**Модуль 1. «Геология», «Физика нефтяного и газового пласта», «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика»**

**1.1. Геологические процессы на поверхности и в недрах Земли. Общие сведения о минералах.**

Геологические процессы – это процессы, изменяющие состав, структуру, рельеф и глубинное строение земной коры. Геологическим процессам, за небольшим исключением, свойственны масштабность и большая длительность (до сотен млн лет); в сравнении с ними существование человечества – весьма краткий эпизод в жизни Земли.

Все геологические процессы, происходящие в недрах Земли и на её поверхности, подразделяются на *эндогенные* и *экзогенные*. Эндогенные геологические процессы происходят за счет внутренней энергии Земли. К эндогенным процессам относятся *тектонические, магматические, пневматолито-гидротермальные и метаморфические.*

Тектоническими называются процессы, под воздействием которых формируются тектонические структуры земной коры – горно-складчатые пояса, прогибы, впадины, глубинные разломы и т.д. Магматические процессы (магматизм) – это совокупность всех геологических процессов, связанных с деятельностью магмы и её производных. *Магма* – огненно-жидкая расплавленная масса, образующаяся в земной коре или верхней мантии и превращающаяся при застывании в магматические горные породы.

В особую группу выделяют *гидротермальные процессы.* Это процессы образования минералов в результате отложения их в трещинах или порах горных пород из гидротермальных растворов. *Гидротермы –* жидкие горячие водные растворы, циркулирующие в земной коре и участвующие в процессах перемещения и отложения минеральных веществ.

*Метаморфизм –* комплекс эндогенных процессов, обусловливающих изменения в структуре, минеральном и химическом составе горных пород в условиях высокого давления и температуры; плавления пород при этом не происходит.

Экзогенные процессы *–* геологические процессы, происходящие за счет внешних источников энергии, главным образом Солнца. Они происходят на поверхности Земли и в самых верхних частях литосферы. К экзогенным процессам относятся: 1) механическое дробление горных пород до составляющих их минеральных зерен, в основном под влиянием суточного перепада температуры воздуха и за счет морозного выветривания. 2) химическое взаимодействие минеральных зерен с водой, кислородом, углекислым газом и органическими соединениями, приводящее к образованию новых минералов – *химическое* *выветривание;* 3) процесс перемещения продуктов под действием силы тяжести, посредством движущихся воды, ледников и ветра в области осадконакопления; 4) *накопление* толщ осадков и преобразование их за счет уплотнения и обезвоживания в осадочные горные породы.

*Минералы –* природные химические соединения или простые вещества, образующиеся в земной коре или на её поверхности и обладающие определенными физико-химическими свойствами. Большинство минералов (98 %) – твердые тела, характеризующиеся упорядоченной или неупорядоченной структурой.

Вещества с упорядоченным строением называются *кристаллическими,* а с неупорядоченным – *аморфными.* Упорядоченность внутреннего строения кристаллического вещества проявляются в геометрически правильной форме, образованных им природных тел – *кристаллов.* Последние могут срастаться, образуя *дендриты и друзы*. Дендриты– срастания кристаллов наподобие ветвей дерева. Друза – группа сросшихся кристаллов, имеющих общее основание. Аморфные минералы часто встречаются в виде *конкреций* – округлых образований, возникающих в результате постепенного нарастания минералов от центра к периферии. *Секреции* образуются в результате заполнения минералом пустот от стенок к центру.

Кроме твердых, существуют также жидкие минералы (вода, ртуть) и газообразные (азот, кислород, углекислый газ). Минералами считают и химические соединения, попадающие на Землю в виде метеоритов. Условно к минералам относят также различные синтетические соединения, близкие по составу и структуре природным, так называемые «синтетические минералы» (искусственный алмаз, изумруд, кварц, корунд и т.д.).

**1.2. Вулканизм. Условия образования вулканитов, классификация, представители. Метаморфизм горных пород. Образование осадочных пород.**

**Вулканизм** — совокупность явлений, связанных с образованием и перемещением [магмы](http://traditio.wiki/w/index.php?title=%D0%9C%D0%B0%D0%B3%D0%BC%D0%B0&action=edit&redlink=1) в глубинах [Земли](http://traditio.wiki/%D0%97%D0%B5%D0%BC%D0%BB%D1%8F) и её извержением на поверхность суши, дна [морей](http://traditio.wiki/%D0%9C%D0%BE%D1%80%D0%B5) и[океанов](http://traditio.wiki/%D0%9E%D0%BA%D0%B5%D0%B0%D0%BD) в виде [лав](http://traditio.wiki/w/index.php?title=%D0%9B%D0%B0%D0%B2%D0%B0&action=edit&redlink=1), пирокластического материала и газов.

Основными вещественными элементами, создающимися в результате вулканической деятельности, являются потоки лавы и пирокластические слои. И те, и другие обычно участвуют в строении вулканов, которые образуются в результате центральных извержений, и вулканических плато, образующихся в результате трещинных излияний, и являютсястратифицированными образованиями.

Классификация (по Е.Ф. Малееву, 1980) стратифицированных вулканитов, т.е. эффузивных, вулканокластических и вулканогенно-осадочных пород может быть представлена в следующем виде:

1. Эффузивные – лавы и лавобрекчии.

2. Вулканокластические породы: эффузивно-обломочные – кластолавовые, лавокластитовые и гиалокластитовые; эксплозивно-обломочные (пирокластические) – туфы (или пирокластические без посторонних примесей), ксенотуфы (или пирокластические с примесью чуждого материала), ортотуффиты (или осадочно-вулканокластические).

3. Вулканогенно-осадочные породы: вулканокласто-осадочные, тефроидные и вулкано-терригенные.

Кроме вышеперечисленных вулканитов в строении вулкана могут принимать участиенестратифицированные (секущие) тела – дайки, силлы, лакколиты, купола и обелиски, некки (жерловые образования) и гипабиссальные интрузии.

На земной поверхности одним из важнейших процессов является процесс выветривания (разрушения горных пород). Глубже располагается зона цемента­ции. В этой зоне рыхлые породы уплотняются, цементируются. Ниже этих зон, примерно с глубины 0,8 км и далее на многие ки­лометры, располагается зона метаморфизма.

Магматические и осадочные горные породы в процессе свое­го существования и в результате процессов внутренней динамики Земли могут попасть в такие участки земной коры, где темпера­тура, давление и химизм среды резко отличны от условий обра­зования этих пород. На оказавшиеся в этой зоне горные породы кроме повышенного давления и температуры сильно воздейству­ют активные химические соединения, циркулирующие в земной коре. В новых условиях многие минералы вступают в реакции, образуя минеральные парагенезисы. При метаморфизме интен­сивно изменяются первичный состав, строение и сложение по­род. В целом под *метаморфизмом горных пород*понимают сущест­венные изменения их минерального состава, структуры и текстуры, происходящие под воздействием эндогенных процессов в земной коре с сохранением твердого состояния породы, без расплавления или растворения. Достаточно редко, в особых усло­виях, процессы метаморфизма сопровождаются переплавлением исходной породы с вмещающими породами или без них, и в результате образуются ультраметаморфические породы.

Образование осадочных пород происходит различными путями. В пониженные участки, покрытые водой вследствие разрушения суши, заносятся обломки пород. Они отлагаются-на дне бассейна и дают начало породам, называемым обломочными.

Образование осадочных пород начинается с физического выветривания материнских пород, с образования обломков, поэтому обломочные породы как продукты начальной стадии дифференциации вещества помещены внутри циклограммы, а все остальные на окружности. Таким образом, центр циклограммы отвечает 100 % содержания обломочного компонента - чистая обломочная порода, а окружность - 100 % содержания хемобиогенных и биогенных компонентов - чистая хемобиогенная и биогенная порода.

Образование осадочных пород было обусловлено колебательными движениями земной коры, определяющими расположение областей сноса и накопление осадочного материала, а также его вещественный состав.

**1.3. Глубинный магматизм. Условия образования плутонитов, классификация, основные представители.**

Вследствие различия в химическом составе магм и различных условий и сред, в которых происходило остывание и затвердевание магмы, образовывались магматические породы разного строения и свойств — глубинные и излившиеся (плотные и пористые).

*Глубинные породы образовались в результате медленного и равномерного остывания магмы под большим давлением.*Такие условия могли возникнуть в природе тогда, когда магма остывала и оставалась на большой глубине в земной коре. Эти условия благоприятствовали образованию в данной породе минералов с зернисто-кристаллической структурой, прочно сросшихся между собой без всякого цементирующего вещества (гранитноестроение). Характерным для этих пород является массивность залегания, высокая плотность, а следовательно, большая прочность при сжатии, малое водопоглощение, значительная морозостойкость и высокая теплопроводность.

Выделение минералов при застывании гранитной магмы происходит в строго определенной последовательности. Сначала образуются рудные минералы (магнетит, титанит), за ними следуют темноцветные компоненты (пироксен, роговая обманка ибиотит), далее полевые шпаты и позже их кварц. Минералы выделившиеся первыми, располагают свободным пространством для образования собственных кристаллических форм, тогда как последние «довольствуются» оставшимися промежутками между ранее образованными кристаллами. Именно поэтому кварц в гранитах обычно лишен присущей ему кристаллической формы.

Основные представители плутонитов - гранит, диорит, габбро, перидотит. Их плотность в этом ряду возрастает, а содержание кремнезема убывает. Гранит и липарит относят к кислым породам, диорит к средним, габбро к основным, а перидотит к ультроосновным. Содержание темных минералов в этом ряду увеличивается - цвет становится все темнее.

*Излившиеся породы образовались в результате менее равномерного и более быстрого охлаждения магмы при относительно быстром и неравномерном сбросе давления или даже при атмосферном давлении.*Такие условия могли возникнуть в случае, когда магма остывала, излившись в виде лавы на поверхность земли или близко к поверхности. В этих условиях охлаждения крупные кристаллические зерна образоваться не успевали и возникали другие генетические структуры: скрытокристаллическая, стекловатая (аморфная), порфировая. Для порфировой структуры характерно неоднородное строение, когда в аморфную или мелкокристаллическую массу включены крупные кристаллические соединения «вкрапленники», образовавшиеся в магме еще в глубинных слоях во время ее поднятия к поверхности земли.

Из сказанного видно, что из одной и той же магмы, но при различных условиях остывания могут образоваться глубинные и излившиеся породы (называемые аналогами), близкие по химическому составу, но отличающиеся друг от друга структурой и свойствами. В тех случаях, когда излившиеся породы образовались в большой толще, их строение и свойства сходны с глубинными породами. Если же образование излившихся пород происходило в сравнительно тонком слое и ближе к поверхности или на поверхности земли, то они имеют неоднородное, стекловатое и сравнительно пористое строение.

Разновидностью излившихся горных пород являются породы, образовавшиеся при извержении вулканов. В этом случае магма под большим давлением в виде раз дробленных частиц выбрасывалась в атмосферу и, увлекаемая газами, очень быстро охлаждалась и падала на поверхность земли в виде затвердевших частиц и кусков разной крупности, образуя обломочные рыхлые породы пористой и стекловатой структуры (вулканический пепел, песок, пемза). Некоторая часть этих рыхлых пород слеживалась, спекалась или перемешивалась с лавой, образуя цементированные вулканические породы мелко пористого строения (вулканические туфы, трассы, туфовую лаву).

**1.4. Гидрогеологические свойства горных пород. Геологическая работа подземных вод и их свойства.**

Важнейшими свойствами горных пород в отношении к подземным водам являются их водопроницаемость и влагоемкость.   
Водопроницаемость. Свойство породы пропускать сквозь себя воду, отнесенную к категории гравитационной, называется водопроницаемостью.  
Последняя определяется наличием пустот в породе, т. е. пористостью у зернистых пород и скважистостью или трещиноватостью у пород массивных.   
Водонепроницаемость представляет собой обратное свойство.   
Под пористостью понимают сумму объемов пустот в породе. В зависимости от размера пор выделяют: крупные поры (не капилляры), диаметр которых превышает 1 мм; капилляры с диаметром отверстий от 0,5 до 1 мм; субкапилляры до 0,002 мм в диаметре.   
Пористость определяется следующим методом: кусок породы взвешивают в воздушно-сухом состоянии; затем породу насыщают водой и снова взвешивают. Разница весов даст представление об объеме воды, заполнившей поры, а следовательно, и о пористости данной породы.

Геологическая работа подземных вод ярче всего проявляется в процессах карста, суффозии и образования оползней.

Карст–это совокупность геологических процессов, обусловленных растворением и размывом горных пород движущимися водами, и ведущих к образованию отрицательных форм рельефа на поверхности Земли и различных пустот на глубине. Среди водорастворимых горных пород можно назвать каменную и калийную соли, гипс, карбонатные породы. Хотя легче всего растворяются соли и гипс, но карстовые формы чаще всего связаны с гораздо шире распространенными карбонатными породами. Карстовые формы подразделяются на поверхностные (открытые) и подземные (закрытые). Вначале развивается поверхностный карст, мельчайшие формы которого называются карры – это борозды, рытвины и разной формы углубления, возникшие на обнажающейся поверхности растворимых горных пород. Карры образуются под действием атмосферных осадков. Поскольку карбонатные породы в большей или меньшей степени трещиноваты, разрастание карров сопровождается размывом и расширением трещин. Так образуются поноры– наклонные или вертикальные колодцы, по которым поверхностные воды уходят под землю. Дальнейшее развитие этих процессов ведет к возникновению карстовых воронок– обширных углублений, диаметром до 100 метров и больше, и глубиной до 20 метров. Если воронка образовалась благодаря слиянию карров и расширению верхней части понор, то склоны воронки будут пологими. При образовании карстовой воронки в результате обрушения свода подземной карстовой пустоты, склоны могут достигать значительной крутизны. Разрастание карстовых воронок или обрушение кровли крупной карстовой полости ведет к формированию карстовых котловин и польев,имеющих вид замкнутых понижений с плоским дном и крутыми склонами, высотой до нескольких сот метров. Расширение и углубление понор и трещин влечет образование карстовых колодцев, шахт и пропастей– наклонных или вертикальных форм, глубиной до километра и более. В результате поверхностного карста русло реки может нырнуть в понор или трещину – возникают слепые долины рек. Развитие подземного карста начинается, когда формы открытого карста позволят поверхностным водам проникать под землю, растворяя породы, перекрытые слоями нерастворимых отложений. Крупнейшими из подземных форм являются карстовые пещеры, возникающие как в горах, так и на равнинах. Пещеры представляют собой системы соединяющихся друг с другом наклонных и горизонтальных туннелей, часто располагающихся на нескольких вертикальных уровнях.

Аккумулятивная работаподземных вод в карстовых районах проявляется, в первую очередь, в образовании всевозможных натечных форм.Выпавшие на поверхность атмосферные осадки содержат много растворенного углекислого газа, поэтому, просачиваясь по трещинам, легко растворяют известняки и насыщаются бикарбонатом. После выхода воды на стенки или потолок пещеры, часть углекислоты испаряется, и бикарбонат переходит в карбонат кальция.

**1.5. Геологические карты. Методы построения геологических разрезов.**

Геологические карты (а. geological maps; н. geologische Karten; ф. cartes geologiques; и. mapas geologicas) — карты, отображающие геологическое строение территории или какие-либо её определённые черты. Составляются на географической или топографической основе, по масштабу разделяются на обзорные (1:2 500 000 и мельче) и региональные, в том числе мелкомасштабные (1:1500000 — 1:500000), среднемасштабные (1:200000 — 1:100000), крупномасштабные (1:50000 — 1:25000) и детальные (1:10000 и крупнее).

Техника построения геологического разреза состоит в следующем:

1. На геологической карте по выбранному направлению задается линия разреза. Длина линии должна отвечать заданной длине состав­ляемого разреза. На концах линии у ограничивающих штрихов проставляются условные знаки наименования линии разреза (цифры, буквы,  например I – I,  A – B  и т.д.).

2. Построение геологического разреза начинается с построения топографического профиля, горизонтальный и вертикальный масштабы которого должны соответствовать масштабу карты. При складчатом залегании горных пород увеличение или уменьшение  вертикального масштаба по сравнению с горизонтальным  не желательно ввиду того, что складки будут искаженными.

При построении профиля по карте, на которой рельеф указан горизонталями, топографический профиль строится по точкам пересе­чения линии разреза с горизонталями. Если топографический профиль строится по карте только с высотными отметками, следует построить схематический профиль в масштабе карты.

Линии разрезов при складчатом залегании горных пород наносятся на картах вкрест простирания слоев, потому что в таком случае на разрезах отображаются истинные углы залегания пород и истинные мощности слоев. Геологические разрезы, составленные по линиям, отклоняющимся от направления падения слоев, показывают искаженные углы падения слоев и искаженные мощности. При построении учебного геологического разреза следует помнить, что мощность каждого слоя принимается неизменной.

Построение геологического разреза ведется на отдельном листе бумаги (удобно на миллиметровой), размеры которого должны быть достаточны, для того чтобы разместить разрез и все необходимое к нему оформление (формат  А3).

3. Закончив построение топографического профиля, необходимо на него нанести точки выходов границ между различными слоями гор­ных пород, полученных от пересечения геологических границ с линией разреза. Между точками выхода слоев на профиле необходимо про­ставлять возрастные индексы пород, особенно при наклонном или складчатом их залегании.

4. На геологическом разрезе в первую очередь следует наносить линии разрывных нарушений (разломов). Обычно это делается до показа залегания слоев горных пород. Разрывные нарушения показываются на разрезах вертикальными или крутонаклонными  жирными линиями с индексами  F-F.

5. Выполняя построение геологического разреза, всегда важно анализировать геологическую карту, точно переносить выходы границ и тектонические нарушения на поверхность рельефа и показывать их тонкими четкими прямыми линиями. Мощность несогласно горизонтально-залегающих слоев показывается  на  геологическом разрезе в масштабе карты, если разрез строится по карте с гори­зонталями или высотными отметками.

6. Оформление геологического разреза. На листе бумаги выше разреза делается надпись типа  “Инженерно-геологический разрез по линии II – II, карта 12”, здесь же указывается численный масштаб.

Ниже разреза размещаются графический линейный масштаб и таблица условных обозначений, включающая только те знаки карты, которые применялись при составлении разреза. Условные возрастные знаки должны располагаться в возрастной последовательности, начиная со знаков наиболее молодых горных пород. Все буквенные и цифровые индексы должны иметь пояснения.

Условные знаки на геологическом разрезе для каждого стратиграфического подразделения (слоя) должны быть те же, что и на геологической карте.

**1.6. Типы пород-коллекторов. Основные показатели, характеризующие коллекторские свойства горных пород. Коллекторские свойства поровых и трещиноватых коллекторов. Карбонатность горных пород. Методика определения и назначение параметра. Теплоемкость, теплопроводимость, температуропроводимость, теплопередача. Методы определения тепловых свойств горных пород.**

**Порода-коллектор** – это горная порода, способная вмещать в свои поры *флюиды* и способная отдавать эти флюиды в процессе разработки, т.е. порода должна обладать *емкостными* и *фильтрационными* свойствами, иначе это наз-ся коллекторскими свойствами, и к ним относятся пористость и проницаемость.

Тип пустотного пространства, обусловленный происхождени­ем породы, определяет ее физические свойства, по­этому он положен в основу наиболее часто используемой клас­сификации пород-коллекторов.

|  |  |
| --- | --- |
| Коллектор | Литологический состав |
| Тип | Порода |
| 1.Поровый | 1.Пористая | 1.Терригенные, несцементированные и сцементированные гранулярные по­роды (пески, песчаники, алевролиты, переотложенные известняки) |
| 2.Каверновый | 2.Кавернозная | 2.Карбонатные крупно- и мелкокавер­нозные породы (известняки, доломи­ты, доломитизированные известняки) |
| 3.Трещинный | 3.Трещиноватая | 3.Плотные непроницаемые породы (плотные известняки, мергели, алев­ролиты, сланцы), в том числе и маг­матические |
| 4.Трещинно-поровый | 4.Трещиновато-пористая | 4.Терригенные, сцементированные гра­нулярные породы (песчаники, алев­ролиты, переотложенные известняки) |
| 5.Трещинно-каверновый | 5.Трещиновато-кавернозная | 5.Карбонатные и реже хемогенные по­роды |
| 6.Трещинно-порово-каверновый | 6.Трещиновато-пористокавернозная | 6.Карбонатные, терригенные и реже хемогенные породы |
| 7.Кавернопоровый | 7.Кавернозно-пористая | 7.Терригенные и карбонатные породы |

Основными показателями коллекторских свойств любой горной породы являются *пористость, проницаемость, водонасыщенность нефтегазонасыщенность*. Характеризуя и оценивая горную породу, следует различать понятия пористости и проницаемости.

Под карбонатностью породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: известняка – СаСО3, доломита – СаСО3· МgСО3, соды – Na2СО3, поташа – K2СО3, сидерита – FeСО3 и других.

Теплопроводность горных пород, являющихся многофазовыми полиминеральными системами, зависит от минерального состава, текстурных особенностей (сланцеватость, слоистость, трещиноватость, пористость), от влажности и других факторов. Горные породы являются плохими проводниками тепла. Их теплопроводность изменяется в пределах от 0,1 до 7,5 Вт/(м∙К).

Температуропроводность горных пород характеризует скорость выравнивания температуры в породе при нестационарном процессе теплопередачи, т. е. скорость нагрева самой породы. Эта скорость зависит не только от теплопроводности, которая характеризует интенсивность передачи тепла от нагретых частей к холодным, но и от удельной теплоемкости и плотности, т. е. от объемной теплоемкости. Температуропроводность α(м2/с) определяется по формуле: α=λ/(срρо) и для горных пород она изменяется в пределах 10в-6 — 10в-7 м2/с.  
Тепло- и температуропроводность характеризуют теплоизоляционные свойства пород — они тем лучше, чем ниже значения λ, и α.

**1.7. Фильтрационно-емкостные свойства пород. Пористость горных пород. Коэффициенты полной, открытой и эффективной пористости. Типы пустотного пространства в коллекторах (поры, каверны, трещины). Факторы, влияющие на величину пористости горных пород. Методы определения пористости.**

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) определяют способность коллекторов вмещать (пористость ) и фильтровать (проницаемость) флюиды. Глубокозалегающим газоконденсатно-нефтяным коллекторам характерны деформации, в результате чего меняются их ФЕС. Причем проницаемость при этом изменяется в большей степени, чем пористость.

Пористость горных пород. Все коллекторы по характеру пустот подразделяют на три типа: гранулярные или поровые (только обломочные горные породы), трещинные (любые горные породы) и каверновые (только карбонатные породы). В природе часто наблюдается сочетание различного типа коллекторов с преобладанием того или иного типа. В осадочных породах доминируют гранулярные, но в них чаще всего есть и трещинные, а также кавернозные коллекторы. Пустотами обладают все типы горных пород в той или иной степени, но фильтровать флюиды могут не все.

Коэффициент полной пористости учитывает весь объем пор, между собой связанных и не связанных. Под коэффициентом эффективное пористости понимается отношение объема сообщающихся между собой пор к объему образца породы.

Одним из наиболее важных параметров пород-коллекторов является коэффициент   
открытой пористости (КП), характеризующий количество связанных между собой   
пор (пустот между зернами горной породы), в которые может проникнуть жидкость или газ:

http://www.nvfomgtu.ru/student/student_news/virtualnye_laboratornye_raboty/lab/lab59/PHYSPL01_files/image001.gif,

где http://www.nvfomgtu.ru/student/student_news/virtualnye_laboratornye_raboty/lab/lab59/PHYSPL01_files/image002.gif и http://www.nvfomgtu.ru/student/student_news/virtualnye_laboratornye_raboty/lab/lab59/PHYSPL01_files/image003.gif - соответственно объем образца и суммарный объем его пор.   
Типы пустотного пространства были выделены в породе следующим образом. С глубины 60 м отмечено слабое водопроявление, которое при глубине 80 Hi сменилось фонтанированием пресной воды. Весь этот интервал представлен сильно трещиноватыми разностями доломитов и реже известняков.

Типы пустотного пространства: П - поры, Т - трещины, К - каверны.

Первая подгруппа пород с поровым типом пустотного пространства характеризуется обратной линейной зависимостью между скоростью упругих волн и пористостью. Величина открытой пористости этих коллекторов составляет не менее 5 - 6 %, а скорости распространения продольных волн как в перпендикулярном к напластованию, так и параллельном ему направлениях соизмеримы и изменяются от 3500 м / с для низкопористых образований до 1000 м / с для высокопористых.

Третья подгруппа пород с трещинно-поровым и порово-трещиннымтипами пустотного пространствахарактеризуется неоднозначным влиянием на скорость упругих волн пор и интенсивности развития трещин.

Факторы, влияющие напористость горных пород. Разнообразие существующих способов определенияпористости горных пород настолько велико, что нет никакой возможности останавливаться здесь на подробном их изложении.

Методами определения пористости, при которых получают наиболее достоверные результаты, являются метод рассеянного гамма-излучения и акустический метод и метод определения при помощи микрозондов и экранированных микрозондов. Проведенными работами также установлена возможность изучения пористости по данным интенсивности гамма-излучения, созданного изотопами, введенными в пласт в процессе бурения. Этот метод является интересным потому, что интенсивность гамма-излучения изотопов в данном случае зависит от коэффициента эффективной пористости.

Различают три основныхметода определения пористости покрытий: гидростатического взвешивания, ртутной порометрии и металлографический.

**1.8. Горизонтальная и вертикальная проницаемости пластов (анизотропия пластов). Определение проницаемости в лаборатории, по данным промысловых исследований скважин, геофизическими методами. Связь проницаемости с пористостью, размерами поровых каналов. Абсолютная, фазовая и относительная проницаемость. Неоднородность коллекторов по проницаемости.**

Неоднородность пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях характеризуетсяпараметром анизотропии. Он имеет определяющее значение при прогнозировании технологического режима эксплуатации скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой или нефтяной оторочкой, при оценке возможности прорыва газа в скважину через перфорированный нефтенасыщен-ный интервал, при изучении взаимодействия пропластков многопластовых залежей и др. Неоднородность пласта по проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях изучают в основном экспериментальным путем. В настоящее время практически отсутствуют методы точного определения параметра анизотропии расчетным путем. Оценить значение этого параметра позволяют КВД, снятые в скважинах, вскрывших продуктивный пласт.

Скважина как объект геофизических исследований оказывает существенное влияние на специфику геофизических методов и технологию их проведения.

Скважина позволяет проводить измерения во внутренних точках среды. Вскрывая толщу горных пород, скважина нарушает условия их залегания: изменение геостатического давления и температуры приводит к перераспределению напряжений, взаимодействие породоразрушающего инструмента и ПЖ с породой усугубляет этот процесс, способствуя образованию микротрещиноватости в прочных и разрушению, размыву с образованием каверн — в рыхлых, трещиноватых, растворимых породах. Во избежание неконтролируемого выброса пластовых флюидов давление ПЖ поддерживают несколько выше пластового, в результате чего возникает ее фильтрация в проницаемые пласты. Поскольку эффективные диаметры пор залегающих глубоко пород имеют небольшие размеры и редко превышают 100 мкм, а размеры глинистых частиц в основном больше этой величины, в пласт проникает лишь фильтрат ПЖ, основное же количество частиц оседает на стенке скважины. Образующаяся глинистая корка повышает устойчивость стенок и препятствует дальнейшей фильтрации.

Абсолютная проницаемость - проницаемость пористой среды, заполненной лишь одной фазой, инертной к пористой среде. Она зависит от размера и структуры поровых каналов, но не зависит от насыщающего флюида, т.е. характеризует физические свойства породы.

Фазовая (эффективная) проницаемость - проницаемость породы для отдельно взятого флюида при наличии в ней многофазных систем. Фазовая проницаемость зависит от количественного содержания того или иного флюида в пласте, а также от его, их физико-химических свойств. С практической точки большее значение имеет относительная фазовая проницаемость.

Относительная фазовая проницаемость - отношение эффективной проницаемости к выбранной базовой проницаемости (обычно абсолютной).

Вследствиенеоднородности коллекторов по пористости и проницаемости в пределах одной и той же залежи в переходной зоне широко изменяется содержание связанной воды, что приводит к изменению нефтенасыщенности на различных участках залежи.

Вследствиенеоднородности коллектора коэффициенты продуктивности скважин различны, не одинаковы и пластовые давления на различных участках залежи. Поэтому на месторождении, где газлифтный способ - основной способ эксплуатации, имеются скважины с низкими динамическими уровнями. Эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями и незначительным погружением подъемника под динамический уровень газлифтным способом нерентабельна вследствие высоких удельных расходов рабочего агента. Их следует эксплуатировать насосным способом. Если это по той или иной причине невозможно, необходимо увеличивать эффективность газлифтного способа.

