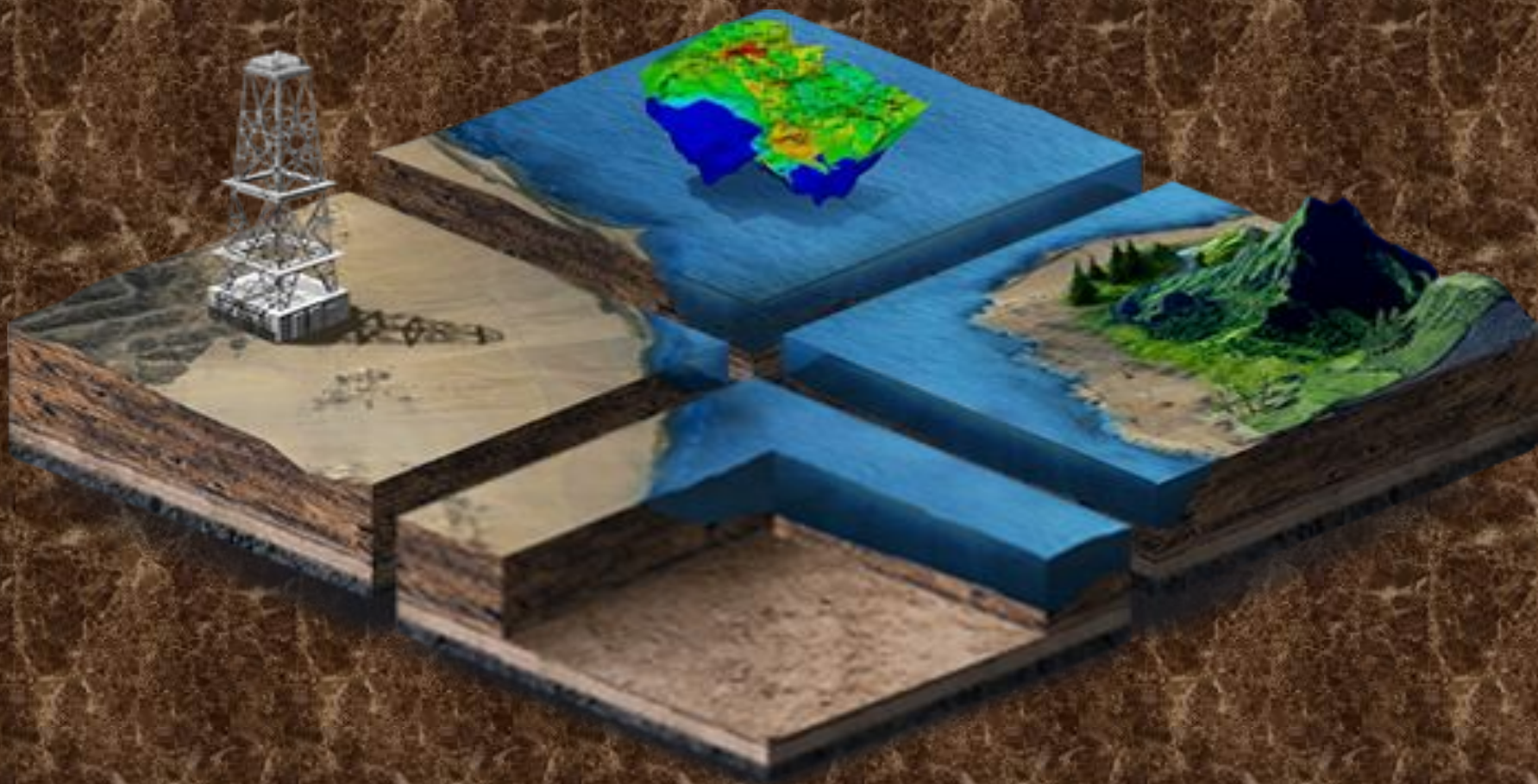
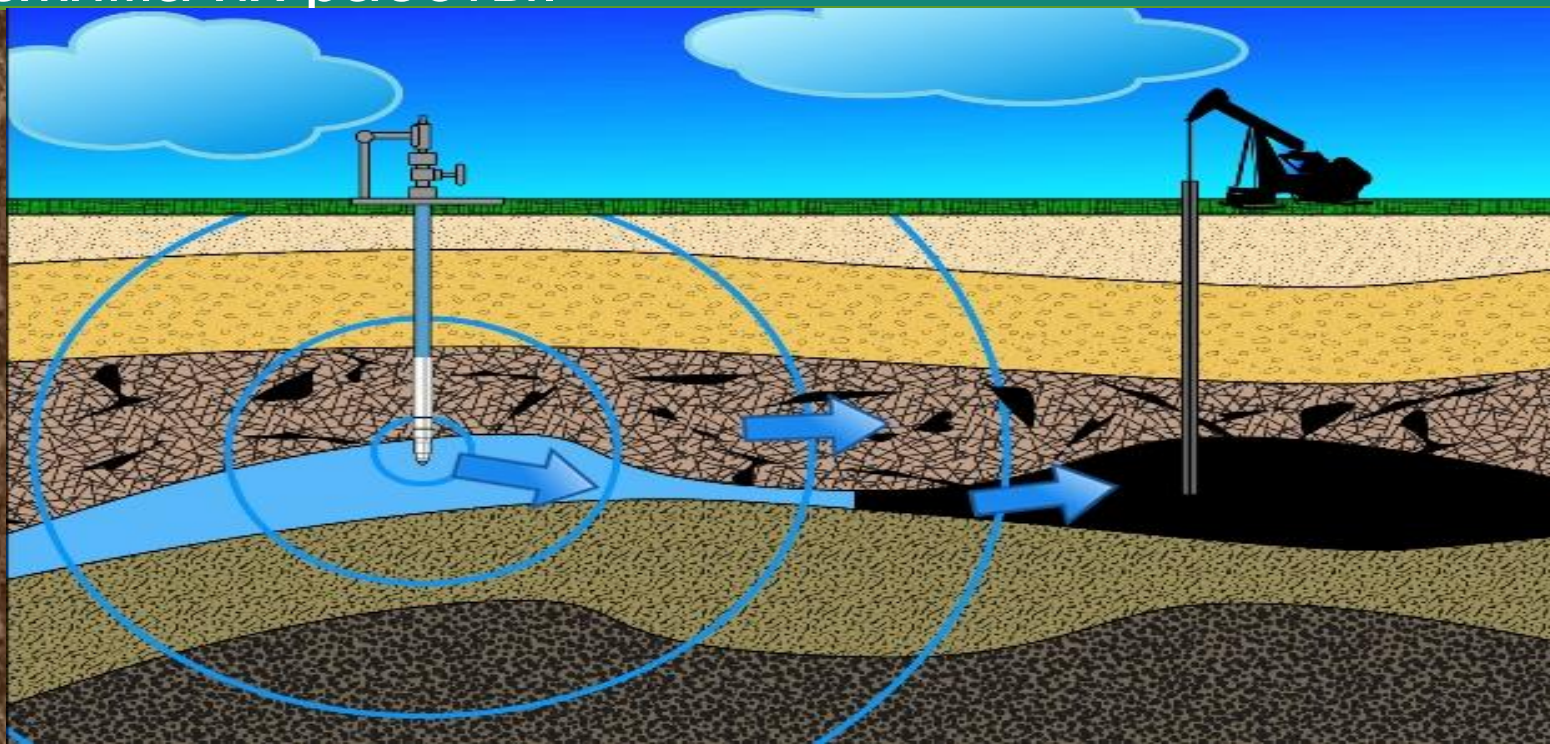


ТЕМА 1.5. РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Разработка месторождений углеводородов.
Добыча нефти и газа.



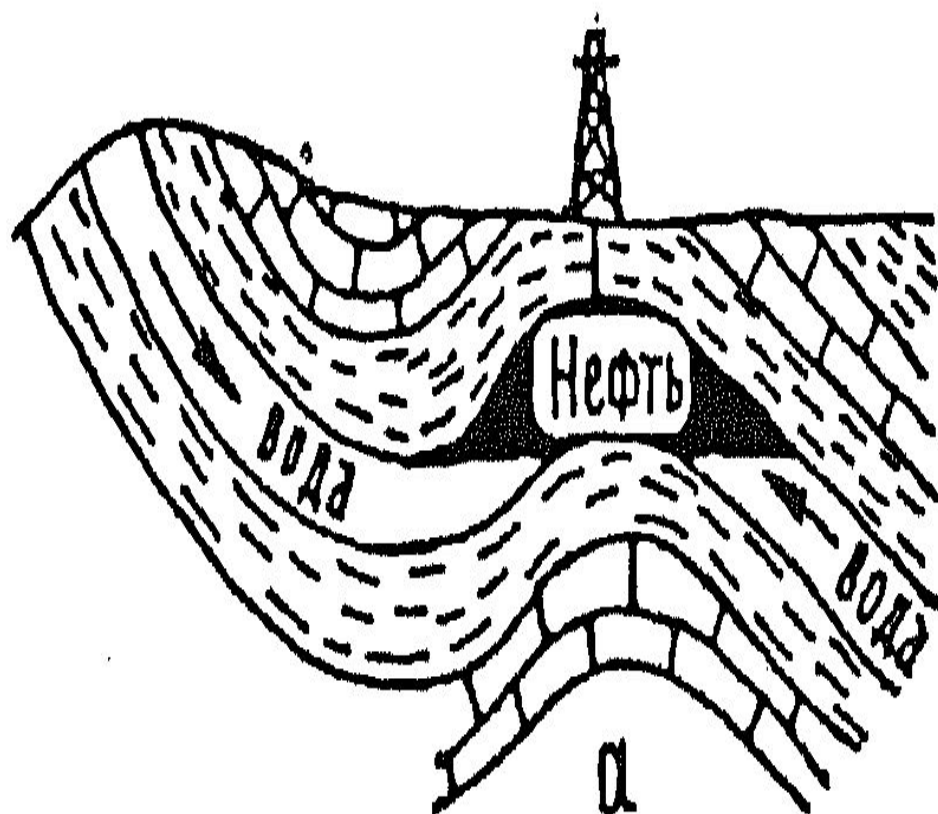
Разработка Нефтяного или Газового месторождения - это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих с этой **целью** определенный порядок размещения скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы.



Режимы работы залежей

- В зависимости от источника пластовой энергии, обуславливающего перемещение нефти по пласту к скважинам, различают пять основных режимов работы залежей:
- жестководонапорный,
- упруго- водонапорный,
- газонапорный,
- растворенного газа
- гравитационный.

