

СОДЕРЖАНИЕ	
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. РЕЖИМ БУРЕНИЯ И КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН.....	8
1.1. Влияние параметров режима бурения на процесс строительства скважин	8
1.2. Проектирование режима бурения скважин	13
1.3. Выбор оптимальных параметров режима бурения	21
1.4. Выбор типа и модели долота для бурения.....	31
1.5. Определение типоразмера бурильных труб	38
1.6. Контроль процесса бурения и режимных параметров с помощью индикатора веса.....	40
1.7. Расшифровка записей диаграммы индикатора веса	44
1.8. Геофизические исследования скважин	49
1.8.1. Электрический каротаж.....	49
1.8.2. Индукционный и трехэлектродный боковой каротаж.....	55
1.8.3. Радиоактивный каротаж	57
1.8.3.1. Гамма-каротаж.....	57
1.8.3.2. Гамма-гамма-каротаж	64
1.8.3.3. Нейтронный гамма-каротаж.....	71
1.8.4. Акустический каротаж по скорости	77
1.9. Контроль за техническим состоянием скважин	79
1.9.1. Термометрия.....	80
1.9.2. Измерение искривления скважины – инклинометрия.....	85
1.9.3. Определение диаметра скважины – кавернометрия.....	92
1.9.4. Контроль качества цементирования обсадных колонн.....	96
1.9.5. Ориентирование отклонителя при бурении наклонно-направленных скважин с применением телеметрических систем и геофизических инклинометров	99
1.9.6. Определение буримости пород по данным геофизических исследований	103
ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН	107
2.1. Выбор типа бурового раствора	107
2.2. Расчет приготовления бурового раствора.....	112
2.3. Расчет количества твердых химреагентов, утяжелителя на примере расхода глинопорошка для приготовления бурового раствора определенной плотности.....	118
2.4. Определение минимального расхода бурового раствора, при котором достигается удовлетворительная очистка забоя скважины.....	119

2.5. Определение скорости осаждения шлама (частиц выбуренной породы) в растворе при отсутствии движения (циркуляции).....	121
2.6. Гидравлический расчет промывки скважин	126
2.6.1. Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы	129
2.6.2. Определение потерь давления в долоте	133
2.7. Упрощенный гидравлический расчет промывки скважин	135
2.8. Гидравлическая программа	141
2.8.1. Технологические мероприятия	149
2.9. Практический расчет гидравлических сопротивлений.....	151
ГЛАВА 3. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.....	161
3.1. Конструкция скважин.....	161
3.2. Обсадные колонны.....	163
3.2.1. Выбор числа обсадных колонн и глубины их спуска	164
3.2.2. Выбор диаметров обсадных колонн и высоты подъема цемента.....	164
3.2.3. Размеры обсадных труб.....	166
3.2.4. Оснастка обсадных колонн	167
3.3. Подготовительные работы	169
3.3.1. Подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн.....	169
3.3.2. Подготовка обсадных труб.....	174
3.4. Режим спуска обсадных колонн	177
3.5. Определение натяжения обсадных колонн.....	180
3.6. Расчёт обсадной колонны.....	187
3.6.1. Расчёт на внутреннее давление, действующее на колонну ...	188
3.6.2. Расчёт на наружное давление, действующее на обсадную колонну.....	189
3.6.3. Определение внутреннего избыточного давления, действующего на обсадную колонну	190
3.6.4. Определение наружных избыточных давлений	191
3.7. Пример расчета обсадных колонн	192
3.8. Разобшение продуктивных пластов, цементирование скважин	205
3.9. Обоснование способа цементирования, параметров и вида тампонажных материалов.....	214
3.9.1. Определение необходимого количества смесительных машин.	217
3.9.2. Определение производительности одного смесителя	219
3.9.3. Определение продолжительности закачки агрегатом ЦА-320 М.....	220
3.10. Расчет одноступенчатого цементирования.....	221