**1.9 Нефтеотдача пластов. Основные факторы, определяющие нефтеотдачу. КИН – коэффициент извлечения нефти.**

Под нефтеотдачей пласта в нефтепромысловой практике понимается степень использования природных запасов нефти. Ввиду того, что естественные запасы нефти в недрах земли небезграничны, а открытие новых нефтяных месторождений требует затраты огромных средств и времени; достижение высокой нефтеотдачи пластов уже открытых месторождений имеет исключительно важное значение для страны.

**Нефтеотдача** зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее зна­чение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с боль­шими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворённого в нефти. Это объясняется также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкостей нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытесне­нии нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способ­ностью, чем газ.

Основными геологическими факторами, которые определяют условия извлечения нефти из недр (а следовательно, и конечную нефтеотдачу), относяться следующие: а) естественный режим работы залежи; б) литолого-физическую неоднородность и коллекторские свойства; в) литологию и минералогический состав; г) условия залегания нефти, воды (газа); д) свойства пластовой нефти и воды.

Среди технологических факторов, определяющих нефтеотдачу, обычно рассматривают: а) плотность сетки (плотность размещения) скважин; б) отбор жидкости; в) особенности системы воздействия на пласт.

Нефтеотдача убывает в зависимости от естественного режима в такой последователь­ности: водонапорный — газовой шапки — смешанный режим — режим растворенного газа — гравитационный режим.

Коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата, определяющие собой отношение извлекаемых запасов соответствующих УВ к балансовым, являются важнейшими техническими и геолого-экономическими показателями эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений. Надежное их прогнозирование в процессе промышленной оценки месторождений имеет важное народнохозяйственное значение. Как отмечалось, запасы нефтяного сырья, которыми располагает Родина, позволяют нам с уверенностью смотреть в будущее. Однако нельзя забывать, что речь идет о невозобновляемых природных ресурсах. К тому же одновременно с освоением богатств Западной Сибири несколько снижается уровень добычи нефти в районах Урало-Поволжья, Северного Кавказа, Средней Азии, Украины, Белоруссии и на других давно разрабатываемых месторождениях.

**1.10. Состав и физические свойства нефтей. Тепловые свойства горных пород. Методы определения.**

Нефть — жидкость от светло-коричневого до тёмно-бурого цвета. Средняя молекулярная масса 220—300 г/моль. Плотность 0,65—1,05 г/см³; нефть, плотность которой ниже 0,83, называется лёгкой, 0,831—0,860 — средней, выше 0,860 — тяжёлой. Плотность нефти, как и других углеводородов, сильно зависит от температуры и давления. Она содержит большое число разных органических веществ и поэтому характеризуется не температурой кипения, а температурой начала кипения жидких углеводородов и фракционным составом — выходом отдельных фракций, перегоняющихся сначала при атмосферном давлении, а затем под вакуумом в определённых температурных пределах, как правило до 450—500 °C, реже 560—580 °C. Температура кристаллизации от −60 до + 30 °C; зависит преимущественно от содержания в нефти парафина и лёгких фракций. Вязкость изменяется в широких пределах, определяется фракционным составом нефти и её температурой, а также содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Удельная теплоёмкость 1,7—2,1 кДж/; удельная теплота сгорания 43,7—46,2 МДж/кг; диэлектрическая проницаемость 2,0—2,5; электрическая проводимость от 2∙10 до 0,3∙10 Ом∙см.

Нефть — легковоспламеняющаяся жидкость; температура вспышки от −35 до +121 °C. Нефть растворима в органических растворителях, в обычных условиях не растворима в воде, но может образовывать с ней стойкие эмульсии. В технологии для отделения от нефти воды и растворённой в ней соли проводят обезвоживание и обессоливание.

Общий состав. Нефть представляет собой смесь около 1000 индивидуальных веществ, из которых большая часть — жидкие углеводороды и гетероатомные органические соединения, преимущественно сернистые, азотистые и кислородные, а также металлоорганические соединения; остальные компоненты — растворённые углеводородные газы, вода, минеральные соли, растворы солей органических кислот и др., механические примеси.

Углеводородный состав. В основном в нефти представлены парафиновые и нафтеновые. В меньшей степени — соединения ароматического ряда и смешанного, или гибридного, строения.

**Основные тепловые свойства горных пород включают следующие параметры:**

1. **с** – удельную массовую теплоемкость пород (количества тепла Q, необходимого для единицы массы породы на 1 градус: http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image025.gif где M – масса образца, кг.

2. l - коэффициент теплопроводности, определяемый из закона Фурье распространения тепла в твердом теле: http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image027.gif где q – плотность теплового потока [Вт/м2], grad T – http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image029.gifи http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image031.gif

3. ***а* – коэффициент температуропроводности пород**:

http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image033.gif где r - плотность пород http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image035.gif; С – объемная теплоемкость пород http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image037.gif; http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image039.gif

4. **коэффициент теплового расширения пород**:

А. **a - коэффициент линейного теплового расширения**:

http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image041.gif

где dL – удлинение породы при ее нагревании на dT градусов; L – начальная длина образца.

Б. **gТ – коэффициент объемного теплового расширения породы**:

http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/1373443538618.files/image043.gif где dV – увеличение породы при ее нагревании на dT градусов; V – первоначальный объем породы.

**1.11. Приборы, измеряющие гидростатическое давление: пьезометры. U – образные жидкостные манометры, механические манометры, вакууметры.**

Методы измерения гидростатического давления так же разнообразны, как и конструкции приборов, предназначенных для этого. Приборы для измерения давления носят общее название манометров. Однако по назначению они подразделяются на  барометры, предназначенные для измерения атмосферного давления;  манометры, измеряющие давления выше атмосферного;  вакуумметры, измеряющие давления ниже атмосферного. По принципу действия манометры делятся на жидкостные (водяные, спиртовые, ртутные) и механические (пружинные, мембранные и сильфонные). Пьезометры и манометры измеряют избыточное (манометрическое) давление, то есть они работают, если полное давление в жидкости превышает величину, равную одной атмосфере p = 1 кгс/см2 = 0,1 МПа. Эти приборы показывают долю давления сверх атмосферного. Для измерения в жидкости полного давления p необходимо к манометрическому давлению pман прибавить атмосферное давление pатм, снятое с барометра. Практически же в гидравлике атмосферное давление считается величиной постоянной pатм= =101325   100000 Па. Простейшим жидкостным прибором является пьезометр (рис. 1). Он состоит из стеклянной трубки с внутренним диаметром 5—12 мм, помещенной на доске измерительной шкалы, градуированной обычно в миллиметрах. Верхний конец трубки сообщается с атмосферой, а нижний соединен с сосудом (резервуаром), в котором находится жидкость под давлением ро>ра Под действием этого давления жидкость поднимается по трубке на некоторую высоту hp, называемую пьезометрической высотой. Высота столба жидкости в пьезометре hp является показанием этого прибора и позволяет измерять избыточное (манометрическое) давление в точке.

Вакуумметр показывает ту долю давления, которая дополняет полное давление в жидкости до величины одной атмосферы. Вакуум в жидкости  это не пустота, а такое состояние жидкости, когда полное давление в ней меньше атмосферного на величину pв, которая измеряется вакуумметром. Вакуумметрическое давление pв, показываемое прибором, связано с полным и атмосферным так: pв=pатм-p Таким образом, вакуумметрическому давлению будет соответствовать высота подъема hвак жидкости в изогнутой трубке над уровнем в резервуаре.

**1.12. Основные характеристики движения жидкостей: скорость и расход жидкости, гидравлический радиус и эквивалентный диаметр, установившийся и неустановившийся потоки.**

*Скорость и расход жидкости*. Количество жидкости, протекающей через поперечное сечение потока в единицу времени, называется *расходом* жидкости.

Различают *объемный (м3/с)* и *массовый (кг/с)* расходы.

В разных точках поперечного сечения потока скорости частиц жидкости неодинаковы, поэтому в расчетах используют не истинные (локальные) скорости, а фиктивную среднюю скорость: http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_1.gif.

Объемный расход жидкости: http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_2.gif,

массовый расход: http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_3.gif,

массовая скорость жидкости: http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_4.gif.

*Гидравлический радиус и эквивалентный диаметр.* При движении жидкости через площадь поперечного сечения любой формы, отличающейся от круглой, в качестве расчетного линейного размера применяют гидравлический радиус или эквивалентный диаметр.

Гидравлический радиус http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_5.gif представляет собой отношение площади поперечного сечения трубы или канала, через которое протекает жидкость, к смоченному периметру.

Для круглой трубы http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_6.gif.

Диаметр, выраженный через гидравлический радиус, представляет собой эквивалентный диаметр http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_7.gif, следовательно, http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_8.gif.

Эквивалентный диаметр равен диаметру гипотетического трубопровода круглого сечения, для которого отношение площади *F* к смоченному периметру *П* то же, что и для заданного трубопровода некруглого сечения.

Для квадрата со сторонами *a* и *b* эквивалентный диаметр

http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_9.gif.

Для кольцевого сечения с внутренним диаметром *D* большого трубопровода и наружным малого *d*

http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_10.gif.

Для круглой трубы http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_11.gif.

*Установившиеся и неустановившиеся потоки*. Движение жидкости называется*установившимся*или *стационарным*, если скорости частиц потока и другие параметры, влияющие на его движение, например http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_12.gif, *р*, *Т*, не изменяютсяво времени в каждой фиксированной точке пространства. Расходы жидкости при установившемся течении через поперечные сечения канала также не зависят от времени.

При установившемся движении жидкости проекция скорости http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_13.gif может быть переменной в любой из точек http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_14.gif, но не меняется со временем, т.е. http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_15.gif.

В отличие от стационарного при *неустановившемся*или нестационарном потоке факторы, влияющие на движение жидкости, изменяются во времени:

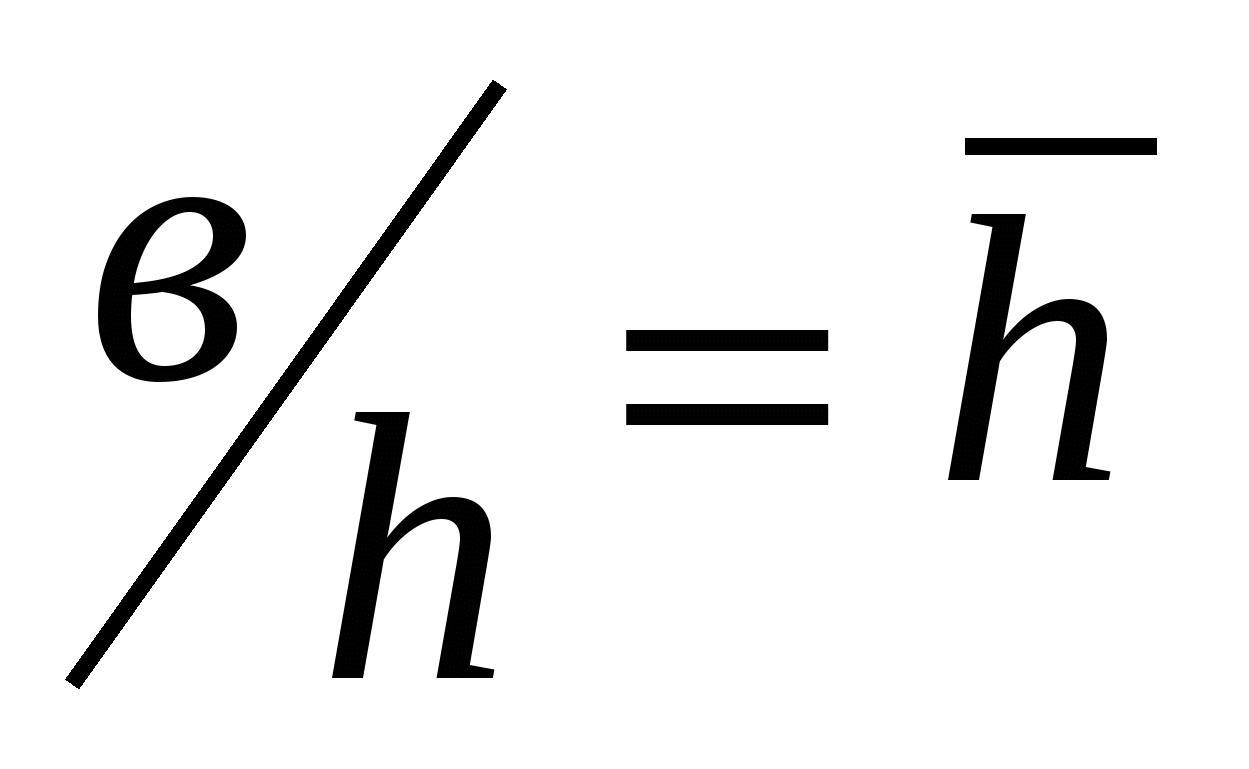
http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_16.gif , т.е. http://firing-hydra.ru/image/hydra/osnovnye-harakteristiki-dvizhenija-zhidkostej_17.gif.

**1.13. Приток нефти к совершенной и несовершенной скважинам в изотропном пласте. Коэффициент совершенства. Основы кинематики жидкости. Управление неразрывности.**

Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает продуктивный пласт на всю толщину и забой скважины открытый, т.е.вся вскрытая поверхность забоя является фильтрующей. Однако во многих случаях продуктивные пласты вскрываются скважинами не на всю их толщину, а частично; такие скважины считаются несовершенными.

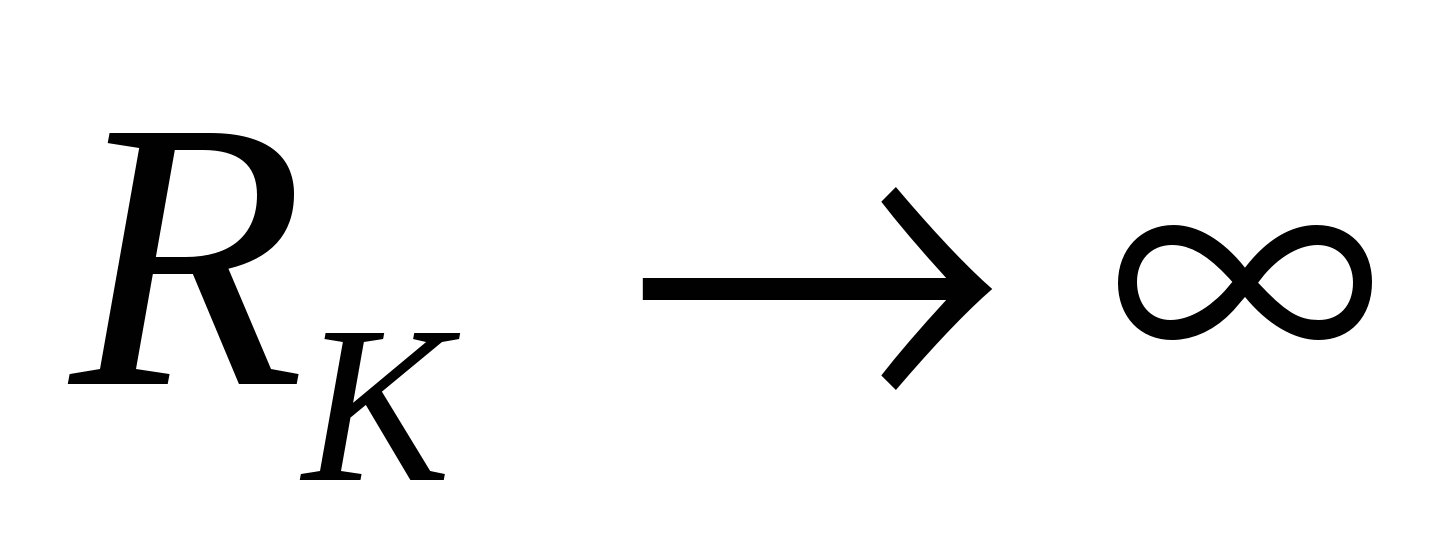
В подземной гидрогазодинамике различают два основных вида несовершенства скважины (рис. 28):

1. гидродинамически несовершенная по степени вскрытия продуктивного пласта;
2. гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия пласта.

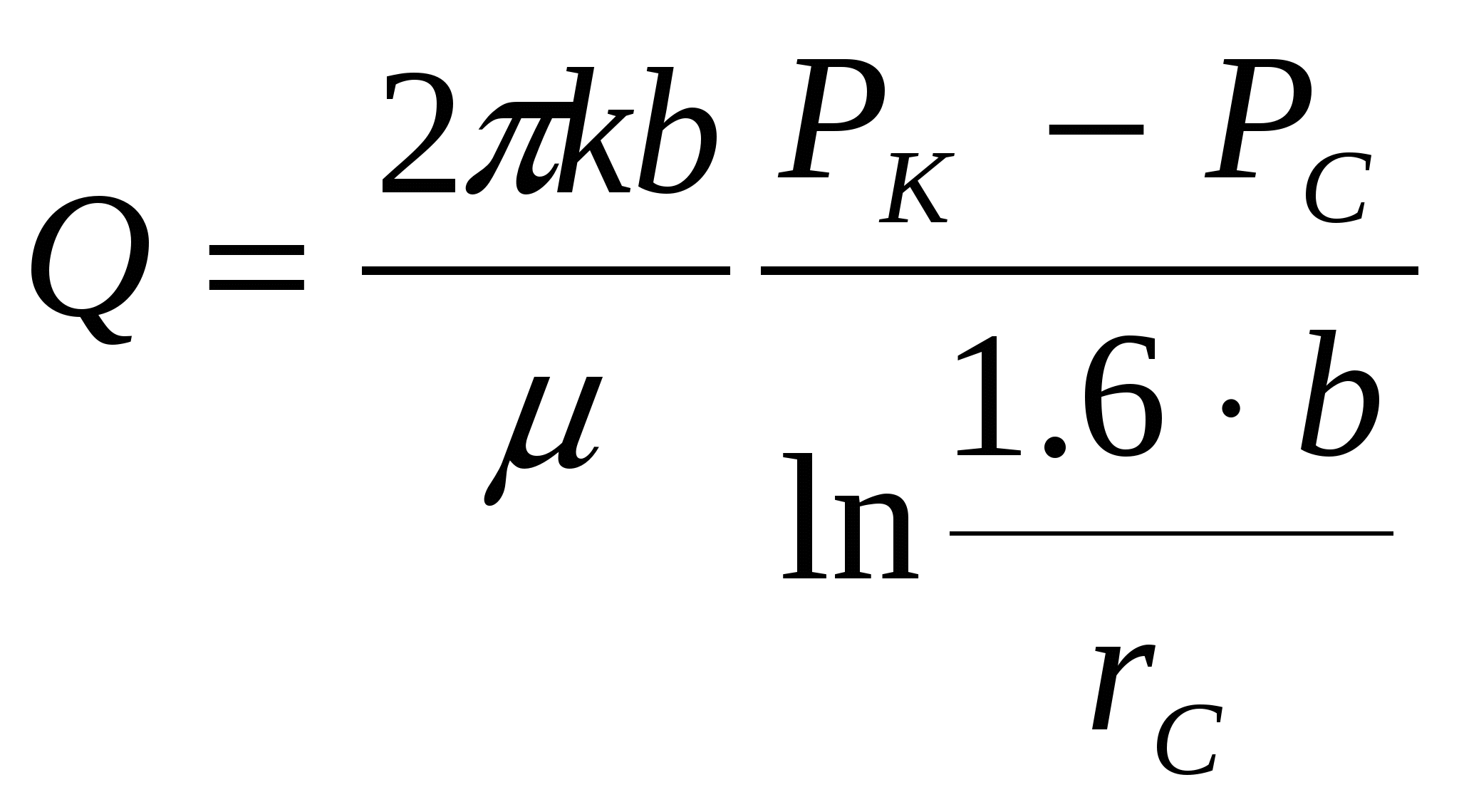
Скважина называется гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта, если она вскрывает пласт не на всю толщину h пласта, а только на некоторую ее глубину b с открытым забоем; при этом отношение называется относительным вскрытием пласта.

Скважина называется гидродинамически несовершенной по характерувскрытия пласта, если она вскрывает весь пласт (до подошвы), но сообщение с пластом происходит через специальные отверстия в обсадной колонне и цементном камне или через специальные забойные фильтры.

Приток жидкости к несовершенным скважинам даже в горизонтальном однородном пласте постоянной толщины перестает быть плоскорадиальным. Строгое математическое решение задачи о притоке жидкости к несовершенной скважине в пластах конечной толщины представляет большие (иногда непреодолимые) математические трудности. Приведем без выводов и доказательств несколько известных решений по определению дебита несовершенной по степени вскрытия скважины.

) и при этом ее забой имеет форму полусферы. В этом случае можно считать, что поток радиально-сферический при условии∞→Прежде всего допустим, что скважина вскрыла кровлю пласта неограниченной толщины (hи тогда дебит определяется по формуле (4.7).

Если скважина вскрыла пласт неограниченной толщины на глубину b, то ее дебит можно найти по формуле Н.К. Гиринского:

.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин можно увеличить с помощью непродолжительной ( в течение первых нескольких часов) эксплуатации скважин при свободном дебите или обработкой призабойной зоны растворами поверхностно-активных веществ. При наличии в продуктивном пласте вертикальных и наклонных трещин эти методы позволяют достигнуть гидродинамического совершенства скважин даже при низкой плотности перфорации.

В основу изучениякинематики жидкости положена гипотеза о непрерывности изменения кинематических параметров потока. Иногда это свойство может нарушаться, например в особых точках, на линиях или поверхностях разрыва.

**1.14. Одномерные фильтрационные потоки (линейный, радиальный, специфический). Дебит и распределение давления при одномерной фильтрации. Интерференция скважин.**

**Одномерным** называется фильтрационный поток жидкости или газа, в котором скорость фильтрации, давление и другие характеристики течения являются функциями только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. Одномерные фильтрационные потоки обладают различной симметрией. Различают:

**1. Прямолинейно-параллельный поток**.Траектории всех частиц жидкости - параллельные прямые, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока равны между собой, поверхности равных потенциалов (эквипотенциальные поверхности) и поверхности равных скоростей (изотахи) являются плоскими поверхностями перпендикулярными траекториям. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока идентичны, а потому достаточно изучить движение вдоль одной из **2. Плоскорадиальный поток**.Траектории всех частиц жидкости - прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру скважины, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока параллельны и равны между собой; изотахи и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют цилиндрические окружности с осью, совпадающей с осью скважины. Схемы линий тока в любой горизонтальной плоскости потока будут идентичными и для характеристики потока достаточно рассмотреть движение жидкости в одной горизонтальной плоскости.траекторий, которую можно принять за ось координат - ось***х*.**

**3.Радиально-сферический поток***.*Траектории всех частиц жидкости - прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру полусферического забоя; изотахи и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют сферические поверхности. Скорость фильтрации в любой точке потока является функцией только расстояния этой точки от центра забоя. Следовательно, этот вид фильтрационного потока также является одномерным.

**1.15. Записать формулу Дюпюи для дебита совершенной скважины. Закон Дарси и границы его применения.**

Рассчитать дебит можно различными способами. Очень часто для это используется формула Дюпюи. Эта формула нашла применение только для напорных вод. Кроме того, обязательным условием является то, что вода должна откачиваться с одним понижением. Формула выглядит следующим образом: Q = S / S1 \* Q1. Q – это показатель дебита скважины или колодца, который требуется найти. Он измеряется в л/с. S – это положение воды в процессе проектирования. Что же касается показателя S1, то он обозначает удельное снижение уровня воды при ее откачке. Значение Q1 – это дебит, который имеется после откачки.

Определить производительность скважины или колодца можно с помощью иных формул. В том случае, если вода является безнапорной и откачка проводится только с единственным понижением, уместно использовать формулу Тима. Когда откачка осуществляется с двумя понижениями, подойдет формула Келлера. Интересно, что практически всегда при расчете дебита оценивается такая характеристика, как статический и динамический уровень жидкости в колодце.

Закон Дарси справедлив при соблюдении следующих условий:

a)    пористая среда мелкозерниста и поровые каналы достаточно узки;

b)   скорость фильтрации и градиент давления малы;

с)  изменение скорости фильтрации и градиента давления малы.

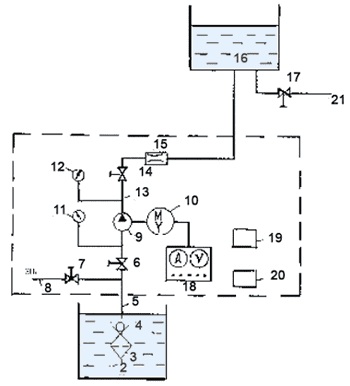
При повышении скорости движения жидкости  закон Дарси нарушается из-за увеличения потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами: образование вихрей, зон срыва потока с поверхности частиц, гидравлический удар о частицы и т.д. Это так называемая верхняя граница. Закон Дарси может нарушаться и при очень [малых скоростях фильтрации](http://xn--80aaakjoeag4b2boc1a.xn--p1ai/tag/malyx-skorostyax-filtracii/) в процессе начала движения жидкости из-за проявления неньютоновских реологических свойств жидкости и её взаимодействия с твёрдым скелетом пористой среды. Это нижняя граница.

Верхняя граница. Критерием верхней границы справедливости закона Дарси обычно служит сопоставление числа Рейнольдса**Re=war/h** с его критическим значением **Reкр,**после которого линейная связь между потерей напора и расходом нарушается. В выражении для числа **Re: w**-характерная скорость течения: **а** — характерный геометрический размер пористой среды; **r** — плотность жидкости. Имеется ряд представлений чисел Рейнольдса, полученных различными авторами при том или ином обосновании характерных параметров.

Нижняя граница. При очень малых скоростях с ростом градиента давления увеличение скорости фильтрации происходит более быстро, чем по закону Дарси. Данное явление объясняется тем, что при малых скоростях  становится существенным силовое взаимодействие между твердым скелетом и жидкостью за счет образования аномальных, неньютоновских систем, н.п. устойчивые коллойдные растворы в виде студнеобразных плёнок, перекрывающих поры и разрушающихся при некотором градиенте давления**tн**, называемого начальным и зависящим от доли глинистого материала и величины остаточной водонасыщенности. Имеется много реологических моделей неньютоновских жидкостей, наиболее простой их них является модель с предельным градиентом.

**1.16. Схема насосной установки. Основные параметры насосов: производительность, напор, высота всасывания, полезная мощность, мощность на валу, коэффициент полезного действия.**

**Насосной установкой** называют насосный агрегат, комплектующее оборудование которого смонтировано по определенной схеме, обеспечивающей работу насоса. На рисунке приведена схема насосной установки для перекачки жидкости. Насос 9, приводимый в движение электродвигателем 10, засасывает жидкость из расходной емкости 2 и по всасывающей магистрали 5 и напорной магистрали 13 перекачивает жидкость в приемную емкость 16.



*Рис. 1. Схема насосной установки:   
1 - сооружение (помещение) для насосной установки; 2 - расходная емкость; 3 - фильтр; 4 - обратный клапан; 5 - всасывающая магистраль; 6, 7, 14, 17 - вентили; 8 - магистраль для заливки насосов; 9 - насос; 1 О - электродвигатель; 11, 12 - манометры; 13 - напорная магистраль; 15 - расходомер; 16 - приемная емкость; 18 - пульт управления насосной установкой; 19 - противопожарное оборудование; 20 - вспомогательное оборудование; 21 - сливная магистраль*

Насосы характеризуются следующими основными параметрами:

– ***расход (подача)* http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image002.gif** – объем жидкости, перекачиваемой в единицу времени, измеряется в м3/ч, л/с и др.;

– ***напор* http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image004.gif** – разность полных удельных энергий потока у выхода и входа в насос, вычисленная в метрах столба перекачиваемой жидкости, м. В случае равенства диаметров всасывающего и напорного патрубков насоса и соответствующего равенства скоростей и удельных кинетических энергий напор выражается как разность давлений до и после насоса;

– ***потребляемая мощность* http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image006.gif**, кВт;

– ***коэффициент полезного действия***h – показывает отношение полезной мощности к мощности потребляемой. Полезная мощность – это та часть энергии, потребляемая от двигателя, которая идет на полезную работу по перемещению жидкости,    http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image008.gif ,       (1.3)

## здесь http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image010.gif выражается в кг/л, http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image002.gif – л/с, http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image004.gif – м, http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image014.gif – кВт. Часть потребляемой энергии, которая затрачивается на преодоление различных видов сопротивлений в пределах насоса, описывается выражением 1–h;

– ***высота всасывания***, различают вакуумметрическую высоту всасывания http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image016.gif, характеризующую допустимую степень разрежения, возникающего у входа в насос в стандартных условиях работы, зависящую от конструктивных особенностей насоса и указывающуюся в каталогах насосов, и геометрическую высоту всасывания http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image018.gif, которая определяет максимальную высоту установки оси насоса над уровнем жидкости. http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image020.gif меньше http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image016.gif на величину скоростного напора и потерь напора во всасывающем трубопроводе http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/GIDRA/PROTIV_VODOSN/METOD/PUTKO/frame/1_2.files/image023.gif.

