

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра морского
нефтегазового дела

КУРСОВОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

*Методические указания к выполнению курсового
проектирования по дисциплине «Техническое
проектирование бурения нефтяных и газовых
скважин на Арктическом шельфе» для обучающихся
по специальности 21.05.05 Физические процессы
горного или нефтегазового производства и по
направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Составители – Коротаяев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела, Надиралиев Камран
Гасалиевич, ассистент кафедры морского
нефтегазового дела

Методические указания рассмотрены и
одобрены кафедрой морского нефтегазового
дела 17 января 2019 г., протокол №5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович,
доктор технических наук, директор
Института арктических технологий МГТУ.

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ -

Мурманский государственный технический университет, 2019

© Б. А. Коротаяев, 2019

Введение	4
Совмещённый график градиентов давлений [9]	4
Выбор плотности промывочной жидкости [11]	7
Цели крепления скважины [13]	10
Выбор конструкции скважины [12]	11
Выбор диаметров долот под бурение обсадных колонн	15
Эксплуатационная колонна / хвостовик	18
Промежуточная колонна.....	18
Кондуктор	19
Направление	20
Выбор типа долота	20
Прочностные расчёты обсадных колонн [8].....	22
Внутреннее давление [19].....	23
Наружное давление	24
Избыточное наружное давление	25
Избыточное внутреннее давление.....	27
Расчеты на прочность	27
Осевая нагрузка от собственного веса	27
Прочность труб. Коэффициенты запаса прочности	28
Пример расчёта обсадной колонны.....	31
Построение эпюр давлений	32
Расчёт прочности эксплуатационной колонны	38
Расчет обсадных колонн для наклонно-направленных скважин.....	39
Особенности расчёта обсадных колонн для горизонтальных скважин	40
Определение удлинения и разгрузки обсадной колонны [20].....	40
Бурильная колонна	42
Прочностные расчёты бурильной колонны	44
Расчёт УБТ.....	44
Расчёт колонны бурильных труб.....	47
Пример расчёта бурильной колонны	51

Расчёт УБТ.....	51
Расчёт колонны бурильных труб.....	55
Список литературы	59

Введение

Совмещённый график градиентов давлений [9]

Совмещённый график градиентов давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путём (прогнозные данные):

$$p_{гр} = 0.0083H + 0.66p_{пл},$$

где $p_{гр}$ - давление гидроразрыва, МПа, $p_{пл}$ - пластовое давление, МПа, H - глубина, м.

Совмещённый график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учётом наличия геологических осложнений по графику совмещённых давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Градиент пластового давления – отношение пластового давления в рассматриваемой точке пласта к абсолютной глубине этой точки. Градиент давления гидроразрыва – отношение давления гидроразрыва в рассматриваемой точке пласта к абсолютной глубине этой точки. Градиент гидростатического столба бурового раствора (БР) – отношение давления гидростатического столба БР в рассматриваемой точке скважины к абсолютной глубине этой точки. Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создаёт давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления

скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

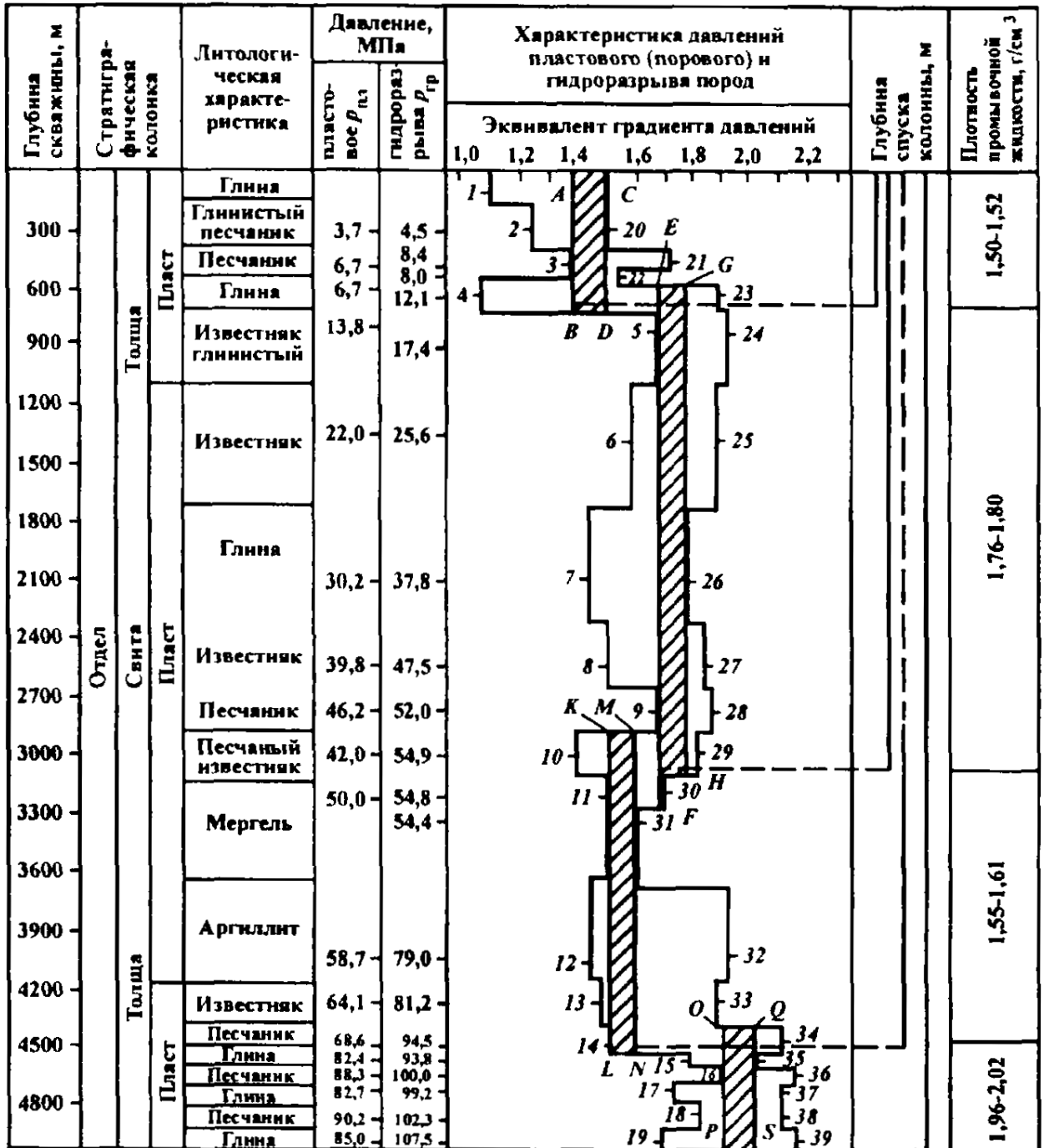


Рис. 6. Пример графика совмещённых давлений [12]

Пусть имеются данные о пластовых давлениях и давлениях гидроразрыва на некоторых глубинах:

Глубина H , м	Давление пластовое $p_{пл}$, МПа	Давление гидроразрыва $p_{гр}$, МПа
200	2	4
600	6	11
1000	10	20
1300	13	23.5
1625	17	30.8
2100	24	40
3000	36.5	57

Таблица 1. Исходные данные

Градиенты давлений можно рассчитать по формуле:

$$grad\ p = \frac{p}{H} \cdot 100,$$

где $grad\ p$ - градиент давления, МПа/100 м, p - давление, МПа, H - глубина.

Значения градиентов давлений пластового и гидроразрыва сведём в таблицу:

Глубина H , м	Градиент пластового давления $grad\ p_{пл}$, МПа/100 м	Градиент давления гидроразрыва $grad\ p_{гр}$, МПа/100 м
200	1	2
600	1	1.83
1000	1	2
1300	1	1.81
1625	1.05	1.90
2100	1.14	1.90
3000	1.22	1.9

Таблица 2. Результаты расчёта градиентов давлений

Построим график совмещённых градиентов давлений:

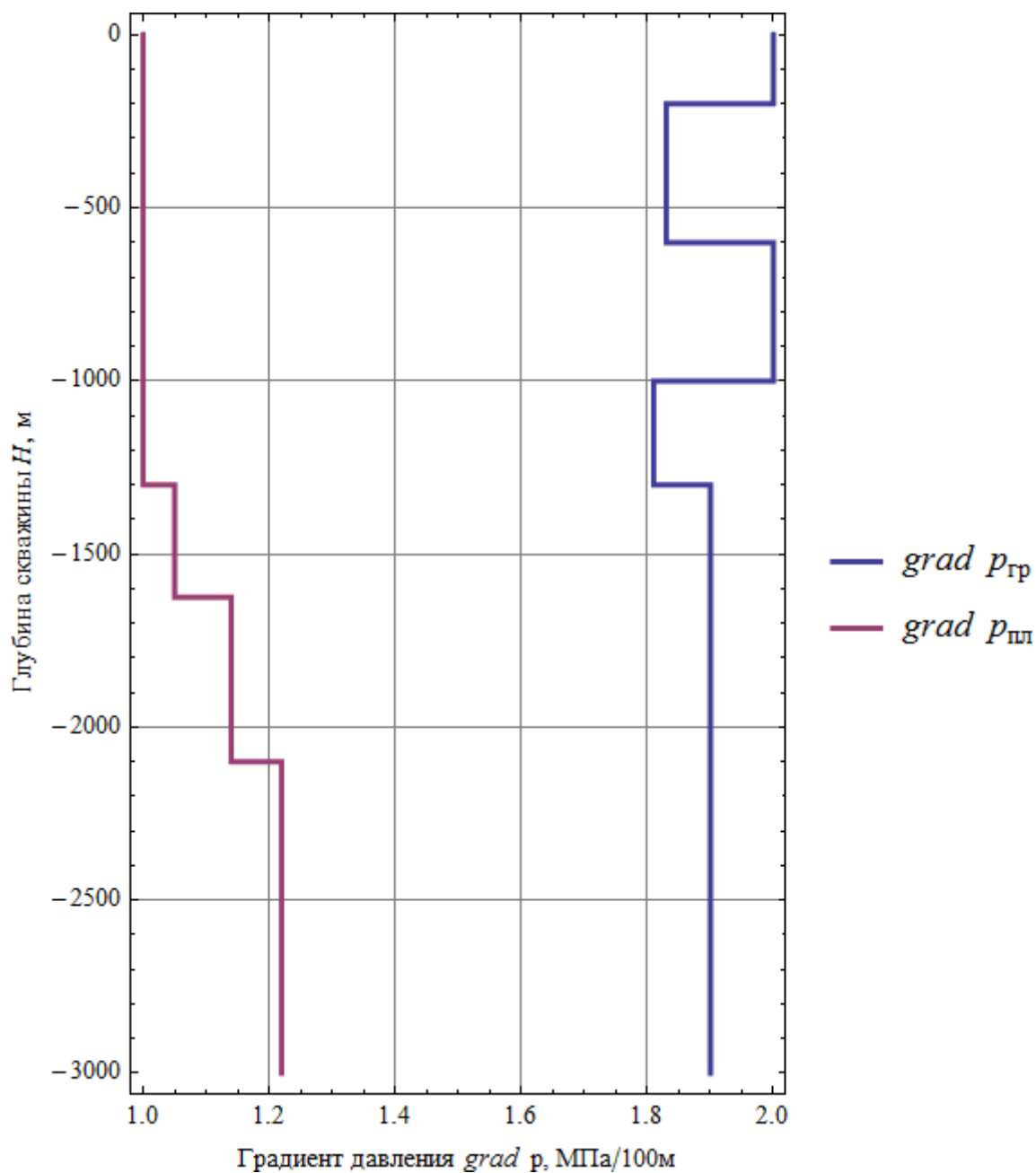


Рис. 7. Совмещённый график градиентов давлений

Выбор плотности промывочной жидкости [11]

Плотность промывочной жидкости, применяемой при разбуривании заданного интервала, следует определять, исходя из следующих двух условий: создания противодействия, препятствующего притоку в скважину пластовых жидкостей и газов; предотвращения гидроразрыва наиболее слабых пластов.

Проектные решения по выбору плотности промывочной жидкости должны предусматривать создание столбом промывочной жидкости гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее¹:

- 10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м ($k_{\text{запас}}=1.1$);
- 5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины ($k_{\text{запас}}=1.05$).

При этом противодействие на горизонты в процессе циркуляции не должно превышать давления гидроразрыва пласта для всего интервала совместимых условий бурения. Согласно макету на строительство скважины для каждого интервала глубин должно задаваться единственное значение плотности бурового раствора².

С учётом вышесказанного, условие выбора плотности будет выглядеть следующим образом:

$$k_{\text{запас}} \cdot \frac{P_{\text{пл}}}{gH} \leq \rho_{\text{пж}} < \frac{P_{\text{гр}}}{gH}$$

где $\rho_{\text{пж}}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м³.

Используя данные из табл. 2 рассчитаем минимально необходимые плотности промывочной жидкости $\rho_{\text{пж}}$ для каждого интервала и поместим результаты в таблицу ниже:

Глубина H , м	Плотность промывочной жидкости $\rho_{\text{пж}}$, кг/м ³
200	1121
600	
1000	
1300	1070
1625	1120
2100	1223
3000	1302

Таблица 3. Результат расчёта плотности промывочной жидкости

¹ Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013

² РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ».

Столб промывочной жидкости создаёт гидростатическое давление на заданной глубине:

Глубина H , м	Давление пластовое $p_{пл}$, МПа	Давление столба промывочной жидкости, МПа	Давление гидроразрыва $p_{гр}$, МПа
200	2	2.2	4
600	6	6.6	11
1000	10	11.0	20
1300	13	13.7	23.5
1625	17	17.9	30.8
2100	24	25.2	40
3000	36.5	38.3	57

Таблица 4. Проверка условия $k_{запас} \cdot p_{пл} \leq \rho_{гж} g H < p_{гр}$

Из табл. 5 видно, что промывочная жидкость создаёт такое гидростатическое давление, которое удовлетворяет условиям безопасности.