3.10.1. Пример расчета одноступенчатого цементирования	231
3.11. Контроль процесса цементирования	240
3.12. Геофизический и гидродинамический контроль качества цементирования	243
3.13. Опрессовка обсадных колонн для проверки их на герметичность	244
3.13.1. Пример расчета опрессовки эксплуатационной колонны	247
ГЛАВА 4. ПОДЗЕМНЫЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН.....	250
4.1. Оборудование и механизмы, применяемые при ремонте скважин	250
4.2. Оборудование для проведения ловильных работ	264
4.3. Зарезка и бурение второго ствола скважины	281
4.4. Ремонт обсадных колонн с использованием стальных пластырей	284
4.5. Тампонажные работы при ремонте скважины	288
4.6. Определение высоты цементного моста	295
4.7. Расчет размыва (удаления) песчаной пробки	299
4.8. Новая технология ремонтных работ на скважинах	309
4.9. Кислотные обработки скважин	312
4.9.1. Оборудование, применяемое при проведении кислотной обработки	317
4.9.2. Технология проведения кислотной обработки	317
4.10. Гидравлический разрыв пласта	326
4.11. Вибрационные и акустические методы воздействия на нефтяные и газовые пласты	335
4.12. Ликвидация скважин	339
ЛИТЕРАТУРА	341

ВВЕДЕНИЕ

В работе рассматриваются основные задачи технологии бурения скважин, контроль процесса бурения и геофизических исследований строительства скважин и изучения вскрываемого геологического разреза, продуктивных горизонтов, пластов на наличие и состав пластового флюида.

Бурение – процесс сооружения горной выработки цилиндрической формы – скважины путем разрушения горных пород. Бурение осуществляется как на суше, так и на море с целью:

- поиска, разведки и вскрытия полезных ископаемых нефти, газа, воды и др.;
- изучения вскрываемого геологического разреза;
- добычи жидких, газообразных и твердых полезных ископаемых.

По целевому назначению можно выделить следующие виды скважин:

- опорные скважины бурят в пределах площадей, геологическое строение которых не установлено данными бурения, для геологической съемки, поисков, регионального изучения глубинного геологического строения, изучения и выбора наиболее перспективных направлений ведения геологоразведочных работ;

- параметрические скважины бурят для изучения, определения параметров геофизических свойств горных пород, для выявления перспективных районов геолого-поисковых работ;

- поисковые скважины необходимы для установления наличия в данном районе полезных ископаемых;

- разведочные скважины бурят для оконтуривания месторождения и определения запасов полезного ископаемого, совершенствования технологии бурения в данном районе и выбора метода эксплуатации месторождения;

- эксплуатационные скважины для добычи нефти, газа;

- гидрогеологические скважины для изучения подземных вод, условия их залегания, возможного дебита и химического свойства;

- сейсмические скважины для сейсмической разведки;

- опорно-технологические скважины бурят для оценки эффективности, совершенствования и разработки оптимальных режимов бурения, конструкции скважин, бурового оборудования и инструмента;

– наблюдательные скважины служат для систематического контроля за изменением уровня воды в скважинах, а при эксплуатации скважин за изменением пластового давления, дебита, водонасыщенности;

– научно-исследовательские скважины предназначены для получения научной информации о разбуриваемом массиве. Такие скважины бурили во льдах Арктики, Антарктиды. Для научных исследований недр Земли пробурена Кольская сверхглубокая скважина.

В работе приводятся влияние параметров режима бурения на процесс строительства скважины. Контроль процесса строительства скважин. Геофизические исследования вскрываемого геологического разреза, методы контроля процесса бурения скважин, качества крепления скважин.

В разделе технологии промывки скважин приведены гидравлические расчеты промывки скважин. Скорости осаждения шлама в растворе при отсутствии циркуляции движения раствора. Приведен расчет гидравлической программы углубления скважины.