**1.17. Классификация насосов: объемные, динамические или немеханические насосы. Достоинства и недостатки насосов различных типов. Области их применения.**

**Насосами** называются машины для создания напорного потока жидкой среды. Этот поток создается в результате силового воздействия на жид­кость в рабочей камере насоса.

По характеру силового воздействия, а следовательно, и по виду рабочей камеры различают насосы **динамические** и **объемные**.В динамическом насосе силовое воздействие на жидкость осуществляется в проточной камере, постоянно сообщающейся со входом и выходом насоса. В объемном насосе силовое воздействие на жидкость происходит в рабочей камере, периодически изменяющей свой объем и попеременно сообщающейся со входом и выходом насоса.

К динамическим насосам относятся:   
1) **лопастные:**а) центробежные;б) осевые;   
2) **электромагнитные;**   
3)**насосы трения:**а) вихревые;б)  шнековые;в) дисковые;г)  струйныеи др.

К объемным насосам относятся:   
1)  **возвратно-поступательные:** а)   поршневые и  плунжерные; б)  диафрагменные;   
2)  **крыльчатые;**   
3)  **роторные:**а)  роторно-вращательные;б) роторно-поступательные.

Объемные насосы. Основными достоинствами поршневых и плунжерных насосов являются высокий к. п. д. и возможность подачи незначительных объемов жидкостей, в том числе высоковязких, под любым заданным давлением. Однако неравномерность подачи, наличие легко изнашиваемых клапанов, сложность соединений с двигателем, тихоходность, а следовательно, большие размеры и масса существенно ограничивают области применения поршневых и плунжерных насосов в химической промышленности. Следует отметить, что эксплуатация плунжерных насосов проще, в следствии того, что у них меньше изнашиваемых деталей (отсутствуют поршневые кольца и т. п.).

Объемные насосы с вращательным движением рабочего органа (шестеренные, винтовые) конструктивно более просты и обеспечивают плавную подачу перекачиваемой жидкости. Эти насосы обычно применяют для перекачивания малых количеств вязких жидкостей. Для перекачивания загрязненных жидкостей данные насосы непригодны.

Центробежные и осевые насосы. Эти насосы обеспечивают плавную и непрерывную подачу перекачиваемой жидкости при достаточно высоких значениях коэффициента полезного действия. Относительно простое устройство обеспечивает их высокую надежность и достаточную долговечность. Отсутствие поверхностей трения, клапанов создает возможности для перекачивания загрязненных жидкостей. Простота непосредственного соединения с высокооборотными двигателями способствует компактности насосной установки и повышению её к. п. д. Все эти достоинства лопастных насосов, прежде всего центробежных, привели к тому, что они являются основными насосами в химической промышленности.

К недостаткам центробежных насосов относится ограниченность их применения в области малых производительностей и больших напоров, что объясняется снижением к. п. д. при увеличении числа ступеней для достижения высоких значений Н.

Эти недостатки отсутствуют у вихревых насосов. Однако вследствие невысоких к. п. д. они находят ограниченное применение.

Струйные насосы. Достоинствами этих насосов являются простота устройства, способность перекачивать жидкости с достаточно большим содержанием взвешенных частиц и высокая надежность в работе. В технике водоструйные насосы часто применяют для откачки воды из котлованов, скважин и т. д., а на крупных насосных установках в качестве вспомогательных, для отсасывания воздуха из корпусов основных насосов перед их запуском и для повышения всасывающей способности центробежных насосов. Пароструйные насосы используют для подачи воды в паровые котлы, создания вакуума и т. п.

К недостаткам струйных насосов относятся низкий к.п.д. и необходимость подачи большого количества рабочей жидкости под давлением. Кроме того, струйные насосы можно применять только в том случае, если допустимо смешение перекачиваемой жидкости с рабочей.

**1.18. Процесс всасывания и явление кавитации в центробежном насосе. Как определяется допустимая высота всасывания для всасывающей трубы насоса?**

Абсолютное давление при входе в рабочее колесо насоса должно быть больше упругости насыщенных паров перекачиваемюй жидкюсти при данной температуре. Если это условие не соблюдено, начинается парообразование, уменьшается производительность насоса; в конце концов происходит разрыв потока жидкости, и насос перестает подавать жидкость.   
Работа насоса с момента начала парообразования протекает в тяжелых условиях. При длительной работе насоса в таких условиях рабочее колесо разрушается.

Явления, происходящие в насосе при парообразовании в начальной стадии и вплоть до прекращения (срыва) работы, имеют общее название**кавитации**.

Кавитация представляет собой сложный комплекс следующих явлений:

- выделение пара и растворенных газов из жидкости в тех областях, где давление жидкости равно или меньше давления насыщенных паров ее.  
- местное повышение скорости движения жидкости в том месте, где возникло парообразование, и беспорядочное движение жидкости.   
- конденсация пузырьков пара, увлеченных потоком жидкости в область повышенного давления. Конденсация каждого из пузырьков приводит к резкому уменьшению объема и гидравлическому удару в микроскопических зонах; однако «бомбардировка» этими ударами большой площади кавитируемой поверхности приводит и к большим площадям разрушения. Многократно повторяющиеся механические воздействия при конденсации пузырьков вызывают механический процесс разрушения материала колеса, что является наиболее опасным следствием кавитации.   
- химическое разрушение металла в зоне кавитации кислородом воздуха, выделившегося из жидкости при прохождении ее в зонах пониженного давления. Этот процесс носит название коррозии. Коррозия, действующая одновременно с цикличными механическими воздействиями, снижает прочность металла.

Допустимая высота всасывания насоса определяется следующим образом.

Допустимая высота всасывания питательных и конденсагных насосов отрицательная, т.е. они расположены ниже уровня жидкости в приемном резервуаре и работают с подпором.

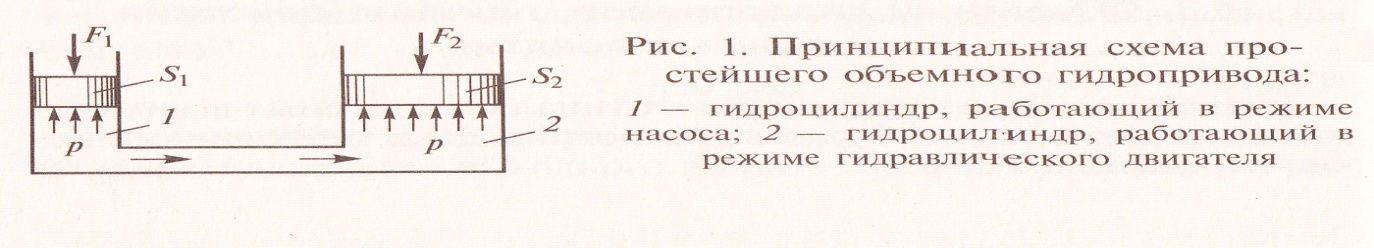
Увеличениедопустимой высоты всасывания насосов

Надопустимую высоту всасывания насосов оказывает также влияние явление кавитации.

Однако при увеличении числа оборотовдопустимая высота всасывания насоса уменьшается. Это ограничивает увеличение числа оборотов и, следовательно, увеличение коэффициента быстроходности.

**1.19. Что называется гидроприводом, начертите принципиальную схему объемного гидроприрода и назовите его основные элементы. Назначение устройств гидропривода. Укажите преимущества, недостатки и основные области применения гидропривода.**

Гидроприводом называется совокупность устройств, предназначенных для приведения в движение механизмов и машин посредством рабочей жидкости, находящейся под давлением, с одновременным выполнением функций регулирования и реверсирования скорости движения выходного звена гидродвигателя.

Гидроприводы в зависимости от типа используемых в них гидромашин делятся на объёмные гидроприводы и гидродинамические передачи. Объемный гидропривод — это гидропривод, в котором используются объемные гидромашины. Принцип действия объемного гидропривода основан на практической несжимаемости рабочей жидкости и на ее свойстве передавать давление по всем направлениям в соответствии с законом Паскаля. Рассмотрим работу простейшего объемного гидропривода, принципиальная схема которого приведена на рис. 1.   
[](http://www.импел.com/articles/images/gidroprivod.jpg)

Он состоит из двух [гидроцилиндров](http://www.xn--e1afkcp.com/product_cilindr.shtml) 1 и 2, расположенных вертикально. Нижние полости в них заполнены жидкостью и соединены трубопроводом.

Гидравлические приводы широко используют при автоматизации производственных процессов. Они применяются главным образом для осуществления поступательных перемещений с преодолением больших усилий, реже – для выполнения вращательного движения.

Гидравлический привод состоит из насоса и гидродвигателей (гидроцилиндров), между которыми устанавливаются регулирующие и распределительные устройства, Регулирующие устройства (дроссель и клапаны) дают возможность изменять усилие и скорость перемещения штока цилиндра. Распределительные устройства (золотники и клапаны) обеспечивают включение, выключение, реверсирование гидродвигателей.

Принцип работы гидравлического привода схематически показан на рис. 1.

При перемещении золот­ника распределителя в обрат­ную рабочую позицию меня­ется направление потока ра­бочей жидкости и соответст­венно направление движения штока цилиндра. В средней (нейтральной позиции) рас­пределитель *4* с ручным управлением соединяет насос с баком гидросистемы, обеспе­чивая разгрузку насоса от дав­ления. В нерегулируемых гид­ромашинах скорость переме­щения штока гидроцилиндра регулируется дросселирова­нием потока рабочей жидкости в распределителе или с помощью регуляторов потока.

***Преимущества****привода:*

а) возможность бесступенчатого регулирования скорости перемеще­ния;

б) незначительное изменение скорости перемещения; от нагрузки (из-за не сжимаемости рабочей жидкости);

в) возможность перемещения рабочих органов машин до жёстких упоров без дополнительных предохранительных устройств; так как при­вод при перегрузках останавливается;

г) ослабление вредного влияния сил инерции, благодаря плавности перемещения поршня;

д) незначительный износ деталей узлов привода, которые постоянно ннаходятся в масле, что обеспечивает надёжную работу механизмов.

***Недостатки****привода:*

а) малый коэффициент полезного действия (при периодической работе привода насос работает непрерывно, а жидкость, нагреваясь, перекачивается на слив);

б) сложность изготовления и высокая стоимость из-за большой точности изготовления деталей и узлов привода для обеспечения герметичности соединений;

в) загрязнение рабочих машин и рабочего места вытекающей жидкостью при неисправности уплотнения.

**1.20. Гидроустройства объемного гидропривода: гидроаппаратура, вспомогательные устройства и гидролинии.**

***Гидравлический привод***представляет собой систему машин и аппаратов для передачи механической энергии с помощью жидкости. В объемном гидравлическом приводе используется потенциальная энергия давления жидкости.

Основными агрегатами гидропривода (рис. 1) являются насос и гидродвигатель. Насос служит для преобразования механической энергии приводного двигателя в энергию состояния рабочей жидкости, гидродвигатель преобразует энергию жидкости в механическую энергию.

Управление работой гидропривода осуществляется с помощью механизмов, которые могут воздействовать на насос или гидродвигатель, изменяя их рабочие характеристики, а также на аппараты, устанавливаемые на пути потоков жидкости между насосом и гидродвигателем. Объемный гидравлический привод включает в себя также вспомогательные устройства (гидробаки, фильтры, уплотнения и т. п.).

***Объемный гидропривод***— привод, содержащий в своем составе гидравлическиймеханизм, в котором рабочая жидкость находится под давлением, с одним или несколькими объемными гидродвигателями.

***Гидроустройство***— техническое устройство, предназначенное для выполнения определенной самостоятельной функции в объемном гидроприводе посредством взаимодействия с рабочей жидкостью.

***Гидросистема***— совокупность гидроустройств, входящих в состав объемного гидропривода.

***Объемная гидромашина***— гидроустройство, предназначенное для преобразования энергии рабочей жидкости в процессе попеременного заполнения рабочей камеры рабочей жидкостью и вытеснения ее из рабочей камеры. Под рабочей камерой понимается пространство в объемной гидромашине, периодически изменяющее свой объем и попеременно сообщающееся с местами входа и выхода рабочей жидкости.

***Гидроаппарат***(в качестве собирательного названия допускается применение термина «гидроаппаратура»)—гидроустройство, предназначенное для управления потоком рабочей жидкости. Под управлением потоком понимается изменение или поддержание заданных значений давления и расхода жидкости либо изменение направления, а также пуск и остановка потока рабочей жидкости.

***Кондиционер рабочей жидкости***— гидроустройство, предназначенное для обеспечения необходимых качественных показателей и состояния рабочей жидкости.

***Гидроемкость***— устройство, предназначенное для содержания рабочей жидкости в целях использования ее в процессе работы объемного гидропривода.

***Гидролиния***— гидроустройство, предназначенное для движения рабочей жидкости или передачи давления от одного гидроустройства к другому.

***Гидроприводы поступательного, поворотного и вращательного движения***— объемные гидроприводы, гидродвигателями которых являются соответственно гидроцилиндр, поворотный гидродвигатель и гидромотор.

***Гидроцилиндр***— объемный гидродвигатель с поступательно-возвратным движением выходного звена.

***Поворотный гидродвигатель***— объемный гидродвигатель с ограниченным поворотным движением выходного звена.

***Гидромотор***— объемный гидродвигатель с неограниченным вращательным движением выходного вала.

***Насос-мотор***— объемная гидромашина, предназначенная для работы как в режиме объемного насоса, так и в режиме гидромотора.

***Объемный насос***— объемная гидромашина, предназначенная для преобразования механической энергии привода в энергию потока рабочей жидкости.

***Объемный гидродвигатель***— объемная гидромашина, предназначенная для преобразования энергии потока рабочей жидкости в энергию выходного звена.

**Модуль 2. «Разрушение горных пород», «Буровое оборудование» и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»**

**2.1. Основные сведения о горных породах, слагающих нефтяные и газовые месторождения. Механические свойства твердых тел: упругие, пластические и прочностные. Способы разрушения горных пород.**

Месторождения могут быть нефтяными, газоконденсатными, газонефтяными. Существование в земной коре двух основных геологических структур - геосинклиналей и платформ предопределило разделение месторождений нефти и газа на два основных класса:

1 класс - месторождения, сформировавшиеся в геосинклинальных (складчатых) областях;

2 класс – месторождения, сформировавшиеся в платформенных областях.

Промышленная ценность месторождения определяется не только его размерами, но в значительной степени и физическими свойствами коллекторов, пластовых жидкостей и газов, а также видом и запасом пластовой энергии.

Породы нефтяной (газовой) залежи характеризуются пористостью, проницаемостью, гранулометрическим составом, удельной поверхностью, карбонатностью, сжимаемостью и насыщенностью нефтью, газом и водой. Эти параметры пород продуктивного пласта необходимы для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин), не заполненных твердым веществом.

Различают пористости полную (абсолютную, физическую) и открытую, характеризующиеся соответствующими коэффициентами.

Коэффициентом полной (абсолютной) пористости *m*п называется отношение суммарного объема пор *V*пор в образце породы к видимому его объему *V*обр. Измеряется пористость в долях единицы или в %.

В долях единицы *m*п =http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/888025830414.files/image020.gif; в % *m*п =http://ok-t.ru/studopediaru/baza1/888025830414.files/image020.gif· 100.

Коэффициентом открытой пористости *m*o называется отношение объема открытых сообщающихся пор к объему образца.

Статическая полезная емкость коллектора *V*cт характеризует относительный объем пор и пустот, которые могут быть заняты жидкостью или газом.

Динамическая полезная емкость *V*дин. характеризует относительный объем пор и пустот, через которые фильтруются или могут фильтроваться нефть и газ в условиях, существующих в пласте.

Твердым телом в механике называется неизменимая система материальных точек, т.е. такая идеализированная система, при любых движениях которой взаимные расстояния между материальными точками системы остаются неизменными (материальные точки - достаточно малые макроскопические частицы).

Силы притяжения и отталкивания обуславливают механическую прочность твердых тел. т. е. их способность противодействовать изменению формы и объема. Растяжению тел препятствуют силы межатомного притяжения, а сжатию - силы отталкивания.

Недеформируемых тел в природе не существует.

**Деформация** - изменение формы или объема тела под действием внешних сил. Деформация может быть упругая или неупругая.

**Упругая деформация** - деформация, при которой после прекращения действия силы размеры и форма тела восстанавливаются.

Способ разрушения горных пород и тип породоразрушающего инструмента должны соответствовать целям и задачам исследований. Известно, что бурение скважин долотами различных типов без отбора керна обеспечивает не только более высокую механическую скорость, но и углубление за рейс по сравнению с колонковым бурением. Однако в связи с тем, что до сих пор достоверную информацию о строении земной коры получают из скважины в основном по керну, колонковое бурение пользуется наиболее широким распространением.

**2.2. Характеристики механических и пластических свойств горных пород. Твердость горных пород. Определение показателей механических свойств горных пород методом статистического вдавливания штампа. Определение показателя абразивности методом эталонных стержней.**

**Механические свойства горных пород**-способность горных пород реагировать на внешнее воздействие.

Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения:

- упругость;

- пластичность;

-прочность (твердость);

- абразивность;

-сплошность.

Пластические свойства горных пород еще недостаточно изучены. Вместе с тем эти свойства весьма важно знать при проектировании, процессов искусственного воздействия на призабойную зону скважин. Поэтому изучению пластических свойств пород в последние годы уделяется возрастающее внимание.

Пластические свойства горных пород оказывают существенное влияние на механическую скорость бурения: при изменении коэффициента пластичности в 4 раза механическая скорость проходки уменьшается в среднем в 2 раза для различных типов долот.

По методу Л. А. Шрейнератвердость горной породы определяют с помощью штампа, имеющего плоскую опорную поверхность. Площадь контактной поверхности штампа может варьировать от 1 до 10 мм2 в зависимости от размера минеральных зерен, структуры и текстуры породы.

Для определения механических свойств горных породметодом вдавливания штампа необходимы образцы пород высотой 30 - 50 мм и диаметром 40 - 60 мм. Эти образцы должны иметь две плоскопараллельные шлифованные поверхности.

Абразивность горных пород обусловливает долговечность бурильного и породоразрушающего инструментов и, следовательно, оказывает большое влияние на выбор техники и технологии бурения. Для определения показателей абразивности применяют два метода: метод изнашивания эталонного стержня ( метод сверления) и метод изнашивания вращающегося диска.

**2.3. Напряженное состояние горных пород, окружающих скважину. Горное и пластовое давление. Условия устойчивости скважины. Гидроразрыв пласта. Влияние жидкости в скважине на прочность горных пород.**

При бурении скважин наряду с обеспечением эффективного разрушения горных пород на забое необходимо обеспечить устойчивость их стенок. (До сих пор нет единой точки зрения на механизм потери устойчивости пород). Вследствие потери устойчивости горных пород в скважине происходят обвалы (каверны) и сужения (выпучивание) стволов.

Практикой установлено, что каверны образуются, главным образом, в глинистых породах, а сужения - в толщах каменных солей, гипса и глинистых породах.

Главные причины, вызывающие эти осложнения, заключаются в следующем: характер напряженного состояния пород в приствольной зоне скважин и физико-химические свойства буровых растворов.

Давление является одним из основных источников энергии в природных резервуарах и нефтегазоносных комплексах и на этом основании является одним из основных факторов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Различают два основных вида давлений: горное и пластовое.

*Горное давление* - это давление, под которым находится горная порода в какой-либо точке литосферы Земли. Оно создается суммарным действием *геостатического и геодинамического давления*.

*Пластовое давление* - это давление, под которым находятся жидкости и газы, заполняющие поровое пространство пород-коллекторов. Пластовое давление определяет силу, движущую флюиды в природных резервуарах и является важным параметром, характеризующим энергетический потенциал залежей нефти и газа в недрах, а также определяет их фазовое состояние и состав.

Вода в пласте может находиться в статических и динамических условиях, то есть быть подвижной или неподвижной, но в обоих случаях наряду с понятием «пластовое давление», как синоним, используют и другое понятие: «гидростатическое давление».

Потеря устойчивости и разрушение стенок скважины могут возникнуть при достижении предельного состояния прочности горных пород. При этом может происходить хрупкое разрушение или пластическое течение. Для оценки предельного состояния горных пород на стенках скважины используют условие текучести Мизеса.

**Гидроразры́в пласта́**(**ГРП**) — один из методов интенсификации работынефтяныхигазовыхскважин и увеличения приёмистостинагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода,конденсат,нефтьлибо их смесь) к забою скважины. Технология осуществления ГРП включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота при кислотных ГРП) при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент —проппант(обработанный кварцевый песок), в карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины.

При бурении скважин наряду с обеспечением эффективного разрушения горных пород на забое необходимо обеспечить устойчивость их стенок. (До сих пор нет единой точки зрения на механизм потери устойчивости пород). Вследствие потери устойчивости горных пород в скважине происходят обвалы (каверны) и сужения (выпучивание) стволов.

Практикой установлено, что каверны образуются, главным образом, в глинистых породах, а сужения - в толщах каменных солей, гипса и глинистых породах.

Главные причины, вызывающие эти осложнения, заключаются в следующем: характер напряженного состояния пород в приствольной зоне скважин и физико-химические свойства буровых растворов.

**2.4. Классификация породоразрушающего инструмента по назначению и по характеру воздействия на горные породы. Принцип работы различных типов долот, конструктивные особенности и область применение.**

**Породоразрушающий инструмент (ПРИ)** предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины.

**I. По принципу разрушения породы** ПРИ подразделяется на 3 группы:

1) ПРИ режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород небольшой твердости;

2) ПРИ дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких;

3) ПРИ истирающе-режущего действия – применяется для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

**II. По назначению ПРИ** подразделяется:

· Для бурения сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;

· Для бурения по кольцевому забою (с отбором керна) – бурголовки;

· Для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ст Основная особенность алмазных долот – наличие в них алмазных режущих элементов, т.е. алмазов (природных или синтетических) той или иной величины (крупности). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, именуемой карбонадо (абразивные технические алмазы), или черным алмазом, которые характеризуются меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно.Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Работоспособность алмазного долота в наибольшей степени, чем инструмента любого вида, зависит от чистоты ствола и забоя и качества промывки. При наличии металла или твердого сплава (даже в малом количестве) или крупных обломков крепких пород на забое происходит образование выбоин, выкрашивание или раскалывание алмазов и быстрое разрушение долота.Природные и синтетические алмазы размещают в специальной матрице (обычно медно-твердосплавной), составляющей единое целое с нижней частью стального полого цилиндрического корпуса долотаПри бурении твердых, крепких и абразивных пород износ матрицы интенсивнее, поэтому во избежание излишнего обнажения алмазов матрица у долот для твердых абразивных пород должна быть наиболее износостойкой. вола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т.д.).

**2.5. Керноприемные устройства. Особенности работы и конструкции бурильных головок. Основные показатели, характеризующие отбор керна. Факторы, вызывающие разрушение керна.**

Керноприемное устройство, компоновка низа бурильной колонны ( КНБК) и выбранный режим бурения должны обеспечить снижение до минимума факторов, отрицательно влияющих на процесс образования и сохранность керна. К таким фактором относятся продольный изгиб, вибрации инструмента и размыв керна при неоправданно высоких скоростях истечения промывочной жидкости из каналов бурильной головки.

Бурильные головки, как и долота, **различаются по классу, типу, принципу воздействия на забой, материалу вооружения и конструкции основных рабочих элементов**.**Бурильные головки в отличие от долот не бывают гидромониторными.**Более того, в их конструкциях предусмотрены меры по защите керна от прямого воздействия струй промывочной жидкости, а при проектировании режима бурения накладываются ограничения на количество подаваемой на забой жидкости. Колонковые долота могут иметь стационарную или съемную колонковую трубу. При этом диаметр стационарной трубы всегда больше, чем съемной. **Поэтому бурильные головки, предназначенные для работы с разными керноприемными устройствами**, имеют разные соотношения диаметров их кернообразующих отверстий и самих головок.

Отбор керна и его исследование являются наиболее важными видами работ при структурном бурении. Нормы выноса керна в каждом случае ( применительно к условиям того или иного района и даже скважины) могут быть уменьшены или увеличены в зависимости от задач и опыта бурения в данном районе.

Идеальный керн бывает только при идеальных геологических условиях. В остальных случаях в процессе бурения столбик породы частично, а иногда и полностью, разрушается, и на поверхность поднимается только 20 – 50% керна или керн без некоторых составных прослоев пород. Что же происходит в процессе бурения с обуреваемой коронкой породой, которая должна составлять керн? Действительно, на образующийся столбик породы действует ряд факторов, главных из которых три:

- воздействие потока очистного агента;

- вращение колонковой трубы;

- разрушение керна резцами коронки. Эти факторы могут действовать – разрушать керн, поодиночке или, чаще, совместно.

Поток промывочной жидкости при обычной прямой циркуляции – враг керна номер один! Прямой поток воздуха в меньшей степени, но тоже способствует разрушению керна. Поток промывочной жидкости либо прямо способствует разрушению керна, либо помогает разрушать керн другим факторам.

Первое основное прямое воздействие потока жидкости в мягких породах **размывание** образующегося столбика керна за счет силового воздействия струи жидкости (рис. 55а). Струя жидкости, выходящая из переходника, ударяет по верхнему концу столбика керна, далее двигаясь с большой скоростью в узком кольцевом сечении между керном и внутренней стенкой колонковой трубы, продолжает размывать керн, При бурении в наиболее рыхлых породах керн может полностью размываться и бурение фактически становится бескерновым.

Второй случай разрушения керна промывочной жидкостью – **растворение** породы, составляющей керн, если это растворимые породы, например отложения солей.

Третий вариант – **расплавление** при бурении мерзлых, льдистых пород.

**2.6. Основные сведения о буримости горных пород. Показатели работы породоразрущающего инструмента. Выбор рациональных типов долот.**

Буримость горных пород отражает комплексную характеристику породы, зависящую от твердости, абразивности, трещи нов атости, пластичности, применяемых породоразрушающих инструментов, параметров режима бурения и др. В связи с этим буримость определяется раздельно для каждого вида инструмента и способа бурения. В качестве количественного показателя буримости принята механическая скорость бурения им или величина, обратная ей, - чистое время бурения 1 м скважины.

Породоразрушающий инструмент ( ПРИ) предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины.

Породоразрушающий инструмент выполняет основную роль в процессе образования ствола скважины в массиве горной породы. При вращательном способе бурения буровое долото разрушает породу с помощью зубьев, твердосплавных штырей или лопастей, выполненных на рабочей поверхности инструмента, которые при вращательном движении поражают различные участки забоя и обеспечивают углубление скважины. Ввиду многообразия способов бурения и физико-механических свойств горных пород породоразрушающие инструменты изготавливаются различных типов по действию и конструктивному исполнению.

Выбор рациональных типов долот осуществляется по Обобщенной классификационной таблице соответствия типов шарошечных долот свойствам горных пород (ОКТ) (рис 2.1) или по Классификационной таблице парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот (КТС) (рис.2.2).

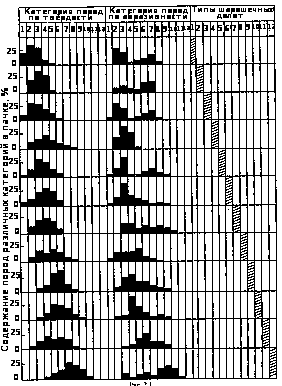


Рис.2.1. Обощённая классификационная таблица соответствия типов шарошечных долот свойствам горных пород

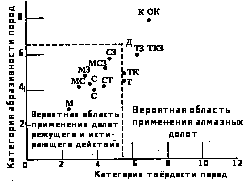


Рис.2.2. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивностя пород типам шарошечных долот*.*

**2.7. Состав и функции бурильной колонны, виды труб и замков, бурильные свечи; соединительные резьбы на них.**

Бурильная колонна является связующим звеном между буровым оборудованием, расположенным на дневной поверхности, и скважинным инструментом (буровое долото, испытатель пластов, ловильный инструмент и др.), используемым в рассматриваемый момент времени для выполнения какой-либо технологической операции в скважине.

Функции бурильной колонны определяются проводимыми в скважине работами.