Жестконапорный режим



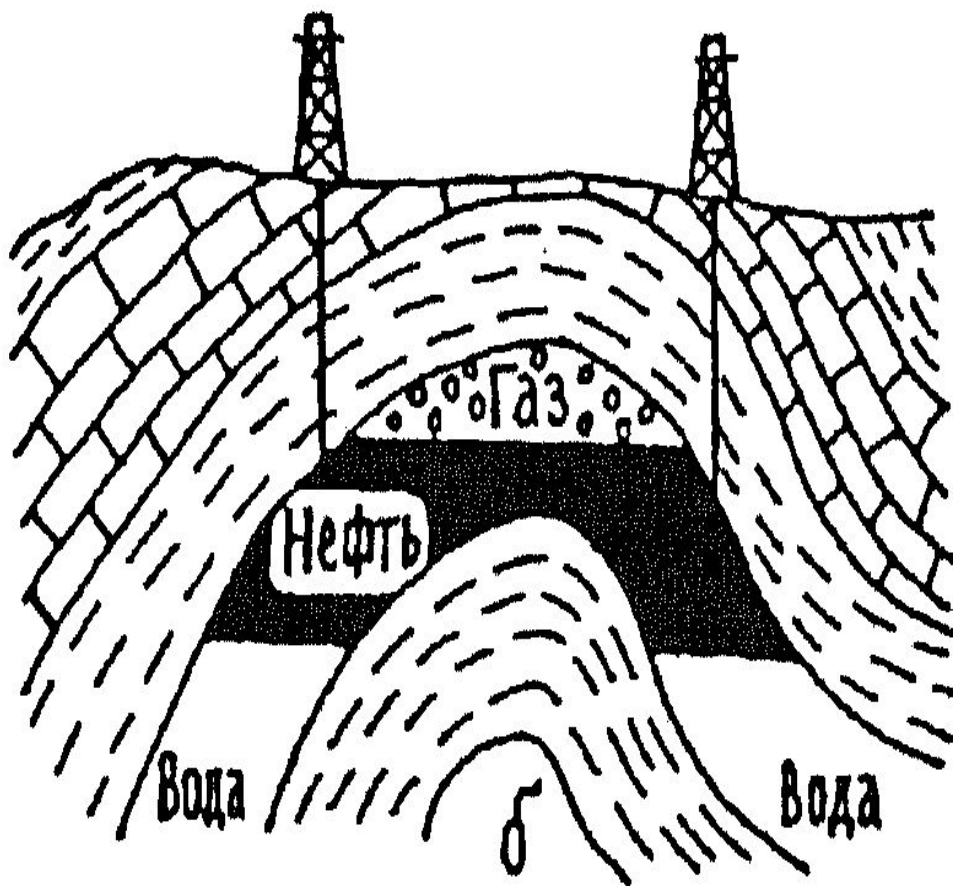
- При жестководонапорном режиме (рис. 1 а) источником энергии является напор краевых (или подошвенных) вод. Ее запасы постоянно пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов.

1000000



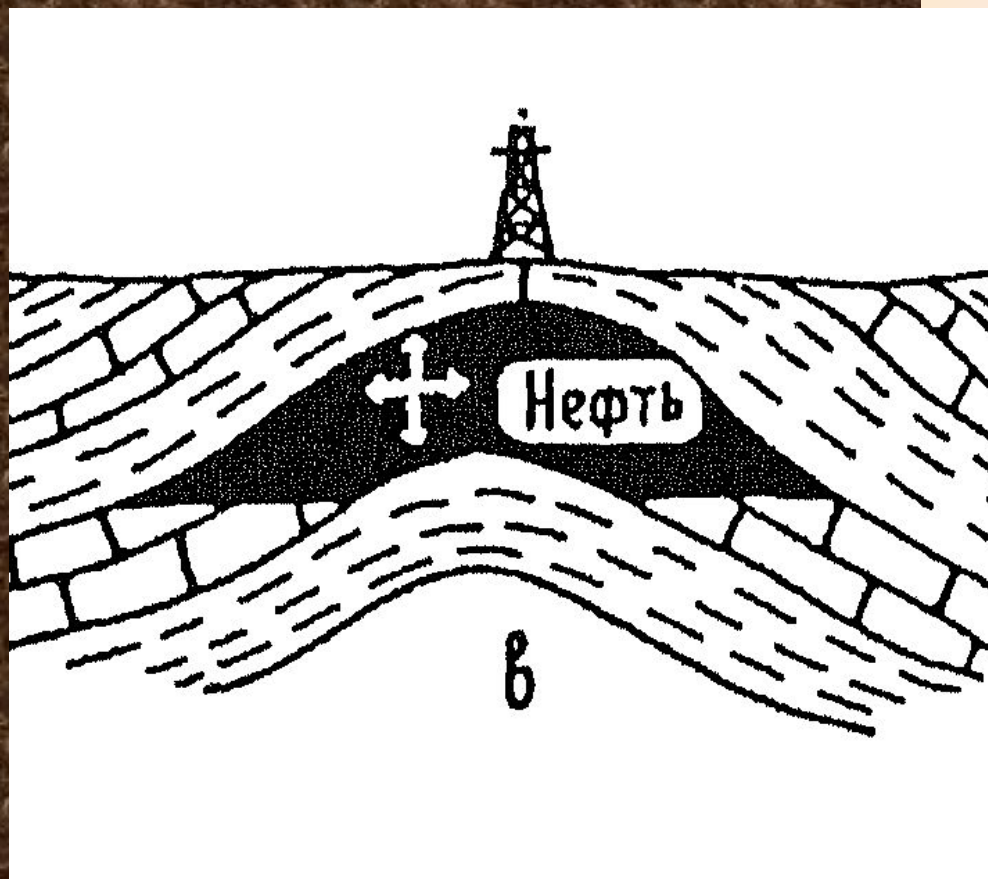
- При упруго-водонапорном режиме основным источником пластовой энергии служат упругие силы воды,, нефти и самих пород, сжатых в недрах под действием горного давления

Газонапорный режим



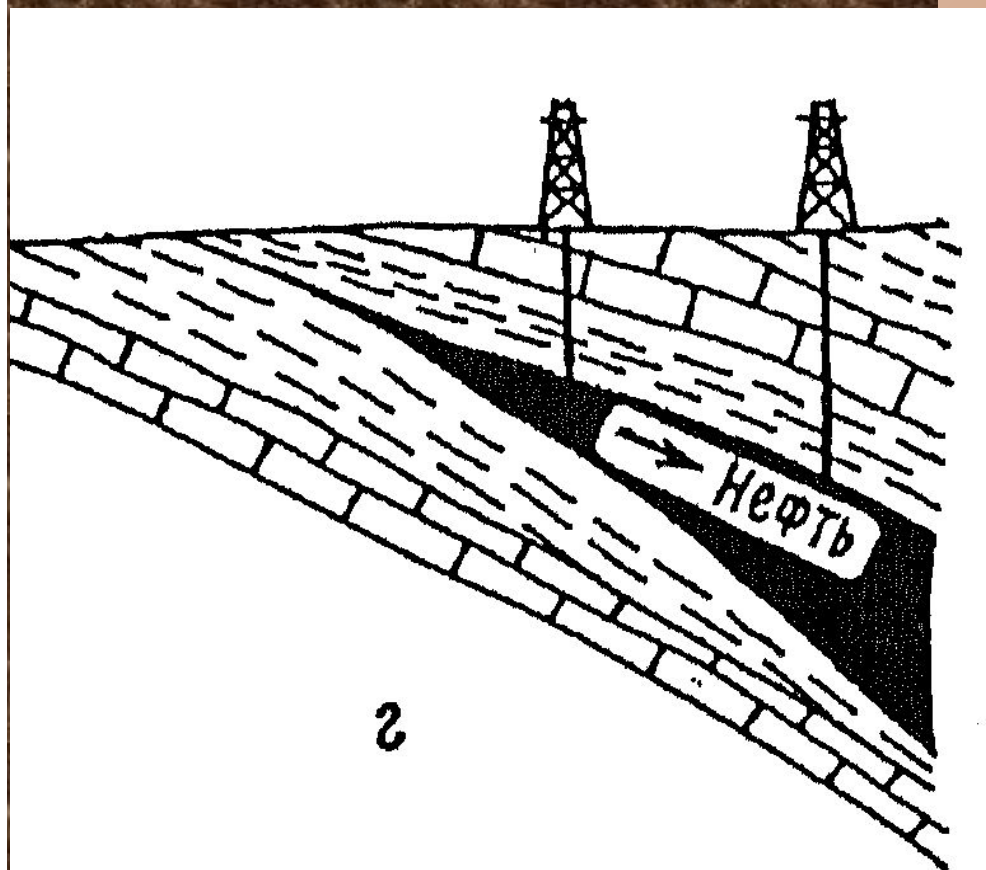
- При газонапорном режиме (рис. 1 б) источником энергии для вытеснения нефти является давление газа, сжатого в газовой шапке. Чем ее размер больше, тем дольше снижается давление в ней.

Режим растворенного газа



- При режиме растворенного газа (рис. 1 в) основным источником пластовой энергии является давление газа, растворенного в нефти. По мере понижения пластового давления газ из растворенного состояния переходит в свободное. Расширяясь пузырьки газа выталкивают нефть к забоям скважин.

Гравитационный режим



- Гравитационный режим (рис. 1 г) имеет место в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается механизированным способом.



Если в залежи нефти одновременно действуют различные движущие силы, то такой режим ее работы называется **смешанным**.



При разработке газовых месторождений гравитационный режим и режим растворенного газа отсутствуют.

Методы повышения нефтеотдачи и производительности скважин.

Для повышения эффективности естественных режимов работы залежи применяются различные искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону. Их можно разделить на три группы:

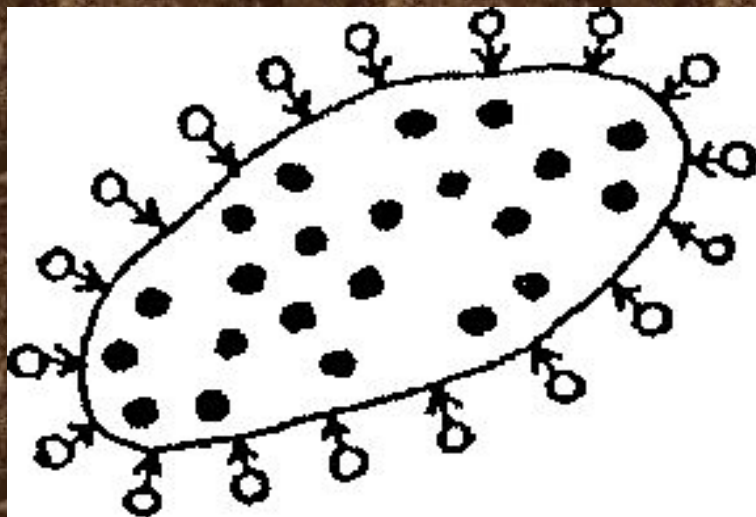
- методы поддержания пластового давления (заводнение, закачка газа в газовую шапку пласта);
- методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны (солянокислотные обработки призабойной зоны пласта, гидроразрыв пласта и др.);
- методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов

Методы поддержания пластового давления

- Искусственное поддержание пластового давления достигается методами:
 - законтурного,
 - приконтурного и
 - внутриконтурного заводнения,
 - закачкой газа в газовую шапку пласта.

