

Презентация 1
по теме бурение скважин

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Первые скважины в истории человечества бурили ударно-канатным способом за 2000 лет до нашей эры для добычи рассолов в Китае.

До середины 19 века нефть добывалась в небольших количествах , в основном из неглубоких колодцев вблизи естественных выходов ее на дневную поверхность. Со второй половины 19 века спрос на нефть стал возрастать в связи с широким использованием паровых машин и развитием на их основе промышленности, которая требовала больших количеств смазочных веществ и более мощных , чем сальные свечи , источников света.

Исследованиями последних лет установлено, что первая скважина на нефть была пробурена ручным вращательным способом на Апшеронском полуострове (Россия) в 1847 г. по инициативе В.Н. Семенова. В США первая скважина на нефть (25м) была пробурена в Пенсильвании Эдвином Дрейком в 1859 г. Этот год считается началом развития нефтедобывающей промышленности США. Рождение российской нефтяной промышленности принято отсчитывать от 1864 г., когда на Кубани в долине реки Кудак А.Н. Новосильцев начал бурить первую скважину на нефть (глубиной 55 м) с применением механического ударно-канатного бурения.

На рубеже 19-20 веков были изобретены дизельный и бензиновый двигатели внутреннего сгорания. Внедрение их в практику привело к бурному развитию мировой нефтедобывающей промышленности.

В 1901 г в США впервые было применено вращательное роторное бурение с промывкой забоя циркулирующим потоком жидкости. Необходимо отметить, что вынос выбуренной породы циркулирующим потоком воды изобрел в 1848 г. французский инженер Фовелль и впервые применил этот способ при бурении артезианской скважины в монастыре св. Доминика. В Росси роторным способом первая скважина была пробурена в 1902 г. на глубину 345 м в Грозненском районе.

Одной из труднейших проблем, возникших при бурении скважин, особенно при роторном способе, была проблема герметизации затрубного пространства между обсадными трубами и стенками скважины. Решил эту проблему русский инженер А.А. Богушевский, разработавший и запатентовавший в 1906 г. способ закачки цементного раствора в обсадную колонну с последующим вытеснением его через низ (башмак) обсадной колонны в затрубное пространство. Этот способ цементирования быстро распространился в отечественной и зарубежной практике бурения.

В 1923 г. выпускник Томского технологического института М.А. Капелюшников в соавторстве с С.М. Волохом и Н.А. Корнеевым изобрели гидравлический забойный двигатель – турбобур, определивший принципиально новый путь развития технологии и техники бурения нефтяных и газовых скважин. В 1924 г. в Азербайджане была пробурена первая в мире скважина с помощью одноступенчатого турбобура, получившего название турбобура Капелюшникова.

Особое место занимают турбобуры в истории развития бурения наклонных и горизонтальных скважин. Впервые наклонная скважина была пробурена турбинным способом в 1941 г. в Азербайджане. Совершенствование такого бурения позволило ускорить разработку месторождений, расположенных под дном моря или под сильно пересеченной местностью (болота Западной Сибири). В этих случаях бурят несколько наклонных скважин с одной небольшой площадки, на строительство которой требуется значительно меньше затрат, чем на сооружение площадок под каждую буровую при бурении вертикальных скважин. Такой способ сооружения скважин получил наименование кустового бурения.

В 1937-40 гг. А.П. Островским, Н.Г. Григоряном, Н.В. Александровым и другими была разработана конструкция принципиально нового забойного двигателя – электробура.

В США в 1964 г. был разработан однозаходный гидравлический винтовой забойный двигатель, а в 1966 в России разработан многозаходный винтовой двигатель, позволяющий осуществлять бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.