Бурильная колонна (за исключением появившихся в последнее время непрерывных труб) составляется из бурильных труб, соединяющихся между собой при помощи бурильных замков или без них. В последнем случае трубы соединяются при помощи замковых резьб, нарезаемых непосредственно на трубах, и называются беззамковыми, или трубами цельной конструкции. Бурильный замок состоит из замковой муфты и замкового ниппеля, которые присоединяются к бурильной трубе с помощью трубной резьбы или методом сварки трением (стальные трубы), а муфта и ниппель соединяются между собой с помощью замковой резьбы. Такие трубы называются трубами сборной конструкции. Нарезка резьбы или приварка замков выполняется по высадке труб. Высадкой называется значительное местное увеличение толщины стенки труб для обеспечения их прочности.

В составе бурильной колонны непосредственно над долотом или забойным двигателем всегда устанавливаются утяжеленные бурильные трубы (УБТ), которые, имея кратно большие, по сравнению с обычными бурильными трубами, массу и жесткость, позволяют создавать необходимую нагрузку на долото и обеспечивают достаточную жесткость низа инструмента во избежание его продольного изгиба и неуправляемого искривления ствола скважины. УБТ используются также для регулирования колебаний низа бурильной колонны в сочетании с другими ее элементами, такими как: центраторы, калибраторы, стабилизаторы, фильтры, металлошламоуловители, обратные клапаны, иногда специальные механизмы и устройства (расширители, маховики, забойные механизмы подачи, волноводы, резонаторы, амортизаторы продольных и крутильных колебаний, протекторные кольца и др.), имеющие соответствующее назначение.

Для управляемого искривления скважины в заданном направлении или же, напротив, для выправления уже искривленного ствола в состав бурильной колонны включают отклонители, а для сохранения прямолинейного направления скважины используют специальные компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

Бурильная свеча - часть бурильной колонны, неразъемная во время спуско-подъемных операций. Состоит из двух, трех или четырех бурильных труб, свинченных между собой. Использование бурильных свеч сокращает время на спуско-подъемные операции и уменьшает износ механизмов и инструмента, предназначенного для свинчивания и развинчивания бурильных свечей. Длина бурильной свечи определяется высотой вышки буровой установки.

**2.8. Напряжения и нагрузки, испытываемые бурильной колонной. Принципы расчета бурильных колонн.**

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные силы и моменты. К ним в общем случае относятся: растягивающие силы от собственного веса; растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте; силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости; силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения); силы инерции самой колонны, так и промывочной жидкости; изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины; осевая сжимающая сила в нижней части колонны; крутящий момент при вращении колонны; изгибающий момент за счет потери колонной прямолинейной формы;

динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости.

Максимальная растягивающая нагрузка в колонне имеет место в верхней части, а сжимающая ‑ в нижней; максимальный крутящий момент приложен к колонне в верхней части при роторном способе бурения, и в нижней ‑ при бурении забойными двигателями. Максимальный изгибающий момент за счет потери колонной прямолинейной формы приложен в нижней части.

Однако в связи с тем, что колонна может быть составлена из бурильных труб разного диаметра с разной толщиной стенки, напряжения, возникающие в них, даже при нагрузках меньших, чем максимальные, могут превысить допустимые. Поэтому необходимо проводить расчеты напряжений для опасных сечений и сравнивать их с допустимыми для материала используемых бурильных труб.

При расчетах на статическую прочность в вертикальной скважине определяются суммарные напряжения в верхних сечениях секций в момент отрыва долота от забоя, т.к. в этом случае на колонну действуют максимальные нагрузки. В наклонно направленных скважинах, кроме этого, определяются суммарные напряжения в верхних точках участков искривления, где дополнительно появляются напряжения изгиба.

При расчетах на сопротивление усталости определяются суммарные напряжения для нижних сечении всех секций, т.к. в этом случае имеет место максимальный изгиб за счет потери КБТ прямолинейной формы.

В процессе эксплуатации бурильные колонны испытывают различные по характеру и величине нагрузки. Согласно принятой методике, бурильные колонны рассчитывают на прочность от действия собственного веса, передаваемого крутящего момента и изгиба, вызванного потерей устойчивости в результате вращения. Нагрузки, возникающие в процессе ликвидации прихватов, разгона и торможения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, а также в результате трения о стенки скважины и вибраций, создаваемых долотом и забойным двигателем, учитываются при выборе необходимого запаса прочности.

Расчетные нагрузки зависят от конструкции бурильной колонны, способов и режимов бурения, поэтому они определяются после предварительного выбора режима бурения и типоразмеров утяжеленных и бурильных труб.

Диаметр УБТ выбирают в зависимости от диаметра долота и ожидаемых условий бурения (табл. У.5). При роторном бурении используют УБТ, диаметр которых составляет 0,65—0,85 диаметра долота. Предпочтительны УБТ возможно большего диаметра. При бурении забойными двигателями диаметр УБТ обычно принимают равным диаметру используемого забойного двигателя.

**2.9. Конструкции забойных двигателей – (турбобуры и ВЗД) и их технико-технологические характеристики.**

**Турбобур** - многоступенчатая гидравлическая турбина. К валу турбины присоединяется долото, каждая ступень состоит из диска и ротора.

**Конструкция турбобура**  
-Корпус  
-Турбинный вал

-осевая опора

-статоры  
-радиальные опоры

-канал

**Осевой и турбинный валы** турбобура соединены с помощью резьбы.

Статор жестко соединен с корпусом **турбобура**. Поток бурового раствора в статоре меняет свое направление и поступает в ротор, отдавая часть мощности на вращение лопастей ротора.

**Принцип действия турбобура**

**Турбобур** устанавливается непосредственно над бурильным элементом (породоразрушающим), из-за этого источником энергии для него является давление потока жидкости. Поток жидкости подается в первую ступень турбобура через бурильную колонну, после чего в статоре формируется направление потока жидкости. Таким образом статор - направляющий **аппарат турбины.**

Жидкость под действием давления проходит через все ступени турбобура(его турбины), создавая реактивный момент.

**Винтовые забойные двигатели** предназначены для бурения наклонно-направленных, глубоких, вертикальных, горизонтальных и других скважин. Так же применяется для разбуривания песчанных пробок, цементных мостов, солевых отложений и тд. Применяется в **нефтегазовой** и нефтегазодобывающей областях

Диаметр винтовых забойных двигателей обычно составляет 54-230 мм и применимы в **бурении и капитальном ремонте скважин.**

Составляющие

**Винтовые забойные двигатели** так же имеют в своем составе:

Шарошечные долота

Безопорные долота

Бурильные головки (обеспечивают требуемый зазор мажду корпусом двигателя и стенками скважин)

**ВЗД эксплуатируются** при использовании буровых растворов плотностью не более 2000 кг/м3, включая аэрированные растворы (и пены при капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером твердых частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше 373 К.

По принципу действия ВЗД является объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

**2.10. Классификация буровых установок. Методы и средства монтажа бурового оборудования; требования к надежности оборудования.**

Буровые установки применяются на воде и на суше и зачастую могут выполнять несколько видов работ. Буровую установку для бурения конкретной скважины выбирают по допустимой нагрузке на крюке, которую не должен превышать вес наиболее тяжелой обсадной колонны (в воздухе). При выборе типоразмера и модели установки данного класса учитываются конкретные геологические, климатические, энергетические и дорожно-транспортные условия бурения. В соответствии с этим выбирается тип привода (дизельный или электрический), а также схема монтажа и транспортировки буровой установки. Каждая компания по производству буровых установок выпускает свои модификации машин, которые не всегда подпадают под четкую классификацию. Поэтому можно сказать, что существует множество различных подходов к классификации буровых установок. Буровые установки можно подразделять по:

*1)  способу передвижения:*

a)  самоходные

b)  несамоходные

*2)  дислокации:*

a)  наземные

b)  плавучие –

  i.  МСП (морские стационарные платформы) (рис.1)

  ii.  ПББУ (полупогружная буровая установка) (рис.2)

  iii.  СПБУ (самопогружная буровая установка) (рис.3, рис.4)

*3)  виду работ:*

a)  для разведочного бурения

b)  для эксплуатационного бурения.

Существует три метода монтажа буровых установок: обычный (индивидуальный), мелкоблочный и крупноблочный.

Обычный метод монтажа буровых установок заключается в индивидуальном монтаже оборудования и строительстве сооружений установки с применением фундаментов однократного использования. В этом случае строят бетонные или деревянные фундаменты отдельно под каждый агрегат установки. При повторном монтаже буровую установку разбирают на агрегаты и узлы и перевозят на универсальном транспорте на новую точку бурения, где вновь строят фундаменты, сооружения и монтируют оборудование.

Обычный метод монтажа буровых установок связан с большим комплексом трудоемких работ (строительных, плотничных, слесарных, подсобно-вспомогательных и др.), выполняемых на месте монтажа, что вызывает удлинение срока монтажа буровых установок. Поэтому этот метод в настоящее время применяется очень редко, только при монтаже буровых установок большой грузоподъемности.

Мелкоблочный метод монтажа буровых установок заключается в том, что агрегаты и узлы установки монтируют не на бетонных или деревянных фундаментах, а на металлических основаниях. Количество мелких блоков буровой установки определяется конструкцией установки, условиями разработки месторождения и географическими условиями, обычно буровая установка расчленяется на 15-20 мелких блоков. Габаритные размеры и вес мелких блоков позволяют перевозить их на универсальном транспорте или волоком, а в труднодоступных районах - на вертолетах.

Этот метод монтажа буровых установок широко применяют в разведочном бурении, а в некоторых районах и в эксплуатационном бурении, когда местные условия не позволяют перевозить установки крупными блоками.

Крупноблочный метод монтажа буровых установок заключается в перевозке агрегатов и узлов установки крупными блоками на специальном транспорте (тяжеловозах), установке блоков на фундаменты и соединении коммуникаций между ними. При этом буровую установку расчленяют на два-три блока весом по 60-120 т.

**2.11. Понятие о режимах бурения скважин и их параметрах; выбор параметров режима бурения применительно к выбранному способу бурения и оборудованию, влияние параметров режима бурения на технико-экономические показатели бурения.**

**Режим бурения** – это совокупность тех факторов, которые влияют на эффективность разрушения породы, определяют интенсивность износа долота и которыми можно управлять в процессе работы долота на забое.

**Оптимальный режим бурения** – обеспечивает наилучшие показатели работы долота и углубления скважины (интервала).

**Специальный режим бурения**– обеспечивает выполнение специальных операций (набор или стабилизация угла наклона ствола скважины; предотвращение искривления ствола скважины; отбор керна; вскрытие продуктивного пласта; аварийные работы в скважине и др.).

Факторы, определяющие режим бурения, называются параметрами режима бурения. **Основные параметры режима бурения:**

n Расход бурового раствора  Q, м3/с (л/с) - - обеспечивает полную и своевременную очистку забоя и скважины от шлама, а также работу ГЗД.

- *условие очистки забоя*: **Q1=qуд Fз** (qуд = 0,57 – 0,65 м/с)

- *условие выноса шлама*: **Q2 = V Fк (**V = 0,4 – 0,6 м/с)

*- условие работы ГЗД* ;

n Осевая нагрузка на долото  G, кН (тс) - создает необходимое усилие для разрушения горной породы на забое.

**G = g D (**g = 1,5 – 15 кН/см);

n Частота вращения долота  n, с-1 (об/мин) - - оказывает влияние на скорость углубления забоя.

- *низкооборотный режим* **n < 150 об/мин**

- *среднеоборотный режим* **n = от 150 до 450 об/мин**

- *высокооборотный режим* **n = от 450 до 750 об/мин** .

n Плотность, кг/м3 (г/см3) - масса единицы объема жидкости,  кг/м3 (г/см3), характеризует гидростатическое давление столба жидкости в скважине и определяет гидравлические потери при циркуляции.

n и другие свойства бурового раствора.

 Выбор способа бурения скважин зависит от целого ряда факторов, основными из которых являются: целевое назначение скважины, тип полезного ископаемого, физико-механические свойства горных пород.

В практике бурения встречаются случаи, когда необходимо подбирать параметры режима бурения для решения специ­альных задач - обеспечить качественные показатели. Коли­чественные показатели бурения в этом случае второстепенны. Такие режимы бурения называются специальными. К ним относятся режимы бурения, применяемые в неблагоприятных геологических условиях, а также режимы бурения, использу­емые при изменении направления оси ствола скважины (бурение наклонных и горизонтальных скважин), отборе керна и прочее. Качественное формирование ствола всегда должно быть определяющим.

Механическое разрушение горных пород (углубление) при бурении долотом является сложным физическим процессом. Это связано с тем, что влияние параметров режима бурения на его показатели всегда носит комплексный характер.

**2.12. Спускоподъемный комплекс буровой установки, основные правила и нормы, методы и средства монтажа оборудования СПК; основные правила эксплуатации оборудования.**

Изобретение относится к буровым установкам. Спускоподъемный комплекс буровой установки содержит платформу основания, установленную вокруг секций ротора, и вертлюг, расположенный над центром секций ротора. На платформе основания установлена пространственная рама с вертикальными направляющими. В направляющих расположены катки осей балансиров телескопических механизмов. Концы балансиров опорами качания попарно соединены короткими осями. Верхние балансиры телескопических механизмов соединены длинной осью, на которой закреплен вертлюг. На платформе основания также расположены гидроцилиндры подъема секций телескопических механизмов. Головки верхних секций гидроцилиндров соединены осью, на которой на опорах качания установлены середины верхних балансиров нижней секции телескопических механизмов. Середины нижних балансиров этой секции на опорах качания установлены на оси, зафиксированной на пространственной раме. Изобретение обеспечивает автоматизацию спускоподъемных операций и расширение эксплуатационных и компоновочных характеристик буровой установки.

Изобретение относится к нефте- и газодобыче, к буровым установкам.

Известны БУ (буровые установки), содержащие различные комплексы оборудования. БУ - это комплекс или система специализированных сборочных единиц, выполняющих в процессе бурения скважины определенные функции и установленные на специальных основаниях для кинематической связи и транспортирования их. БУ - это временное сооружение, так как в условиях эксплуатации многократно меняет свое местоположение. Поэтому все комплексы располагают на основаниях, которые представляют собой сварную металлоконструкцию, сохраняя, по возможности, кинематическую связь при транспортировании.

Эти буровые установки конструктивно сложны и металлоемки.

БУ (буровая установка) содержит следующие комплексы оборудования: для спускоподъемных операций; для работы с трубами; для циркуляции раствора; для подготовки и распределения воздуха; для электроснабжения; для водоснабжения и обогрева; противовыбросовое; для управления и контроля за процессом бурения; для заканчивания скважин; для охраны окружающей среды; для транспортирования блоков и модулей; для соцкультбыта; для механизации ремонтных и погрузочно-разгрузочных работ.  
Важную роль имеет комплекс оборудования для удержания на весу труб и инструмента, а также для проведения спускоподъемных операций. Данный комплекс оборудования предназначен для удержания обсадных труб и инструментов на весу, для спуска и подъема бурильной колонны, а также для различных вспомогательных работ. К вспомогательным работам относятся подъем и опускание вышки, замена оборудования на вышечном основании, установка превенторов и т.д.

К данному комплексу относится следующее оборудование: буровая лебедка с приводом; вышка с механизмом подъема; талевая система, в которую входят кронблок, крюкоблок (крюк, тальблок), талевый канат (трос); механизм крепления и перепуска неподвижного конца; приспособление для установки бухты талевого каната.

**2.13. Насосно-циркуляционный комплекс буровой установки: буровые насосы; оборудование циркуляционной системы; расчеты, связанные с приспособлением характеристик буровых машин и механизмов к технологическим условиям; требования к надежности оборудования; основные правила и нормы, методы и средства монтажа и эксплуатации оборудования ЦС.**

Циркуляционная система буровых установок включает в себя наземные устройства и сооружения, обеспечивающие промывку скважин путем многократной принудительной циркуляции бурового раствора по замкнутому кругу: насос — забой скважины — насос. Многократная замкнутая циркуляция дает значительную экономическую выгоду благодаря сокращению расхода химических компонентов и других ценных материалов, входящих в состав буровых растворов. Важно также отметить, что замкнутая циркуляция предотвращает загрязнение окружающей среды стоками бурового раствора, содержащего химически агрессивные и токсичные компоненты. Циркуляционные системы буровых установок состоят из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для выполнения следующих основных функций: приготовления буровых растворов, очистки бурового раствора от выбуренной породы и других вредных примесей, прокачивания и оперативного регулирования физико-механических свойств бурового раствора. В состав циркуляционной системы входят также всасывающие и напорные линии насосов, емкости для хранения раствора и необходимых для его приготовления материалов, желоба, отстойники, контрольно-измерительные приборы и др. Циркуляционные системы монтируются из отдельных блоков, входящих в комплект поставки буровых установок. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обслуживание.

**Буровой насос** — [насос](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B0%D1%81%D0%BE%D1%81), применяемый на бурильных установках с целью обеспечения циркуляции [бурового раствора](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE%D1%80) в скважине. Для промывки используется высокое давление, которое создаёт этот насос. Буровой насос бывает двух-и трёхцилиндровый. Основное предназначение бурового насоса - это обеспечить циркуляцию[бурового шлама](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9_%D1%88%D0%BB%D0%B0%D0%BC) и предотвратить его оседание в процессе бурения, а также подъём разбуриваемой породы на поверхность. Буровой насос очищает забой и скважину от породы.

Оборудование циркуляционной системы, дизель-электрический агрегат, баки для топлива и смазки, компрессорная станция и воздухосборники, электрические распределительные устройства, котельная установка и другое вспомогательное оборудование размещены на металлических основаниях санного типа, свариваемых из отработанных труб. В конструкцию оснований входят укрытия для обслуживающего персонала и установленного оборудования, а также воздушные, гидравлические и электрические коммуникации. Все коммуникации имеют быстроразъемные соединения, облегчающие монтажно-демонтажные работы.

**2.14. Противовыбросовое оборудование: выбор оборудования, расчеты, связанные с приспособлением характеристик к технологическим условиям; монтаж ПВО; основные правила эксплуатации; требования к надежности оборудования.**

**Противовыбросовое оборудование** (ПВО) используется для гурметизации устья скважины в процессе сооружения скважины, и при испытании продуктивных пластов. Комплект противовыбросового оборудования включает:

– плашечный, универсальный, вращающийся превенторы;

– систему ручного и дистанционного управления превенторами,

– систему обвязки с задвижками высокого давления, которые имеют дистанционное управление.

Противовыбросовое оборудование включает [превенторы](http://www.mining-enc.ru/p/preventor/), герметизирующие устье скважины; манифольды, предназначенные для обвязки превенторов с целью воздействия на скважину; системы [дистанционного управления](http://www.mining-enc.ru/d/distancionnoe-upravlenie/) превенторами и задвижками манифольда. При бурении [нефтяных](http://www.mining-enc.ru/n/neftyanaya-skvazhina/) и [газовых скважин](http://www.mining-enc.ru/g/gazovaya-skvazhina/) применяют плашечные, универсальные и вращающиеся превенторы. Над колонной головкой, связывающей наружные концы спущенных в скважину колонн обсадных труб, устанавливают 2 плашечных превентора, снабжённых парными трубными и глухими плашками. При возникновении опасности фонтанирования, под давлением нагнетаемой в гидроцилиндры превентора жидкости либо посредством штурвалов, плашки перемещаются во встречном направлении и перекрывают устье скважины, закрывая выход [нефти](http://www.mining-enc.ru/n/neft/) и [газа](http://www.mining-enc.ru/g/gazy-prirodnye-goryuchie/). Превентор с трубными плашками используется для герметизации кольцевого пространства между [обсадной колонной](http://www.mining-enc.ru/o/obsadnaya-kolonna/) и [бурильными трубами](http://www.mining-enc.ru/b/burilnye-truby/). Второй превентор, снабжённый глухими плашками, используется при отсутствии бурильных труб в скважине.   
Универсальный превентор устанавливается над плашечными превенторами. Резинометаллическая манжета универсального превентора посредством конического плунжера, перемещающегося под давлением нагнетаемой жидкости, обжимается и перекрывает ствол скважины при наличии и отсутствии [бурильной колонны](http://www.mining-enc.ru/b/burilnaya-kolonna/). Универсальный превентор в отличие от плашечного позволяет протаскивать вверх и вниз инструмент, находящийся в скважине, не нарушая при этом её герметичности. Вращающийся превентор устанавливают над универсальным и используют при вращении и расхаживании бурильной колонны. Самоуплотняющаяся резинометаллическая манжета устанавливается на нижнем конце ствола, вращающегося на подшипниках превентора. Ввиду технических и технологических сложностей, возникающих при бурении скважин с аномально высоким[пластовым давлением](http://www.mining-enc.ru/p/plastovoe-davlenie/), вращающиеся превенторы используются в редких случаях. Манифольд состоит из линии глушения фонтанов, по которой производится закачка в скважину утяжелённого раствора, и линии дросселирования, используемой для восстановления равновесия гидростатического и пластового давлений. Управление превенторами и задвижками манифольда осуществляется посредством гидравлических и механических приводов с основным и вспомогательным пультов, расположенных на [безопасном расстоянии](http://www.mining-enc.ru/b/bezopasnye-rasstoyaniya/) от устья скважины. Наличие 2 сблокированных пультов обеспечивает необходимую надёжность системы управления противовыбросового оборудования.

Состав, основные параметры и типовые схемы монтажа противовыбросового оборудования регламентируются [ГОСТом](http://www.mining-enc.ru/g/gost/). Наиболее распространённой является трёхпревенторная схема с 2 линиями манифольда.

**2.15. Особенности бурения наклонно-направленных скважин, технология искусственного отклонения, расчеты профиля. Компоновки для бурения направленных скважин.**

*Наклонно-направленной скважиной*называется скважина, спе­циально направленная в какую-либо точку, удаленную от верти­кальной проекции ее устья. Наклонное бурение в настоящее время широко применяется при бурении скважин на нефть, газ и твер­дые полезные ископаемые. Существует два способа буре­ния наклонных скважин:

роторный, представляющий собой прерывистый процесс ис­кривления ствола скважины последовательными зарезками (ухо­дами в сторону);

забойными двигателями, обеспечивающий непрерывный про­цесс искривления ствола скважины.

В Российской Федерации подавляющее большинство наклон­но-направленных скважин бурят с применением забойных двига­телей, тогда как за рубежом преобладает бурение таких скважин роторным способом, а забойные двигатели в основном использу­ют только на участке набора кривизны в заданном направлении. Отечественные и зарубежные специалисты считают наиболее пер­спективными для набора кривизны в заданном направлении вин­товые забойные двигатели. Эти двигатели имеют гораздо большую Мощность, чем турбобуры, более низкую частоту вращения вала, благоприятно сказывается при наборе кривизны.

Назначение отклоняющих устройств -создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси до­лота к оси скважины в целях искусственного ис­кривления ствола скважины в заданном или про­извольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурильных колонн. Они отли­чаются своими особенностями и конструктив­ным выполнением.

Отклоняющие приспособления, применяемые при роторном бурении, и технологиябурения наклонно-направленных скважин имеют свои особенности. В этом случае отклонители используются только в начальный момент для придания стволу нужного направления. Количество установок отклоняющих приспособлений, которые необходимы для обеспечения заданного искривления скважины, определяет способность проходимых пород и пластов этих пород отклонять ствол скважины от проектного направления. Искусственное искривление ствола скважины осуществляется подбором соответствующих компоновок низа бурильной Колонны при определенных режимах бурения.

Компоновка низа бурильной колонны для направленного бурения состоит из долота, соединенного посредством шарнирной муфты с валом забойного двигателя. Муфта расположена внутри переводника, соединенного под углом с корпусом забойного двигателя. Корпус двигателя соединен с немагнитной утяжеленной бурильной трубой, внутри которой размещены измерительный модуль, микропроцессор и блок питания. Немагнитная труба с помощью вертлюжного соединения подвешена на бурильных трубах. В верхней части немагнитной трубы расположен прерыватель ее связи с бурильными трубами с фиксатором.

**2.16. Системы верхнего привода, конструкции, правила монтажа и эксплуатации.**

**Система верхнего привода** (**СВП**) — важный элемент [буровой установки](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D1%8F_%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BA%D0%B0), который представляет собой подвижный вращатель, совмещающий функции [вертлюга](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B5%D1%80%D1%82%D0%BB%D1%8E%D0%B3_(%D0%B1%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5)) и[ротора](https://ru.wikipedia.org/w/index.php?title=%D0%A0%D0%BE%D1%82%D0%BE%D1%80_(%D0%B1%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5)&action=edit&redlink=1), оснащенный комплексом средств для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций. СВП предназначена для быстрой и безаварийной проводки вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин при бурении.

Верхний силовой привод буровой установки представлен в виде принципиально нового вида механизмов для буровых установок, которые могут обеспечивать целый ряд сложных технологических операций.

Использование систем верхнего привода (СВП)  становится все более распространенным способом бурения скважин на нефть и газ. СВП буровых установок получили широкое распространение в мировой практике, этой системой оборудуются как импортные, так и отечественные буровые установки.

Верхний привод  представляет собой подвижный вращатель, совмещающий в себе функции вертлюга и ротора, оснащенный комплексом средств механизации для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций. Его назначение - быстрая и безаварийная проводка вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Особенно эффективны наши СВП при наклонно - направленном и горизонтальном бурении.

При производстве буровых работ система верхнего привода обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

* Вращение бурильной колонны с регулированием частоты при бурении, проработке и расширении ствола скважины, при подъеме/спуске бурильной колонны;
* Торможение бурильной колонны и её удержание в заданном положении;
* Обеспечение проведения спускоподъемных операций в том числе:
  + проведение операций по спуску обсадных колонн в скважину;
  + наращивание/разборка бурильной колонны свечами и одиночными трубами;
  + свинчивание/развинчивание бурильных труб, докрепление/раскрепление резьбовых соединений переводников и шаровых кранов;
  + подача бурильных труб к стволу/удаление от ствола вертлюга.
* Промывку скважины и одновременное проворачивание бурильной колонны;
* Задание и обеспечение величин крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей шкафа управления, выносной дисплей, пульт управления и на станцию геолого-технических исследований;
* Дистанционное управление;
* Герметизацию внутритрубного пространства шаровыми кранами.

**2.17. Бурение на депрессии: область применения, технология, оборудование.**

**Бурение на депрессии** или UBD, является процедурой, используемой, чтобы пробурить нефтяные и газовые скважины, где давление в стволе скважины сохранено ниже, чем жидкое давление в формировании, которое сверлят. Как хорошо сверлится, потоки жидкости формирования в ствол скважины и до поверхности. Это - противоположность обычной ситуации, где ствол скважины сохранен при давлении выше формирования, чтобы предотвратить жидкость формирования вход хорошо. В таком обычном, «перевешиваемом» хорошо, вторжение в жидкость считают ударом, и если хорошо не лежачий больной, это может привести к [прорыву](http://ru.knowledgr.com/02386690/%d0%9f%d1%80%d0%be%d1%80%d1%8b%d0%b2(%d1%85%d0%be%d1%80%d0%be%d1%88%d0%be%d0%a1%d0%b2%d0%b5%d1%80%d0%bb%d1%8f%d1%89%d0%b8%d0%b9)), опасной ситуации. В бурении на депрессии, однако, есть «[вращающаяся голова](http://ru.knowledgr.com/12944643/%d0%92%d1%80%d0%b0%d1%89%d0%b5%d0%bd%d0%b8%d0%b5%d0%93%d0%be%d0%bb%d0%be%d0%b2%d1%8b)» в поверхности - по существу печать, которая отклоняет произведенные жидкости к сепаратору, позволяя бурильной колонне продолжить вращаться.

Если давление формирования будет относительно высоко, то использование более низкой грязи плотности уменьшит хорошо давление скуки ниже давления поры формирования. Иногда инертный газ введен в грязь бурения, чтобы уменьшить ее эквивалентную плотность и следовательно ее гидростатическое давление повсюду хорошо глубина. Этот газ обычно - азот, поскольку это негорючее и легко доступное, но воздух, уменьшенный кислородный воздух, обработал газ гриппа, и природный газ все использовались этим способом.

Намотанное бурение шланга трубки (CTD) допускает непрерывное бурение и перекачку, и поэтому можете, бурение на депрессии может быть использовано, который может увеличить уровень проникновения (ROP).

В последние годы практически все нефтяные компании России большое внимание уделяют качеству строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов. Для этого широко привлекают новые прогрессивные технологии бурения. Одной из таких технологий является бурение на равновесии или при депрессии на пласты. Вскрытие пластов в условиях депрессии создает предпосылки для сохранения естественного состояния вскрываемых продуктивных пород. Традиционно бурение осуществляется на репрессии, когда давление рскв промывочной жидкости в скважине  выше пластового давления рпл. Следствием этого является проникновение промывочной жидкости (ПЖ) в пласты и их кольматация. Бурение в условиях депрессии, когда рскв ‹ рпл, наоборот, 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.