Метод внутриконтурного заводнения

Рис. 2 Схема законтурного заводнения



Метод законтурного заводнения

применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

Метод приконтурного заводнения

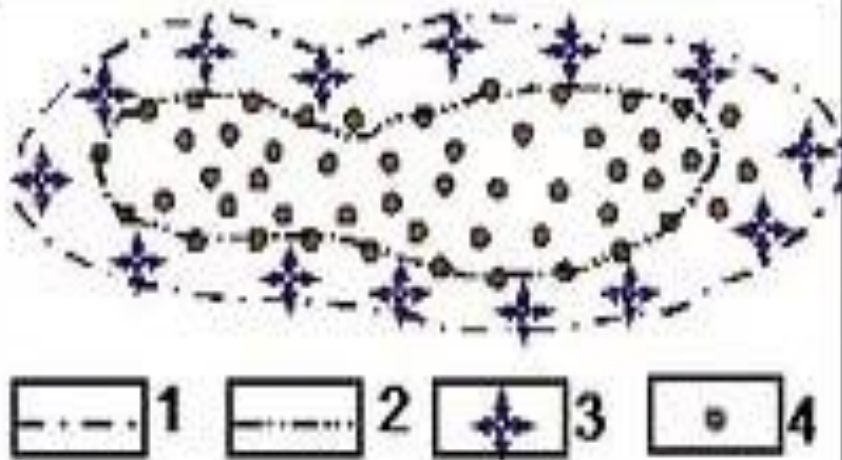


Рис. 17 Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

Контуры нефтеносности: 1-внешний, 2-внутренний, Скважины: 3 – нагнетательные, 4 - добывающие

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод приконтурного заводнения

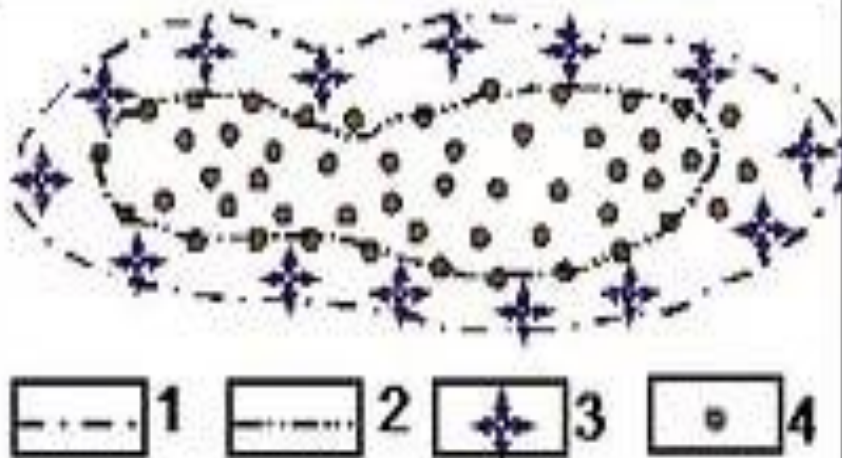
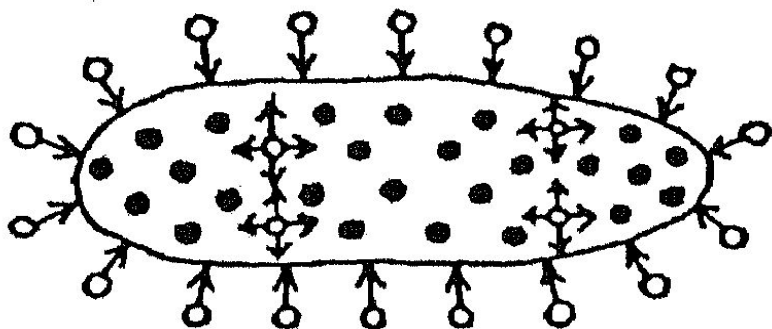
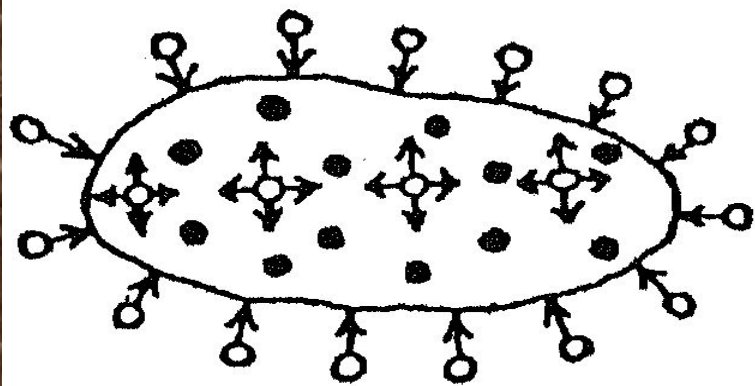


Рис. 17 Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

Контуры нефтеносности: 1-внешний, 2-внутренний, Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

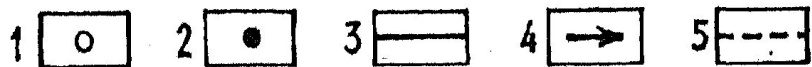
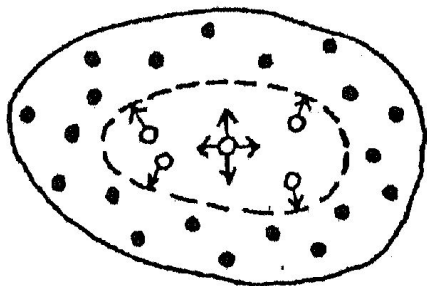
Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения



Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь. Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению. При этом искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта



Для поддержания пластового давления применяют данный метод для поддержания пластового давления. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти.

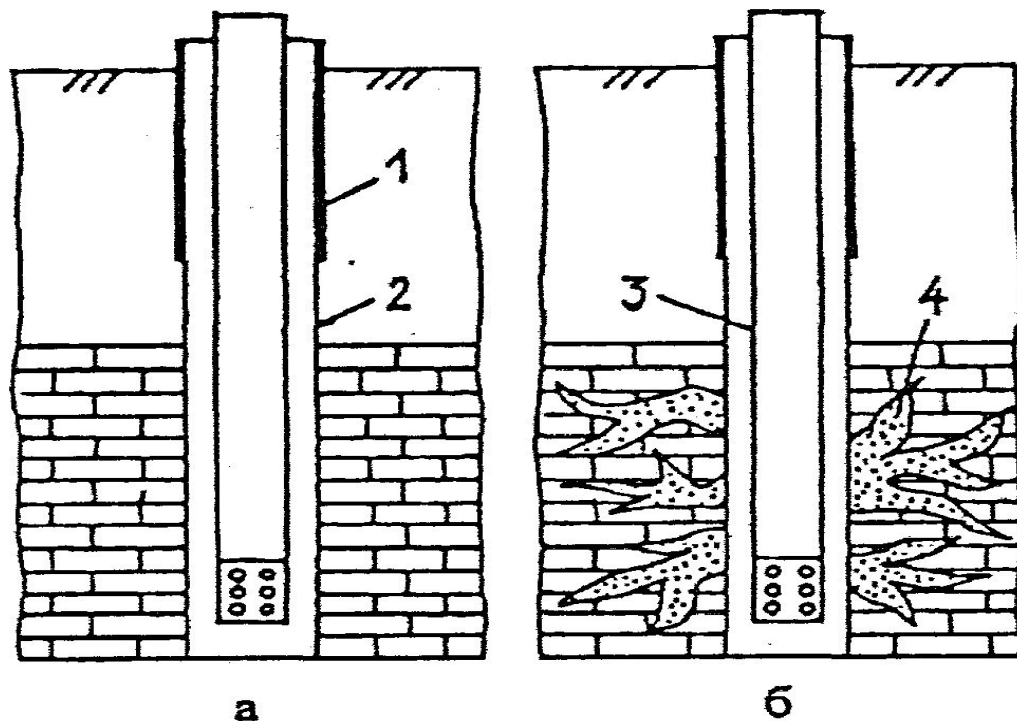
В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие нефтяные скважины или бурят специальные скважины. Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы скважины.

Методы, повышающие проницаемость пласта и

- По мере разработки залежи приток нефти и газа в скважину постепенно уменьшается. Причина этого заключается в «засорении» призабойной зоны - заполнении пор твердыми и разбухшими частицами породы, тяжелыми смолистыми остатками нефти, солями, выпадающими из пластовой воды, отложениями парафина, гидратами (в газовых пластах) и т.д. Для увеличения проницаемости пласта и призабойной зоны применяют **механические, химические и физические** методы.