В разделе крепления скважин обоснована конструкция скважин, выбор числа обсадных колонн, глубина их спуска и высота подъема цемента в заколонном пространстве. Приведены расчеты на внутренние и наружные нагрузки, действующие на обсадную колонну. Расчет натяжения обсадных колонн. Определения внутреннего избыточного давления действующего на обсадную колонну. Произведен расчет обсадных колонн на смятие и на разрыв. Расчет одноступенчатого цементирования. Контроль процесса цементирования. Геофизический и гидродинамический контроль качества цементирования обсадных колонн.

В разделе исследования скважин приводятся технологические операции, применяемые при разбуривании продуктивных пластов:

- установка цементных мостов;
- зарезка и бурение второго ствола;
- ремонт обсадных колонн с использованием стальных пластырей;

- кислотной обработки продуктивных пластов и их гидроразрыв;

- вибрационные и акустические методы воздействия на нефтяные и газовые горизонты.

ГЛАВА 1. РЕЖИМ БУРЕНИЯ И КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

1.1. Влияние параметров режима бурения на процесс строительства скважин

Влияние количества и качества бурового раствора. Промысловыми наблюдениями и лабораторными исследованиями установлено, что наилучшие результаты работы долот имеют место, когда выбуренная порода своевременно удаляется с забоя, в противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту. Чистота забоя скважины, а, следовательно, и собственно процесс бурения зависят от следующих факторов [3] [7] .

1. Качество бурового раствора. Очистка скважины от мелкого шлама лучше обеспечивается при глинистых растворах с малой вязкостью и малой прочностью структуры. Крупные куски шлама лучше удаляются при густых и вязких растворах. Увеличение плотности повышает подъемную способность глинистых растворов.

В то же время установлено, что механическая скорость проходки зависит от величины дифференциального давления, представляющего собой разность между давлением столба бурового раствора в скважине и пластовым (поровым) давлением. Давление столба бурового раствора (гидростатическое давление) прямо пропорционально его плотности. Если дифференциальное давление больше 3,5 МПа, то механическая скорость проходки остается примерно постоянной.

С увеличением плотности бурового раствора увеличивается давление на забой скважины, сопротивляемость пород разрушению возрастает, вследствие чего показатели бурения уменьшаются. В случаях, когда геологические условия позволяют, следует использовать в качестве промывочной жидкости воду, газ или воздух с обязательной компенсацией их недостаточной подъемной способности высокой скоростью движения в затрубном пространстве.

Американский ученый Бингхем, анализируя многочисленные промысловые и стендовые эксперименты с использованием для бурения различных промывочных агентов, сделал следующие выводы:

– в процессе бурения на эффективных режимах максимальные значения проходки за один оборот долота (h/n)

можно получить при использовании в качестве бурового раствора воды;

– в большинстве случаев бурить на эффективных режимах можно при использовании в качестве промывочных агентов воздуха или газа. Однако в этом случае и нагрузка на долото, и частота его вращения должны быть меньшими по сравнению с таковыми при бурении с промывкой забоя водой. Это объясняется низкой очищающей способностью воздушной струи [3] [21].

2. Количество бурового раствора, подаваемого на единицу площади забоя скважины. На основании обобщения экспериментальных исследований установлено (исследования проводились при бурении роторным способом и электробуром), что технологически необходимое количество промывочного раствора, л/с,

$$Q_p = 0,07\Pi_3, \quad (1.1)$$

где 0,07 – переводной коэффициент;

Π_3 – площадь забоя скважины, см².

Превышение производительности буровых насосов над вычисленной по данному соотношению величиной не приводит к существенному изменению механической скорости проходки.

3. Скорость истечения потока жидкости из отверстий долота и расположения этих отверстий по отношению к шарошкам и забою скважин. С увеличением скорости истечения бурового раствора из долотных насадок улучшается очистка забоя скважины, а следовательно, возрастает механическая скорость бурения. Наблюдения показывают, что значительный рост механической скорости проходки достигается в том случае, когда скорость струй, вытекающих из насадок гидромониторного долота, превышает 60...75 м/с. Большое влияние на условия очистки забоя оказывает высота зубьев шарошек. Чем больше просвет между шарошками и забоем, тем совершеннее его очистка и выше значения h/n . Наименьшие значения h/n наблюдаются в тех случаях, когда применяются алмазные долота, в которых зубья (алмазы) выступают за матрицу на незначительную высоту, и штыревые с твердосплавными вставками, почти уплотненными в теле шарошки.

