- **Достоинства:** состав и свойства промывочной жидкости не зависят от вышележащих пластов. Эта конструкция забоя позволяет избежать отрицательного воздействия на продуктивную толщу цементного раствора и проводить операции по расширению ствола специальными техническими средствами.
- **Недостаток:** данный метод применим, если продуктивная залежь сложена устойчивыми породами и насыщена только одной жидкостью; он не позволяет селективно эксплуатировать какой-то пропласток.
- Скважина с такой конструкцией забоя считается гидравлически совершенной, фильтрационные сопротивления в которой связаны с одним фактором – искривлением и сжатием линии токов при движении пластовых флюидов из пласта к стволу скважины.
- Из промышленного опыта известно, что большинство газоконденсатных месторождений с большим этажом газоносности эксплуатируется скважинами с открытым забоем.

III Метод

- *Ствол скважины разбуривают до кровли, спускают обсадную колонну, цементируют, а затем долотом меньшего диаметра разбуривают оставшуюся часть. Продуктивную залежь перекрывают фильтром*

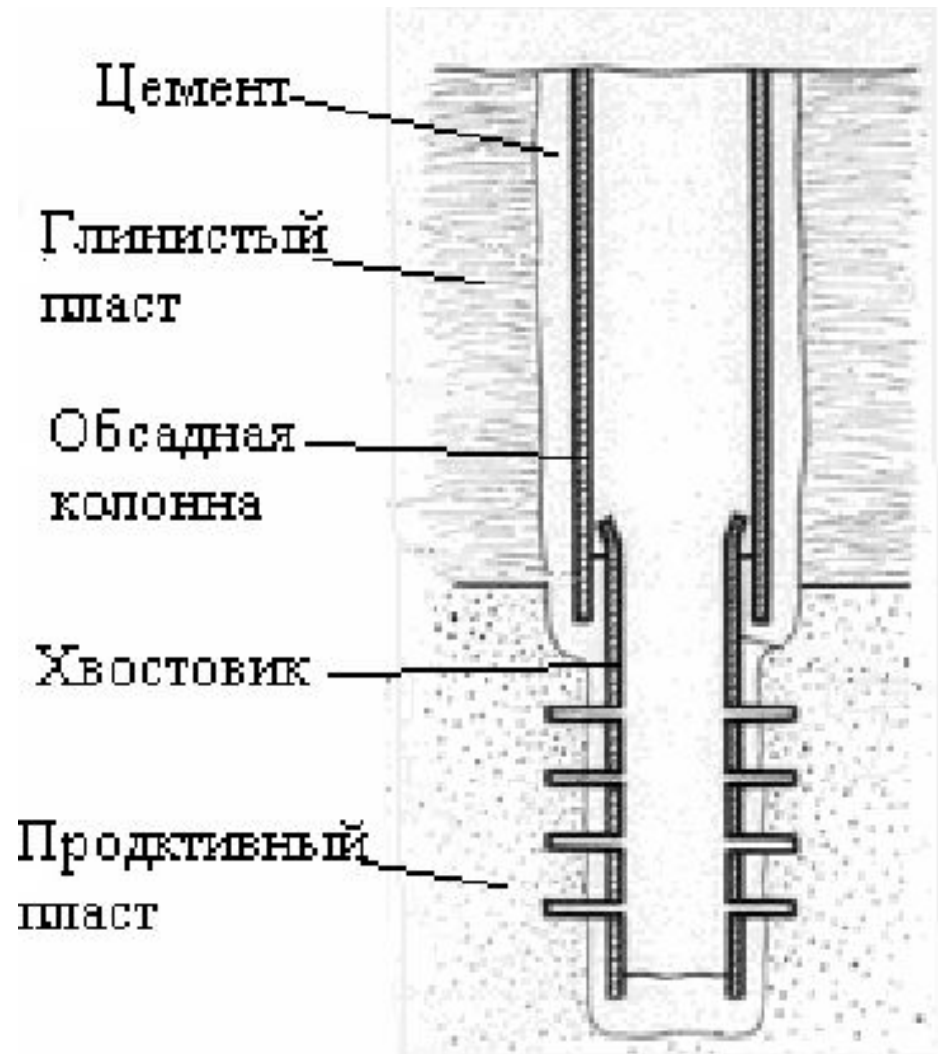


III Метод

- **Достоинства:** возможно применение в неустойчивых породах.
- **Недостаток:** фильтры различных конструкций подвергаются коррозии, загрязнению и заиливанию.