В Западной Сибири первая скважина, давшая мощный фонтан природного газа 23 сентября 1953 г. была пробурена у пос. Березово на севере Тюменской области. Здесь, в Березовском районе зародилась в 1963 г. газодобывающая промышленность Западной Сибири. Первая нефтяная скважина в Западной Сибири зафонтанировала 21 июня 1960 г. на Мулымьинской площади в бассейне реки Конда.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

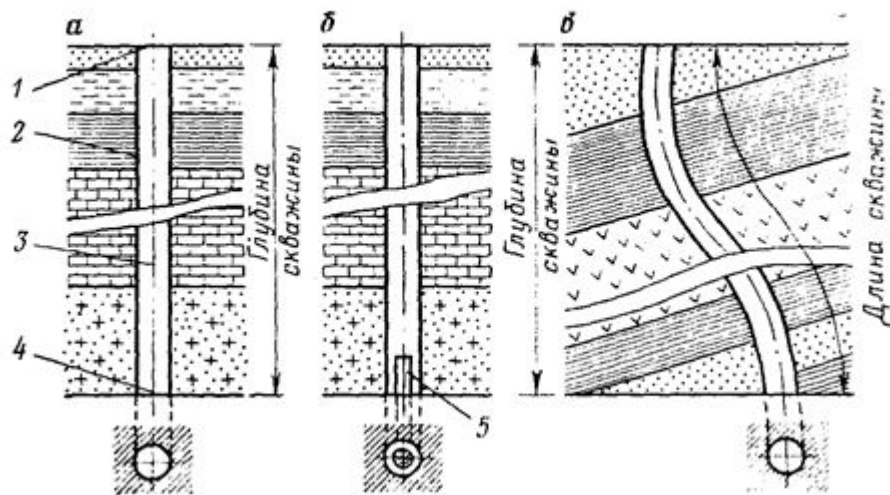


Рис.1. Схема скважин

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины (Рис. 1).

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

По пространственному положению ствола различают вертикальные (рис. 1 а, б) и наклонные (рис. 1 в) скважины.

Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя (сплошным забоем) или по его периферийной части (кольцевым забоем). В последнем случае в центре скважины остается колонка породы –кern 5, которую периодически поднимают на поверхность для непосредственного изучения .

Диаметр скважины , как правило, уменьшается от устья к забою ступенчато на определенных интервалах. Начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм , а конечный редко бывает меньше 165 мм. Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в пределах нескольких тысяч метров.

В нефтегазовой отрасли бурят скважины следующего назначения:

1. Эксплуатационные – для добычи нефти, газа и газового конденсата.
2. Нагнетательные – для закачки в продуктивные горизонты воды (реже воздуха, газа) с целью поддержания пластового давления и продления фонтанного периода разработки месторождений, увеличения дебита эксплуатационных скважин, снабженных насосами и воздушными подъемниками.
3. Разведочные – для выявления продуктивных горизонтов, оконтуривания, испытания и оценки их промышленного значения.
4. Специальные - опорные, параметрические, оценочные, контрольные – для изучения геологического строения малоизвестного района, определения изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, наблюдения за пластовым давлением и фронтом движения водонефтяного контакта, степени выработки отдельных участков пласта, термического воздействия на пласт, обеспечения внутрипластового горения, газификации нефтей, сброса сточных вод в глубокозалегающие поглощающие пласты и др.
5. Структурно-поисковые – для уточнения положения перспективных нефте-газоносных структур по повторяющим их очертания верхним маркирующим (определяющим) горизонтам, по данным бурения мелких, менее дорогих скважин небольшого диаметра.

Нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала, вследствие неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (*вода, нефть, газ и их смеси*), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты, содержащие различные флюиды.

Нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. **Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала, вследствие неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (вода, нефть, газ и их смеси), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты , содержащие различные флюиды.**

Крепление ствола скважины производится путем спуска в нее специальных труб, называемых обсадными. Ряд обсадных труб, соединенных последовательно между собой, составляет обсадную колонну. Для крепления скважин применяют стальные обсадные трубы.

Насыщенные различными флюидами пласты разобщены непроницаемыми горными породами - «покрышками». При бурении скважины эти непроницаемые разобщающие покрышки нарушаются и создается возможность межпластовых перетоков, самопроизвольного излива пластовых флюидов на поверхность, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважину обсадных колонн.