Одним из наиболее технологичных способов бурения, обеспечивающих вскрытие продуктивных пластов на депрессии, является применение колтюбинга. Колтюбинговый способ бурения (coiled tubing), основанный на использовании безмуфтовых гибких труб, находит широкое развитие при бурении новых скважин и новых стволов из старых скважин. Высокая техническая и экономическая эффективность достигается при бурении наклонных и горизонтальных боковых стволов из существующих скважин. Особенно эффективным колтюбинг может оказаться на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, для реанимирования старого фонда скважин путем зарезки боковых стволов.

**2.18. Особенности бурения и навигации горизонтальных скважин.**

**Горизонтальное бурение** и **Горизонтальное направленное бурение** (ГНБ или [англ.](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%BD%D0%B3%D0%BB%D0%B8%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%8F%D0%B7%D1%8B%D0%BA) *HDD* от *horizontal directional drilling*) — управляемый [бестраншейный метод](https://en.wikipedia.org/wiki/Trenchless_technology) (англ.)[русск.](https://ru.wikipedia.org/w/index.php?title=%D0%91%D0%B5%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%88%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BC%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D1%8B&action=edit&redlink=1) прокладывания подземных [коммуникаций](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%98%D0%BD%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B8), основанный на использовании специальных [буровых](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5) комплексов (установок). Длина прокладки путей может быть от нескольких метров до нескольких километров, а диаметр более 1200 мм. Для защиты коммуникаций применяются трубы из [полиэтилена](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BE%D0%BB%D0%B8%D1%8D%D1%82%D0%B8%D0%BB%D0%B5%D0%BD) (ПНД), [стали](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D0%BB%D1%8C) и других материалов.

Перед началом работ тщательно изучаются свойства и состав грунта, дислокация существующих подземных коммуникаций, оформляются соответствующие разрешения и согласования на производство подземных работ. Осуществляется выборочное зондирование грунтов и, при необходимости, [шурфление](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A8%D1%83%D1%80%D1%84) особо сложных пересечений трассы бурения с существующими коммуникациями. Результаты этих работ имеют определяющее значение для выбора траектории и тактики строительства [скважины](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D0%B0). Особое внимание уделяется оптимальному расположению бурового оборудования на [строительной площадке](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B8%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D0%BF%D0%BB%D0%BE%D1%89%D0%B0%D0%B4%D0%BA%D0%B0) и обеспечению безопасных условий труда буровой бригады и окружающих людей.

Строительство подземных коммуникаций по технологии горизонтального направленного бурения осуществляется в четыре этапа:

* бурение пилотной скважины,
* последовательное расширение скважины,
* протягивание трубопровода,
* заключительный этап.

Важным аспектом в работе является управление оборудованием в процессе бурения, поскольку сам бур находится на отдалении. Горизонтальная технология требует тщательного контроля во избежание плачевных последствий. В работе используется система локации, которая должна воплощать функцию контроля процессов. Система представляет собой специальный зонд, который находится в головке бура. Синхронизация действий зонда производится посредством специальной техники, и оператор регулирует эти действия, находясь на поверхности земли.

Среди прочих действий зонд будет отмечать, под каким углом производится бурение горизонтальных скважин в данный момент, а получаемые сведения отправляются на прибор, с помощью которого оператор производит управление системой. Специалист также отслеживает количество оборотов устройства, температурный режим головки бура. Чем более оперативно сведения будут поступать на пульт, тем выше вероятность, что опасные ситуации будут предусмотрены вовремя.

**2.19. Проектирование процесса промывки. Факторы, влияющие на качество промывки скважин. Особенности промывки наклонно-направленных и горизонтальных скважин.**

Технико-экономическая эффективность строительства **нефтяных** и **газовых** скважин во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента и режимов **бурения**, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, показателей свойств и типов бурового раствора, необходимых количеств химических реагентов и материалов для поддержания их свойств, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа **буровой** установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и географических условий бурения

Для ряда указанных вопросов еще не выработано однозначных, а тем более научно-формализованных правил. При принятии многих решений (выбор режимно-технологических параметров бурения, некоторых свойств **буровых** растворов и др.) оказывается необходимым использовать результаты обобщения промыслово-статического материала, получаемого при **бурении** опорно-технологических и первых разведочных скважин.

Природная группа факторов: термобарические условия в скважине, тектонические нарушения, ФЕС коллектора и степень его неоднородности, положение продуктивных пластов по отношению к подошвенным и пластовым водам.

Влияние природных факторов оценено в настоящее время неполно в следствии сложности моделирования процессов, отсутствия аппаратуры и соответствующих методик.

Технико-технологические факторы:

* состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, кривизна и перегибы ствола, толщина фильтрационной корки);
* конструкция обсадной колоны и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн, расстановка технологической оснастки);
* тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства коррозийная устойчивость тампонажного раствора (камня);
* технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидкости, скорость восходящего потока, соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей, расхаживание и вращение колонн);
* уровень технической оснащенности процесса цементирования.

Организационные факторы:

* уровень квалификации членов тампонажной бригады;
* степень соответствия процесса цементирования технологическому регламенту;
* степень надежности цементировочной схемы.

Наклонно-направленное бурение и горизонтальное бурение с большим отходом забоев скважин от вертикали имеет аспекты, обусловленные геологическими, технико-технологическими и организационными особенностями каждого объекта строительства. Поэтому для достижения высоких показателей качества проводки наклонно-направленных скважин с большим отходом забоев от вертикали и с горизонтальным окончанием ствола необходимо использовать комплексный подход к решению задач оптимизации процессов их строительства. Технология промывки скважин влияет на расходы, превышающие 60% прямых затрат на их строительство. Таким образом, вопросы, связанные с совершенствованием технологии промывки горизонтальных скважин, весьма актуальны, так как свойства промывочной жидкости, ее компонентный состав и гидравлика промывки ствола в значительной степени определяют технико-экономические показатели и качество строительства таких скважин.

**2.20. Осложнения и аварии при бурении скважин; классификация аварий; способы и устройства для ликвидации аварий.**

Авариями в процессе бурения называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Аварии происходят главным образом в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурового **оборудования** и бурильного инструмента и недостаточной квалификации или халатности членов **буровой** бригады.

Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение **бурильного** инструмента и других предметов в скважину. Очень часто прихват инструмента в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию.

Для предотвращения аварий с турбобурами надо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала у каждого турбобура; такая проверка турбобура, поступившего с завода-изготовителя, производится на базе бурового предприятия, а турбобура, поступившего из ремонта, - на **буровой**. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура, поступившего из ремонта, необходимо проверять плавность его запуска при подаче насосов, соответствующей нормальному режиму его работы, осевой люфт вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные нужно заносить в журнал.

Аварии с **бурильными** трубами часто бывают при роторном бурении скважин. Одна из основных причин этих аварий - совокупность всех напряжений, возникающих в трубах, особенно при местных пороках в отдельных трубах. К последним относятся разностенность труб, наличие внутренних напряжений в трубах, особенно в их высаженной части, как следствие неправильно проведенного технологического процесса по изготовлению труб, и дефекты резьбового соединения труб.

К основным причинам возникновения аварий с **бурильными** трубами относится также недостаточная квалификация мастеров, **бурильщиков** и других работников **буровых**бригад.

Наибольшее число аварий с бурильными трубами при бурении гидравлическими забойными двигателями связано с разъеданием резьб промывочной жидкостью.

Основными мерами предупреждения аварий с бурильными трубами являются:

1)организация учета и отработка **бурильных** труб в строгом соответствии с инструкцией;

2)технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и обмером их, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии;

3)организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания **бурения** скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания;

4)обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении;

5)использование предохранительных колпаков или колец, навинчиваемых на резьбу замков;

6)бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

Падение бурильной колонны в скважину, являющееся одним из самых тяжелых видов аварии, происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках **бурильной** колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор. Для предотвращения открытия элеватора при спуске бурильной колонны бурильщикам необходимо хорошо знать состояние ствола скважины, наличие в ней уступов и при приближении к ним замедлять спуск.

**Модуль 3. «Заканчивание скважин» и «Процессы твердения тампонажного раствора и коррозия цементного камня»**

**3.1. Определение понятия заканчивания скважин. Качество заканчивания скважин.**

При вскрытии продуктивного пласта, представляющего какую-то конкретную поровотрещинную среду, с превышением давления промывочных флюидов над давлением пластовых происходит кольматация призабойной части скважины, которая связана с внесением разрушенного материала в пласт, набуханием частиц, образованием эмульсии и адсорбцией молекул промывочных растворов, что снижает проницаемость коллектора. Так, опыт работы скважин показал, что от 30 до 70 % скважин при их вскрытии по обычной технологии не обеспечивают приемистость скважин для добычи серы и требуют специальных обработок (гидроразрыв, солянокислотная ванна и ее обработка, гидроперфорация или торпедирование и т.д.), что увеличивает стоимость сооружения скважин на 20 %.

Выше уже говорилось о способах вскрытия продуктивных пластов, позволяющих избежать кольматации, в дополнение к этому следует отметить работы М.И. Бирчака, в которых выполнен ряд интересных исследований, позволивших разработать и внедрить бурение слабопроницаемых коллекторов с аэрированными растворами ПАВ. Кроме эффекта «бесшламового» вскрытия серного коллектора, использование новой технологии бурения позволило вдвое увеличить скорость бурения скважин и проходку на долото.

Химические методы повышения приемистости скважин основаны на растворимости карбонатного материала осеренных известняков соляной кислотой. За счет растворяющего действия кислоты формируется сеть каналов растворения, образующих пути фильтрации, связывающие малопроницаемые пропластки с участками пласта повышенной проницаемости. В зависимости от характера воздействия кислоты на продуктивный пласт и необходимого радиуса обработки разработаны и внедрены следующие методы:

- кислотной ванны — для очистки поверхности ствола скважины в интервале продуктивного горизонта; солянокислотной обработки, осуществляемый нагнетанием кислоты под давлением, — для интенсивного воздействия соляной кислоты на призабойную зону;

- кислотного подруба, осуществляемый направленными высоконапорными струями кислоты, — для обеспечения повышения приемистости в заданном интервале пласта;

- площадной кислотной подготовки, основанный, на создании депрессивных полей.

Методом кислотной ванны были обработаны сотни скважин и получены положительные результаты. Метод солянокислотной обработки применялся на 80 % пробуренных добычных скважинах. При недостаточном увеличении приемистости скважин в результате первичной обработки проводились повторные кислотные обработки с применением 6—10 м3 соляной кислоты и нагнетанием ее со скоростью 0,1—0,3 м3/мин.

Качество заканчивания скважин оценивается потерями давления на фильтрацию жидкости в призабойной зоне пласта, приведенным радиусом, величинами скин-эффекта и коэффициентом совершенства скважины. При положительном значении скин-эффекта и значительном ( свыше 50 %) перепаде давления, обусловленном дополнительными сопротивлениями при фильтрации жидкости в призабойной зоне, скважину включают в число первоочередных для проведения работ по повышению ее продуктивности.

**3.2. Вскрытие продуктивных пластов при бурении: методы вскрытия продуктивных горизонтов, влияние буровой промывочной жидкости на качество первичного вскрытия.**

Вскрытием продуктивного горизонта (пласта) называется комплекс работ, связанных с его разбуриванием и обеспече\* нием наиболее благоприятных условий для притока нефти или газа в скважину в период ее освоения и эксплуатации.

Главное требование к применяемым методам вскрытия про­дуктивных горизонтов заключается в том, чтобы предотвра­тить снижение проницаемости призабойной зоны пласта под воздействием бурового или тампонажного раствора. Жидкая фаза, отфильтрованная из этих растворов под воздействием раз­ности гидростатического и пластового давлений, проникая в про­дуктивный пласт, вызывает набухание глинистых частиц, со­держащихся в коллекторе, образует водонефтяные эмульсии, вступает в капиллярное взаимодействие с пористой средой, а при взаимодействии с минерализованной пластовой водой об­разует нерастворимые осадки в порах пласта, что в совокуп­ности может привести к резкому снижению проницаемости кол­лектора.

Снижение проницаемости тем больше, чем выше водоотдача растворов, перепад давлений, скорость восходящего потока в затрубном пространстве, температура бурового раствора и чем меньше зазор между бурильной или обсадной колонной и стенками скважины. Загрязнению пласта способствует также проникновение в поры пласта частиц твердой фазы из буро­вого или тампонажного растворов.

Основными направлениями борьбы с отрицательным влия­нием фильтрата промывочных жидкостей при вскрытии плас­тов и освоении скважин являются регулирование перепада дав­лений в системе скважина — пласт путем — изменения плотности буровых растворов; улучшение свойств буровых растворов на водной основе путем добавки специальных ПАВ; применение растворов на нефтяной основе; применение пен и газообразных

агентов; использование метода местной призабойной циркуля­ции.

Особенно важное значение эти мероприятия имеют при вскрытии пластов с низким давлением.

Вскрытие пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно. Под качеством технологии вскрытия пласта и освоения скважин следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (или пропластков) после выполнения соответствующей операции.. Оценку качества вскрытия пластов и освоения скважин следует производить по Временной методике по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин.

Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов. В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя. Конструкцию забоя следует выбирать по РД.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин.

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра или хвостовика. В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются и водозакрывающая колонна является эксплуатационной.

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта.

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

**3.3. Конструкция скважины: требования к конструкции скважины, факторы, определяющие конструкцию скважины, особенности проектирования скважин в различных геолого-геофизических условиях строительства.**

Общий порядокпроектирования конструкции скважины при этом способе такой же, как при вращательном бурении, однако имеются некоторые особенности. Последние заключаются в широко применяемом при ударно-канатном бурении принудительном спуске обсадных колонн, что обусловливает их небольшой выход. Для надежной изоляции пересекаемых пластов необходимо обеспечить внедрение башмаков обсадных труб в водоупорные породы. Исключение составляет эксплуатационная колонна, башмак которой должен входить в водоносный пласт на 1 - 2 м ниже кровли.

Исходные данные кпроектированию конструкции скважины следующие: назначение и глубина скважины; геологический разрез и особенности бурения в данном районе; интервалы залегания, а также характеристика проницаемых го ризонтов и продуктивной залежи.

Это допустимо припроектировании конструкций скважины.

Таким образом, принципыпроектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими факторами.

В зависимости от назначения скважин конструкция может существенно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

* надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов;
* получение максимального количества горно-геологической и физической информации по вскрываемому скважиной разрезу;
* возможность оперативного контроля за вероятным межколонным или заколонным перетоком флюидов;
* длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины;
* конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне;
* быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций);
* эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины;
* возможность аварийного глушения скважины;
* возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Кроме перечисленных, конструкция скважины должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, основными из которых являются:

* хорошая гидравлическая характеристика (минимум сопротивлений);
* максимально возможное использование пластовой энергии в процессе подъема продукции на дневную поверхность за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и конструкции забоя;
* возможность проведения всех видов исследований известными и перспективными глубинными приборами;
* проведение всех технологических операций в скважине, в том числе и по воздействию на продуктивный горизонт;
* применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования, в том числе и с большими нагрузками на стенку скважины (колонны).

**3.4. Способы заканчивания скважин. Выбор и обоснование конструкции скважины в интервале продуктивного пласта. Особенности заканчивания горизонтальных скважин.**

Способ заканчивания скважин включает бурение из-под кондуктора, спуск и цементирование технической колонны, первичное вскрытие продуктивного пласта, спуск и цементирование "хвостовика", снижение уровня жидкости в скважине и вторичное вскрытие продуктивного пласта, при этом бурение из-под кондуктора и спуск технической колонны осуществляют до кровли продуктивного пласта, а цементирование ее - до устья скважины, в результате чего техническая колонна перекрывает высоконапорные водопроявляющие пласты, причем первичное вскрытие, цементирование "хвостовика" и вторичное вскрытие проводят "на равновесии" или при отрицательном дифференциальном давлении. Способ обеспечивает повышение качества вскрытия продуктивных отложений путем снижения величины репрессий при проведении технологических операций по заканчиванию скважин.

Обоснование и расчёт конструкции скважины составляют один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечивать выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие водоносного горизонта и проведение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине.

Конструкция скважины зависит от сложности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов. Она должна удовлетворять требованиям Правил безопасности, которые были утверждены Постановлением Госгортехнадзором России, а также требованиям по охране недр и защите окружающей среды.

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и др. Поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы различные варианты заканчива­ния горизонтальных скважин с использованием перфорированной потай­ной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная потайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними па-керами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается гори­зонтальным участком ствола скважины, и если геомеханическая характе­ристика пласта позволяет,неповрежденный горизонтальный ствол не це­ментируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае, при наличии трещин, пересече­нии нескольких пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол  
может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать  
выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из га­  
зовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2.         В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик це­  
ментируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементиро­  
вание  (с пакерами или без них)  может быть необходимо для изоляции  
верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежела­  
тельно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода).  
При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование  
горизонтального участка; при гидроразрыве пласта требуется цементиро­  
вать весь участок.

**3.5. Типы обсадных колонн и их назначение.**

Обсадные колонны по своему назначению подразделяются следующим образом.  
*Направление (или направляющая)* - колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленный шурф или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направления забивают в породу, как сваю.

*Кондуктор* - колонна обсадных труб - предназначен для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колон.

*Промежуточная обсадная колонна* - служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин. Их может быть несколько.

*Эксплуатационная колонна* - последняя (в порядке установки) колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и извлечения из скважины нефти, воды, песка, газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости  
или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов;

* сплошные - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;
* потайные - для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;
* летучки - специальные промежуточные обсадные колонн (установленные впотай), служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

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

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое количество рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн - поворотные или сменные.

**3.6. Обсадные трубы, типы соединений обсадных труб, выбор обсадных труб.**

Обсадная – это труба, которая используется для бурения разного рода скважин. Такова трактовка по ГОСТ 632-80. При этом такие скважины могут подавать воду в дома. Кроме того, такие изделия широко используются в промышленности, например, для буронабивных свай.

Основная задача обсадной трубы – предотвращение осыпания стенок скважины вовнутрь.

Такие трубы устанавливаются так:

* Когда скважина готова, в нее опускается колонна обсадных труб.
* В результате между стенкой скважины и трубой образуется пространство, которое заливается бетоном.
* После этого в обсадные опускаются трубы для выполнения технологического процесса.
* Затем выполняется монтаж оснащения.

Имеется три вида [обсадных труб](http://vseoburenii.ru/fundament/obsadnaya-truba-eto.html): стальные, пластиковые и асбестоцементные. **Их выбор полностью обусловлен конкретными обстоятельствами: глубиной скважины, типом грунта, технологией бурения.**Для определения глубины залегания водоносного пласта стоит побеседовать с ближайшими соседями, которые уже бурили водоскважины.

До недавнего время наибольшей популярностью пользовались конструкции из металла, сегодня все больше пользуются заслуженным спросом изделия из пластика. Они обладают рядом значимых преимуществ. Это устойчивость к большим нагрузкам, высокая прочность и большой срок службы, достигающий 50 лет.

Сферы применения тоже достаточно разнообразны. Это укрепление нефтяных и газовых скважин. С их помощью производится предотвращение осыпания стен скважин, устройство которых проходит в неустойчивом грунте.

Соединить трубы можно тремя методами: при помощи резьбы, сварки и раструба.

Если трубы из асбестоцемента, то здесь существует только один способ стыковки – при помощи муфт.

Чтобы разобраться, какой метод стыковки лучше, надо знать, что самое главное для трубы – это ее герметичность. Отсюда понятно, что резьбовое соединение будет самым лучшим вариантом, оно полностью гарантирует герметичность.

**3.7. Освоение скважин и вызов притока из продуктивных горизонтов.**

Освоение скважин (а. well соmpletion; н. Inproduktionssetzen der Sonde; ф. соmpletion des puits; и. habilitacion de pozos, potenciacion de sondeos, poner en explotacion pozos, poner en marcha sondeos) — комплекс работ по вызову притока пластового[флюида](http://www.mining-enc.ru/f/flyuid/) из [продуктивных горизонтов](http://www.mining-enc.ru/p/produktivnyj-gorizont/) на поверхность с целью достижения проектной производительности [скважины](http://www.mining-enc.ru/b/burovaya-skvazhina/).

Освоение скважин проводится после вскрытия [пласта](http://www.mining-enc.ru/p/plast/) и проведения работ, связанных с монтажом наземного и скважинного оборудования. При эксплуатации скважиной нескольких продуктивных [горизонтов](http://www.mining-enc.ru/g/gorizont/) освоение скважин проводят последовательно, в основном сверху вниз. Освоение скважин осуществляется посредством снижения давления столба промывочной жидкости в скважине ниже пластового; при этом создается [депрессия](http://www.mining-enc.ru/d/depressiya/) на пласт, благодаря которой и происходит вызов притока пластового флюида. Для этого в случае, когда [пластовое давление](http://www.mining-enc.ru/p/plastovoe-davlenie/) выше гидростатического, заменяют тяжёлую промывочную жидкость на[воду](http://www.mining-enc.ru/v/voda/), а затем (если нет притока флюида) на [нефть](http://www.mining-enc.ru/n/neft/) ([газовый конденсат](http://www.mining-enc.ru/g/gazovyj-kondensat/)). Если пластовое давление не превышает гидростатическое, а пласт хорошо [проницаем](http://www.mining-enc.ru/p/pronicaemost/) и незагрязнён, освоение скважин достигается снижением уровня жидкости следующими способами: газированием промывочной жидкости воздухом (эрлифт) или [газом](http://www.mining-enc.ru/g/gazy-prirodnye-goryuchie/) (газлифт), а также [свабированием](http://www.mining-enc.ru/s/svabirovanie-/) и откачкой жидкости насосом. В случае низкой проницаемости или сильной загрязнённости пласта перед освоением скважин выполняют работы по интенсификации притока пластового флюида в скважину. Если пластовое давление значительно ниже гидростатического, работы по освоению скважин проводят с использованием поверхностно-активных веществ. При положительных результатах освоения скважину, после испытания на различных режимах, передают в эксплуатацию.

Вызов притока из продуктивных пластов с высоким плас­товым давлением легко достигается в результате замещения бурового раствора в скважине жидкостью с меньшей плотно­стью, чаще всего водой или нефтью. Для замещения бурового раствора в скважине с оборудованным фонтанной арматурой устьем спускают колонну насосно-компрессорных труб; нижний ее конец должен располагаться у кровли продуктив­ного пласта. Замещающая жидкость (вода, нефть) подается буровым насосом в межтрубное пространство, а буровой раствор вытесняется по колонне насосно-компрессорных труб.

Как только депрессия на пласт вызовет его проявление, начнется приток в скважину с быстро нарастающей интен­сивностью. В этот начальный момент необходимо принять меры по ограничению притока, чтобы стремительное движе­ние пластовой жидкости в коллекторе низкой механической прочности не вызвало его разрушения и выноса значительно­го количества твердых частиц в ствол скважины. Накопление твердых частиц в скважине может привести к образованию пробок и прихвату насосно-компрессорных труб.

Весьма распространен вызов притока с помощью ком­прессора. В этом случае плотность бурового раствора снижа­ют закачкой в него воздуха или газа. Иногда вначале в сква­жину подают аэрированную воду и затем переходят к закач­ке воздуха или газа.

В поисковых скважинах приток пластового флюида чаще вызывают снижением уровня бурового раствора в скважине. Откачивать буровой раствор из скважины можно эрлифтом, погружным насосом, с помощью желонки на канате (тарта­ние) или сваба (своеобразного поршня), спускаемого в ко­лонну насосно-комирессорных труб на канате (свабирова-ние). Продолжительность откачки до возбуждения притока из пласта зависит от состояния пласта, его свойств и в неко­торых случаях может затягиваться на длительный срок.

Скважина, давшая стабильный промышленный приток, подлежит передаче в эксплуатацию. В условиях поисково-раз­ведочного бурения, когда еще отсутствует система хранения и транспорта нефти и газа, скважины с промышленным при­током консервируют заливкой глинистым раствором повы­шенной вязкости до ввода в эксплуатацию после обустройст­ва нефтегазодобывающего предприятия.

**3.8. Спуск обсадных колонн и хвостовиков в скважину (способы и технология спуска).**

Перед спуском обсадных труб, они шаблонируются шаблоном соответствующего размера. Трубы, через которые шаблон не проходит, бракуют и заменяют новыми. Свинчивание обсадных труб производят с определенной величиной натяга. Для труб с треугольным профилем резьбы натяг контролируется величиной момента, которая зависит от диаметра труб, и числом не завернутых витков резьбы, которое не должно быть более трех-четырех. Для труб с трапецеидальным профилем резьбы натяг контролируется метками, нанесенными на поверхности муфты и ниппеля.

Спуск колонны осуществляют в один прием, т.е. сразу до забоя, или по частям - секционный способ спуска.

Первый способ применяют, когда грузоподъемность буровой установки соответствует весу обсадной колонны; когда в течение2-3 суток отсутствия циркуляции не происходит осложнение ствола скважины; когда имеется весь ассортимент труб, определенный расчетами и когда гидравлическая мощность имеющихся цементировочных агрегатов обеспечит подъем тампонажного раствора в заколонном пространстве на требуемую высоту.

В процессе спуска колонны, в особенности, когда она оборудована обратным клапаном, во избежание смятия требуется периодически доливать ее промывочной жидкостью. Долив ее, обычно производят через каждые 300-400 м, а иногда и чаше. В этом случае лучше использовать обратные клапаны диафрагменного типа. Однако и в этом случае для избежания газирования раствора, также требуется проводить промежуточные промывки, которые осуществляют через 500-600 м. Промывку ведут в течении одного цикла циркуляции для данной глубины спуска, а при сильном газировании раствора - до полного удаления газа из него.

По окончании спуска всей колонны, скважину, как правило, промывают в течении одного-двух циклов. Восстанавливать циркуляцию при этом, во избежание поглощения, следует с малой скоростью, увеличивать скорость подачи следует только после разрушения тикстропной структуры промывочной жидкости. Желательно при этом рассматривать возможность расхаживания колонны либо ее вращение. Затем производят докрепление резьбовых соединений машинными ключами с контролем крутящего момента.

Спуск длинных колонн занимает длительное время, иногда 2-3 суток. При этом увеличивается вероятность возникновения осложнений в виде обвалов, осыпей, прихватов и т.д., которые вызывают недохождение колонны до проектной глубины.

В этих случаях осуществляют спуск колонны в несколько приемов. Секционный спуск колонны осуществляют в следующих случаях:

1. Когда вес обсадной колонны превышает грузоподъемность буровой установки;

2. Когда отсутствие циркуляции в течении 1-2 суток приведет к осложнениям в стволе скважины;

3. Когда отсутствует требуемый ассортимент труб и гидравлическая мощность цементировочных агрегатов не обеспечивает подъема тампонажного раствора на требуемую высоту.

Крепление скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

- перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

- надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;

- применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

- экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

**3.9. Освоение скважин и вызов притока из продуктивных горизонтов.**

Освоение скважин (а. well соmpletion; н. Inproduktionssetzen der Sonde; ф. соmpletion des puits; и. habilitacion de pozos, potenciacion de sondeos, poner en explotacion pozos, poner en marcha sondeos) — комплекс работ по вызову притока пластового[флюида](http://www.mining-enc.ru/f/flyuid/) из [продуктивных горизонтов](http://www.mining-enc.ru/p/produktivnyj-gorizont/) на поверхность с целью достижения проектной производительности [скважины](http://www.mining-enc.ru/b/burovaya-skvazhina/).