4. Влияние частоты вращения долота. Установлено, что при увеличении частоты вращения долота механическая скорость

проходки растет, достигая максимальной величины, а потом снижается. Каждому классу пород (пластичных, пластично-хрупких и хрупких) соответствуют свои критические частоты вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости проходки. Следует иметь в виду, что повышение частоты вращения шарошечных долот снижает долговечность их работы из-за интенсивного износа опор и сокращает проходку за рейс долота [5] [6].

5. Влияние осевой нагрузки. По многочисленным отечественным и зарубежным исследованиям влияние осевой нагрузки на механическую скорость может быть охарактеризовано графиком, отражающим качественную сторону процесса (рис. 1.1).

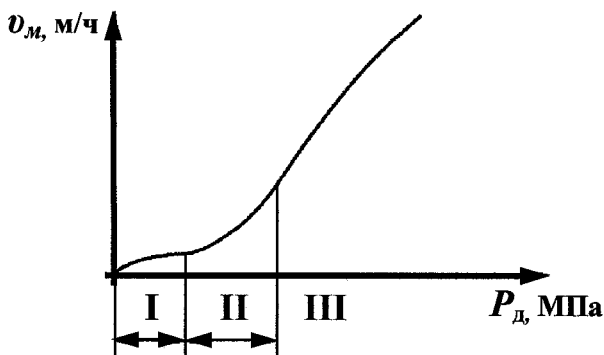


Рис. 1.1. Кривая зависимости механической скорости проходки от осевой нагрузки

На кривой $v_m = (P_d)$ выделяются три области. Область I характеризуется тем, что скорость v_m увеличивается пропорционально увеличению P_d .

В этой области удельная нагрузка значительно меньше прочности разрушаемой породы, поэтому процесс разрушения носит поверхностный характер. Область I называется областью поверхностного разрушения.

Во II области v_m также увеличивается с ростом P_d , но в данном случае механическая скорость растет быстрее, чем увеличивается создаваемая на долото нагрузка. В этой области породы разрушаются при удельной нагрузке, меньшей твердости

разрушаемой породы, но уже близкой к ней. Эта область условно называется областью усталостного разрушения. На границе II и III областей удельная нагрузка будет соответствовать твердости разрушаемой породы.

В III области процесс разрушения носит объемный характер. Область III называется областью нормального или объемного разрушения.

Разделение режимов разрушения породы является условным, так как при работе долота в разной степени наблюдаются все три вида разрушения.

Для турбинного бурения зависимости v_m , n , h от осевой нагрузки на долото Д показывают, что при всех существующих методах вращательного бурения любое изменение осевой нагрузки на долото приводит к изменению показателей его работы (рис. 1.2) [5].

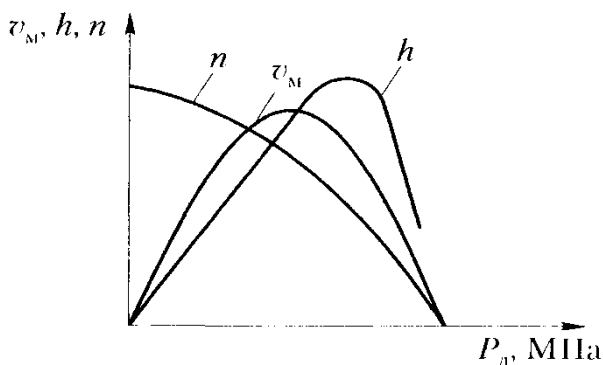


Рис. 1.2. Влияние осевой нагрузки на механическую скорость v_m , проходку h и частоту n вращения долота при турбинном бурении

При поддержании на долоте осевой нагрузки, соответствующей $v_m = \max$, реализуется критерий максимума механической скорости; при нагрузке, отвечающей $h = \max$, будет вестись бурение с максимальной проходкой на долото.