Добавим к графику совмещённых градиентов давлений (рис. 7) ещё и градиент давления столба промывочной жидкости:

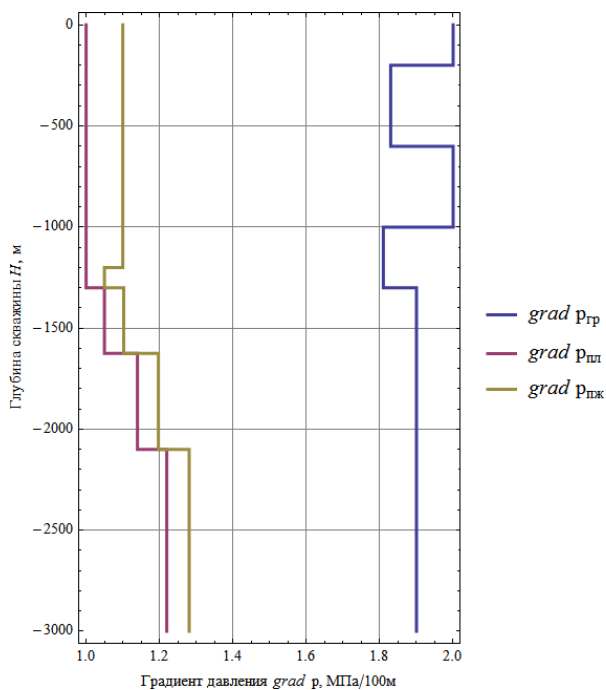


Рис. 8. Совмещённый график градиентов давлений с градиентом давления столба промывочной жидкости

Цели крепления скважины [13]

В процессе бурения вскрываются горные породы, различающиеся между собой по литологическому составу, физико-механическим свойствам, степени насыщенности и виду насыщающей жидкости, коэффициентам аномальности пластовых давлений, монолитности. Наряду с устойчивыми, например карбонатными, породами, в которых ствол скважины может длительное время оставаться незакрепленным, встречаются породы неустойчивые и несвязные. Такие породы легко осыпаются, обваливаются или пластически деформируются, выпучиваются внутрь ствола скважины вскоре после разбуривания. Неустойчивые породы особенно часто встречаются на сравнительно небольших глубинах, а также в зонах тектонических нарушений. К их числу относятся многие хемогенные породы, склонные к пластическому течению под влиянием горного давления, особенно при повышенных температурах. Чтобы предотвратить нарушение устойчивости стенок скважины, ствол приходится крепить.

Основными целями крепления скважин являются:

- создание долговечного и герметичного канала для транспортирования жидкости от эксплуатационных горизонтов к дневной поверхности или в противоположном направлении;
- герметичное разобщение горизонтов с неодинаковыми коэффициентами аномальности пластовых давлений с целью охраны недр и предотвращения серьёзных осложнений;
- укрепление стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми горными породами
- защита эксплуатационного канала от коррозии пластовыми жидкостями.

Наиболее распространённым способом крепления скважин является спуск колонн, составленных из специальных труб, называемых *обсадными*, с последующим цементированием пространства между колонной труб и стенками скважины.

Выбор конструкции скважины [12]

Выбор конструкции скважины является основным этапом её проектирования и должен обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтегазопромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных колонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрыва горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин – совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используют совмещённый график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина - эквивалент градиента давления (рис. 6).

Конструкция скважины в части надёжности, технологичности и безопасности должна обеспечивать [14]:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счёт выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений

со стволом скважины;

- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах производства буровых работ и эксплуатации скважины;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, и охраны окружающей среды в первую очередь за счёт прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.

Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород. Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках. До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины.