Освоение скважин проводится после вскрытия [пласта](http://www.mining-enc.ru/p/plast/) и проведения работ, связанных с монтажом наземного и скважинного оборудования. При эксплуатации скважиной нескольких продуктивных [горизонтов](http://www.mining-enc.ru/g/gorizont/) освоение скважин проводят последовательно, в основном сверху вниз. Освоение скважин осуществляется посредством снижения давления столба промывочной жидкости в скважине ниже пластового; при этом создается [депрессия](http://www.mining-enc.ru/d/depressiya/) на пласт, благодаря которой и происходит вызов притока пластового флюида. Для этого в случае, когда [пластовое давление](http://www.mining-enc.ru/p/plastovoe-davlenie/) выше гидростатического, заменяют тяжёлую промывочную жидкость на[воду](http://www.mining-enc.ru/v/voda/), а затем (если нет притока флюида) на [нефть](http://www.mining-enc.ru/n/neft/) ([газовый конденсат](http://www.mining-enc.ru/g/gazovyj-kondensat/)). Если пластовое давление не превышает гидростатическое, а пласт хорошо [проницаем](http://www.mining-enc.ru/p/pronicaemost/) и незагрязнён, освоение скважин достигается снижением уровня жидкости следующими способами: газированием промывочной жидкости воздухом (эрлифт) или [газом](http://www.mining-enc.ru/g/gazy-prirodnye-goryuchie/) (газлифт), а также [свабированием](http://www.mining-enc.ru/s/svabirovanie-/) и откачкой жидкости насосом. В случае низкой проницаемости или сильной загрязнённости пласта перед освоением скважин выполняют работы по интенсификации притока пластового флюида в скважину. Если пластовое давление значительно ниже гидростатического, работы по освоению скважин проводят с использованием поверхностно-активных веществ. При положительных результатах освоения скважину, после испытания на различных режимах, передают в эксплуатацию.

Вызов притока из продуктивных пластов с высоким плас­товым давлением легко достигается в результате замещения бурового раствора в скважине жидкостью с меньшей плотно­стью, чаще всего водой или нефтью. Для замещения бурового раствора в скважине с оборудованным фонтанной арматурой устьем спускают колонну насосно-компрессорных труб; нижний ее конец должен располагаться у кровли продуктив­ного пласта. Замещающая жидкость (вода, нефть) подается буровым насосом в межтрубное пространство, а буровой раствор вытесняется по колонне насосно-компрессорных труб.

Как только депрессия на пласт вызовет его проявление, начнется приток в скважину с быстро нарастающей интен­сивностью. В этот начальный момент необходимо принять меры по ограничению притока, чтобы стремительное движе­ние пластовой жидкости в коллекторе низкой механической прочности не вызвало его разрушения и выноса значительно­го количества твердых частиц в ствол скважины. Накопление твердых частиц в скважине может привести к образованию пробок и прихвату насосно-компрессорных труб.

Весьма распространен вызов притока с помощью ком­прессора. В этом случае плотность бурового раствора снижа­ют закачкой в него воздуха или газа. Иногда вначале в сква­жину подают аэрированную воду и затем переходят к закач­ке воздуха или газа.

В поисковых скважинах приток пластового флюида чаще вызывают снижением уровня бурового раствора в скважине. Откачивать буровой раствор из скважины можно эрлифтом, погружным насосом, с помощью желонки на канате (тарта­ние) или сваба (своеобразного поршня), спускаемого в ко­лонну насосно-комирессорных труб на канате (свабирова-ние). Продолжительность откачки до возбуждения притока из пласта зависит от состояния пласта, его свойств и в неко­торых случаях может затягиваться на длительный срок.

Скважина, давшая стабильный промышленный приток, подлежит передаче в эксплуатацию. В условиях поисково-раз­ведочного бурения, когда еще отсутствует система хранения и транспорта нефти и газа, скважины с промышленным при­током консервируют заливкой глинистым раствором повы­шенной вязкости до ввода в эксплуатацию после обустройст­ва нефтегазодобывающего предприятия.

**3.10. Вторичное вскрытие продуктивных пластов (виды перфорации, конструктивные и технологические особенности, требования к выбору технологии, перфорационные жидкости).**

Во время строительства газовых и нефтяных скважин основной задачей является качественное вскрытие продуктивного пласта. От того насколько грамотно будут осуществлены работы, зависит будущая производительность скважины. Само по себе вскрытие продуктивного пласта - это проникновение забоя в продуктивный пласт и пересечение этого пласта стволом скважины.

Вскрытие продуктивных пластов можно подразделить на два вида:

* Первичное вскрытие – бурение скважины;
* **Вторичное вскрытие** – перфорация обсадной колонны на уровне разрабатываемого продуктивного пласта.

Сущность процесса **вторичного вскрытия** пластов - создание каналов в цементном кольце, обсадной колонне и участках горных пород, загрязнённых в процессе бурения скважины частицами бурового раствора. Главной задачей при проведении данных работ является создание гидродинамических связей между скважинами и продуктивными пластами. При этом необходимо минимизировать любые негативные воздействия на коллекторские качества ПРП (призабойной зоны пласта) и не нарушить обсадные колонны и цементное кольцо.

Одной из важнейших операций, которые оказывают влияние на дальнейшую эффективную эксплуатацию скважин, является **вторичное вскрытие** пластов.

В зависимости от сложности поставленной задачи, скважинных условий  и характеристик пласта-коллектора применяются кумулятивная, гидромеханическая или сверлящая перфорация. Основная часть работ по данному виду вскрытия нефтегазоносных пластов в настоящий момент осуществляется при помощи

метода кумулятивной перфорации. Его доля составляет до 90% от общего числа вторично вскрываемых продуктивных пластов. Такую популярность кумулятивная перфорация получила за счёт того, что этот метод достаточно прост, не отнимает много времени и имеет относительно невысокую стоимость работ и применяемых материалов.

Все существующие в настоящий момент методы **вторичного вскрытия** можно условно разделить следующим образом:

* Безударное вскрытие, которое  также подразделяется на вскрытие сплошное и вскрытие точечным способом перфорации;
* Ударно-взрывное вскрытие, которое делится на кумулятивную и пулевую перфорацию.
* Вскрытие при помощи щелевой перфорации

Наиболее эффективным из них является метод щелевой перфорации. Он гарантирует самую высокую (сравнительно с другими методами) производительность скважины. Однако у данного метода на сегодня есть существенный недостаток, из-за которого он пока не нашёл широкого применения – это увеличение (приблизительно на 24 часа) проведения работ. Хотя в дальнейшем этот недостаток с лихвой окупается.

**3.11. Виды тампонажных материалов. Портландцемент (способ получения, химический и минералогический состав).**

В зависимости от вида вяжущего материала **тампонажные материалы делятся на:**

1) тампонажный цемент на основе портландцемента;

2) тампонажный цемент на основе доменных шлаков;

3) тампонажный цемент на основе известково-песчаных смесей;

4) прочие тампонажные цементы (белиловые и др.).

При цементировании скважин применяют только два первых вида - тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования:

подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;

структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро;

цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

В зависимости от добавок тампонажные цементы и их растворы подразделяют на:

песчаные,

волокнистые,

гельцементные,

пуццолановые,

сульфатостойкие,

расширяющиеся,

облегченные с низким показателем фильтрации,

водоэмульсионные,

нефте-цементные и др.

Портландцементом называют гидравлическое вяжущее вещество, получаемое путем тонкого помола портландцементного клинкера с добавкой гипса. Двуводный гипс в количестве 1,5 … 3,5% вводят для регулирования сроков схватывания портландцемента.

Портландцементный клинкер – продукт обжига до спекания сырьевой тонкодисперсной однородной смеси, состоящей преимущественно из известняка и глины. Такой состав сырья обеспечивает преобладание в клинкере высокоосновных силикатов кальция.

Различают следующие основные разновидности портландцемента:

1) Бездобавочный – введение активных минеральных добавок не допускается, получают помолом лишь портландцементного клинкера с добавкой гипса. Бездобавочный портландцемент имеет в сокращенном обозначении индекс Д0.

2) Портландцемент с активными минеральными добавками. Так называют вяжущие, получаемые совместным помолом портландцементного клинкера и активной минеральной добавки, либо их смешиванием после раздельного измельчения. В качестве подобных добавок используют горные породы (диатомит, трепел, опока, вулканический пепел, пемза и т.д.) и твердые или пылеобразные отходы промышленности (доменные шлаки, нефелиновый шлам, золы уноса ТЭЦ), состоящие преимущественно из аморфного кремнезема.

**3.12. Свойства тампонажного раствора и камня, методы определения основных параметров.**

## Свойства цементного раствора (ЦР). Водосодержание. Многие свойства тампонажных растворов (подвижность, плотность, седиментационная устойчивость и др.) определяются водосодержанием, которое, в свою очередь, зависит от химической природы цементного порошка, его удельной поверхности и конфигурации смачиваемой поверхности.

Водосодержание косвенно характеризуется водоцементным отношением (В/Ц).

Для цементов типа IиII(бездобавочного и с минеральными добавками) В/Ц=0,4÷0,6 (но при оценке их качества В/Ц строго регламентировано и должно быть 0,5);

для облегченного цемента В/Ц=0,6÷1,3;

для утяжеленного цемента В/Ц=0,3÷0,4.

Подвижность.Для подбора рецептуры тампонажного раствора и оценки времени сохранения его прокачиваемости в условиях проведения тампонажных работ применяют реологические характеристики, которые легко определить. Это определение растекаемости по конусу, основанное на измерении диаметра расплыва тампонажного раствора, который помещают в коническую форму стандартных размеров, установленную на стеклянную поверхность, после того как форму поднимают с поверхности вертикально вверх.

Растекаемость портландцементного раствора при В/Ц=0,5 должна быть не ниже 200 мм.

Плотность– с помощью АБР-2 или рычажных весов.

Фильтрационные свойства ТРхарактеризуются:

1. величиной седиментационного водоотделения, характеризующей объемную долю жидкой фазы, выделяющуюся из единицы объема ТР, помещенного в сосуд определенных геометрических размеров, за два часа.
2. Водоотдачей, определяемой с помощью ВМ-6 или с помощью установки УВЦ, позволяющей имитировать условия скважины (максимальное рабочее давление 100 МПа и максимальная температура до +250OC).

Скорость затвердевания

После окончания закачки и продавки тампонажного раствора его структурообразование происходит в покое. Для определения скорости затвердевания пользуются иглой Вика. Метод заключается в измерении глубины погружения в испытуемый материал, помещённый в сосуд стандартных размеров, иглы диаметром 1 мм под действием стержня массой 0,3 кг. Фиксируют начало схватывания, когда игла не доходит до дна сосуда (кольцо Вика) на 1 мм, и конец схватывания, когда игла погружается в тело не более, чем на 1 мм.

Для условий высоких давлений и температур сроки схватывания определяют с помощью специальных автоклавов.

## Свойства цементного камня (ЦК). Прочность ЦК характеризуется предельным сопротивлением сжатию - σсж; растяжению σри изгибу σизг., измеряемыми в МПа или кг/см2. Для этого изготовленные определённым образом образцы ЦК (балочки) стандартных размеров испытывают на прочность согласно ГОСТа. По требованиямAPI(АНИ) определяют сопротивление сжатию цилиндрических образцов.

Сопротивление ЦК разрушению неодинаково при различных способах нагружения: σизгсоставляет 0,25÷0,5 σсж; σр– 0,1÷0,15 σсж. На ранних стадиях твердения разница меньше, чем на поздних стадиях. Например, прочность при изгибе (в возрасте 2х суток), МПа, должна быть не менее:

Контракция– уменьшение суммарного объема системы в химических или в физических процессах. В результате контракции сумма истинных объемов конечных продуктов химических процессов, приводящих к затвердеванию, меньше суммы объемов исходных продуктов. Внешнее проявление эффекта контракции заключается в развитии разряжения на поверхности твердеющего цементного камня, что способствует всасыванию контактирующих с ним воды, нефти и газа.

Проницаемость– способность пропускать через себя жидкость или газ при определённом перепаде давления. Для обеспечения надёжного разделения пластов цементный камень в затрубном пространстве должен иметь минимальную проницаемость.

**3.13. Требования ГОСТ 1581 – 96 к тампонажным портландцементам.**

Портландцементный клинкер по химическому составу должен соответствовать технологическому регламенту. Массовая доля оксида магния MgО в клинкере не должна быть более 5,0%.

Минералогический состав клинкера для сульфатостойких тампонажных цементов должен соответствовать значениям, указанным в [таблице 6](http://www.docload.ru/Basesdoc/6/6459/index.htm#i196842).

Таблица 6                                                                                                              В процентах

| Наименование показателя | Значение для клинкера цемента типа и сульфатостойкости | | |
| --- | --- | --- | --- |
| I, II, III | I-G и I-H | |
| СС | СС-1 | СС-2 |
| Содержание трехкальциевого силиката C3S: |  |  |  |
| не менее | - | 48 | 48 |
| не более | - | 65 | 58 |
| Содержание трехкальциевого алюмината C3А, не более | 5 | 3 | 8 |
| Сумма трехкальциевого алюмината С3А и четырехкальциевого алюмоферрита С4АF, не более | 22 | 24\* | - |
| \* Сумма четырехкальциевого алюмоферрита и удвоенного содержания трехкальциевого алюмината | | | |

Гипсовый камень - по [ГОСТ 4013](http://www.docload.ru/Basesdoc/3/3539/index.htm). Допускается применение других материалов, содержащих сульфат кальция, по соответствующим нормативным документам.

Минеральные добавки - по соответствующим нормативным документам.

Специальные добавки (облегчающие и утяжеляющие), регулирующие плотность цементного теста, - по соответствующим нормативным документам. Облегчающие и утяжеляющие добавки должны обеспечивать получение цемента плотностью, указанной в [таблице 3](http://www.docload.ru/Basesdoc/6/6459/index.htm#i155410), и не должны вызывать деструкцию и коррозию цементного камня.

Технологические добавки, регулирующие основные тампонажно-технические свойства цемента, и технологические добавки, применяемые для интенсификации помола, - по соответствующим нормативным документам.

Содержание добавок, вводимых в цемент при помоле, не должно быть больше значений, указанных в таблице 7.

Таблица 6                                                                                   В процентах массы цемента

| Тип цемента | Значение для добавок (в пересчете на сухое вещество добавки) | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ускорителей твердения | замедлителей загустевания | пластифицирующих | гидрофобизирующих | водоудерживающих | интенсификаторов помола, в том числе органических\* |
| I, II, III | 0,5 | 0,3 | 0,5 | 0,5 | 1,5 | 1,00 |
| \* Органических добавок не должно быть более 0,15% | | | | | | |

**3.14. Облегченные и утяжеленные тампонажные растворы (способы получения, область применения).**

Облегченный тампонажный раствор образуется в процессе закачки в скважину отдельно цементного раствора, заранее приготовленного водного раствора и раствора облегчающих добавок. Смешивание этих растворов происходит в специальном коллекторе-смесителе за счет напора струи прокачиваемых растворов.

Облегченные тампонажные растворы с короткими сроками схватывания приготовляют также из смеси портландцемента с глинопорошком в соотношении примерно 7: 3 по массе при относительном водосодержании 0 9 - 1 2 с добавкой в качестве ускорителя схватывания сернокислого глинозема. Оптимальную добавку глинозема выбирают с учетом температуры и глубины зоны поглощения.

Облегченные тампонажные растворы с высоким водоцементным отношением имеют большую величину пор и, как следствие, высокий коэффициент диффузии. Однако в этих растворах, но с добавками диатомита, опоки и других материалов концентрация извести в капиллярах камня пониженная и, следовательно, скорость выщелачивания меньше, что в той или иной мере компенсирует эффект повышенной пористости камня. Вяжущие вещества на основе шлаков характеризуются низкой концентрацией извести в жидкой фазе и умеренной пористостью, поэтому выщелачиваемость извести из них будет понижена. Добавка песка в цементные и шлаковые смеси снижает их основность, а все термостойкие добавки повышают стойкость образуемого из этих растворов камня к коррозии выщелачивания.

**Утяжеленный тампонажный портландцемент.** Про­водка скважин в сложных условиях при высоких пла­стовых давлениях осуществляется с помощью так назы­ваемых утяжеленных глинистых растворов. Плотность этих растворов достигает 2,0—2,25 г/см3. Для доброка­чественного цементирования в таких условиях необходи­мо, чтобы плотность цементного раствора, применяемого для производства тампонажных работ, превышала плот­ность глинистого раствора, применявшегося при бурении скважины на 0,25—0,30 кг/м3. Цементные растворы с такой плотностью используют для того, чтобы обеспе­чить более полное вытеснение из затрубного простран­ства тяжелого глинистого раствора.

Достаточная полнота и хорошее качество цементи­рования обеспечивают надежное крепление и изоляцию скважины от прорыва пластовых вод или других ослож­нений. В этих условиях рекомендуется использовать утя­желенный тампонажный портландцемент, получаемый путем совместного тонкого измельчения 50—60% цемент­ного клинкера с добавкой гипса и не более 70% утяже­ляющей добавки — железной руды в виде магнетита, гематита, тяжелого шпата со средней плотностью не менее 3,5 кг/м3. Возможно предварительное измельчение компонентов с последующим их смешиванием. Испыты­вают этот цемент с определенным количеством воды при стандартной растекаемости цементного теста. Предел прочности такого цемента при изгибе через 2 сут не ме­нее 1,0 МПа для холодных и 2,0 МПа для горячих сква­жин.

**3.15. Тампонажные материалы для повышенных и высоких температур.**

Наиболее широко в практике цементирования скважин применяются тампонажные портландцементы. Они наиболее доступны и наиболее распространены, имеют значительный исторический опыт исследований и применения. Выпускают их трех разновидностей. Бездобавочный, может содержать только добавку гипса; портландцементы содержащие до 25 % минеральных добавок (инертных добавок не более 10 %, а активных не более 20 %); содержащие до 75 % специальных минеральных добавок (утяжеляющих, облегчающих, повышающих термостойкость). Некоторые физико-механические свойства и состав портландцементов ряда заводов изготовителей представлены (таблица 21).

# Рекомендуемые температуры использования тампонажных портландцементов: 323 К, 323-373 К, 373-423 К. Бездобавочный портландцемент применять при температуре более 70 градусов по Цельсию нельзя. Это связано со следующим: при твердении растворов из портландцементов в нормальных условиях (Т=293К, Р=0,1 МПа) структура затвердевающего камня представлена, в основном, гидросиликатами кальция с различной основностью (большей частью высокоосновными гидросиликатами кальция) и гидроалюминатами кальция, которые способствуют формированию прочного, малопроницаемого камня. Прочность цементного камня со временем увеличивается, а его проницаемость уменьшается.

Тампонажный песчанистый портландцемент при содержании измельчённого кварцевого песка более 30 % термостоек до 473 К, но лучшие прочностные свойства имеет в температурном интервале от 373 до 433 К. Раствор из него схватывается при высоких температурах почти так быстро, как из портландцемента без добавок.

В условиях повышенных температур в фазовом составе це­ментного камня образуется a - двухкальциевый гидросиликат, обла­дающий низкими прочностными свойствами и являющийся инерт­ным в смысле образования вяжущего вещества. Его содержание находится в прямой зависимости от содержания алита. Кроме то­го, в этих условиях происходит уменьшение содержания воды в гидратах и фазовые переходы высокоосновных гидросиликатов в низкоосновные, сопровождающиеся изменением их плотности и естественно их размеров.

**3.16. Расчет процесса цементирования. Оценка качества цементирования.**

Способ цементирования зависит от геологических условий разбуриваемой площади, высоты подъема тампонажного раствора, опасности возникновения газопроявлений, наличия необходимого количества цементировочной техники, технологической оснастки и т.д. Можно выбрать прямой (одноступенчатый, многоступенчатый, с разрывом во времени, без разрыва во времени), обратный, метод встречных заливок и др.

Расчет процесса цементирования делится на следующие этапы:

* обоснование необходимой плотности тампонажного раствора;
* определение вида и потребного количества материалов (цемента, модифицирующих добавок, реагентов, воды для приготовления тампонажных растворов);
* обоснование вида и определение объемов продавочной и буферной жидкостей;
* расчет необходимого количества цементировочной техники по видам;
* обоснование схемы расстановки цементировочной техники;
* определение режимов работы цементировочной техники (расчет процесса закачивания и продавливания тампонажного раствора);
* определение планируемого времени цементирования, корректировка рецептуры тампонажного раствора.

Для оценки качества цементирования скважин необходимо, как правило, применять оптимальный комплекс геофизических исследований (термометрия, радиоактивный и акустический методы).

Метод термометрии следует применять в случае невозможности использования радиоактивного и акустического методов из-за ограничений (малый диаметр скважины, небольшая разница в плотностях бурового и тампонажного растворов и т.д.)

Не рекомендуется использовать метод термометрии по истечении времени тепловыделения формирующимся цементным камнем, а также в высокотемпературных скважинах и обсадных колоннах, зацементированных шлаковым или гельцементным раствором.

При разнице в плотностях бурового и тампонажного растворов более   
0,3 г/см3 для оценки характера распределения цементного камня за колонной, изменения его плотности, а также эксцентриситета колонны рекомендуется применять радиоактивные цементомеры ЦМТУ-1 и СГДГ-2.

Для определения состояния контакта цементного камня с колонной и породой следует применять акустические цементомеры АКЦ-1 или AKЦ-2.

В целях получения наибольшей информации о качестве цементирования скважин рекомендуется проводить комплексные исследования термометрией, акустическим и радиоактивный цементомерами до и после вскрытия продуктивных пластов перфорацией.

Герметичность обсадной колонны, резьб, оснастки и зацементированного интервала проверяют путем опрессовки. Продавочную жидкость в колонне заменяют на воду. При опрессовке внутреннее давление должно быть не менее чем на 10 % выше, чем ожидаемое давление в период опробывания или эксплуатации скважины.

**3.17. Способы цементирования, технология проведения работ.**

**Цементирование** – процесс заполнения заданного интервала скважины суспензией вяжущих материалов, способной в покое загустевать и превращаться в твердое, непроницаемое тело.

**Существует несколько способов цементирования:**

- способы первичного цементирования (одноступенчатое, многоступенчатое, обратное, манжетное);

- способы вторичного (ремонтно-исправительного) цементирования;

- способы установки разделительных цементных мостов.

**Одноступенчатое цементирование** - тампонажный раствор закачивают в объеме, необходимом для заполнения заданного интервала кольцевого пространства скважины и участка О.К. ниже обратного клапана, а продавочная жидкость – в объеме, необходимом для заполнения внутренней полости колонны выше обратного клапана. Плотность тампонажного раствора должна быть больше плотности промывочной жидкости.

**Виды первичного цементирования**:

**Обратное**, когда в кольцевое пространство сразу закачивается цементный раствор.

**Прямое,** когда цементный раствор закачивается в О.К., а уже потом прдавливается в кольцевое пространство. Оно подразделяется на:

А)Одноступенчатое (используется чаще всего).

Б)Двухступенчатое (используется на интервалах большой протяжённости или с АНПД). Может быть с разрывом во времени и без разрыва во времени.

**Ступенчатое цементирование** (с разрывом во времени). К нему прибегают в случаях:

1. Если зацементировать данный интервал за один прием невозможно из-за опасности разрыва пород;

2. Если существует опасность ГНВП в период схватывания и твердения тампонажного раствора;

3. Если для цементирования верхнего участка длинного интервала должен использоваться такой тампонажный раствор, который нельзя подвергать воздействию высокой температуры, характерной для нижнего участка.

**Манжетное цементирование.** Применяется, если нижний участок обсадной колонны составлен из труб с заранее профрезерованными отверстиями. В конце промывки в скважину сбрасывают шар. С потоком ПЖ шар опускается вниз и садится на седло нижней втулки цементировочной муфты. Поскольку насос продолжает закачивать ПЖ, то давление в колонне резко возрастает, втулка срезает штифты, удерживающие ее в корпусе муфты, опускается вниз до ограничителя и открывает окна для выхода жидкости в кольцевое пространство. С этого момента процесс идет также как и при двухступенчатом цементировании.

**3.18. Классификация процессов коррозии цементного камня. Физическая коррозия.**

Различают физическую, химическую, электрохимическую и биологическую коррозии.

**Физическая коррозия**. Это выветривание, растворение, разрушение вследствие температурных колебаний характерных для всех видов горных пород.

Коррозии растворения носит физико-химический характер.

**Химическая коррозия**. Агрессивными по отношению к цементному камню являются все кислоты и многие соли.

Этот вид коррозии имеет место чаще всего, а разрушение происходит наиболее интенсивно. Самым уязвимым веществом в цементном камне является известь. Однако связывание извести (скажем за счет SiO2) еще не исключает коррозии, поскольку она может восстанавливаться за счет отступления от гидратов кальция.

Кислоты и некоторые соли вступают в реакцию с Са(ОН)2 и образуют новые соединения, либо легко растворимые в воде, либо непрочные рыхлые, либо кристаллизующиеся со значительным

Изменением объема. Иногда это все происходит одновременно.

**Электрохимическая и электроосмотическая коррозии**

Источник – блуждающие токи (промышленные сети). Система обсадная колонна, цементный камень – земля являются проводниками. В этой системе всегда возможен перенос ионов, отсюда возможны и электрохимическая и электроосмотическая коррозии. Следует отметить, что цементные камни, бетоны (фундаменты) обладают как правило определенным электрическим потенциалом по отношению к земле.

**Биологическая коррозия**. Этот вид коррозии изучен мало. Однако, видимо сводится в конечном итоге к какому либо химическому виду.

Так имеется много бактерий, которые выделяют углекислоту, что повлечет углекислотную коррозию. Некоторые бактерии могут окислять сульфаты сначала до сероводорода, а затем до серной кислоты. Отсюда и характер разрушения камня.

**3.19. Сульфатная коррозия. Магнезиальная коррозия. Углекислотная коррозия. Североводородная коррозия.**

**Сульфатная коррозия**. Это вид коррозии, который связан с образованием соединений кристаллизующихся с увеличением объема. Примером такой коррозии являются взаимодействие с сульфатами кальция и натрия. Известно, что гидроалюминаты кальция могут присоединять гипс и образовывать гидросульфоалюминат. Последний кристаллизуется с увеличением объема, что вызывает внутренние напряжения и разрушение цементного камня.

(3 CaO Ч Al2O3 Ч 12H2O + 3(CaSO4 Ч 2H2O) + 13H2O = 3CaO Ч Al2O3 Ч 3CaSO4 Ч 31H2O

Однако не всегда наличие гидросульфоалюмината кальция в цементном камне говорит и сульфатной коррозии. Это вещество имеется в первичной структуре цементного камня. Только увеличение количества гидросульфатоалюмината говорит о происходящей сульфоалюминатной коррозии.

Одним из методов борьбы с сульфатной коррозией является понижение содержания трехкальциевого алюмината (не более 5%). При этом содержание плавней компенсируется за счет увеличения содержания окиси железа.

Наличие в пластовых водах хлоридов уменьшает отрицательное влияние сульфатов.

**Магнезиальная коррозия**. Если в окружающей цементный камень среде содержатся вещества, образующие с Са(ОН)2 малорастворимые соединения, то концентрация извести в ней будет поддерживаться на очень низком уровне.

Например, если в пластовых водах есть MgSO4, то он вступая во взаимодействие с Са(ОН)2 по реакции:

Са(ОН)2 + MgSO4 + 2Н2О = Mg(ОН)2 + Са SO4 Ч 2Н2О

Mg(ОН)2 и гипс имеют очень низкую растворимость в воде. Mg(ОН)2 сам по себе представляет рыхлое аморфное вещество. Если подобный процесс будет продолжаться – цементный камень разрушится. Это магнезиальная коррозия. Подобное действие но более слабое, оказывает и хлористый магний.

Однако, чаще всего процесс затухает по мере накопления Mg(ОН)2 и Са SO4 Ч 2Н2О в порах цементного камня кольматаций. Причем накопление этих веществ происходит тем быстрее, а уплотнение пор выше, чем выше основность цемента. Кольматация пор приводит к замедлению проникновения агрессивноного MgSO4.

Следовательно, стойкость вяжущего к этому виду коррозии понижается при введении активных минеральных добавок.

**Углекислотная коррозия**. В пластовых водах как правило присутствует то или иное количество углекислого газа. Он действует разрушающе, поскольку понижает содержание Са(ОН)2 окисляя ее сначала до СаСО3, которая мало растворима, что будет вызывать понижение основности гидратов цемента. При поступлении новых порций СО2, СаСО3 окисляется до бикарбоната [ Са (НСО3)2], который хорошо растворим. При незначительной концентрации Са2 в водах процесс может затухнуть. Однако если кислота содержится в пластовом газе, то вследствие большой проницающей способности, диффузии и осмоса возможно быстрое разрушение камня. Если процесс ограничивается до СаСО3, то низкоосновные, если до Са (НСО3)2 – т о высокоосновные.

**Сероводородная коррозия**. Это один из распространенных на нефтяных и газовых месторождениях видов коррозии. При сероводородной коррозии наблюдается образование малорастворимых сульфидов кальция, алюминия и железа. Это приводит к понижению равновесной концентрации Са(ОН)2, Al(OH)3, Fe(OH)3, что в свою очередь вызывает разрушение гидратов кальция.

Наиболее энергично образуется сульфид железа, поэтому для повышения стойкости против сероводородной коррозии следует ограничивать в цементах содержание окислов железа, марганца и других тяжелых металлов. По отношению к цементному камню безвредны силикаты, карбонаты, щелочи и их соли. Однако сильные щелочи действуют на аллюминаты.