Оптимальный режим с максимумом рейсовой скорости будет достигнут при средней величине осевой нагрузки между P_d , соответствующим $v_{m\max}$, и P_d , соответствующим h_{\max} .

Взаимосвязь между параметрами режима бурения.

В роторном бурении параметры режима бурения не зависят друг от друга. В процессе бурения можно менять любой из них: P_d , n или Q_p , не изменяя других.

Иное дело при бурении гидравлическими забойными двигателями. Здесь основным параметром режима бурения является количество прокачиваемой промывочной жидкости Q_p . Осевая нагрузка на долото P_d находится в зависимости от Q_p , т.е.

$$P_d = f(Q_p). \quad (1.2)$$

Число оборотов долота n в турбинном бурении переменное и зависит от количества прокачиваемой жидкости и величины осевой нагрузки на долото, т.е.

$$n = f(Q_p), P_d. \quad (1.3)$$

Другими словами, при турбинном бурении изменение величины Q_p неизменно повлечет за собой изменение n и P_d .

При бурении электробуром также имеются свои особенности. Электробуром бурят практически при постоянной скорости вращения долота и бурильщик не может ее регулировать. Менять скорость вращения можно только путем замены электробур другим двигателем, имеющим иную скорость вращения, изменением частоты тока или при помощи редукторов-вставок.

Изменение мощности, затрачиваемой долотом на разрушение пород, имеющих различные физико-механические свойства, вызывает изменение силы тока в электрической цепи, питающей электробур. Это позволяет следить по показаниям амперметра за характером работы долота на забое, создавать оптимальные осевые нагрузки, а также определять степень износа долота.

Таким критерием может служить рейсовая скорость или стоимость 1 м проходки, так называемая экономическая скорость. Спущенное в скважину долото стремятся отработать при таких значениях параметров режима бурения и бурить им столько времени, чтобы обеспечить либо максимальную скорость v_{pmax} , либо минимальную стоимость 1 м проходки C_{min} . Критерий C_{min} более обобщающий, чем критерий v_{pmax} , так как он учитывает (в стоимостном выражении) больше факторов [6].

1.2. Проектирование режима бурения скважин

Проектирование режима бурения.

Минимальный расход бурового раствора, при котором достигается удовлетворительная очистка забоя скважины, определяется по формуле

$$Q = qF_3, \quad (1.4)$$

где

Q – минимальный расход бурового раствора, м³/сек;

q – удельный расход бурового раствора на единицу площади забоя, м/с. [3] [7],

$$q = 0,35 - 0,5,$$

F_3 – площадь забоя, м.

Площадь забоя определяется согласно диаметру долота и коэффициенту уширения [7]:

$$F = \frac{\pi D_0^2 K_y}{4}, \quad (1.5)$$

где K_y – коэффициент уширения. Обычно $K_y = 1,15 - 1,3$.

Принимая отношение $\frac{\pi}{4}$ равным 0,785, получим

$$F_3 = 0,785 D_0^2 K_y, \quad (1.6)$$

где D_d – диаметр долота, м.

Для выноса частиц выбуренной породы на поверхность минимальная производительность насосов Q_{min} определяется по формуле

$$Q_{min} = 0,785 (D_d^2 - D_{скв}^2) v_{min}, \quad (1.7)$$

где

Q_{min} – минимальная производительность насосов, м³/сек;

v_{min} – минимальная скорость восходящего потока, м/с

$$v_{min} = 1,1.$$

Фактическая производительность в любом случае должна быть:

$$Q_{max} > Q > Q_{min} . \quad (1.8)$$

При турбинном способе бурения максимальная производительность буровых насосов может быть определена по формуле

$$Q_{max} = \sqrt[3]{\frac{7,5N\zeta_n}{(A_p + A)\rho_{б,р}}}, \quad (1.9)$$

где

N – мощность привода насоса (табл. 1.1, 1.2);

ζ_n – полный КПД насоса, обычно $\zeta_n = 0,75 \dots 0,8$;

A_p – коэффициент перепада давления в турбобуре;

A – коэффициент потерь давлений в циркуляционной системе буровой;

$\rho_{б,р}$ – плотность бурового раствора.