В процессе бурения скважины в неустойчивых горных породах возможны интенсивное кавернообразование, осыпи, обвалы и т.д. В ряде случаев дальнейшее углубление ствола скважины становится невозможным без предварительного крепления ее стенок .

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в нее обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом . Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому **процесс разобщения пластов называют цементированием.**

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создается устойчивое подземное сооружение определенной конструкции.

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом. Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа обсадной колонны входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: **направление**, **кондуктор**, **промежуточные колонны**, **эксплуатационная колонна**.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150-300 м и 500 м.

Промежуточные (технические) колонны необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина- пласт».

Если давление в скважине P_c меньше пластового $P_{пл}$ (давления флюидов, насыщающих пласт), то флюиды из пласта будут поступать в скважину- произойдет проявление. В зависимости от интенсивности проявления сопровождаются самоизливом жидкости (газа) на устье скважины (переливы), выбросами, открытым (неконтролируемым) фонтанированием. Эти явления осложняют процесс строительства скважины, создают угрозу отравлений, , пожаров, взрывов.

При повышении давления в скважине до некоторой величины называемой давлением начала поглощения $P_{погл}$, жидкость из скважины поступает в пласт. Этот процесс называется поглощением бурового раствора. $P_{погл}$ может быть близким или равным пластовому, а иногда приближается к величине вертикального горного давления, определяемого весом расположенных выше горных пород.

Иногда поглощения сопровождаются перетоками флюидов из одного пласта в другой, что приводит к загрязнению источников водоснабжения и продуктивных горизонтов. Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения в одном из пластов обуславливает понижение давления в другом пласте и возможность проявлений из него.

Давление, при котором происходит раскрытие естественных сомкнутых трещин или образование новых, называется давлением гидравлического разрыва пласта $P_{грп}$. Такое явление сопровождается катастрофическим поглощением бурового раствора.

Характерно, что во многих нефтегазоносных районах пластовое давление $P_{пл}$ близко к гидростатическому давлению столба пресной воды P_g (далее просто гидростатическое давление) высотой $H_ж$, равной глубине $H_п$, на которой залегает данный пласт. Это объясняется тем, что давление флюидов в пласте чаще обусловлено напором краевых вод, область питания которых имеет связь с дневной поверхностью на значительных расстояниях от месторождения.

Поскольку абсолютные значения давлений зависят от глубины H , их соотношения удобнее анализировать, пользуясь величинами относительных давлений, которые представляют собой отношения абсолютных значений соответствующих давлений к гидростатическому давлению P_g , т.е.:

$$P_{пл}^* = P_{пл} / P_g ;$$

$$P_{гр}^* = P_{гр} / P_g ;$$

$$P_{погл}^* = P_{погл} / P_g ;$$

$$P_{грп}^* = P_{грп} / P_g .$$

Здесь $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{гр}$ – гидростатическое давление бурового раствора; $P_{погл}$ – давление начала поглощения; $P_{грп}$ – давление гидроразрыва пласта.

Относительное пластовое давление $P_{пл}^*$ часто называют коэффициентом аномальности K_a . Когда $P_{пл}^*$ приблизительно равно 1,0, пластовое давление считается нормальным, при $P_{пл}^*$ большем 1,0 – аномально высоким (АВПД), а при $P_{пл}^*$ меньшем 1,0 – аномально низким (АНПД).

Одним из условий нормального неосложненного процесса бурения является соотношение:

$$а) P_{пл}^* < P_{гр}^* < P_{погл}^*(P_{грп}^*)$$

Процесс бурения осложняется, если по каким либо причинам относительные давления окажутся в соотношении:

$$б) P_{пл}^* > P_{гр}^* < P_{погл}^*$$

или

$$в) P_{пл}^* < P_{гр}^* > P_{погл}^* (P_{грп}^*)$$

Если справедливо соотношение б) , то наблюдаются только проявления, если в), то наблюдаются и проявления и поглощения.