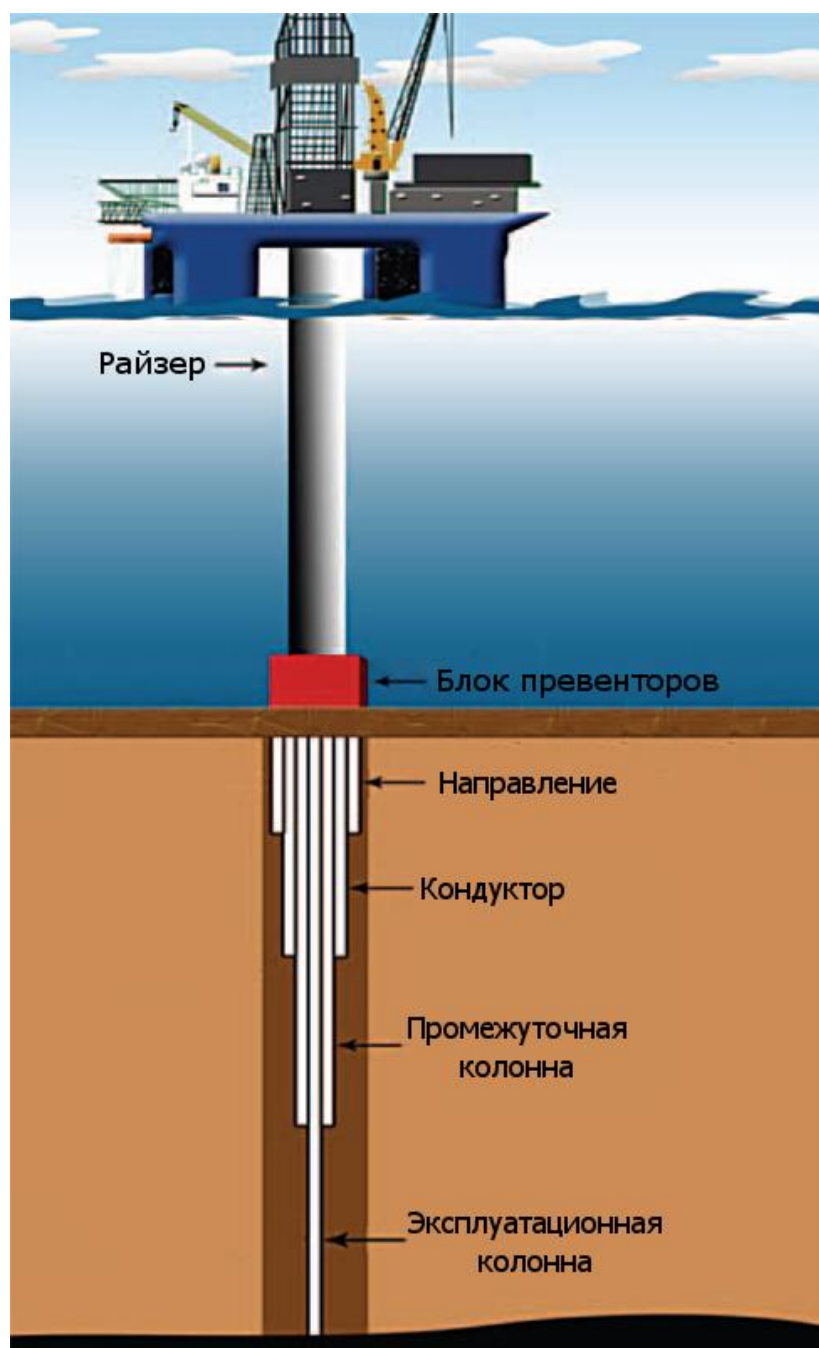


Рис. 9. Типовая схема конструкции скважины³.

В предварительный вариант конструкции, полученный на основании анализа совмещённого графика, вносят некоторые уточнения [8]:

1. Для того чтобы выходящий из скважины поток промывочной жидкости можно было направить в очистную систему, необходимо создать специальное направление. При строительстве скважины на суше для этого вдоль её будущей оси роют неглубокий (3 - 5 м, иногда несколько глубже) колодец, в который спускают трубу, а пространство между

³ https://www.controlglobal.com/assets/00_images/2012/1209/CG1208-LL-Fig1-1.jpg

трубой и стенками колодца утрамбовывают. Эту трубу называют *направлением*. Если скважину сооружают на море, направлением перекрывают всю толщу донных отложений.

2. Залегающие неглубоко от дневной поверхности породы нередко могут размываться восходящим потоком промывочной жидкости; проницаемые породы, как правило, насыщены пресными или слабоминерализованными водами, пригодными для водоснабжения населения, сельского хозяйства или технических нужд. Во избежание размыва таких пород и сильного загрязнения водонасыщенных пород верхний участок скважины перекрывают специальной обсадной колонной - *кондуктором*.
3. В районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) часто встречаются интервалы, где твёрдые минеральные частицы сцементированы только льдом. В процессе бурения под воздействием тёплой промывочной жидкости лёд тает, твёрдые частицы осыпаются в ствол скважины и выносятся потоком на дневную поверхность, в скважине же образуется полость большого объёма; в результате может возникнуть аварийная ситуация. Во избежание образования больших полостей рекомендуется сразу же после разбуривания такого участка укреплять ствол скважины удлинённым направлением. Нижний конец его устанавливают в мёрзлой породе сцементированной минеральным цементом. Так как сцепление между удлинённым направлением и льдистыми породами ненадежно и при повышении температуры нарушается, то всю толщу ММП перекрывают кондуктором. Нижний конец кондуктора устанавливают ниже границы мерзлоты не менее чем на 100 м в устойчивой породе с положительной температурой.
4. Если в разрезе месторождения имеется хемогенная толща, для предотвращения интенсивного растворения солей при бурении применяют либо промывочную жидкость на углеводородной основе, либо жидкость, полностью насыщенную соответствующей солью. При использовании дорогих промывочных жидкостей нередко надсолевою

толщу перекрывают одной, а хемогенную толщу - другой обсадными колоннами.

5. Если в предварительном варианте конструкции расстояние между нижними концами двух смежных колонн велико, то иногда с целью уменьшить опасность аварийного износа предыдущей обсадной колонны, интенсивного желобообразования в стволе скважины и возникновения прихватов в конструкцию вводят дополнительную колонну.
6. Если опыт показывает, что поглощения в трещиновато-кавернозных породах можно изолировать без спуска обсадных труб, из предварительного варианта целесообразно исключить соответствующую колонну.