Нефть и нефтепродукты не опасны, но если в них есть нафтеновые кислоты и сульфаты, то они также разрушают цементный камень.

**3.20. Тампонажные материалы для ремонтно-изоляционных работ. Требования к ним.**

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Технический результат - повышение проникающей способности тампонажного материала и обеспечение изоляции водопритоков с повышенной приемистостью. Тампонажный материал для ремонтно-изоляционных работ в скважине, включающий нижний осевший слой, отделенный после расслоения фенолоформальдегидной смолы, и отвердитель, содержит дополнительно верхний слой, отделенный после указанного расслоения, в части которого, составляющей 5-10% от объема указанной смолы, растворено 0,1-1% негашеной извести от массы указанной смолы. Изобретение развито в зависимых пунктах формулы изобретения. 2 з.п. ф-лы.

Задача решается тем, что тампонажный материал для ремонтно-изоляционных работ в скважине включает нижний осевший слой, отделенный после расслоения фенолоформальдегидной смолы, и отвердитель. Согласно изобретению тампонажный материал содержит дополнительно верхний слой, отделенный после указанного расслоения, в части которого, составляющей 5-10% от объема указанной смолы, растворено 0,1-1% негашеной извести от массы указанной смолы.

Кроме того:

тампонажный материал дополнительно содержит загуститель;

тампонажный материал дополнительно содержит наполнитель.

1. Тампонажный материал для ремонтно-изоляционных работ в скважине, включающий нижний осевший слой, отделенный после расслоения фенолоформальдегидной смолы, и отвердитель, отличающийся тем, что он содержит дополнительно верхний слой, отделенный после указанного расслоения, в части которого, составляющей 5-10% от объема указанной смолы, растворено 0,1-1% негашеной извести от массы указанной смолы.

2. Тампонажный материал по п.1, отличающийся тем, что он дополнительно содержит загуститель.

3. Тампонажный материал по п.1, отличающийся тем, что он дополнительно содержит наполнитель.

**Модуль 4. «Буровые технолгические жидкости» и «Геолого-технологические исследования нефтяных и газовых скважин».**

**4.1. Функции буровых промывочных жидкостей и требования к ним.**

При бурении промывочная жидкость должна:  
1) обеспечивать эффективную и полную очистку забоя от выбуренных частиц и вынос их на дневную поверхность;  
2) удерживать выбуренные частицы во взвешенном состоянии и предотвращать осаждение их на забой при прекращении промывки;  
3) способствовать повышению устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины;  
4) создавать на стенки скважины противодавление, достаточное для предотвращения притока пластовых жидкостей и газов. Это давление, однако, не должно быть чрезмерно высоким во избежание резкого снижения эффективности бурения, а также гидравлического разрыва пород или раскрытия естественных микротрещин и поглощения промывочной жидкости;  
5) хорошо охлаждать трущиеся поверхности, прежде всего долота;  
6) обеспечивать хорошую смазку трущихся поверхностей, особенно опор долота, даже при высоких контактных давлениях между ними;не ухудшать коллекторские свойства продуктивных горизонтов;  
8) обладать закупоривающими свойствами, т. е. создавать в порах и микротрещинах стенок скважины тонкую, плотную, мало-проницаемую корку, достаточно прочно связанную с горными породами и препятствующую проникновению в них не только самой промывочной жидкости, но и ее фильтрата;  
9) иметь высокую термостойкость при проходке высокотемпературных скважин и низкую температуру замерзания, а также небольшую теплопроводность при бурении в многолетнемерзлых породах;  
10) быть достаточно инертной к воздействию обломков выбуренных пород и минерализованных пластовых вод, но относительно  
легко поддаваться химической обработке при регулировании ее свойств;  
11)облегчать или не затруднять разрушение породы забоя долотом;  
12)не содержать, по возможности, компонентов, способных оказывать сильное абразивное воздействие на оборудование;  
13)защищать буровое оборудование и инструмент от коррозии;  
14)достаточно легко перекачиваться буровыми насосами;  
15)состоять в основном из дешевых и недефицитных материалов.  
Промывочная жидкость передает энергию от буровых насосов,  
установленных па поверхности, забойному двигателю при турбинном бурении, а также на забой, особенно при применении гидромониторных долот.

**4.2. Основные понятия физико-химии дисперсных систем. Классификация дисперсных систем.**

Для описания многих явлений в нефтяной дисперсной системе предложена модель **сложных структурных единиц** (ССЕ).

**Дисперсионная среда** состоит из смеси полярных и неполярных соединений и **взаимодействует с надмолекулярными структурами**, в результате этого вокруг надмолекулярной структуры (ассоциата или комплекса) формируются сольватные оболочки. Такая **дисперсная частица сложного строения** (надмолекулярная структура + сольватный слой) способна к самостоятельному существованию и получила название **сложной структурной единицы** (ССЕ).

ССЕ представляется как ядро, окруженное сольватной оболочкой. ССЕ может перемещаться в дисперсионной среде, т.к., благодаря сольватным оболочкам, частицы асфальтенов или высокомолекулярных парафинов (ВМП), образующие ядро ассоциата, не слипаются между собой.

Ядро ССЕ – это более упорядоченная внутренняя область, образована макромолекулами ВМП или асфальтенов или других компонентов нефти.

Сольватная оболочка образована за счет адсорбции менее склонных к ММВ соединений на частицах, образовавших ядро. Например, для асфальтенового ассоциата это будут смолы и ароматические углеводороды. В промежуточном слое будут находиться алканы и циклоалканы.

ССЕ могут образовывать **свободнодисперсные** системы (золи) и **связаннодисперсные** системы (гели). В свободнодисперсной системе частицы дисперсной фазы не связаны друг с другом и могут перемещаться под действием внешних сил (силы тяжести или броуновского движения). Дисперсная фаза связаннодисперсных систем образует сплошной каркас (пространственную структуру), внутри которой содержится дисперсионная среда.

**Нефтяные дисперсные системы** (свободно- и связаннодисперсные) характеризуются **структурно-механической прочностью**. Под структурно-механической прочностью НДС понимается ее способность сопротивляться действию внешних сил. Чем больше **силы взаимодействия** макромолекул ВМС в ассоциате и между ассоциатами в системе, тем выше структурно-механическая прочность НДС.

Структурно-механическая прочность нефтяных дисперсных систем определяется главным образом **толщиной сольватной оболочки** вокруг надмолекулярной структуры. Такие оболочки имеют определенную упругость и вызывают расклинивающее давление, которое так действует на частицы НДС, что стремится их раздвинуть, оттолкнуть друг от друга. Чем меньше толщина сольватной оболочки, тем выше структурно-механическая прочность НДС.

**Температура** влияет на структурно-механическую прочность (СМП) системы. При повышении температуры СМП снижается и исчезает, когда система переходит в состояние молекулярного раствора.

Температура влияет и на устойчивость дисперсной системы против расслоения.

Под **кинетической** устойчивостью НДС понимается способность дисперсной фазы **сохранять** в течение определенного времени **равномерное распределение** ССЕ в дисперсионной среде.

Неустойчивость проявляется укрупнением частиц дисперсной фазы за счет их слипания (т.е. **коагуляции**) под влиянием межмолекулярного взаимодействия друг с другом. При этом теряется кинетическая устойчивость и происходит разделение фаз. Поверхность раздела фаз при этом уменьшается. Этот процесс состоит из 2-х стадий: **1) Скрытая**. На первой стадии до начала расслоения ассоциаты укрупняются; **2) Явная**. На второй стадии укрупненные частицы выпадают в осадок.

Многочисленные дисперсные системы можно классифицировать по различным признакам. Существуют общие признаки, которые характерны для всех дисперсных систем, и частные, распространяющиеся лишь на отдельные виды этих систем.

Классифицировать дисперсные системы можно на основе следующих общих признаков: агрегатное состояние дисперсной фазы и дисперсионной среды; размер и распределение частиц дисперсной фазы по размерам; вид дисперсной фазы.

**4.3. Классификация буровых промывочных жидкостей. Приготовление и очистка буровых промывочных жидкостей.**

Классификации облегчают выбор промывочной жидкости при бурении. При этом определяющим моментом должны служить характерные признаки раствора и условия его применения. Единственной приемлемой во всех отношениях классификации промывоч­ных жидкостей нет. Сложность заключается в том, что некото­рые промывочные жидкости представляют собой дисперсные системы уже в исходном виде, другие можно относить к дис­персным системам лишь после циркуляции в скважине. Дис­персная фаза таких жидкостей представлена частицами разбу­риваемых горных пород. Причем в ряде случаев стремятся уве­личить содержание этой твердой фазы и ее дисперсность для получения промывочной жидкости с другими свойствами.

В промывочных жидкостях, которые уже в исходном виде представляют собой дисперсные системы, в процессе бурения изменяется состав дисперсной фазы. Нередко это изменение про­исходит не столько за счет увеличения количества компонентов, сколько вследствие активного физико-химического воздействия поступающих в жидкость частиц с дисперсионной средой. Для поддержания качества промывочной жидкости в нее добавляют так называемые химические реагенты, в дисперсной системе по­являются новые компоненты.

В практике разведочного бурения в качестве исходных про­мывочных жидкостей используются:

1)            вода;

2)            водные растворы;

3)            водные дисперсные системы на основе:

добываемой твердой фазы  (глинистые, меловые, сапропеле­вые, комбинированные растворы);

жидкой дисперсной фазы (эмульсии); конденсированной твердой фазы;

выбуренных горных пород (естественные промывочные жид­кости) ;

4)            дисперсные системы на углеводородной основе;

5)            сжатый воздух.

В исключительных условиях для промывки скважин исполь­зуются углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть).

Все дисперсные системы с твердой фазой могут быть с ма­лым (до 7%), нормальным (до 20—22%) и повышенным содер­жанием (более 20—22%) твердой фазы.

Промывочные жидкости в определенных условиях искусст­венно насыщаются воздухом и переходят в категорию аэрирован­ных. В воде и водных растворах воздух в зависимости от его содержания может выступать в качестве дисперсной фазы или дисперсионной среды. В последнем случае промывочные жидко­сти называют пенами.

Промывочные жидкости с водной средой делятся по степени и составу минерализации. По степени минерализации промывоч­ные жидкости могут быть: 1) слабоминерализованными (менее 3%), 2) среднеминерализованными (3—10%), 3) высокомине­рализованными (более 10% ). По составу минерализации они клас­сифицируются в соответствии с названием соли, содержание ко­торой является наибольшим — хлорнатриевая, 'хлоркальциевая, силикатная и т. д. Промывочные жидкости могут быть устойчи­выми к действию солей и неустойчивыми. В первом случае их называют солеустойчивыми.

По особенностям поведения в условиях повышенных забой­ных температур промывочные жидкости делятся на термоустой­чивые и термонеустойчивые. Они могут быть термосолеустой-чивыми.

Все промывочные жидкости делятся на обработанные хими­ческими реагентами и необработанные.

**4.4. Фильтрация бурового раствора (показатель, его значение, способы регулирования, методика определения). Что такое диспергирование глин, и каким образом диспергирующая способность бурового раствора влияет на процесс бурения скважин.**

**Фильтрация бурового раствора** в пласт способствует образованию на стенках скважины глинистой корки, препятствующей фильтрационным течениям в системе скважина — пласт.

Фильтрация бурового раствора характеризует способность жидкой фазы бурового раствора ( фильтрата) проникать в поры пласта-коллектора, в микротрещины горных пород, слагающих стенки скважины. Повышение фильтрации способствует кавернообразованию, осыпям и обвалам стенок скважины, повышению вязкости раствора, ухудшению кол-лекторских свойств продуктивных пластов.

Показательфильтрации буровых растворов определяют объемом жидкости ( дисперсионной среды), собранной в виде фильтрата при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр определенной площади под определенным давлением за определенное время. В стандартных условиях раствор фильтруют при комнатной температуре в течение 30 минут ( или в течение 7 5 минут с пересчетом объема фильтрата на 30-минутное фильтрование) при перепаде давлений на фильтре 0 1 МПа. Кроме того, в ряде случаев показатель фильтрации определяют при перепаде давлений на фильтре 0 7 МПа и выше при комнатной и повышенных температурах.

Показательфильтрации буровых растворов характеризует их способность отдавать дисперсионную составляющую в пористую проницаемую среду. Увеличение фильтрации буровых растворов способствует росту механической скорости проходки ( см. рис. 5.10, кривая 4) за счет улучшения выравнивания давления флюидов в призабойной зоне и соответствующего снижения отрицательного проявления угнетающего давления.

Диспергированные глины обычно распределены по всему порово-му пространству, либо притягиваясь, либо образуя покрытие на зернах песчаника, прилегающих к перовому пространству.

Способность бурового раствора удерживать во взвешенном состоянии буровой шлам в статических условиях также имеет большое значение. Тиксотропные свойства буровых растворов приобретают еще большее значение при бурении наклонно направленных скважин, так как конфигурация ствола способствует осаждению частиц бурового шлама на нижней стенке скважины в том случае, если удерживающая способность бурового раствора не обеспечивает немедленного суспендирования частиц шлама. Осаждение шлама является признаком некачественной очистки ствола.

**4.5. Коагуляция и стабилизация в дисперсных системах. Поверхностно-активные вещества, образование эмульсий.**

Коагуляцией называется процесс слипания частиц с образованием крупных агрегатов. В результате коагуляции система теряет свою седиментационную устойчивость, так как частицы становятся слишком крупными и не могут участвовать в броуновском движении.

Коагуляция является самопроизвольным процессом, так как она приводит к уменьшению межфазной поверхности и, следовательно, к уменьшению свободной поверхностной энергии.

Различают две стадии коагуляции.

1 стадия - скрытая коагуляция. На этой стадии частицы укрупняются, но еще не теряют своей седиментационной устойчивости.

2 стадия - явная коагуляция. На этой стадии частицы теряют свою седиментационную устойчивость. Если плотность частиц больше плотности дисперсионной среды, образуется осадок.

Причины коагуляции многообразны. Едва ли существует какое либо внешнее воздействие, которое при достаточной интенсивности не вызывало бы коагуляцию.

Правила коагуляции:

1. Все сильные электролиты, добавленные к золю в достаточном количестве, вызывают его коагуляцию.

*Минимальная концентрация электролита, при которой начинается коагуляция, называется порогом коагуляции Ck.*

Иногда вместо порога коагуляции используют величину *VK*, называемую коагулирующей способностью. Это объем золя, который коагулирует под действием 1 моля электролита:

т.е. чем меньше порог коагуляции, тем больше коагулирующая способность электролита.

2. Коагулирующим действием обладает не весь электролит, а только тот ион, заряд которого совпадает по знаку с зарядом противоиона мицеллы лиофобного золя. Этот ион называют *ионом-коагулянтом*.

3. Коагулирующая способность иона-коагулянта тем больше, чем больше заряд иона.

Количественно эта закономерность описывается эмпирическим *правилом Щульце - Гарди:*

или . где - постоянная для данной системы величина;

*Z* - заряд иона - коагулянта;

- порог коагуляции однозарядного, двухзарядного, трехзарядного иона-коагулянта.

*Правило устанавливает*, что коагулирующие силы иона тем больше, чем больше его валентность. Экспериментально установлено, что ионы с высшей валентностью имеют значение порога коагуляции ниже, чем ионы с низшей. Следовательно, для коагуляции лучше брать ионы с высшей степенью окисления. Если валентность ионов одинакова, то коагулирующая способность зависит от размеров и степени гидратации ионов. Чем больше радиус иона, тем больше его коагулирующая способность. По этому правилу составлены *лиотропные ряды*. Органические ионы-коагулянты, как правило, лучше коагулируют гидрозоли, чем неорганические, т.к. они легко поляризуются и адсорбируются. С точки зрения двойного электрического слоя (ДЭС) считается, что коагуляция идет в том случае, когда -потенциал > 30 мВ.

Коагулирующая способность иона при одинаковом заряде тем больше, *чем больше его кристаллический радиус*. Причина с одной стороны, в большой поляризуемости ионов наибольшего радиуса, следовательно, в их способности притягиваться поверхностью, состоящей из ионов и полярных молекул. С другой стороны, чем больше радиус иона, тем меньше, при одной и той же величине заряда, гидратация иона. Гидратная же оболочка уменьшает электрическое взаимодействие. Коагулирующая способность органических ионов больше по сравнению с неорганическими ионами.

**Поверхностно-активные вещества способствуют образованию эмульсий и поэтому называются эмульгаторами. Присутствие в нефти поверхностно-активных веществ облегчает образование эмульсий и повышает их устойчивость (свойство сохранять эмульсию в течение длите.тьного времени). В нефти содержатся также низкомолекулярные компоненты, которыми особо богата легкая нефть. Эти компоненты могут находиться как в жидкой, так и в газовой фазах.**

**4.6. Буровые растворы на нефтяной основе.**

К этому типу растворов относятся трехфазные системы, дис­персионной средой которых являются нефтепродукты (сырая нефть, дизельное топливо), а дисперсной фазой — битумы, органофиль-ные глины, наполнители (утяжелитель, мел, асбест, твердые дис­персные материалы и др.), а также эмульгированная вода различ­ной минерализации. К растворам на нефтяной основе относятся как нефтяные растворы, содержащие воду до 5... 10 %, так и эмуль­сии, концентрация воды в которых может доходить до 95 %.

Растворы на нефтяной основе не снижают продуктивность пла­стов, обеспечивают возможность бурения в неустойчивых, набу­хающих или расширяющихся в водной среде породах, предотвра­щают сальникообразование и прихваты инструмента, обладают сма­зочными свойствами, что облегчает спускоподъемные операции

снижает возможность аварий. Эти системы не обладают элек­тропроводимостью, предохраняют инструмент от эррозии. К не­достаткам РНО относятся:

невозможность проведения стандартного электрокаротажа;

трудность регулирования структурно-реологических свойств;

существенная зависимость вязкостных и тиксотропных свойств от температуры и давления, что затрудняет поддержание необхо­димого уровня структурообразования в забойных условиях;

трудность в поддержании свойств при попадании воды и других загрязняющих добавок;

отрицательное влияние на резиновые детали, контактирующие с раствором;

сложность приготовления.

**Эмульсионные растворы.***Эмульсия —*это двухфазная система, состоящая из мельчайших капелек «масла», расположенных в воде, или мельчайших капелек воды, распределенных в «масле». Под «маслом» подразумевается любое органическое вещество, в част­ности нефть и ее продукты.

Если смешиваются только вода и «масло», то образующиеся при перемешивании капельки будут сливаться (коалесцировать) после прекращения размешивания и образовывать отдельные слои. Этого не произойдет, если к смеси «масла» и воды добавить в небольшом количестве третье вещество, называемое *эмульгато­ром,*которое распределяется на поверхности капель, уменьшая поверхностное натяжение и вызывая отталкивание их друг от дру­га. От обычных глинистых растворов эмульсионные глинистые ра­створы отличаются присутствием в системе дополнительного ком­понента в виде мельчайших капелек нефти или некоторых продук­тов ее переработки.

Эмульсионные глинистые растворы можно приготовлять из са­мых различных исходных глинистых растворов. В качестве эмульга­торов используют крахмал, натриевую карбоксиметилцеллюлозу, бентонит, лигниты, натриевые, калиевые и алюминиевые соли высших жирных кислот и другие вещества. У большинства глинис­тых растворов эмульгатором является само глинистое вещество, поэтому эмульсия может образоваться и без добавления специаль­ного эмульгатора. Однако в этих случаях периодическое добавле­ние эмульгаторов необходимо для получения более устойчивой эмульсии.

Нефть и эмульгатор предпочтительно вводятся в глинистый ра­створ по специальной линии, подводящей «масло» к приему буро­вого насоса. При такой подаче обеспечивается лучшее перемеши­вание и, следовательно, эмульгирование раствора. Нефть и эмуль­гатор в раствор следует добавлять после спуска нового долота на забой и немедленно после наращивания буровой колонны, чтобы Избежать перерыва в процессе эмульгирования. Химическая обработка эмульсионного раствора во время его приготовления в про­цессе бурения производится обычным способом. В зависимости от заданных параметров (плотности, водоотдачи, структурно-меха­нических свойств) количество нефтяного компонента в эмульси­онном растворе может колебаться в пределах от 8 до 50 %.

Для интенсивного эмульгирования вводимых в глинистый ра­створ нефтяных компонентов применяются диспергаторы различ­ных конструкций.

**4.7. Буровые растворы без твердой фазы. Буровые растворы на основе биополимеров.**

Изобретение относится к области горного дела, а именно к буровым растворам на водной основе без твердой фазы для бурения нефтяных и газовых скважин. Техническим результатом является получение экологически малоопасного малокомпонентного морозоустойчивого бурового раствора без твердой фазы для вскрытия продуктивных пластов, в том числе и горизонтальными скважинами, обладающего высокой удерживающей и выносящей способностью. Буровой раствор без твердой фазы, включающий ксантановый биополимер, карбоксиметилцеллюлозу, хлористый натрий и воду, в качестве ксантанового биополимера он содержит Kem X - природный высокомолекулярный полисахарид при следующем соотношении ингредиентов, мас.%: карбоксиметилцеллюлоза 0,8-1,2, хлористый натрий 5,0-25,0, указанный Kem X 0,3-0,4, вода 73,4-93,9.  
Изобретение относятся к области горного дела, а именно к буровым растворам на водной основе без твердой фазы для бурения нефтяных и газовых скважин.

Известен буровой раствор без твердой фазы, представляющий собой водный раствор электролита - хлористого натрия (NaCl).

Недостатком известного бурового раствора является его высокая фильтрация и низкая вязкость. Использовать такой буровой раствор можно только при вскрытии отложений каменной соли при отсутствии пропластков терригенных пород.

Известен также буровой раствор без твердой фазы, включающий, мас.%: воду или рассол, содержащий 10 хлористый натрий, 60-90 гетерополисахарида картофельного крахмала, 1-20 ксантанового биополимера, 1-20 карбоксиметилцеллюлозы.

Изобретение относится к области бурения скважин на нефть и газ, в частности к безглинистым буровым растворам, применяемым для промывки скважин в процессе бурения и вскрытия продуктивного пласта вертикальным, наклонно-направленным или горизонтальным участком ствола. Техническим результатом является снижение количества компонентов биополимерных растворов, повышение их термостойкости, упрощение способа приготовления, химической дообработки, снижение стоимости системы в целом без ухудшения реологических и фильтрационных показателей. Биополимерный буровой раствор на основе воды и ксантанового биополимера, содержащий гуматный реагент, отличается тем, что он содержит в качестве ксантанового биополимера Flo-Vis, в качестве гуматного реагента - порошкообразный углещелочной реагент ПУЩР при следующем соотношении компонентов, мас.%: Flo-Vis 0,3–0,5, ПУЩР 10,5–15,0, вода остальное. 1 табл.

Изобретение относится к области бурения скважин на нефть и газ, в частности к безглинистым буровым растворам, применяемым для промывки скважин в процессе бурения и вскрытия продуктивного пласта вертикальным, наклонно направленным или горизонтальным участком ствола.

**4.8. Триботехнические свойства буровыхрастворов. Реагенты для их регулирования. Показатели, описывающие триботехнические свойства, и методы их определения.**

**Триботехнические свойства** – это характеристика снижения силы трения меж контактирующими в буровом растворе поверхностями.

При бурении, контактирующими поверхностями в буровом растворе являются:  
– стенка скважины с наружной поверхностью труб и соединений;  
– забой скважины с вооружением породоразрушающего инструмента;  
– керн с внутренней поверхностью керноприемной трубы;  
– цилиндр бурового насоса с поршнем или плунжером.

Уменьнение силы трения меж этими поверхностями позволяет:  
– понизить крутящий момент на вращении колонны бурильных труб;  
– понизить сопротивления, при продольном перемещении колонны бурильных труб в скважине;  
– понизить вероятность дифференциальных прихватов;  
– повысить ресурс бурильных труб, ПРИ, забойных двигателей;  
– повысить ресурс гидравлических элементов в буровых насосах;  
– повысить выход керна, в свзи с предупреждением самоподклинок.

Основным средством регулирования свойств **буровых растворов**([T500](http://www.drillings.ru/vyaz) - вязкость бурового раствора, [Ф30](http://www.drillings.ru/filtraz) - величина фильтрации, [ρб.р](http://www.drillings.ru/plotnbr) - плотность бурового раствора, [*СНС*](http://www.drillings.ru/sns) - статическое напряжение сдвигаи др)является химическая обработка их с помощью различных реагентов. Кроме того, в процессе бурения появляется необходнмость придать растворам смазочную и эмульгирующую способность, уменьшить коррозионное и пенообразующее действие и т.д. Выбранные буровые растворы должны обрабатываться по-возможности доступными и дешевыми реагентами.

Ниже приводятся сведения о назначении и оптимальных добавках основных **химических реагентов**, используемых для обработки **буровых растворов**.

Способ определения триботехнических характеристик кинематических пар, заключающийся в том, что электрически изолированную пару помещают в силовой контур, производят ступенчатое нагружение пары, после чего измеряют электрические характеристики фрикционного контакта, по которим судят о триботехнических характеристиках кинематической пары, о тл и ч а ю шийся тем, что, с, целью повышения достоверности выбора оптимальных смазочных и конструкционных материалов пары, в качестве электрических характеристик фрикционного контакта используют времена релаксаций трибо-ЭДС и электросопротивления контакта, причем каждое последующее измерение из числа указанных величин производят после затухания измерительного сигнала предыдущей вели чины.

**4.9. Реологические свойства промывочных жидкостей (реологические модели, показатели).**

Реологические свойства промывочной жидкости должны обеспечивать вынос шлама при скоростях в кольцевом пространстве 0 3 - 0 5 м / с, для чего она должна иметь структурный режим движения в кольцевом пространстве. Для этого нужно соответствующим образом регулировать величину ее вязкости и динамического напряжения сдвига.

Реологические свойства промывочных жидкостей ( глинистые или другие буровые растворы) и цементных растворов регулируются исходя из условий режима их движения в процессе цементирования обсадных колонн.

Если плотности иреологические свойства промывочной жидкости и тампонажного раствора одинаковы и при контакте их не образуется смесь с существенно иными свойствами, то к тому времени, когда граница их раздела в широком зазоре подойдет к заданной точке заколонного пространства, в узком она будет находиться еще далеко от этой точки. Значит, часть промывочной жидкости из узкого зазора не будет вытеснена. Чтобы средние скорости течения были близки друг к другу в разных участках поперечного сечения заколонпого пространства, требуется тщательно центрировать обсадную колонну.

Чтобы сформулировать требования креологическим свойствам промывочных жидкостей при прохождении поглощающих пластов, рассмотрим кривые ( рис. 30), отражающие зависимость напряжения сдвига т и скорость деформации de / dt для некоторых моделей неньютоновской жидкости.

Во втором варианте определяют расход иреологические свойства промывочной жидкости при наибольшем эксцентриситете, обеспечивающие структурный режим течения в самой широкой части кольцевого пространства, осуществляется вынос выбуренной породы из возможно большего сектора затрубного пространства, а также целостность пластов от гидравлического разрыва.

Показателями (параметрами), определяющимиреологические свойства промывочных жидкостей, являются: эффективная и структурная ( пластическая) вязкости, предельные динамические и статические напряжения сдвига.

Отсутствие в работе Говарда и Кларка указаний нареологические свойства промывочной жидкости не позволяет определить значения обобщенных параметров Рейнольдса. В связи с этим воспользуемся данными других исследователей о свойствах глинистых растворов, что позволит, хотя и приблизительно, решить поставленную задачу. Такие сведения содержатся, например, в работе Б.С. Филатова, в которой обобщены материалы отечественных и американских исследований, а также приведены формулы, составленные по усредненным значениям параметров жидкостей.

**4.10. Определение статистического напряжения сдвига. Тиксотропия.**

Для удовлетворительного гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига τ0=1,5÷2,0 Па.

**Статическое напряжение сдвига**(СНС) должно быть достаточным для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции промывочной жидкости.

Вместе с тем статическое напряжение сдвига должно быть минимально допустимым, так как повышенное значение прочности структуры промывочной жидкости вызывает затруднение при запуске насосов, создает значительное давление на стенки скважины, что в слабосвязанных породах может вызвать гидравлический разрыв пласта при восстановлении циркуляции и ухудшает условия очистки от частиц выбуренной породы и дегазации очистного агента.

Хорошая удерживающая способность промывочной жидкости достигается при СНС1≥1,25 Па и СНС10≤60 Па при коэффициенте тиксотропности Кτ=θ10/θ1≤3.