Таблица 1.1

Параметры буровых насосов, выпускаемых ОАО «Уралмаш»

Показатели	Тип насоса		
	УНБ – 600А	УНБТ – 950А УНБТ – 1180А1	УНБТ – 750
1	2	3	4
Мощность, кВт (л.с.)	600 (816)	950/1180 (1290/1600)	750 (1020)
Число цилиндров, шт.	2	3	3
Максимальное давление на выходе, МПа (атм)	25 (250)	32 (320.)	35 (350)
Максимальная идеальная подача, л/с (м ³ /с)	51,9 (0,052)	46 (0,046)	50,7 (0,051)

Таблица 1.2

Параметры буровых насосов

Показатели	Тип насоса		
	НТБ –475	НТБ – 600 – 1	НТБ – 235
1	2	3	4
Мощность, кВт (л.с.)	475 (646)	600 (816)	235 (320)
Число цилиндров, шт.	3	3	3
Максимальное давление на выходе, МПа (атм)	25 (250)	25 (250)	25,4 (254)
Максимальная идеальная подача, л/с (м ³ /с)	45,65 (0,046)	45,6 (0,046)	26,74 (0,0267)

Коэффициент перепада давления в турбобуре A_p , зависящий от подачи бурового раствора, колеблется в пределах [1], [2] от 0,019 до 0,54. Чем больше подача, тем больше значение A_p .

Обычно на буровой устанавливаются три насоса, два из которых обеспечивают необходимую подачу, а один используется для хозяйственных нужд. Тогда суммарная мощность привода насосов определится из выражения $N_{\text{сум}} = 2N$.

Коэффициент A можно определить согласно источнику [1], [2].

Плотность бурового раствора определяется в соответствии с пластовым давлением и глубины бурения с учетом проводки скважин на соседних площадях с аналогичными геолого-техническими условиями. [5]

Здесь и дальше при вычислении требуемых величин необходимо соблюдать одну размерность.

При роторном способе бурения производительность (подача) определяется без учета коэффициента A_p по формуле, приведенной выше.

Осевая нагрузка G на долото для обеспечения эффективного разрушения горной породы возможна только в том случае, если выполняется условие [5]:

$$G = F_n \sigma, \quad (1.10)$$

где F_n – начальная опорная поверхность долота;
 σ – предел прочности породы, зависящий от типа породы
и глубины залегания, $\sigma = 250 - 800$ МПа.

F_n определяется из выражения

$$F_n = \frac{\zeta_z D_d b}{2}, \quad (1.11)$$

где ζ_z – коэффициент перекрытия, $\zeta_z \approx 1,05 - 2$;

D_d – диаметр долота;

b – начальное притупление, $b = (1,0 - 1,5 \text{ мм}) 10^{-3} \text{ м}$.

Необходимая длина УБТ определяется выражением, приведенным выше.

При бурении забойными гидравлическими двигателями частота вращения (об/мин) может быть определена из выражения

$$n_{ont} = A_n Q, \quad (1.12)$$

где A_n – коэффициент скорости вращения вала турбобура

$$A_n \approx \frac{n'}{Q_{max}}, \quad (1.13)$$

где n' – скорость вращения вала двигателя при максимальной подаче буровых насосов (табл. 1.3, 1.4).

Частота вращения стола ротора зависит от глубины скважины, типа горной породы, диаметра долота, нагрузки на долото и мощности, передаваемой на ротор. Обычно она колеблется в пределах от 60 об/мин до 120 об/мин и зависит от опыта проводки скважин на данной или соседних площадях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

e-Univers.ru