Промежуточные колонны могут быть сплошными (их спускают от устья до забоя) и несплошными (не доходящими до устья). Последние называются хвостовиками.

Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя спущены и направление и кондуктор. При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию. Когда имеются две и более технические колонны, скважина считается многоколонной.

Конструкция скважины задается следующим образом:

426, 324, 219, 146 – диаметры обсадных колонн в мм;

40, 450, 1600, 2700 – глубины спуска обсадных колонн в м;

350, 1500 – уровень тампонажного раствора за хвостовиком и эксплуатационной колонной в м;

295, 190 – диаметры долот в мм для бурения скважины под 219 – и 146 –мм колонны.

СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Бурить скважины можно механическим, термическим, электроимпульсным и другими способами (несколько десятков), Однако промышленное применение находят только способы механического бурения – ударное и вращательное. Остальные пока не вышли из стадии экспериментальной разработки.

Ударное бурение

Наибольшее распространение получило ударно-канатное бурение (Рис. 2).

Буровой снаряд, который состоит из долота 1, ударной штанги 2, раздвижной штанги-ножниц 3 и канатного замка 4, спускают в скважину на канате 5, который, огибая блок 6, оттяжной ролик 8 и направляющий ролик 10, сматывается с барабана 11 бурового станка. Скорость спуска бурового снаряда регулируют тормозом 12. Блок 6 установлен на вершине мачты 18. Для гашения вибраций, возникающих при бурении, применяются амортизаторы 7.

Кривошип 14 при помощи шатуна 15 приводит в колебательное движение балансирную раму 9. При опускании рамы оттяжной ролик 8 натягивает канат и поднимает буровой снаряд над забоем. При подъеме рамы канат опускается, снаряд падает, и при ударе долота о породу последняя разрушается.

По мере углубления скважины канат удлиняют, сматывая его с барабана 11. Цилиндричность скважины обеспечивается поворотом долота в результате раскручивания каната.

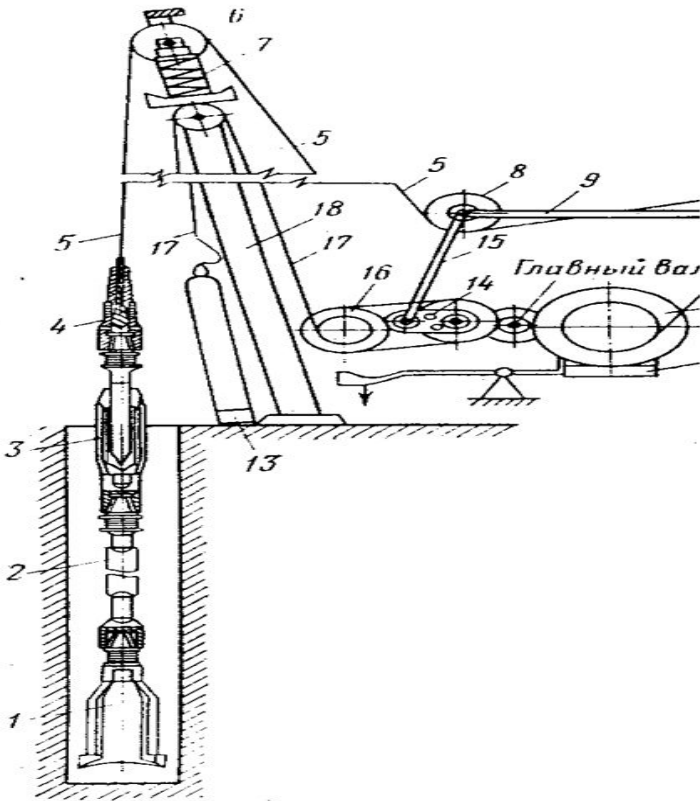


Рис.2 Схема ударно – канатного бурения

Эффективность разрушения породы при ударно-канатном бурении прямо пропорциональна массе бурового снаряда, высоте его падения, ускорению падения, числу ударов долота о забой в единицу времени и обратно пропорциональна квадрату диаметра скважины.