IV Метод

- Для предотвращения проникновения цементного раствора в проницаемые породы ПЗП применяется конструкция забоя, когда обсадную колонну спускают до кровли продуктивного пласта и цементируют, а забой скважины крепится хвостовиком-фильтром, который после цементирования перфорируется в намеченных интервалах.

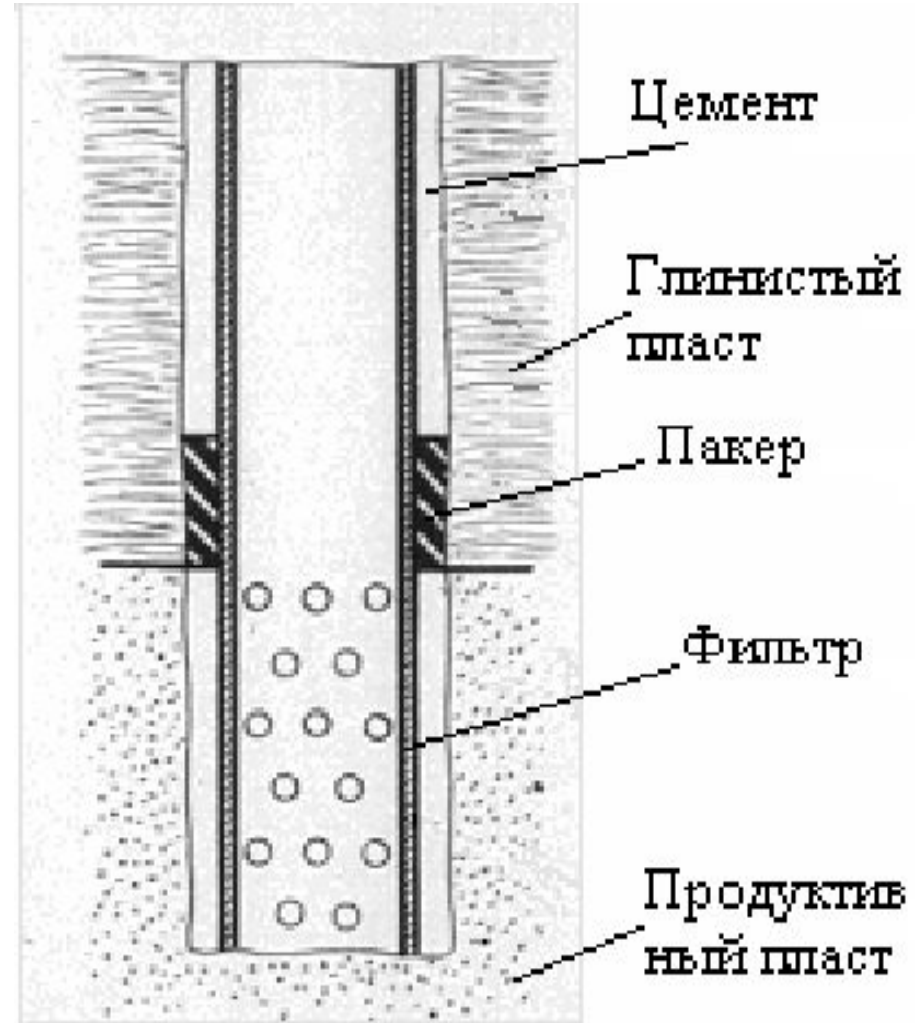


IV Метод

- **Достоинства:** возможность существенного снижения загрязненности пластов, поскольку свойства промывочной жидкости выбираются с учетом свойств продуктивной залежи; допускают селективную эксплуатацию различных пропластков; быстрота и минимальные затраты при освоении.
- **Недостаток:** некоторое усложнение конструкции скважин.

V Метод

- *Скважину разбуривают полностью. Низ колонны оборудуется трубами с щелевыми отверстиями. Цементаж производится до кровли по способу манжетной заливки.*