Механические методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны

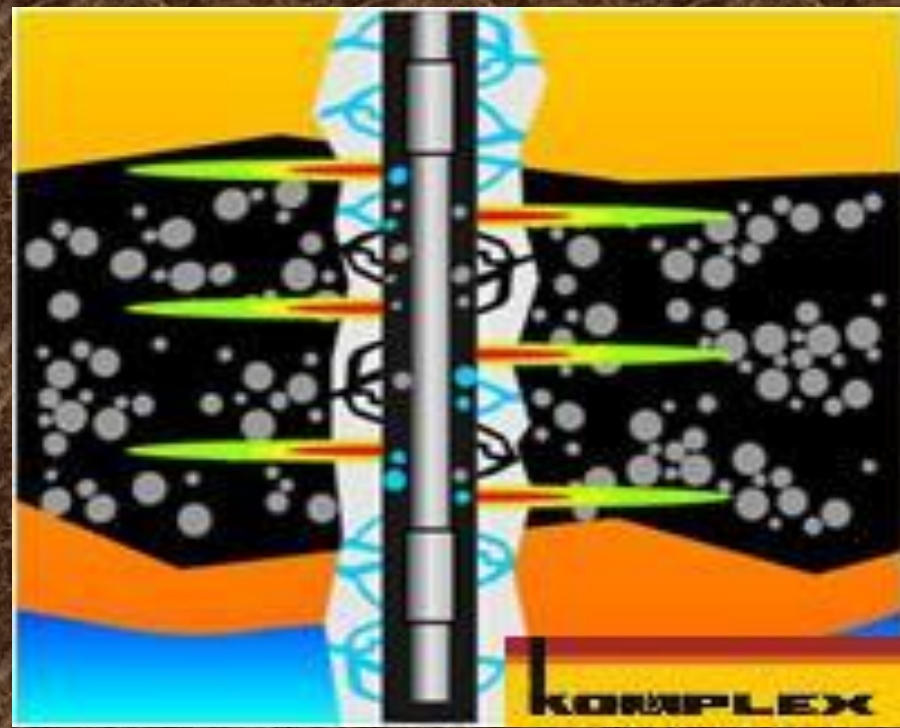
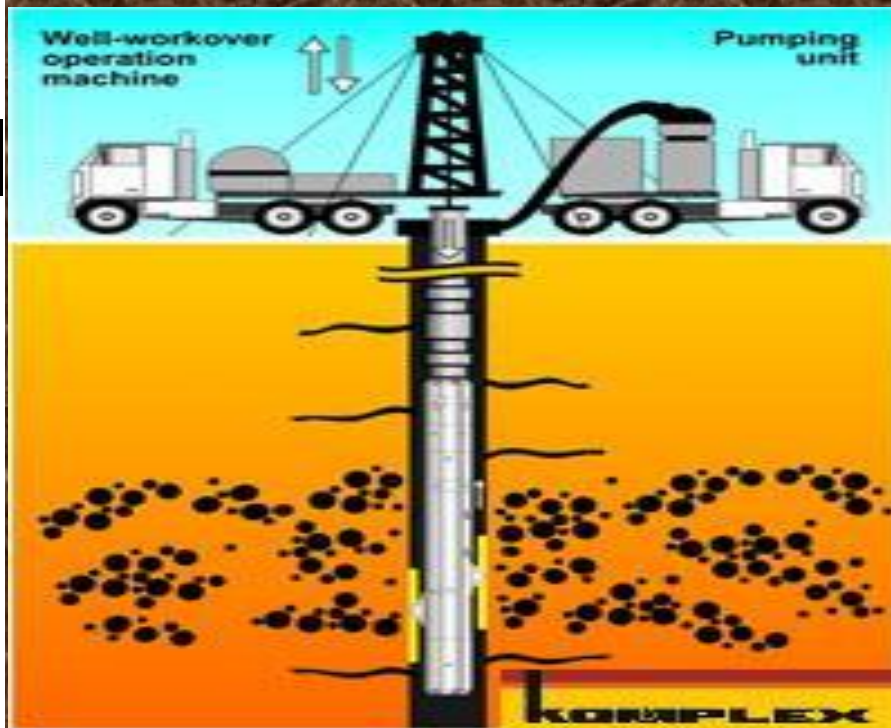
К механическим методам относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидропескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование скважин.



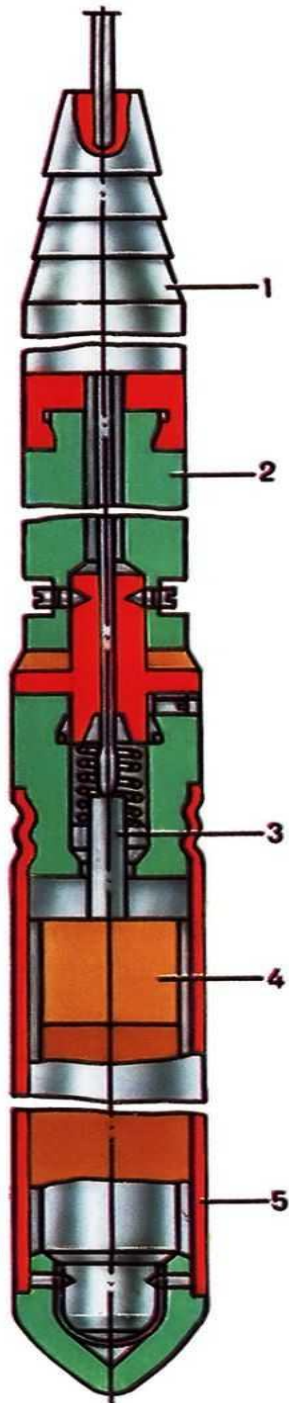
а - пласт перед воздействием;
 б - пласт после гидроразрыва;
 1 — обсадная труба;
 2 - ствол скважины;
 3 - насосно-компрессорные трубы;
 4 - трещины в породе, образовавшиеся после гидроразрыва

Гидроразрыв пласта (рис. б) производится путем закачки в него под давлением до 60 МПа нефти, пресной или минерализованной воды, нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо) и других жидкостей. В результате этого в породах образуются новые или расширяются уже существующие трещины. Чтобы предотвратить их последующее закрытие, в жидкость добавляют песок, стеклянные и пластмассовые шарики, скорлупу грецкого ореха.

Применение гидроразрыва позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в 2...3 раза.



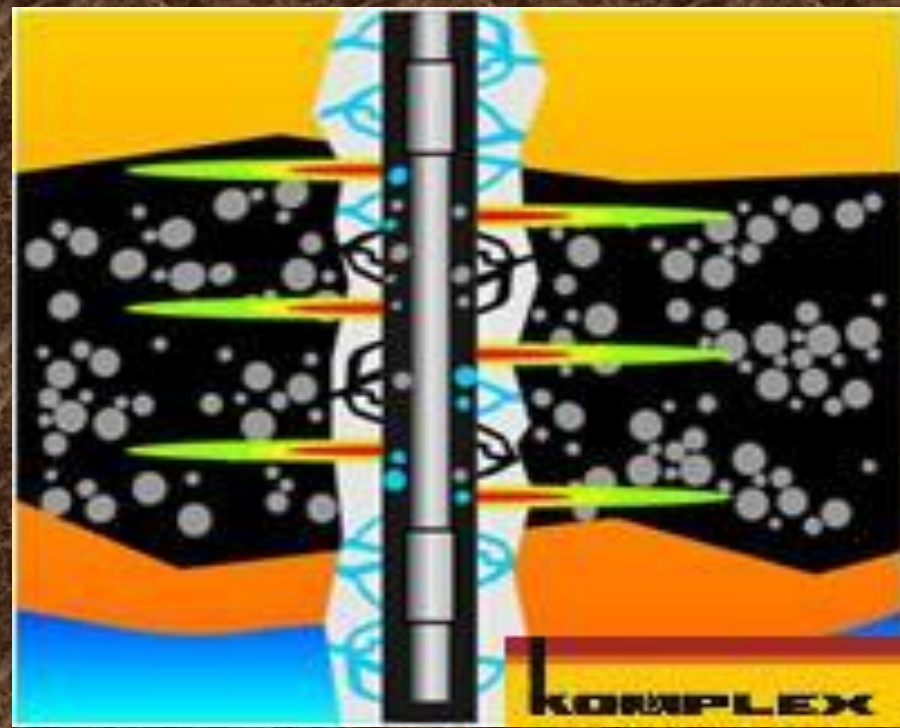
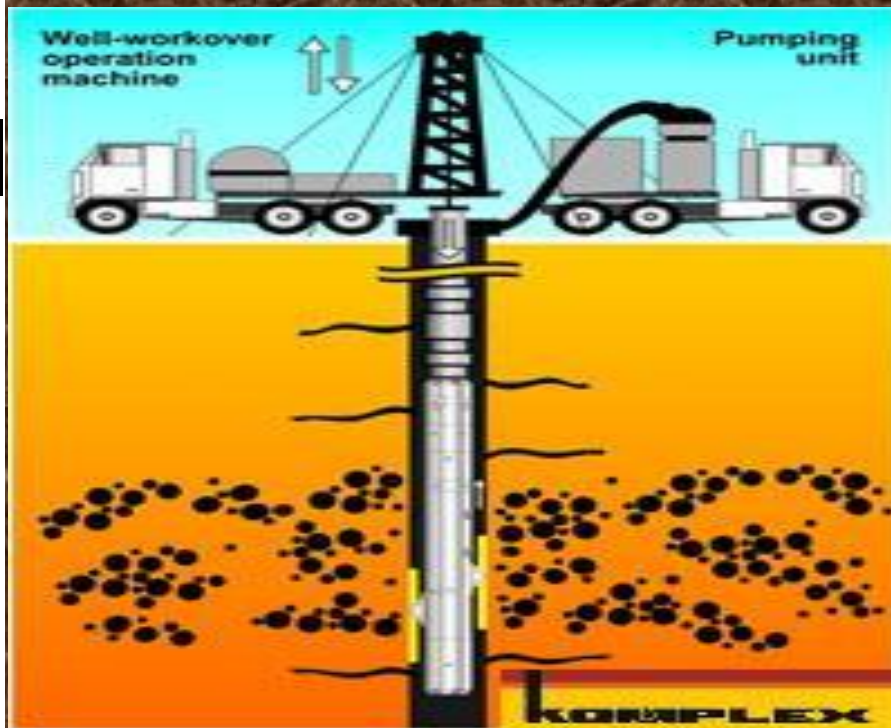
Гидропескоструйная перфорация - это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок специального устройства (перфоратора). Рабочая жидкость с содержанием песка 50...200 г/л закачивается в скважину с расходом 3...4 л/с. На выходе же из насадок перфоратора ее скорость составляет 200...260 м/с, а перепад давления - 18...22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с.



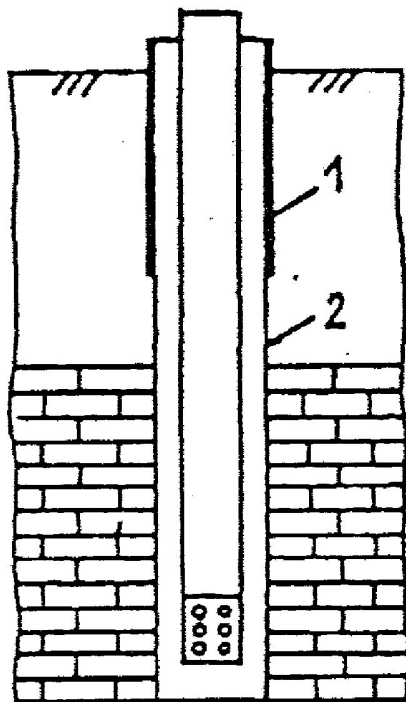
Торпедированием называется воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротил, гексоген, нитроглицерин, динамиты) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений (солей, парафина и др.). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из каналов.