В процессе разбуривания трещиноватых и вязких пород возможно заклинивание долота. Для освобождения долота в буровом снаряде применяют штангу-ножницы, изготовленные в виде двух удлиненных колец, соединенных друг с другом подобно звеньям цепи.

Процесс бурения будет тем эффективнее, чем меньше сопротивление долоту бурового снаряда оказывает накапливающаяся на забое скважины выбуренная порода, перемешанная с пластовой жидкостью. При отсутствии или недостаточном притоке пластовой жидкости в скважину с устья периодически доливают воду. Равномерное распределение частиц выбуренной породы в воде достигается периодическим расхаживанием (приподъемом и опусканием) бурового снаряда.

По мере накопления на забое разрушенной породы (шлама) возникает необходимость в очистке скважины. Для этого с помощью барабана поднимают буровой снаряд из скважины и многократно спускают в нее желонку 13 на канате 17, сматываемом с барабана 16. В днище желонки имеется клапан. При погружении желонки в зашламленную жидкость клапан открывается и желонка заполняется этой смесью, при подъеме желонки клапан закрывается. Поднятую на поверхность зашламленную жидкость выливают в сборную емкость. Для полной очистки скважины приходится спускать желонку несколько раз подряд.

После очистки забоя в скважину опускают буровой снаряд, и процесс бурения продолжается.

При ударном бурении скважина, как правило, не заполнена жидкостью. Поэтому, во избежание обрушения породы с ее стенок, спускают обсадную колонну, состоящую из металлических обсадных труб, соединенных друг с другом с помощью резьбы или сварки. По мере углубления скважины обсадную колонну продвигают к забою и периодически удлиняют (наращивают) на одну трубу.

Ударный способ более 50 лет не применяется на нефтегазовых промыслах России. Однако в разведочном бурении на россыпных месторождениях, при инженерно-геологических изысканиях, бурении скважин на воду и т.п. находит свое применение.