Обычно обсадные колонны подвешивают на устье скважины; поэтому верхний интервал оказывается перекрытым несколькими колоннами. Расход металла на крепление можно уменьшить, если хотя бы одну колонну сделать потайной. Сплошную колонну можно заменить потайной, укрепив её лишь участок ниже башмака предыдущей сплошной колонны, в том случае, если прочность последней с учётом её возможного износа достаточна, чтобы выдержать те избыточные давления, которые могут возникнуть в скважине до окончания спуска последующей сплошной колонны. Подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны (*хвостовика*) должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м - для газовых⁴.

Выбор диаметров долот под бурение обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. При заканчивании скважины

⁴ Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013

открытым стволом за диаметр эксплуатационной колонны принимается диаметр открытого ствола. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 6. Диаметр эксплуатационной колонны, как правило, задаётся заказчиком.

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127,0; 139,7	75-250	114,3-146,1
100-150	139,7; 146,1	250-500	146,1-177,8
150-300	168,3; 177,8	500-1000	168,3-219,1
>300	177,8; 193,7	1000-5000	219,1-273,1

Таблица 5. Выбор диаметра эксплуатационной обсадной колонны.

Диаметр скважины под обсадную колонну рассчитывается с учётом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины, которые приведены в таблице 7.

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Допустимый зазор, мм
114,3; 127	10 – 15
139,7; 146,1	15 – 20
168,3; 177,8; 193,7	20 – 25
219,1; 244,5	25 – 30
273,1; 298,5	30 – 35
323,9; 339,7; 351	35 – 45
377; 406,4; 425,5	45 – 50
508; 762	50 – 55

Таблица 6. Рекомендуемый зазор между стенками скважины и муфтой обсадной колонны.

Диаметр, мм	
обсадная колонна	долото
114,3	139,7; 155,6
127	155,6; 158,7; 161; 165,1
139,7	171,4; 190,5
139,7*	155,6; 158,7; 161; 165,1
146,1	195,5; 200; 215,9
168,3	215,9
168,3*	195,5; 200; 215,9
177,8	215,9; 222,3
193,7	244,5; 250,8
219,1	269,9; 279,4
219,1*	244,5
244,5; 244,5*	295,3; 311,1
273,1	349,2; 393,7
298,5	349,2; 393,7
323,9; 339,7; 351	393,7; 444,5
377; 406,4	490
425,5	490+расширитель 558,8
508	490+расширитель 700; 660,4
762	490+расширитель 850; 914,4

Таблица 7. Рекомендуемые соотношения диаметров долот и спускаемых обсадных колонн (* - безмуфтовые трубы).

Диаметры обсадных колонн выбирают из условий проходимости долот внутри предыдущей колонны и проходимости последующей колонны с рекомендуемыми зазорами.

Во всех случаях, когда возможно, необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины и уменьшению её металлоёмкости, например, за счёт уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовым соединением.

Эксплуатационная колонна / хвостовик

Эксплуатационная колонна является последней обсадной колонной. Она устанавливается для изоляции продуктивных зон и добычи пластовых флюидов. В некоторых случаях её выполняют в виде потайной колонны, в этом случае она является хвостовиком. Одно из преимуществ хвостовика - сокращение затрат и времени на спуск и цементирование эксплуатационной колонны.

Диаметр долота $D_{\text{дол}}$ для бурения под эксплуатационную (хвостовик) колонну рассчитываем по формуле:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta,$$

где $D_{\text{муф}}$ - наружный диаметр муфты обсадной колонны, Δ - допустимый зазор из таблицы 7. Наружные диаметры муфт обсадных колонн приведены в ГОСТ 632-80, а также в отечественных и иностранных каталогах выпускаемых обсадных труб. Например, возьмём трубу диаметром 168.3 мм с трапецеидальной резьбой и специальной муфтой⁵ $D_{\text{муф}}=177.8$ мм. Минимально необходимый диаметр ствола скважины будет:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=177.8+20=198.8 \text{ мм}$$

Выберем ближайшее (в сторону увеличения) по диаметру долото из стандартных типоразмеров по ГОСТ 20692-2003 или таблице 8 - долото $D_{\text{дол}}=215.9$ мм.

Промежуточная колонна

Промежуточную колонну обычно устанавливают в переходной зоне, ниже или выше зоны аномального давления или спускают для изоляции зон интенсивного поглощения и защиты интервалов неустойчивых пород.

Внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны должен обеспечивать беспрепятственный проход долота, используемого для бурения интервала под эксплуатационную колонну. Минимальный зазор между

⁵ ГОСТ 632-80, табл. 4.