Химические методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны

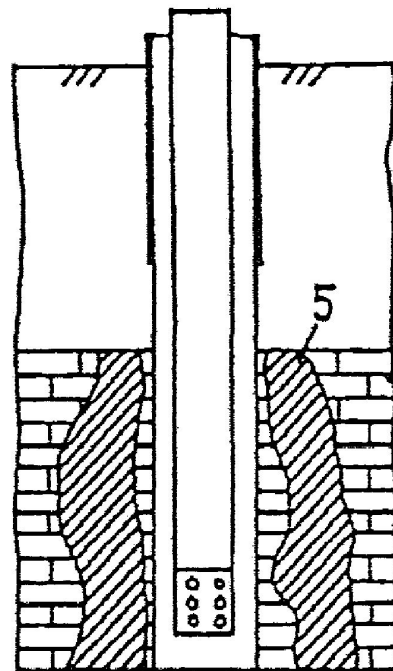
К химическим методам воздействия на призабойную зону относятся обработки кислотами, ПАВ (поверхностно-активные вещества), химреагентами и органическими растворителями.



Гидропескоструйная перфорация - это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок специального устройства (перфоратора). Рабочая жидкость с содержанием песка 50...200 г/л закачивается в скважину с расходом 3...4 л/с. На выходе же из насадок перфоратора ее скорость составляет 200...260 м/с, а перепад давления - 18...22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с.



а



в

а - пласт перед воздействием;
в - пласт (призабойная зона) после кислотной обработки.
1 — обсадная труба;
2 - ствол скважины;
5 - порода, проницаемость которой увеличена в результате кислотной обработки

Кислотные обработки (рис. в) осуществляются соляной, плавиковой, уксусной, серной и угольной кислотами. **Соляной кислотой** НС18...15 %-ной концентрации растворяют карбонатные породы (известняки, доломиты), слагающие продуктивные пласты, а также привнесенные в пласт загрязняющие частицы

Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются вместе с продукцией скважины, образуя новые пустоты и каналы.

Физические методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной

К физическим методам воздействия на призабойную зону относятся тепловые обработки и вибровоздействия.

Целью **тепловых обработок** является удаление парафина и асфальто-смолистых веществ. Для этого применяют горячую нефть, пар, электронагреватели, термоакустическое воздействие, а также высокочастотную электромагнитоакустическую обработку.

При **вибровоздействии** призабойная зона пласта подвергается обработке пульсирующим давлением.

Благодаря наличию жидкости в порах породы обрабатываемого пласта, по нему распространяются как искусственно создаваемые колебания, так и отраженные волны. Путем подбора частоты колебания давления можно добиться резонанса обоих видов воли, в результате чего возникнут нарушения в пористой среде, т.е. увеличится проницаемость пласта.

Методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов

- Для повышения нефтеотдачи применяются следующие способы:
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- закачка в пласт углекислоты;
- закачка в пласт воды, обработанной ПАВ;
- нагнетание в пласт теплоносителя;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти из пласта растворителями.

- При закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ, снижается поверхностное натяжение на границе нефть-вода, что способствует дроблению глобул нефти и образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы.

- Вытеснение нефти **растворами полимеров**, т. е. водой с искусственно повышенной вязкостью, создает условия для более равномерного продвижения водонефтяного контакта и повышения конечной нефтеотдачи пласта.
- Для загущения воды применяют различные водорастворимые **полимеры**, из которых наиболее широкое применение для повышения нефтеотдачи пластов нашли полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01...0,05 % придают ей вязкоупругие свойства.

- При закачке в пласт углекислоты происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине
- **Нагнетание в пласт теплоносителя** (горячей воды или пара с температурой до 400 °С) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, способствует растворению в нефти выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов.

- **Метод внутрипластового горения** (рис. 6) заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной (зажигательной) скважины в пласте создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

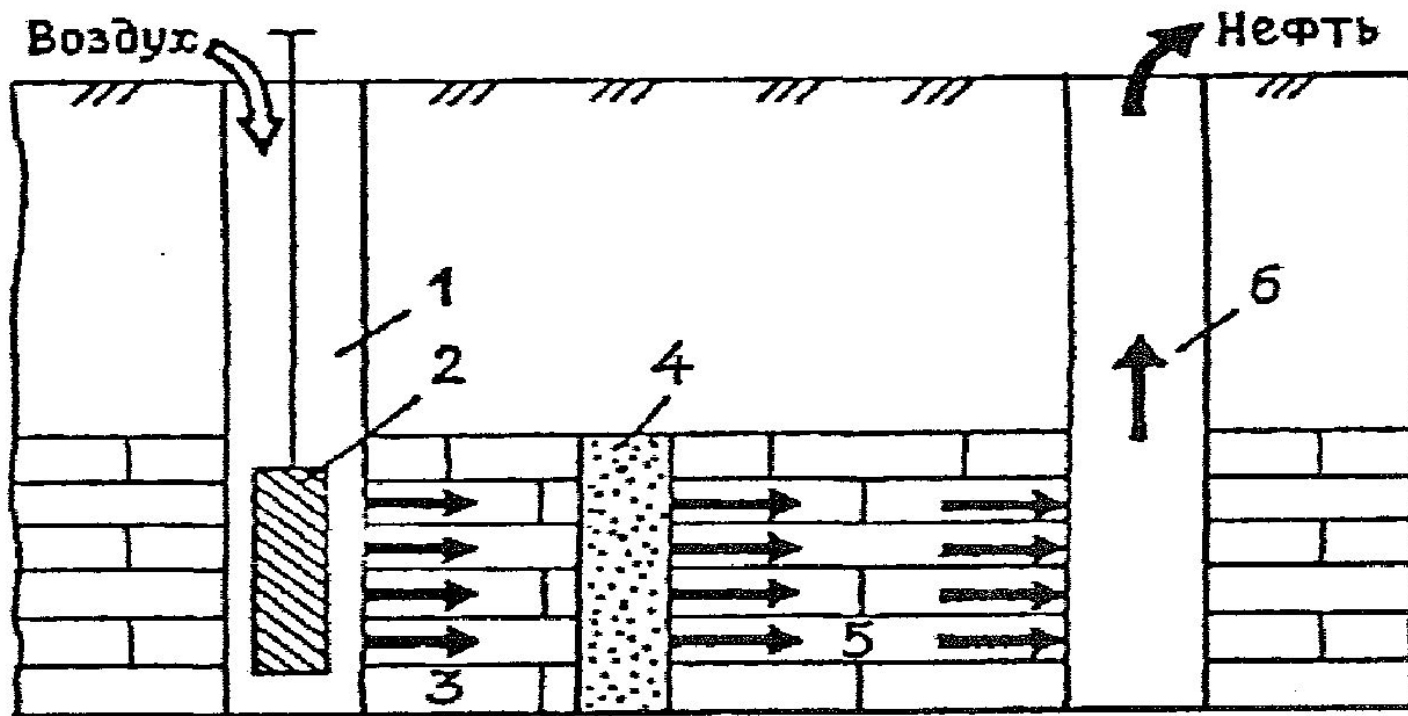


Рис. 6. Схема внутрипластового очага горения: 1 - нагнетательная (зажигательная) скважина; 2 - глубинный нагнетатель; 3 - выгоревшая часть пласта; 4 - очаг горения; 5 - обрабатываемая часть пласта (движение нефти, газов, паров воды); 6 - эксплуатационная скважина

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

Способы эксплуатации скважин

- Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:
 - фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
 - с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину (компрессорный);
 - насосный - извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления и глубины залегания пласта.

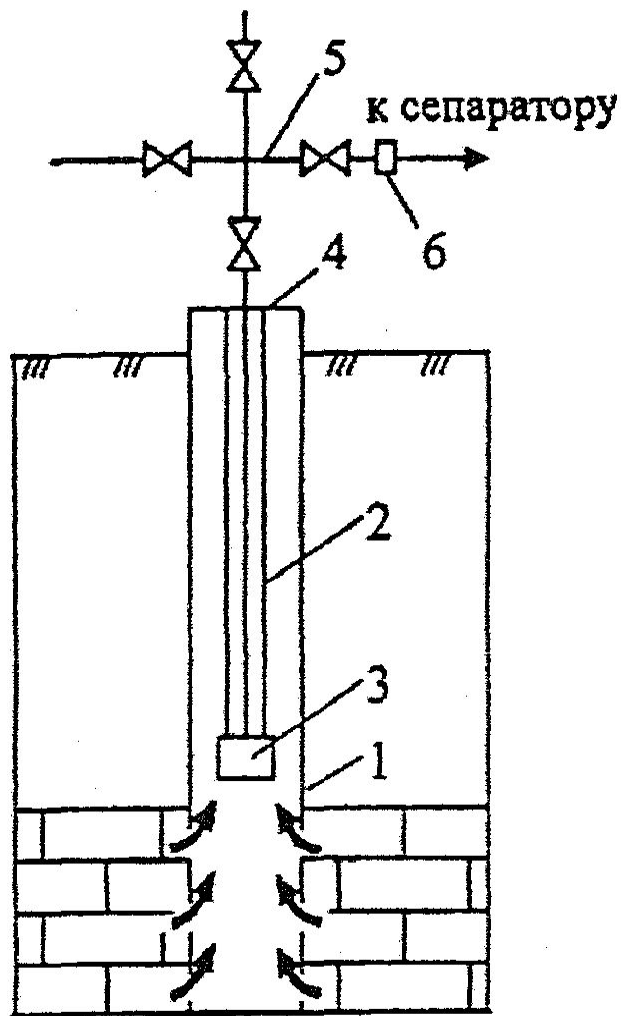


Рис.7. Устройство скважины для фонтанной добычи нефти
 1- эксплуатационная колонна;
 2- насосно-компрессорные трубы;
 3- башмак;
 4 - фланец;
 5- фонтанная арматура;
 6- штуцер

Фонтанный способ применяется если пластовое давление велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Условием фонтанирования является превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба жидкости, заполняющей скважину.