Вращательное бурение скважин

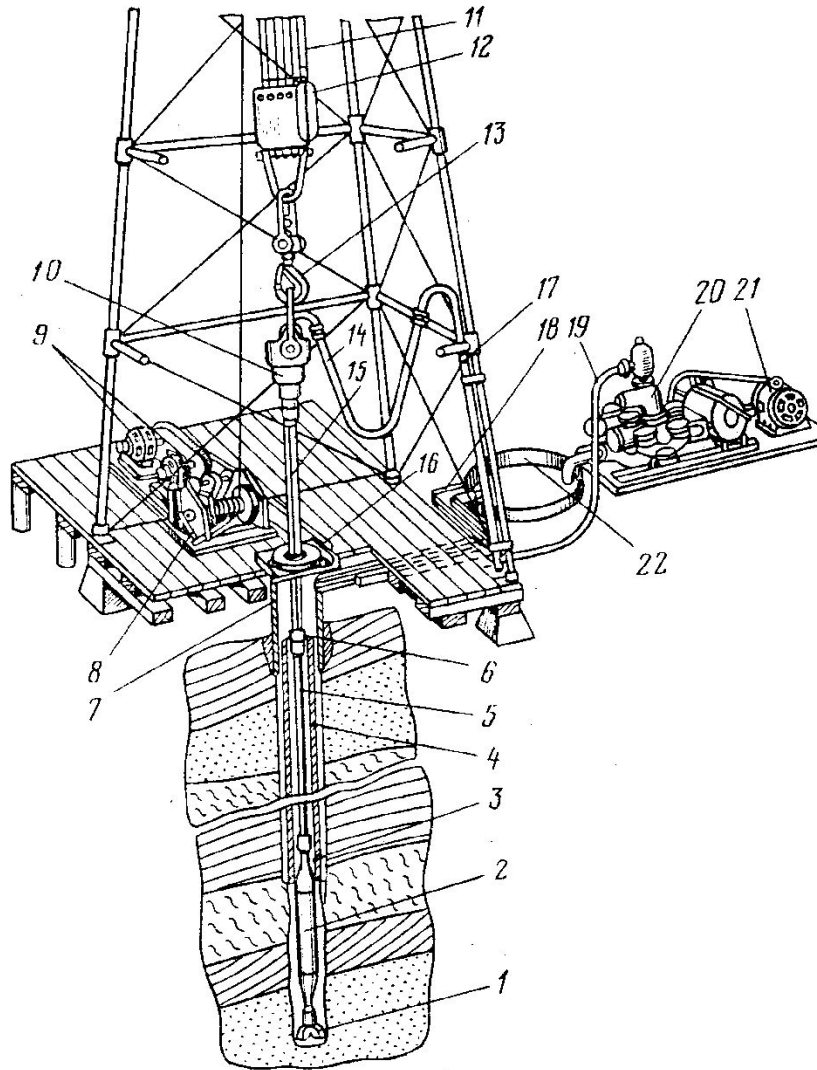


Рис. 3. Схема вращательного бурения скважин

При вращательном бурении разрушение породы происходит в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки долото внедряется в породу, а под влиянием крутящего момента скалывает ее.

Существует две разновидности вращательного бурения – **роторный** и с **забойными двигателями**.

При роторном бурении (Рис. 3) мощность от двигателей 9 передается через лебедку 8 к ротору 16 - специальному вращательному механизму, установленному над устьем скважины в центре вышки. Ротор вращает бурильную колонну и привинченное к ней долото 1. Бурильная колонна состоит из ведущей трубы 15 и привинченных к ней с помощью специального переводника 6 бурильных труб 5.

Следовательно, при роторном бурении углубление долота в породу происходит при движении вдоль оси скважины вращающейся бурильной колонны, а при бурении с забойным двигателем – невращающейся бурильной колонны. Характерной особенностью вращательного бурения является промывка.

При бурении с забойным двигателем долото 1 привинчено к валу, а бурильная колонна – к корпусу двигателя 2. При работе двигателя вращается его вал с долотом, а бурильная колонна воспринимает реактивный момент вращения корпуса двигателя, который гасится невращающимся ротором (в ротор устанавливают специальную заглушку).

Для этого буровой насос 20, приводящийся в работу от двигателя 21, нагнетает буровой раствор по манифольду (трубопроводу высокого давления) 19 в стояк - трубу 17, вертикально установленную в правом углу вышки, далее в гибкий буровой шланг(рукав) 14, вертлюг 10 и в бурильную колонну. Дойдя до долота, промывочная жидкость проходит через имеющиеся в нем отверстия и по кольцевому пространству между стенкой скважины и бурильной колонной поднимается на поверхность. Здесь в системе емкостей 18 и очистительных механизмах (на рисунке не показаны) буровой раствор очищается от выбуренной породы, затем поступает в приемные емкости 22 буровых насосов и вновь закачивается в скважину.

В настоящее время применяют три вида забойных двигателей – турбобур, винтовой двигатель и электробур (последний применяют крайне редко).

При бурении с турбобуром или винтовым двигателем гидравлическая энергия потока бурового раствора,двигающегося вниз по бурильной колонне, преобразуется в механическую на валу забойного двигателя, с которым соединено долото.

При бурении с электробуром электрическая энергия подается по кабелю, секции которого смонтированы внутри бурильной колонны и преобразуется электродвигателем в механическую энергию на валу , которая непосредственно передается долоту.

По мере углубления скважины бурильная колонна, подвешенная к полиспастной системе, состоящей из кронблока (на рисунке не показан), талевого блока 12, крюка 13 и талевого каната 11, подается в скважину. Когда ведущая труба 15 войдет в ротор 16 на всю длину, включают лебедку, поднимают бурильную колонну на длину ведущей трубы и подвешивают бурильную колонну с помощью клиньев на столе ротора. Затем отвинчивают ведущую трубу 15 вместе с вертлюгом 10 и спускают ее в шурф (*обсадную трубу, заранее установленную в специально пробуренную наклонную скважину*) длиной, равной длине ведущей трубы.