долотом и внутренней стенкой обсадной колонны принять 3..5 мм. Вычислим минимальный внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны для $D_{\text{дол}}=215.9$ мм:

$$D_{\text{внутр}}=D_{\text{дол}}+2\times 5=215.9+10=225.9 \text{ мм}$$

Далее, по ГОСТ 632-80 выберем обсадную колонну, внутренний диаметр которой больше $D_{\text{внутр}}$. Выберем предварительно трубу с трапецеидальной резьбой и специальной муфтой⁶ $D_{\text{внутр}}=226.7$ мм с толщиной стенки 8.9 мм. Её наружный диаметр равен $D_{\text{наруж}}=244.5$ мм, диаметр муфты $D_{\text{муф}}=257.2$ мм. Вычислим минимально необходимый диаметр долота для бурения интервала под промежуточную обсадную колонну:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=257.2+25=282.2 \text{ мм}$$

Примем ближайший больший диаметр долота $D_{\text{дол}}=295.3$ мм.

Кондуктор

Кондуктор применяют для предотвращения обвала неустойчивых пород, залегающих на малых глубинах. Эту обсадную колонну устанавливают и в устойчивых породах, например в известняках, что препятствует размыву породы у башмака обсадной колонны под действием высоких гидростатических давлений. Кондуктор служит для обеспечения защиты при выбросах на малых глубинах в процессе бурения, так как на нём установлено ПВО. Глубину установки колонны выбирают с учётом наличия неустойчивых пластов, зон поглощения, водоносных песков. Типичные диаметры этой колонны - 473 и 508 мм. Примем типичный диаметр для кондуктора $D_{\text{наруж}}=473$ мм. По ГОСТ 632-80 найдём подходящую трубу с таким наружным диаметром: труба с короткой треугольной резьбой⁷: $D_{\text{муф}}=508$ мм, внутренний диаметр $D_{\text{внутр}}=450.9$ мм. Очевидно, что внутренний диаметр выбранного кондуктора обеспечит свободное продвижение долота ($D_{\text{дол}}=295.3$ мм) под промежуточную колонну. Найдём

⁶ ГОСТ 632-80, табл. 4.

⁷ ГОСТ 632-80, табл. 2.

необходимый минимальный диаметр ствола скважины, обеспечивающий свободное прохождение кондуктора:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=508+50=558 \text{ мм}$$

Ближайший больший диаметр долота $D_{\text{дол}}=558.8$ мм.

Направление

Направление устанавливают на небольшой глубине с целью укрепления рыхлых пород, залегающих вблизи поверхности, изоляции водоносных зон на малой глубине, предотвращение газопроявлений и обеспечения замкнутой циркуляции промывочной жидкости для защиты оснований морской платформы (в морском бурении). Типичный диаметр направления - 762 мм. Примем этот диаметр для направления $D_{\text{наруж}}=762$ мм. Среди выпускаемых промышленностью обсадных труб этого диаметра наиболее распространены с толщиной стенки 25.4 и 38.1 мм. Из каталога «Advanced connection systems for offshore tubulars⁸» компании «Oil States Industries» выберем муфту типа SWIFT DW2 с наружным диаметром $D_{\text{муф}}=794$ мм. Внутренний диаметр трубы $D_{\text{внутр}}=711.2$ мм. Очевидно, что долото для бурения интервала под кондуктор свободно пройдёт через данный внутренний диаметр направления. Рассчитаем минимальный диаметр ствола скважины под направление:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=794+50=844 \text{ мм}$$

Выберем ближайший больший диаметр долота $D_{\text{дол}}=914.4$ мм.

Выбор типа долота

Мировыми производителями выпускается широкий ассортимент типов и номенклатур долот. Шарошечные долота являются наиболее универсальными, так как выпускаются для всех типов пород. В зависимости от твёрдости и абразивности пород, шарошечные долота выпускаются

⁸ <http://oilstates.com/wp-content/uploads/Advanced-Connection-Systems.pdf>

следующих типов⁹:

- М - со стальными зубьями для бурения мягких пород;
- МЗ - с твердосплавными зубками для бурения мягких абразивных пород;
- МС - со стальными зубьями для бурения мягких пород с пропластками средней твёрдости;
- МСЗ - с твердосплавными зубками для бурения мягких абразивных пород с пропластками средней твёрдости;
- С – со стальными зубьями для бурения пород средней твёрдости;
- СЗ - с твёрдосплавными зубками для бурения абразивных пород средней твёрдости;
- СТ - со стальными зубьями для бурения пород средней твердости с пропластками твёрдых;
- Т - со стальными зубьями для бурения твёрдых пород;
- ТЗ - твердосплавными зубками для бурения твёрдых абразивных пород;
- ТК – со стальными зубьями и твердосплавными зубками для бурения твёрдых пород с пропластками крепких;
- ТКЗ - с твердосплавными зубками для бурения твёрдых абразивных пород с пропластками крепких;
- К – с твердосплавными зубками для бурения крепких пород;
- ОК - с твердосплавными зубками для бурения очень крепких пород.