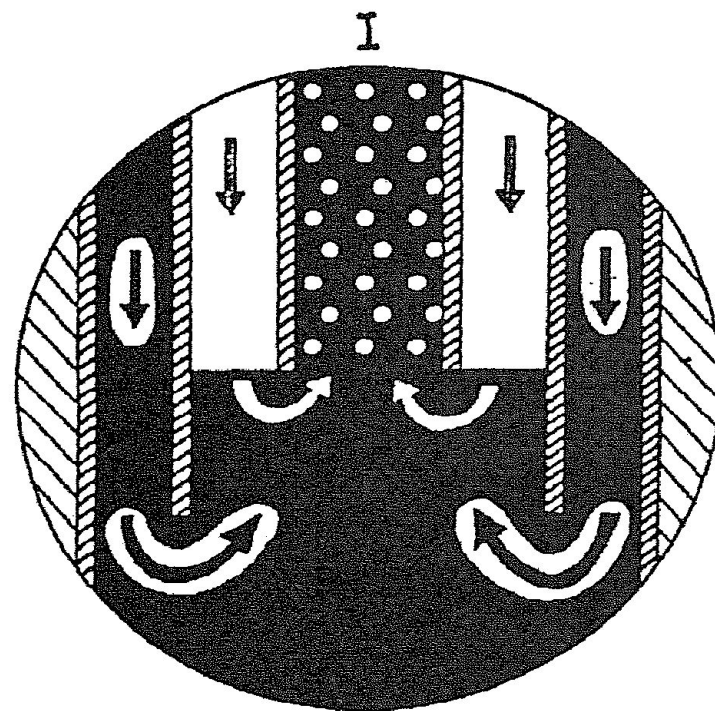
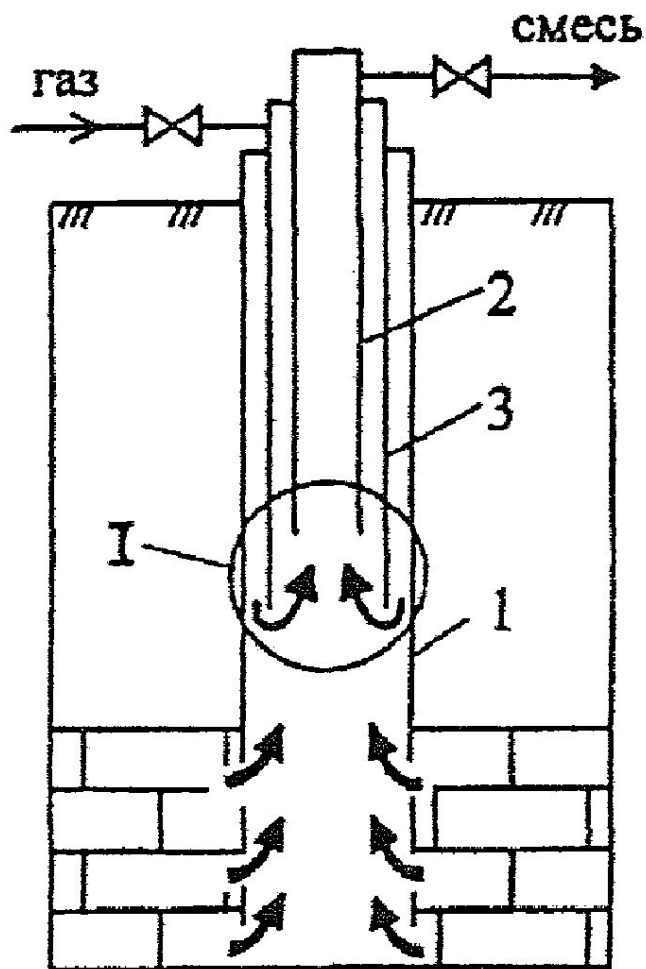
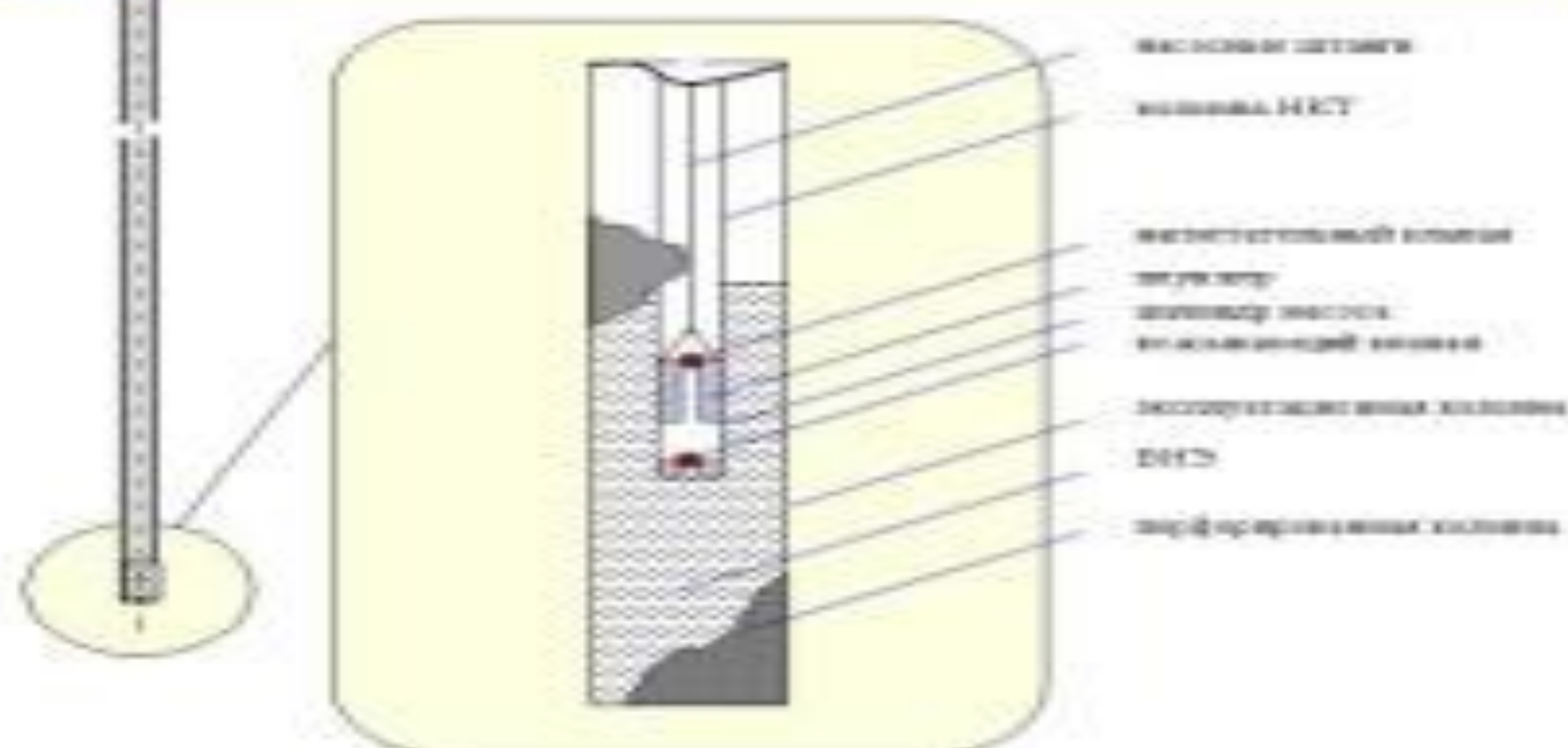
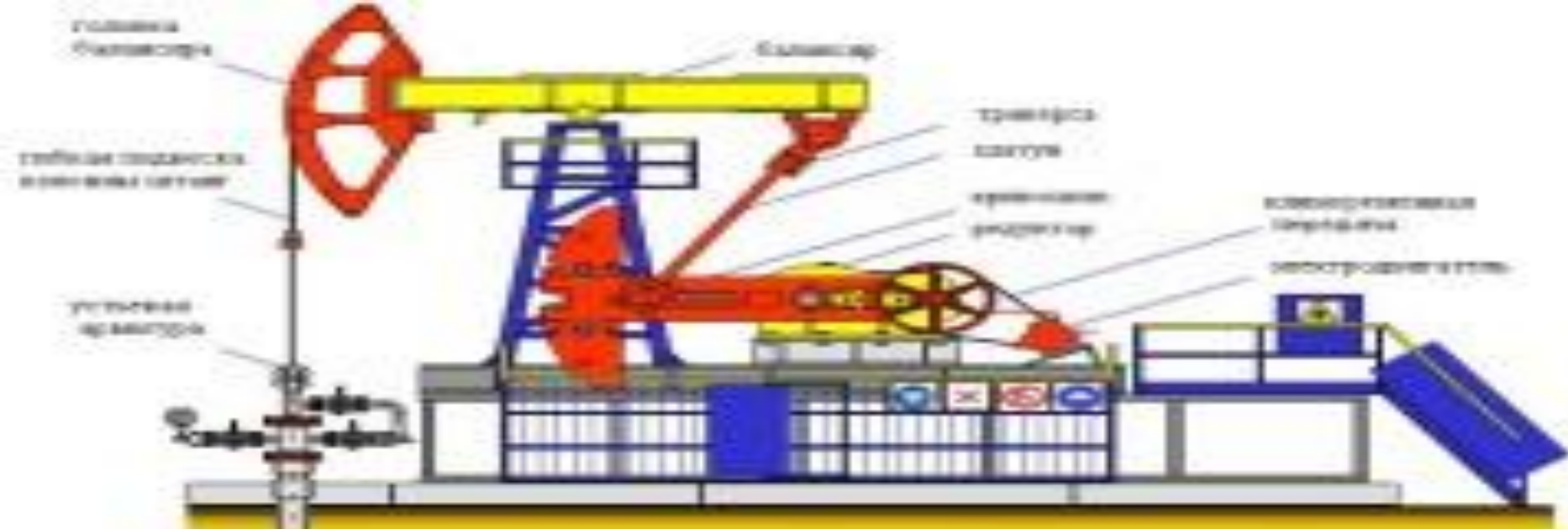


Рис.8 Устройство скважины для компрессорной добычи нефти
обсадная труба; 2- подъемная труба; 3- воздушная труба.

Компрессорным называется способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъем жидкости из пласта на поверхность осуществляется сжатием газом, нагнетаемым в колонну подъемных труб.

- 
- 
- Для уменьшения капиталовложений там, где возможно, в нефтяную скважину подают под давлением без дополнительной компрессии газ из газовых пластов. Такой способ называют **бескомпрессорным лифтом**.

- 
- 
- При **насосном способе** эксплуатации подъем нефти из скважин на поверхность осуществляется **штанговыми** и **бесштанговыми** насосами.



- Кроме штанговых и глубинных насосов в практике добычи широко используются и погружные электроцентробежные насосы. Они спускаются в скважину на насосно-компрессорных трубах вместе с электродвигателем, энергия к которому подается по специальному, бронированному кабелю, закрепленному на внешней стороне лифтовых труб. На рисунке видно, как в разрезе месторождения работают скважины с погружным электроцентробежным насосом и скважина, работающая на самоизлив, т.е. фонтанным способом.