Минимально допустимое значение СНС (в Па) можно вычислить из выражения

http://www.drillings.ru/www/images/f3_6.gif

где dч - диаметр частиц, м; γп и γб.р - удельный вес соответственно породы и бурового раствора, Н/м3.

Обычно достаточно, чтобы θ10≤5Па. Лишь при операциях по ликвидации поглощений в некоторых случаях целесообразно использовать **буровой раствор** с высоким СНС.

 Тиксотропия может проявляться и в обратном, также связанном со временем эффекте разрушения жесткой структуры под действием сдвигового деформационного движения, как это имеет место, например, в жидкостях типа кефира. Под влиянием встряхивания кефир, представляющий почти жесткое желеобразное тело, свободно выливается из бутылки, а после некоторого времени покоя вновь восстанавливает свою структуру.

**4.11. Влияние буровых промывочных жидкостей на качество вскрытия продуктивных пластов.**

Качество вскрытия продуктивного пласта оценивается по нескольким показателям.

Качество вскрытия продуктивных пластов и электрометрических работ во многом зависит от параметров промывочной жидкости. Очевидно, что наилучший метод борьбы с осолонением промывочной жидкости - это ликвидация причин, способствующих его возникновению.

Он отражаеткачество вскрытия продуктивного пласта, зависящего от: степени загрязнения пласта буровыми и промывочными растворами; характера и качества сообщения пласта со стволом скважины ( тип и параметры перфорации); типа и эффективности методов интенсификации притока флюида к скважине и пр.

Технология икачество вскрытия продуктивных пластов правде всего применяемые при этом буровые растворы, оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели, геолого-гео-физическуп информативность результатов исследования разреза, качество строительства и эффективность эксплуатации скважин а в конечном счете - на достоверность оценки запасов и эффективность разработки месторождения.

Существенного повышениякачества вскрытия продуктивного пласта достигают при минимальной репрессии на пласт ( технология бурения на равновесии) или даже с некоторой депрессией. Имеются примеры из практики, когда при бурении депрессия достигала 3 5 МПа. При вскрытии пластов с очень низким пластовым давлением за рубежом используют ударно-канатное бурение без циркуляции.

Контроль закачеством вскрытия продуктивного пласта осуществляется технологическими и геологическими службами буровых и нефтегазодобывающих предприятий.

Какое значение имееткачество вскрытия продуктивного пласта дл: т пеф-тегазоотдачи.

Поэтому проблемы повышениякачества вскрытия продуктивных пластов, разработки и совершенствования безглинистых буровых растворов является важными и актуальными для нефтяной отрасли и геологоразведочного производства.

Влияние режимов СПО накачество вскрытия продуктивного пласта связано со следующими обстоятельствами. Превышение давления в скважине над пластовым давлением вызывает проникновение в пласт значительного количества фильтрата, в особенности при продолжительном сроке вскрытия и применения недостаточно качественных глинистых растворов с повышенной водоотдачей. Все это приводит к загрязнению призабойной зоны и ре о кому снижению производительности скважины. Указанное положг-ние усугубляется тем, что в процессе СПО в скважине возникаю: значительные колебания гидродинамического давления. Интенсивность этих колебаний возрастает с увеличением глубины скважин: и скорости инструмента. Следует иметь в виду, что даже при спуске первых свечей возникающие при этом гидродинамические импульсы достигают призабойной зоны. Следовательно, в период вскрытия продуктивного пласта должны ограничиваться скорости спуска всех свечей от первой до последней. При этом не следует забывать, что двукратное снижение максимальной скорости спуска не приводит к существенному росту затрат времени на СПО и позволяет в четыре раза снизить величину гидродинамических импульсов.

**4.12. Классификация реагентов для регулирования свойств промывочных жидкостей. Принципы создания рецептур буровых промывочных жидкостей. Примеры рецептур для различных условий бурения.**

Химическая обработка БПЖ имеет важнейшее значение в технологии их приготовления и применения. От правильного выбора материалов и реагентов для приготовления бурового раствора в значительной степени зависит успех и качество строительства скважин.

В настоящее время для обработки БПЖ применяют более 1000 химических реагентов (характеристики некоторых из них представлены в разделе 7). Поэтому возникает необходимость в классификации химических реагентов. Их классифицируют по: составу, химической природе, назначению, солестойкости, термостойкости.

Характер действия реагента зависит от вида твердой фазы, от характера дисперсионной среды, от условий минерализации, температуры и давления. Наиболее целесообразно классифицировать реагенты по составу и назначению (по Ивачеву):

- неорганические (электролиты),

- органические (стабилизаторы и защитные коллоиды).

Некоторые ученые объединяют все химические реагенты в восемь групп:

1. Полисахариды – естественные (природные) полимеры, имеющие общую химическую формулу – (C6H10O5)n. Важнейшими полисахаридами являются крахмал и целлюлоза. Сырьем для производства крахмала служат картофель, кукуруза, рис, пшеница, а целлюлозы (Ц) – древесина (40 - 55 % Ц) и волокна хлопковых семян (95 - 98 % Ц).

Основные реагенты этой группы: крахмал; модифицированный крахмал (МК); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ - 500, 600, 700) и ее зарубежные аналоги FINOGELL, FIN-FIX и др.; КМЦ марки «Торос-2» - буровая.

2. Акриловые полимеры – синтетические полимеры, являющиеся продуктами нефтехимии.

Основные реагенты этой группы: гидролизованный полиакрилонитрил (гипан), а также его аналоги: отечественные (гивпан-Н, порошкообразный акриловый полимер – ПАП, полимер «Унифлок») и зарубежные (CYPAN); НР-5 (нитронный реагент); полиакриламид (ПАА) и его зарубежные аналоги: DK-DRIL, Cydril – 5110, 400, 5300; метас, метасол; сополимер М-14ВВ; лакрис 20.

3. Гуматные реагенты – натриевые или калиевые соли гуминовых кислот, получаемые экстракцией из бурого угля или торфа в присутствии щелочи (NaOH, KOH): углещелочной реагент (УЩР); торфощелочной реагент (ТЩР); гуматнокалиевый реагент (ГКР).

4. Лигносульфонаты (сырьем для их получения служат многотоннажные отходы производства целлюлозы сульфитной варкой древесины): сульфитно-спиртовая барда (ССБ); конденсированная сульфитно-спиртовая барда (КССБ); феррохромлигносульфонат (ФХЛС); хромлигносульфонат (окзил).

5. Реагенты на основе гидролизного лигнина (сырьем для их получения служит гидролизный лигнин, который является отходом при производстве спирта из древесины, подсолнечной лузги, кукурузных кочерыжек, хлопковой шелухи и др.): нитролигнин (НЛГ); игетан.

6. Электролиты - кислоты, соли и основания (щелочи): NaOH – гидроокись натрия (едкий натр, каустическая сода); Na2CO3 – карбонат натрия (кальцинированная сода); КОН – гидроокись калия (едкий калий); Ca(OH)2 – гидроксид кальция (гашеная известь); CaCl2 – хлористый кальций; KCl – хлористый калий; жидкое стекло натриевое Na2O·nSiO2 и калиевое К2O·nSiO2; KАl(SO4)2 – алюмокалиевые квасцы; нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) и др.

7. Кремнийорганические жидкости – синтетические полимеры, содержащие в макромолекуле атомы кремния и углерода: ГКЖ-10 (11); Петросил – 2М.

8. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) - способны адсорбироваться на поверхности раздела фаз (воздух – жидкость, жидкость – жидкость, жидкость - твердое тело) и снижать вследствие этого межфазное поверхностное натяжение: сульфонат; сульфонол; азолят А; ДС-РАС; ОП-7, ОП-10; превоцел.

**4.13. Ингибирующая способность промывочных жидкостей. Показатели, характеризующие ингибирующую способность.**

**Ингибирующая способность** – способность бурраствора к предупреждению или замедлению деформационных процессов (сужение ствола, кавернообразование и др.) в околоствольном пространстве скважины, когда разрез представлен гидратирующимися, размокающими и набухающими породами глинистого комплекса.

Под породами глинистого комплекса следует понимать не только глину, но и аргиллит, алевролит, мергель, глинистый сланец, глинистый песчаники др.

Считается, что основная причина потери устойчивости пород глинистого комплекса – это нарушением естественного влажностного равновесия, которое происходит в случае взаимодействии с дисперсионной средой буррастворов. При этом происходит возрастание внутренних напряжений в поровом пространстве этих пород.

Явление проникновения дисперсионной среды бурраствора в породы глинистого комплекса – это **влагоперенос**. Главным образом, он происходит ввиду адсорбционно-осмотических процессов. В результате этого, вокруг структурных элементов пород глинистого комплекса, образуются гидратные оболочки, а значит происходит их увлажнение.

В случае достижении критической влажности, т.е. когда гидратные оболочки, обладающие большой упругостью и прочностью на сдвиг максимально перекрыты, в породах глинистого комплекса возникают гидратационные напряжения. В околоствольной зоне, их величина иногда достигает 40-1000 МПа, в связи с чем, породы “переживают” огромное количество деформаций (начиная с вязкопластичного течения, заканчивая хрупким разрушением).

Для всех пород глинистого комплекса характерны пластические деформации, в следствие которых происходит сужение ствола скважины. В глинистых сланцах и аргиллитах, деформационные процессы заканчиваются хрупким разрушением – что приводит к кавернообразованию.

Набухание и диспергация глинистых пород, а также попадание диспергированных глинистых частиц в поры, приводят к уменьшению естественной проницаемости продуктивных горизонтов.

Диспергация выбуренных частиц глинистых пород приводит к их аккумуляции в буровом растворе. При этом происходят значительные изменения функциональных свойств раствора, для восстановления которых требуется его разбавление чистой водой, с последующей обработкой химическими реагентами.

Учитывая все сложности в процессах влагопереноса, до сих пор отсутствует единый показатель для оценки ингибирующей способности буррастворов.

Имеющиеся показатели оценки ингибирующих способностей, условно можно разделить на следующие группы:

– показатели набухания;

– показатели влажности;

– показатели деформации образцов глинистых пород, которые контактируют с исследуемой средой.

Показатель ингибирующей способности (Ic) бурраствора:

Ic = Gf / Gv,

где: Gf, Gv – время воздействия на модельные образцы глинистых пород до их разрушения соответственно фильтрата испытуемого бурового раствора и дистиллированной воды, сек.

Основные отличия методик по оценке ингибирующих и консолидирующих способностей буррастворов:  
– при оценивании ингибирующей способности испытываются модельные образцы пород глинистого комплекса. При этом их влажность, должна быть близка к естественной. Они помещаются в фильтрат бурового раствора, а в случае сравнительных испытаний – в дистиллированную воду;  
– при оценивании консолидирующей способности испытываются модельные образцы, взятые из потенциально неустойчивых пород. Эти образцы сконсолидированны бурраствором, и на весь период испытаний погружаются в него же.

**4.14. Утяжеленные буровые растворы (область применения, утяжеляющие добавки).**

К утяжеленным буровым растворам относят глинистые суспензии, содержащие кроме глины, воды и химических реагентов и утяжеляющие компоненты: барит, гематит, магнетит и др.  
Необходимость утяжеления глинистых суспензий была вызвана тем, что при бурении глубоких скважин наблюдаются водо-, газо-и нефтепроявлення, выбросы, обвалы и осыпи, сужения ствола скважины и т. д. Эти осложнения в значительной мере связаны с низким гидростатическим противодавлением бурового раствора на стенки скважины.  
В настоящее время в нашей стране и за рубежом для утяжеления буровых растворов применяют барит и гематит. Однако гематит высокоабразивен и способен намагничиваться с образованием на бурильной колонне наростов, сужающих затрубное пространство в скважине, вследствие чего его заменяют баритом.

Критерием утяжеляющей способности барита является его расход на 1 м3 бурового раствора, который обеспечивает максимальную плотность утяжеленной глинистой суспензии.

Е. Д. Щеткина показала, что гидрофильные и адсорбционные свойства баритовых утяжелителей определяются не столько его природой, сколько содержанием в барите примесей минералов гор­ных пород, водорастворимых солей и других включений. Так, наличие в барите 0,003—0,005% солей двух- и трехвалентного железа резко повышает загустевание утяжеляемых буровых рас­творов, вызывая коагуляционное структурообразование, повыше­ние вязкости и статического напряжения сдвига утяжеленных гли­нистых суспензий. Примерно такой же эффект дают примеси пи­рита, окислов железа, карбонатов, глины и т. д. Наличие в исход­ном барите глинистых компонентов вызывает резкое загустевание утяжеленных буровых растворов и снижение утяжеляющей спо­собности барита. Поэтому содержание глинистых компонентов в барите не должно превышать 1 % .

Флотационный барит почти всегда содержит небольшое коли­чество флотационных реагентов, чаще всего олеиновой кислоты, вызывающей гидрофобизацию частиц барита и вспенивание буро­вых растворов. Для удаления из барита флотационных реагентов необходимо в заводских условиях проводить термообработку при 300—350° С или тщательный отмыв флотореагентов поверхностно- актнвными веществами. Эти операции значительно повышают качество баритового утяжелителя.

Не менее важное значение имеет тонкость помола или дисперс­ность баритовых утяжелителей. Повышение дисперсности барита даже на 0,05 мкм превращает его из инертного наполнителя в актив­ный компонент, сильно повышающий вязкость и структурно-ме­ханические свойства глинистых суспензий. Одновременно сиижажается и утяжеляющая способность барита.

**4.15. Цели и задачи ГТИ. Датчики, их назначение и устройство.**

**Геолого-технологические исследования**, **ГТИ** [скважин](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D0%B0) в процессе [бурения](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%83%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5) — являются объединением трех самостоятельных направлений, существовавших до появления ГТИ – газового каротажа, экспрессных петрофизических исследований, информационно-измерительных систем (ИИС) для контроля процесса бурения.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения [скважины](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D0%B0), без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся [скважины](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D0%B0) перспективных на [нефть](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C) и [газ](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B0%D0%B7) пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора [керна](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B5%D1%80%D0%BD), экспрессное опробование и изучение методами [ГИС](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%D1%84%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5_%D0%B8%D1%81%D1%81%D0%BB%D0%B5%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD) выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. ГТИ тесно связывают с [Газовым каротажом](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B9_%D0%BA%D0%B0%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B0%D0%B6), так как с его развитием и образовались геолого-технологические исследования, так же [газовый каротаж](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B9_%D0%BA%D0%B0%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B0%D0%B6) входит в комплекс ГТИ и составляет его существенную часть.

**Технологические задачи**

* Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;
* Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;
* Распознавание и определение продолжительности технологических операций;
* Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
* Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом;
* Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска);
* Контроль гидродинамических давлений в скважине;
* Контроль спуска и цементирования обсадной колонны;
* Диагностика предаварийных ситуации в реальном масштабе времени;
* Диагностика работы бурового оборудования.

**Геологические задачи**

* Оптимизация получения геолого-геофизической информации;
* Выбор и корректировка интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;
* Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
* Оперативное выделение пластов-коллекторов;
* Определение характера насыщения пластов-коллекторов;
* Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;
* Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов;
* Выявление реперных горизонтов.

**Планово-экономические задачи**

* Определение технико-экономических показателей бурения;
* Определение баланса времени работ;
* Подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм опе¬ративной отчетности за вахту, рейс, сутки и по скважине в целом.

**Информационные задачи**

* Онлайн передача геолого-технологической информации по каналам связи;
* Сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования.

Датчики являются элементом технических систем, предназначенных для измерения, сигнализации, регулирования, управления устройствами или процессами. Датчики преобразуют контролируемую величину в сигнал (электрический, оптический, пневматический), удобный для измерения, передачи, преобразования, хранения и регистрации информации о состоянии объекта измерений.

**4.16. Условия успешного выполнения ГИРС при строительстве скважин.**

1. Площадка для размещения геофизического оборудования на буровой должна:

- обеспечивать установку не менее двух единиц оборудования с шириной прохода между ними не менее 3 м, но быть не менее 10 х 10 м;

- обеспечивать возможность установки подъемника и лаборатории в горизонтальном положении относительно устья скважины и постоянную видимость с места машиниста ротора, верхнего и нижнего роликов, геофизического кабеля, мостиков и устья скважины;

- иметь подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственную эвакуацию подъемников и лабораторий в аварийных ситуациях своим ходом или буксировкой;

- исключать скопление отработанных газов от двигателя привода лебедки и мотор - генератора;

- обеспечить освещенность в темное время суток не менее:

- места установки блок - баланса, розеток, рубильника подсоединения заземляющих проводников, прохождения кабеля - 50 лк от ламп накаливания и 75 лк от люминесцентных ламп;

- места установки подвесного блока, зоны переноски СГА, переходов персонала, трассы силовых и соединительных проводов - 20 лк от ламп накаливания и 40 лк от люминесцентных ламп;

- опасной зоны - 5 лк.

2. В случае проведения работ на искусственных сооружениях (эстакадах, судах, плавучих и погружных буровых установках) геофизическое оборудование размещается согласно схемам, согласованным буровым и геофизическим предприятиями.

- постаменты под подъемники должны иметь Паспорта и Инструкции по эксплуатации.

3. Посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем скважины должны быть удалены, размещены и закреплены так, чтобы не мешать проведению ГИРС, а ротор, полы буровой установки и приемных мостков должны быть исправны и очищены от промывочной жидкости, нефти, смазочных материалов, снега и льда.

4. Для подключения геофизического оборудования и аппаратуры к силовой сети буровой у края площадки для размещения геофизического оборудования, но не далее 40 м от нее, должен быть установлен щит с отключающим устройством и унифицированной четырехполюсной розеткой на напряжение 380 В и трехполюсной - на 220 В с заземляющими контактами.

5. Для подключения заземляющих проводников к контуру заземления буровой должны быть обозначены специальные места. Подсоединение должно выполняться болтами или струбцинами.

6. Буровое оборудование должно быть исправно для обеспечения возможности его использования при проведении ГИРС. Во время выполнения ГИРС на скважине должна находиться вахта буровой бригады.

7. Буровая должна иметь легость с якорем и канатом, выдерживающими нагрузку не менее 10 кН.

8. Любые работы, не связанные с ГИРС, вахта буровой бригады может выполнять только с разрешения или по согласованию с ответственным исполнителем ГИРС.

9. К устью скважины, бурение которой ведется на глинистом растворе, должна быть подведена техническая вода, а при работе в условиях отрицательных температур и при бурении с применением ПЖ на нефтяной основе - дополнительно горячая вода или пар.

10. Скважина должна быть подготовлена так, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию геофизической аппаратуры и оборудования,беспрепятственный спуск скважинных приборов и аппаратов до нижней границы интервала исследований в течение времени, необходимого по нормам для выполнения заявленного комплекса ГИРС.

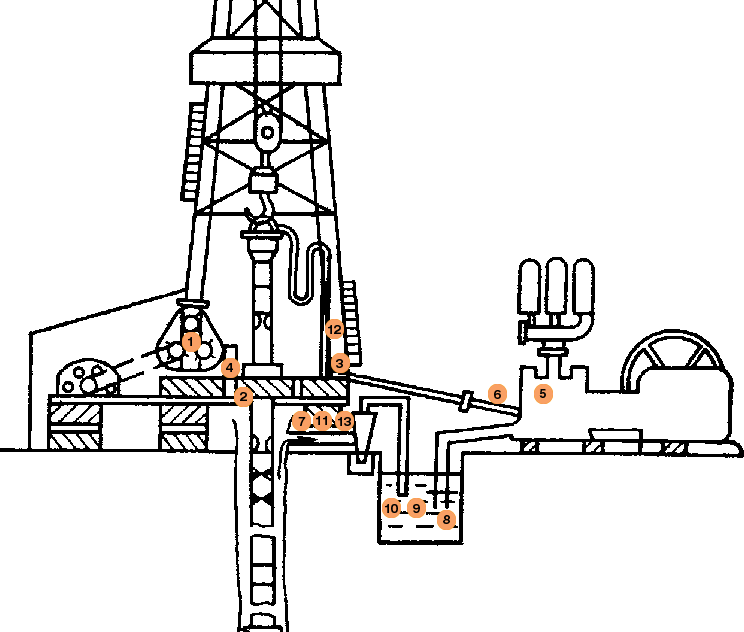
11. Подготовка скважины должна включать:

- обеспечение однородности промывочной жидкости по всему интервалу исследований;

- приведение параметров промывочной жидкости в соответствие с требованиями геолого - технического наряда, при этом скважина не должна газировать, переливать или поглощать с понижением уровня более 15 м/ч.

12. В случае невозможности подготовить скважину в соответствии с требованиями настоящих "Правил" ГИРС выполняют по проектам, совместно разрабатываемым производителем ГИРС и заказчиком.

**4.17. Схема расположения датчиков на буровой.**



1. [Датчик глубины (датчик оборотов вала буровой лебедки)](http://leuza.ru/dat_glub.htm)
2. [Датчик крутящего момента ротора](http://leuza.ru/dat_kr_m.htm)
3. [Датчик момента на ключе](http://leuza.ru/dat_mom.htm)
4. [Датчик оборотов ротора](http://leuza.ru/dat_obor.htm)
5. [Датчик ходов насоса](http://leuza.ru/dat_hod.htm)
6. [Датчик давления ПЖ на входе](http://leuza.ru/dat_davl.htm)
7. [Датчик потока (расхода) ПЖ на выходе](http://leuza.ru/dat_pot.htm)
8. [Датчик уровня ПЖ в приемной емкости](http://leuza.ru/dat_urov.htm)
9. [Датчик плотности ПЖ в приемной емкости](http://leuza.ru/dat_plot.htm)
10. [Датчик температуры ПЖ на входе (в емкости)](http://leuza.ru/dat_tem.htm)
11. [Датчик температуры ПЖ на выходе](http://leuza.ru/dat_tem.htm)
12. [Датчик нагрузки на крюке](http://leuza.ru/dat_nag.htm)
13. [Датчик электропроводности ПЖ на входе](http://leuza.ru/dat_el.htm)

**4.18. Система сбора данных. Состав, назначение устройств.**

Система сбора данных (ССД) – это набор аппаратных средств, осуществляющий выборку, преобразование, хранение и первоначальную обработку различных входных аналоговых сигналов. Система сбора данных является основным элементом многоканальных средств измерений, определяющим его технические характеристики.

В состав ССД могут входить фильтры нижних частот (ФНЧ), нормирующие усилители (НУ), аналоговый мультиплексор (MUX), устройство выборки и хранения (УВХ), аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и микроконтроллер (МК). Некоторые типы ССД содержат программируемый усилитель после мультиплексора, что позволяет перестраивать диапазон измерений. Наиболее распространенная структура ССД представлена на рисунке 1.

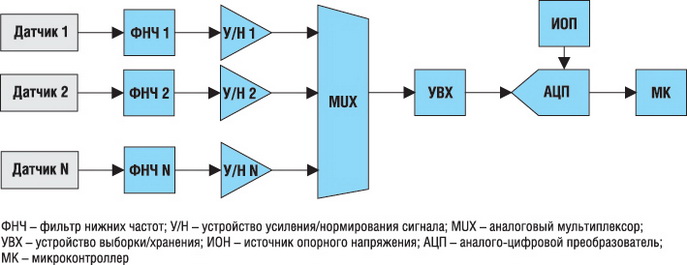


Рис. 1. Структурная схема ССД

По способу сопряжения с компьютером системы сбора данных можно разделить на:

* ССД на основе встраиваемых плат сбора данных со стандартным системным интерфейсом (наиболее распространен интерфейс PCI).
* ССД на основе модулей сбора данных с внешним интерфейсом (RS-232, RS-485, USB).
* ССД, выполненные в виде крейтов (магистрально-модульные ССД — [КАМАК](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%90%D0%9C%D0%90%D0%9A), [VXI](https://ru.wikipedia.org/wiki/VXI)).
* Группы цифровых измерительных приборов (ЦИП) или интеллектуальных датчиков. Для их организации применяются интерфейсы: GPIB ([IEEE-488](https://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE-488)), 1-wire, [CAN](https://ru.wikipedia.org/wiki/Controller_Area_Network),[HART](https://ru.wikipedia.org/wiki/HART-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BB).

По способу получения информации ССД делятся на:

* сканирующие,
* мультиплексные (мультиплексорные, иногда говорят «многоточечные»),
* параллельные,
* мультиплицированные.

Последний тип ССД практически не используется в силу своего исключительно низкого быстродействия. Единственное достоинство ССД этого типа — относительная простота — полностью нивелируется современными технологиями изготовления интегральных схем.

**4.19. Вопросы, решаемые при контроле бурения.**

По решаемым в процессе бурения скважины задачам первичные преобразователи (модули) можно разделить на две группы — геофизические и технологические. В свою очередь, геофизические преобразователи можно разделить на инклинометрические, данные измерений которых участвуют непосредственно в процессе проводки скважины в заданном направлении, и датчики измерения параметров окружающей среды – кажущегося удельного электрического сопротивления и естественной радиоактивности горных пород, упругих характеристик горных пород для литологического расчленения разреза, информация которых используется для уточнения границ пласта и привязки глубины скважин к разрезу.

Технологические преобразователи определяют параметры режима бурения, техническое состояние бурильной колонны, долота. К ним относятся датчики скорости вращения долота, осевой нагрузки и крутящего момента на долото, расход и давление промывочной жидкости, температура и буримость горных пород.

Метод определения пространственных координат скважины - инклинометрия, позволяющий установить правильность бурения в заданном направлении. Жизненная необходимость сокращения сроков строительства скважин и увеличения производительности труда в бурении ставит перед создателями инклинометрических приборов и систем задачу повышения не только точности соответствующей измерительной аппаратуры, но и оперативности получения инклинометрической информации, а также сокращения затрат времени при проведении инклинометрических работ. Это привело к разработке новых модульных геофизических приборов, включаемых в забойные бескабельные телеметрические системы, и информационно-измерительных систем с использованием последних научно-технических достижений. Совершенствуются методы и алгоритмы обработки данных, широко применяется вычислительная техника.

Измеряемая телесистемой информация, которая должна записывать информацию в память и передавать по беспроводному каналу связи на поверхность, записываться на жесткий диск компьютера и преобразовываться в форму, удобную для индикации на дисплее, и вывода на стандартные периферийные устройства в цифровом и аналоговом виде.

Создание модулей позволит выполнять:

1) Оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;

2) Контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;

3) Литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

4) Уменьшить количество, а в некоторых случаях исключить промежуточные каротажи.

5) Предотвращение попадания в ВНК и обводнения пласта.

6) Комбинировать количество и тип модулей для решения конкретных задач.

Дляконтроля процесса бурения необходимо применять регистрирующие измерительные приборы. Такие приборы тем более должны использоваться при постановке экспериментальных исследований. Показания всех приборов должны легко синхронизироваться. Особенно необходимо иметь возможность получать показания приборов в зависимости от глубины бурения, так как это позволяет увязывать указанные показатели с проходимыми породами - с механическими и абразивными свойствами последних.

Дляконтроля процесса бурения с продувкой или промывкой аэрированными жидкостями и для проведения исследований в поверхностной циркуляционной системе могут быть установлены расходомеры воздуха, манометры и термометры.

Органы информации представлены информационно-измерительной системойконтроля процесса бурения и работы механизмов буровой установки, включающей датчики и средства отображения информации.

**4.20. Что из себя представляет информационная система «ИС – БУРЕНИЕ».**

Информационная система «Бурение» (разработчик ПУ «СургутАСУнефть») является автоматизированной системой обработки, учета и хранения и технико-технологической информации о процессе строительства скважин.  
Информационная система «Бурение» предназначена для сбора, обработки, хранения поступающей информации о процессе бурения скважин и формирования регламентированной отчетности. Использование единой базы данных позволяет проводить аналитические расчеты, делать прогнозы, контролировать качество строительства в процессах бурения и освоения скважин.   
В настоящее время все буровые площадки ОАО «Сургутнефтегаз» оснащены средствами сбора и передачи технологической информации о процессе бурения скважин в режиме реального времени через информационную систему «Бурение».  
В данную информационную систему «Бурение» включен программный комплекс «WellGuide» который используется технологическими службами управлений буровых работ ОАО «Сургутнефтегаз» для проектирования профиля скважин при кустовом бурении.  
Программный комплекс позволяет производить проектирование траекторий вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, осуществлять контроль проводки скважины с трехмерной визуализацией профиля, проводить загрузку и анализ инклинометрических данных, а также прогнозировать возможные столкновения стволов скважин.  
Наша компания сохранила свой собственный сервис, который во многом эффективнее услуг, оказываемых внешними компаниями. Кроме того, это позволяет компании вести непрерывную научную и технологическую деятельность, внедряя новые, дорогие, но эффективные технологии, снижая тем самым производственные риски и повышая нефтеотдачу пластов.