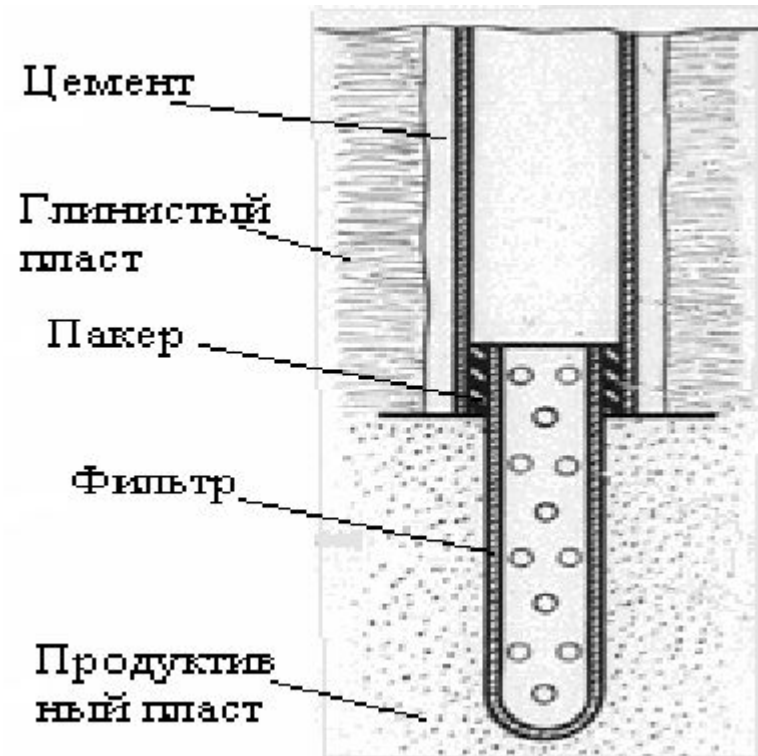


V Метод

- **Достоинства:** простота, минимальные затраты.
- **Недостатки:** загрязнение пластов, невозможность селективной эксплуатации пропластков.

VI Метод- Установка фильтра-хвостовика на пакере

Скважину бурят до кровли продуктивного пласта и цементируют. Затем долотом меньшего диаметра разбуривают продуктивный пласт и устанавливают фильтр-хвостовик на пакере.



VI Метод

- **Преимущества:** позволяет сохранить естественные коллекторские свойства пласта за счет индивидуально подобранного бурового раствора
- **Недостатки:** некоторое усложнение конструкции скважин, невозможность селективной эксплуатации пропластков

VII Метод- Комбинированный

- **Для месторождений, характеризующихся большими толщинами продуктивных пластов и этажом газонефтеносности, применяется комбинированная конструкция скважин. В этих сложных геолого-физических условиях разработки нефтяных месторождений с подошвенной водой бурение продуктивных отложений останавливают, не доходя до ВНР 50-70 м. Обсадную колонну (башмак) устанавливают на 70-100 м выше и цементируют, оставляя нижний интервал открытым забоем. По мере выработки этого интервала, эксплуатацию верхних осуществляют через перфорированную обсадную колонну.**

Обоснование выбора метода вскрытия продуктивного пласта и конструкции забоя скважины

- **1) необходимо оценить мощность продуктивной залежи и число проницаемых пропластков.**
- **2) Выяснить характер насыщенности и ориентировочно выбрать метод вхождения. Так, если залежь представлена единым пластом, насыщенным одной жидкостью, то можно использовать все перечисленные методы. Если же несколько пластов и они перемеживаются, например нефтеносные с водоносными, либо в одном проницаемом пласте содержатся две или три жидкости для вхождения могут быть использованы только первый и четвертый методы.**

Обоснование выбора метода вскрытия продуктивного пласта и конструкции забоя скважины

- **3) Если вскрытию подлежит залежь большой мощности, оценивается возможность одновременного разбуривания всей мощности толщи без перекрытия верхней ее части промежуточной колонной.**
- **В газовых залежах коэффициент аномальности существенно меняется по стволу – в кровле намного меньше чем в подошве.**
- **При этом плотность промывочной жидкости должна быть больше коэффициента поглощения и больше или равна коэффициенту аномальности.**
- **Если это условие не выполняется, то верхняя часть залежи перекрывается, выбирается другой раствор и вскрывается нижняя часть.**

Обоснование выбора метода вскрытия продуктивного пласта и конструкции забоя скважины

- **4. Оценивается характер изменения свойств по мощности продуктивной залежи. Если проницаемость существенно не изменяется, можно применять все методы вхождения, но предпочтительнее второй, третий и пятый. Если же проницаемость по мощности существенно изменяется, то целесообразно использовать первый или четвертый методы, которые позволяют получать приток из любого участка.**

Обоснование выбора метода вскрытия продуктивного пласта и конструкции забоя скважины

- **5. Оценивается устойчивость пород. Если породы устойчивы, то можно применять второй метод (открытый забой). Если недостаточно устойчивы и возможен вынос песка, то целесообразно применять третий или пятый. В случае неустойчивых пород, пригодны в основном только первый и четвертый.**
- **6) Учитывается соотношение коэффициентов аномальности пластовых давлений в продуктивной залежи и вышележащих горизонтах и оценивается возможная степень загрязнения пласта.**
- **Окончательное решение должно приниматься с учетом экономического фактора.**