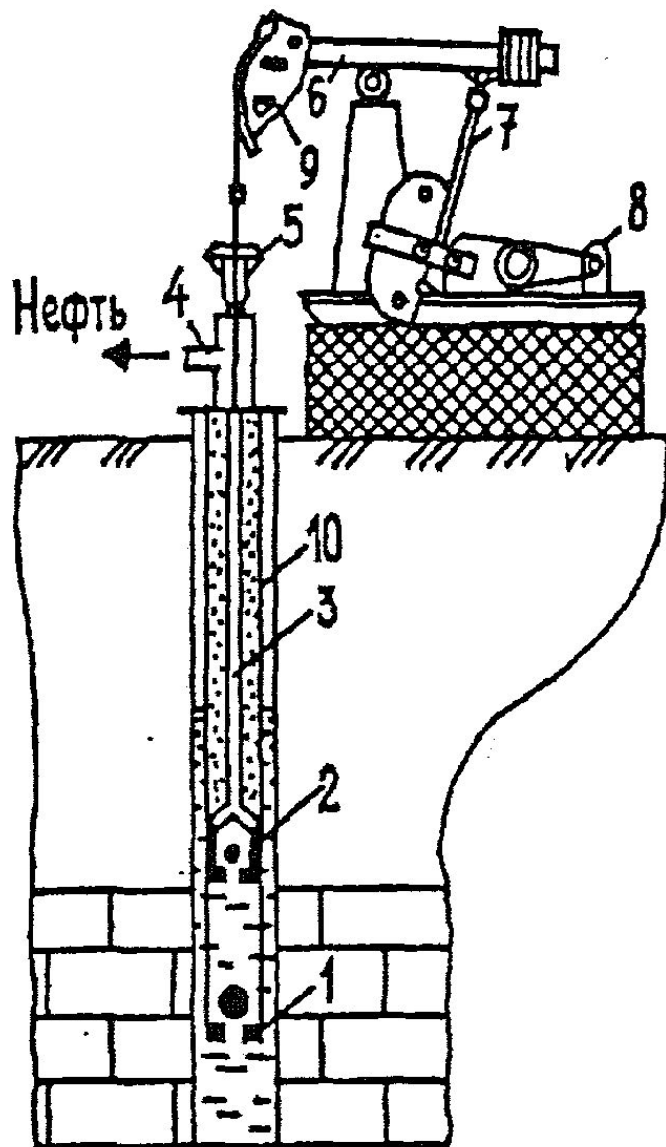
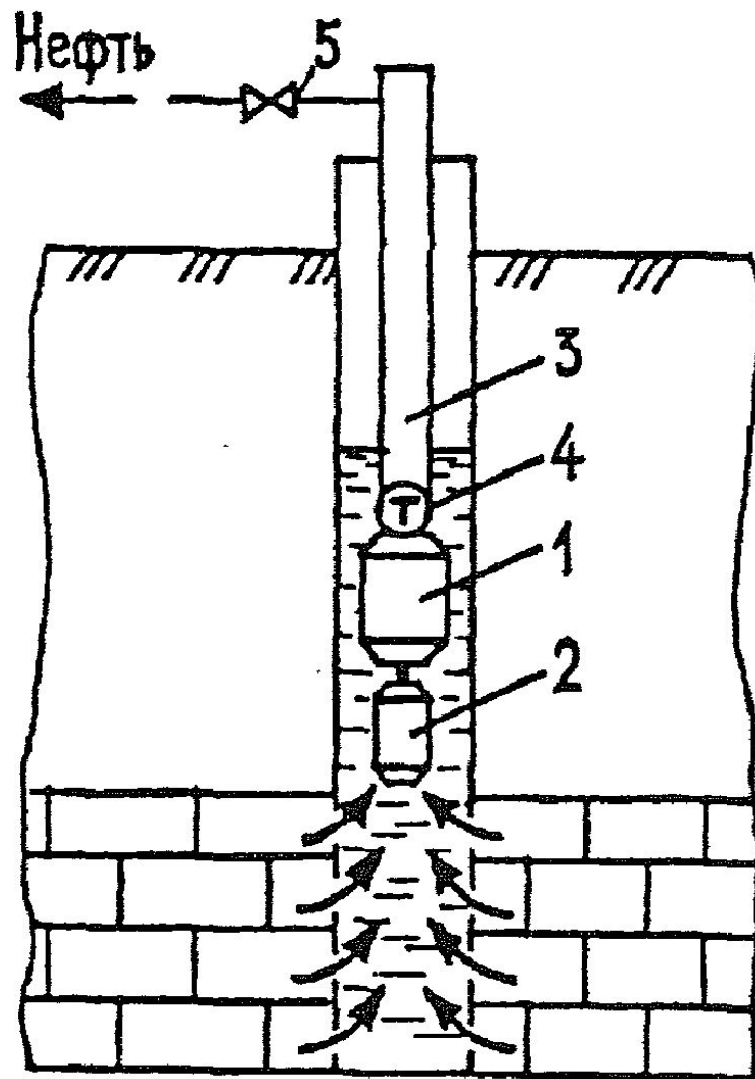


Рис.11. Схема добычи нефти с помощью штангового насоса:
1 - всасывающий клапан;
2 - нагнетательный клапан;
3 - штанга; 4 - тройник;
5 - устьевой сальник;
6 - баланси́р станка - качалки;
7 - кривошипно - шатунный механизм;
8-электродвигатель;
9-головка баланси́ра;
10-насосные трубы

Схема установки в скважине погружного электроцентробежного насоса (ЭЦН)



1 - центробежный многоступенчатый насос;
2 - погружной электродвигатель;
3- подъемные трубы; 4 - обратный клапан; 5 - устьевая арматура

Для электродвигателя используется бронированный кабель и источник электропитания.

- **Погружные винтовые насосы** стали применяться на практике сравнительно недавно. Винтовой насос - это насос объемного действия, подача которого прямопропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.



Сбор и подготовка нефти и газа к транспорту.

- В настоящее время известны следующие системы промыслового сбора:
- самотечная двухтрубная,
- высоконапорная одностру́бная
- и напорная.

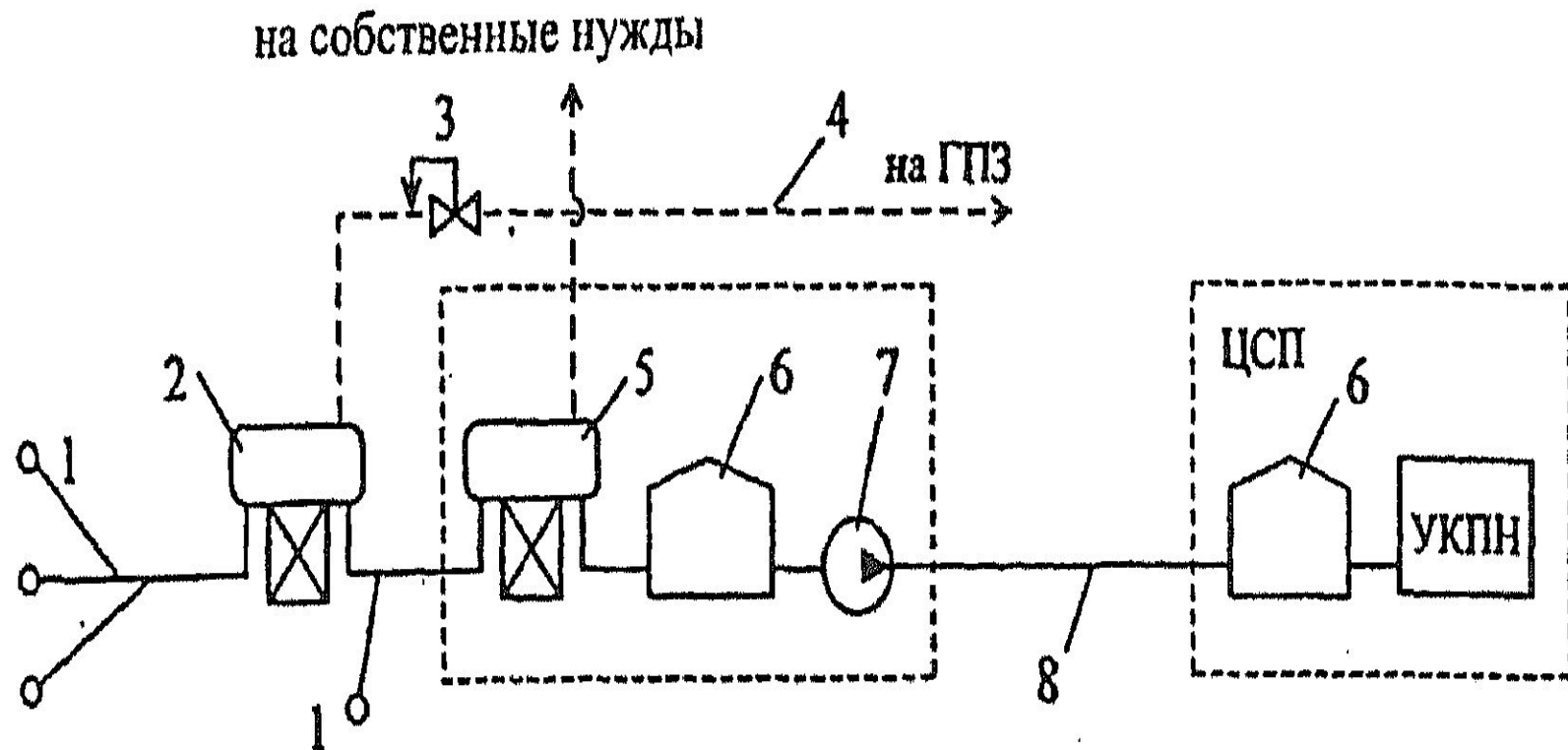
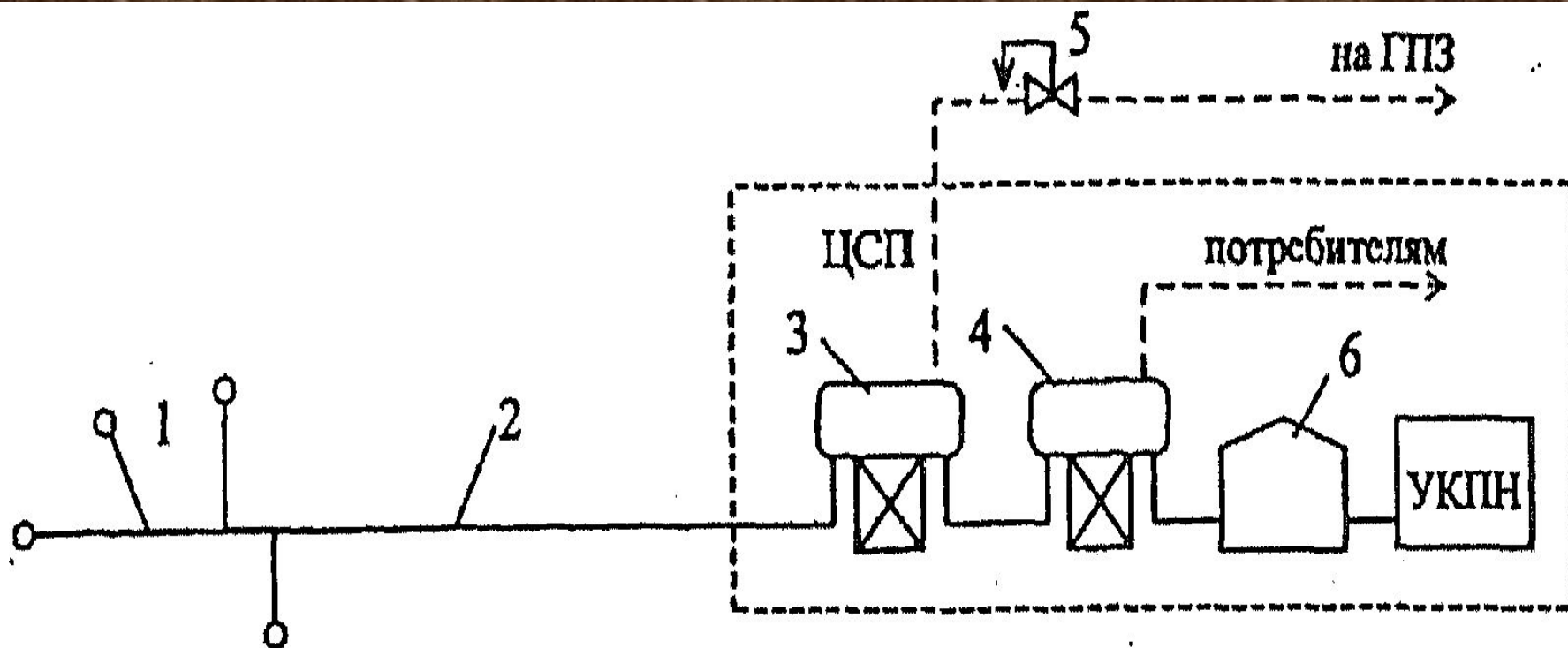