Скважина под шурф бурится заранее в правом углу вышки примерно на середине расстояния от центра до ее ноги. После этого бурильную колонну удлиняют (*наращивают*) путем привинчивания к ней двухтрубной или трехтрубной свечи (*двух или трех свинченных между собой бурильных труб*), снимают ее с клиньев, спускают в скважину на длину свечи, подвешивают с помощью клиньев на стол ротора, поднимают из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привинчивают ее к бурильной колонне, освобождают бурильную колонну от клиньев, доводят долото до забоя и продолжают бурение.

Для замены изношенного долота поднимают из скважины всю бурильную колонну, а затем вновь спускают ее. Спуско-подъемные работы ведут также с помощью полиспастной системы. При вращении барабана лебедки талевый канат наматывается на барабан или сматывается с него, что и обеспечивает подъем или спуск талевого блока и крюка. К последнему с помощью штропов и элеватора подвешивают поднимаемую или спускаемую бурильную колонну (БК).

При подъеме БК развинчивают на свечи и устанавливают их внутри вышки нижними концами на подсвечники, а верхние заводят за специальные пальцы на балконе верхового рабочего. Спускают БК в скважину в обратной последовательности.

Таким образом процесс работы долота на забое скважины прерывается наращиванием бурильной колонны и спуско-подъемными операциями (СПО) для смены изношенного долота.

Пробури в скважину до проектной глубины, спускают и цементируют эксплуатационную колонну (ЭК).

После этого все обсадные колонны на устье скважины обвязывают друг с другом, применяя специальное оборудование. Затем против продуктивного пласта в ЭК и цементном камне пробивают несколько десятков (сотен) отверстий, по которым в процессе испытания, освоения и последующей эксплуатации нефть (газ) будут поступать в скважину.

Сущность освоения скважины сводится к тому, чтобы давление столба бурового раствора, находящегося в скважине, стало меньше пластового. В результате создавшегося перепада давления нефть (газ) из пласта начнет поступать в скважину. После комплекса исследовательских работ скважину сдают в эксплуатацию.

На каждую скважину заводятся паспорт, где точно отмечают ее конструкцию, местоположение устья, забоя и пространственное положение ствола по данным инклинометрических измерений ее отклонений от вертикали (зенитные углы) и азимута (азимутальные углы). Последние данные особенно важны при кустовом бурении наклонно-направленных скважин во избежание попадания ствола бурящейся скважины в ствол ранее пробуренной или уже эксплуатирующейся скважины. Фактическое отклонение забоя от проектного не должно превышать заданных допусков.

Буровые работы должны выполняться с соблюдением законов об охране труда и окружающей природной среды. Строительство площадки под буровую, трасс для передвижения буровой установки, подъездных путей, линий электропередач, связи, трубопроводов для водоснабжения, сбора нефти и газа, земляных амбаров, очистных устройств, отвал шлама должны осуществляться лишь на специально отведенной соответствующими организациями территории. После завершения строительства скважины или куста скважин все амбары и траншеи должны быть засыпаны, вся площадка под буровую – максимально восстановлена (*рекультивирована*) для хозяйственного использования.

ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ

Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения: упругие и пластические свойства, твердость, абразивность и сплошность.

Упругие свойства горных пород. Все горные породы под воздействием внешних нагрузок претерпевают деформации, исчезающие после удаления нагрузки или остающиеся.

Первые из них называются упругими деформациями, а вторые пластическими. Большинство породообразующих минералов - тела упруго хрупкие, т. е. они подчиняются закону Гука и разрушаются, когда напряжения достигают предела упругости.

Горные породы также относятся к упруго хрупким телам, но в отличие от минералов они подчиняются закону Гука только при динамическом приложении нагрузки.

Упругие свойства горных пород характеризуются модулем упругости (модуль Юнга) и коэффициентом Пуассона. Модуль упругости горных пород зависит от их минералогического состава, вида нагружения и величины приложенной нагрузки, от структуры, текстуры и глубины залегания пород, от состава и строения цементирующего вещества у обломочных пород, от степени влажности, песчаности и карбонатности пород.