Рис.13. Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:

1.-скважины; 2-сепаратор; 3-регулятор давления «до себя»; 4-газопровод; 5-сепаратор 2-ступени; 6-резервуар; 7-насос; 8-нефтепровод; УКПН-участковый сборный пункт; ЦСП-центральный сборный пункт.



**Рис.14. Принципиальная схема высоконапорной
однотрубной системы сбора:**

- 1- скважины; 2- нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-ой
ступени;
4 – сепаратор 2-ой ступени; 5 – регулятор давления; 6-
резервуары.**

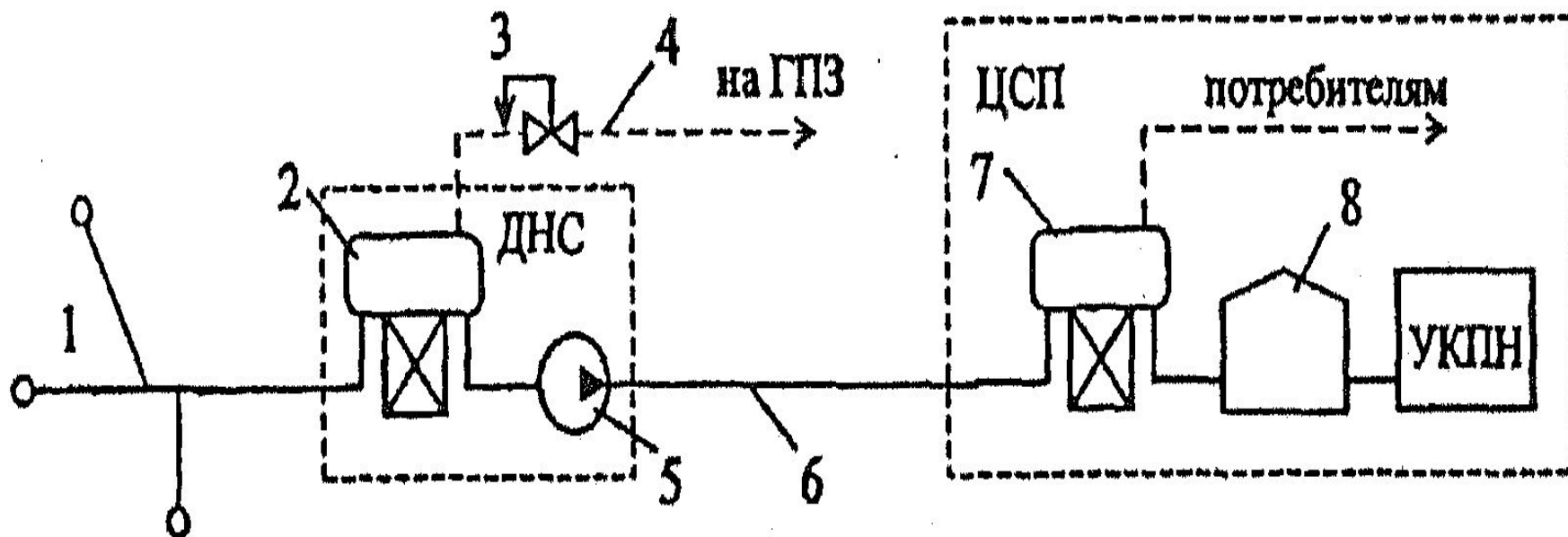


Рис.15 Принципиальная схема напорной системы сбора:
 1-скважины; 2-сепаратор 1-ой ступени; 3- регулятор давления типа «до себя»; 4- газопровод; 5 – насосы;
 6 – нефтепровод; 7 – сепаратор 2-ой ступени; 8- резервуар;
 ДНС- дожимная насосная станция

- Система, изображенная на рис. 16 а, отличается от традиционной напорной тем, что еще перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на ДНС. На центральном же сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение воды от нее.
- Особенностью схемы, изображенной на рис. 16 б, является то, что установка комплексной подготовки нефти перенесена ближе к скважинам. ДНС, на которой размещается УКПН, называется комплексным сборным пунктом.

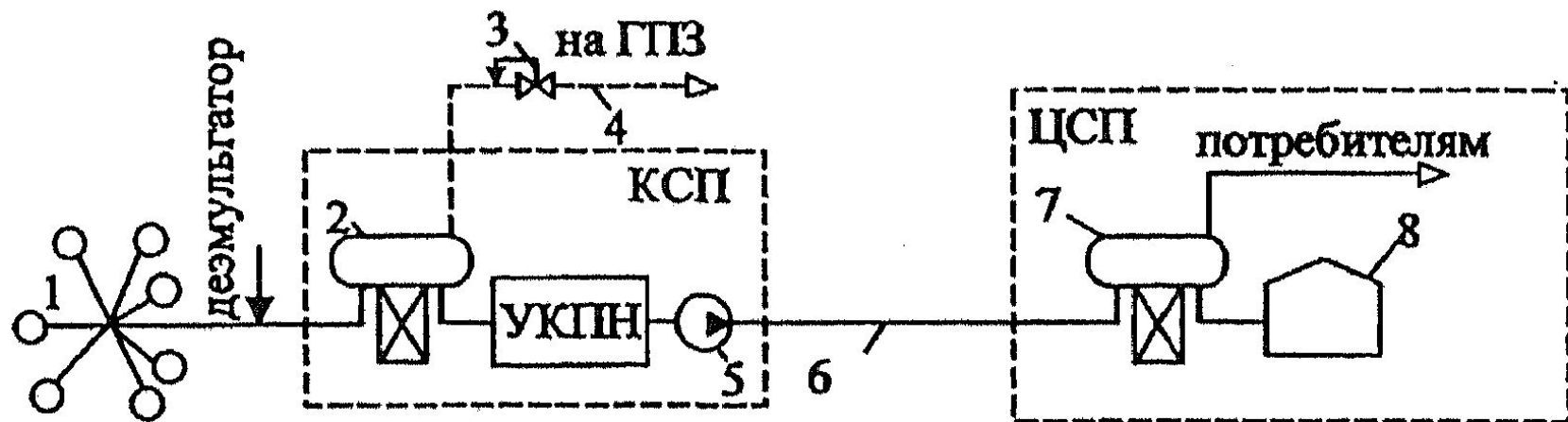
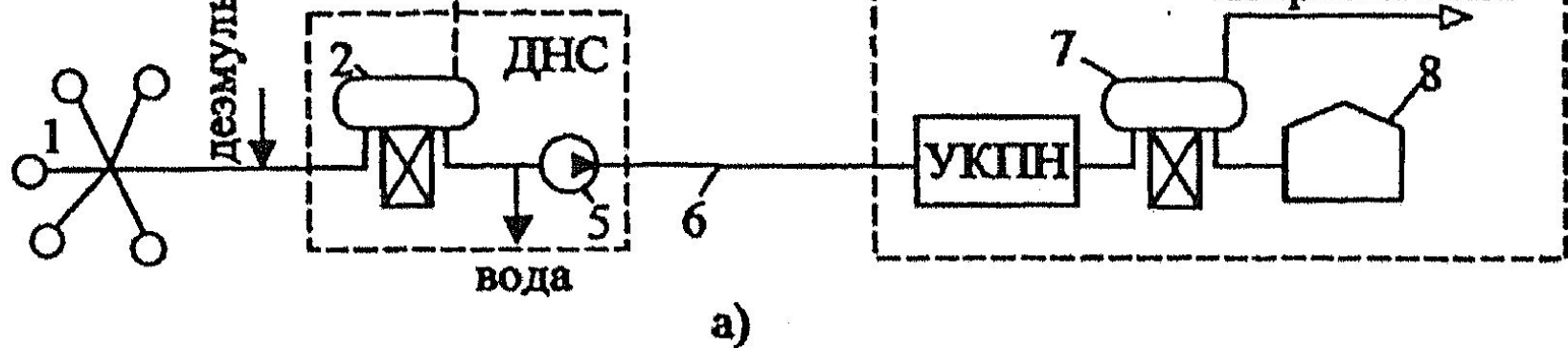


Рис.16. Принципиальные схемы современных систем сбора:

а) - с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП;

б) - с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП;

1-скважины; 2-сепаратор 1-ой ступени; 3- регулятор давления типа «до себя»

4- газопровод; 5 – насосы;

6 – нефтепровод; 7 – сепаратор 2-ой ступени; 8- резервуар; ДНС- дожимная