Пластические свойства горных пород (пластичность). Разрушению некоторых пород предшествует пластическая деформация. Она начинается, как только напряжения в породе превысят предел упругости. Пластичность зависит от минералогического состава горных пород и уменьшается с увеличением содержания кварца, полевого шпата и некоторых других минералов. Высокими пластическими свойствами обладают глины и некоторые породы, содержащие соли. При определенных условиях некоторые горные породы подвержены ползучести. Ползучесть проявляется в постоянном росте деформации при неизменном напряжении. Значительной ползучестью характеризуются глины, глинистые сланцы, соляные породы, аргиллиты, некоторые разновидности известняков.

Твердость горных пород. Под твердостью горной породы понимается ее способность оказывать сопротивление проникновению в нее (внедрению) породоразрушающего инструмента.

В геологии большое распространение имеет шкала твердости минералов Мооса, по которой условную твердость минералов определяют методом царапания; по этой шкале твердость характеризуется отвлеченным числом (номером).

На основании многочисленных исследований Л.А.Шрейнер предложил классификацию горных пород, выгодно отличающуюся от шкалы твердости Мооса тем, что она наиболее полно учитывает основные физико-механические свойства горных пород, влияющих на процесс бурения.

I группа - породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабо сцементированные пески, суглинки, известняк-ракушечник, мергели, глины с частыми прослоями песчаников, мергелей и т. п.).

II группа - упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, крепкие ангидриты, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, кварцево-карбонатные породы и т. п.).

III группа - упругохрупкие, в основном изверженные и метаморфические породы.

Как правило, по твердости породы, участвующие в сложении нефтяных залежей, относятся к первым восьми категориям.

Абразивность горных пород. Под абразивностью горной породы понимается ее способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия.

Абразивность пород проявляется в процессе абразивного (преимущественно механического) изнашивания и является его характеристикой. Поэтому показатели абразивности можно рассматривать как показатели механических свойств горных пород.

Абразивность горной породы, как и любой другой показатель механических свойств, отражает ее поведение в конкретных условиях испытания или работы. Понятие об абразивной способности тесно связано с понятием о внешнем трении и износе. Абразивные свойства горных пород изучены слабо. На величину трения существенное влияние оказывает среда. Коэффициент трения о породу, поверхность которой смочена глинистым раствором, меньше, чем тот же коэффициент при трении о породу, смоченную водой, и значительно ниже, чем коэффициент трения о сухую породу. Твердость горной породы, размер и форма зерен, образующих породу, существенно влияют на коэффициент внешнего трения. Коэффициент трения о породу с более высокой твердостью при прочих равных условиях обычно более высокий, чем о породу с меньшей твердостью. Это объясняется тем, что абразивные зерна из такой породы выламываются трудней, а разрушающий инструмент царапается зернами этой же породы более интенсивно. По этим же причинам коэффициент внешнего трения выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными зернами, чем при трении о крупнозернистую породу со скатанными зернами.

Среди горных пород наибольшей абразивностью обладают кварцевые и полевошпатовые песчаники и алевролиты (сцементированные обломочные породы с обломочными зернами размером от 0,01 до 0,1 мм).

В настоящее время разработано несколько классификаций по абразивности горных пород.

Сплошность горных пород. Понятие «сплошность горных пород» предложено для оценки структурного состояния горных пород, которые, исходя из степени пригодности внутрискелетных нарушений (трещин, пор, поверхностей рыхлого контакта зерен и т. д.), передают внутрь породы давления внешней жидкостной или газовой среды.

Разделяют четыре категории сплошности:

к первой категории сплошности относятся породы, внутрь которых может проникнуть исходный глинистый раствор;

ко второй — породы, внутрь которых проникает не только жидкость, но и твердые (глинистые) частицы;

к третьей — породы, внутрь которых передается давление только маловязкой жидкости (типа воды);

к четвертой — породы, внутрь которых внешнее гидравлическое давление не передается.