⁹ ГОСТ 20692 - 2003. Долота шарошечные. Технические условия

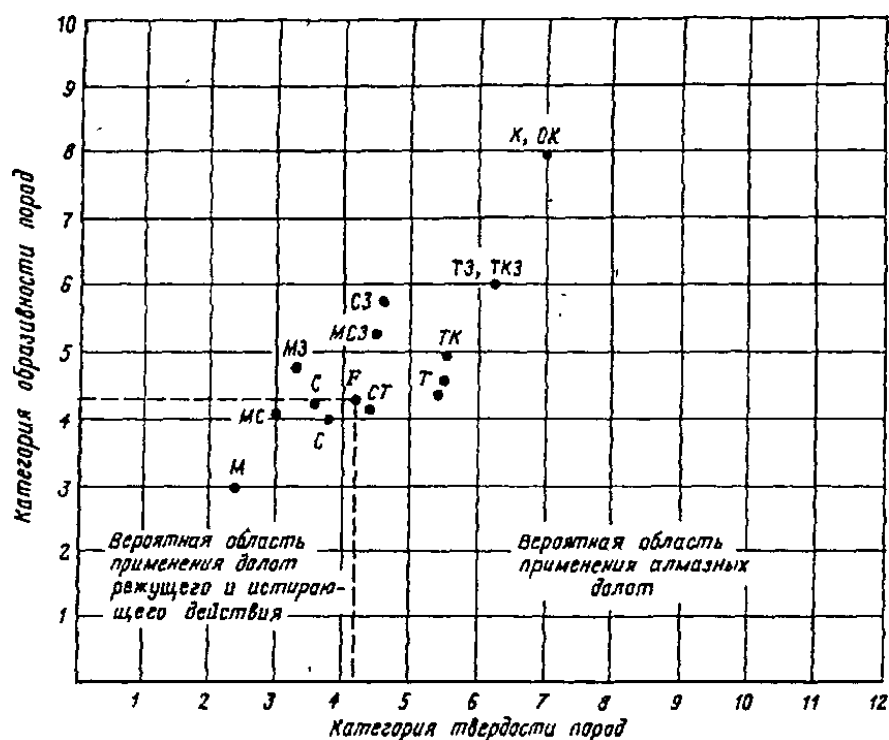


Рис. 10. Соответствие категорий твёрдости и абразивности пород типам шарошечных долот¹⁰.

Согласно ГОСТ 20692 - 2003, шарошечные долота следует выпускать диаметрами от 76 до 508 мм. В каталогах российских (например, Буринтех, ВолгаБурМаш) и иностранных (Varel Oil&Gas drill bits, Smith Bits, National Oilwell Varco) производителей породоразрушающих инструментов также присутствуют долота иных размеров, например, компания «Varel Oil&Gas drill bits» предлагает долота от 73 до 914.4 мм, а «ВолгаБурМаш» от 59 до 660.4 мм. Кроме того, возможно изготовление специальных долот по требованию заказчика.

Прочностные расчёты обсадных колонн [8]

Все нагрузки, действующие на обсадную колонну, можно подразделить на три группы: осевые силы, избыточные наружное и внутреннее давления. Наибольшие из этих нагрузок действуют на колонну одновременно, при этом наибольшие наружные избыточные давления, как правило, действуют

¹⁰ <http://ok-t.ru/studopedia/baza5/460387196881.files/image002.jpg>

на нижний участок, а наибольшие внутренние - на верхний. В связи с таким характером действия сил принято расчёт на прочность производить отдельно к каждой из групп.

Рассмотрим принципы расчёта на примере эксплуатационной колонны. Проектирование конструкции обсадной колонны начинают с расчёта на сопротивляемость смятию избыточным наружным давлением. При расчёте предполагается, что отсутствует возможность перетоков пластовых флюидов в заколонном пространстве скважины, наружное давление равномерно распределено по периметру колонны в любом сечении, а увеличением запаса прочности труб за счёт цементного камня пренебрежём.

Внутреннее давление [19]

Внутреннее давление определяют для процессов, в течение которых оно достигает максимальных и минимальных значений (испытание на герметичность, опробование, эксплуатация и ремонт скважин).

Максимальные значения рабочих внутренних давлений характерны для периода ввода скважин в эксплуатацию (при закрытом устье) или периода нагнетания в скважины жидкостей для интенсификации добычи (например, при проведении процесса гидроразрыва).

Минимальные внутренние давления характерны для окончания эксплуатации скважин, для случая полного замещения жидкости в скважине пластовым флюидом при открытом фонтанировании, для процесса испытания колонн на герметичность снижением уровня.

При расчёте колонн нефтяных скважин внутреннее давление в период ввода в эксплуатацию при закрытом устье $P_y > 0$ определяют по формуле:

$$P_{\text{вн}}(Z) = P_{\text{пл}}(L) - \rho_{\text{в}} g(L - Z)$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление на глубине L , Па; $\rho_{\text{в}}$ - плотность жидкости в скважине, кг/м³; L - глубина спуска башмака эксплуатационной колонны, м; Z - рассматриваемое сечение $0 \leq Z \leq L$, м.

Расчёт колонн нефтяных скважин при вызове притока, испытании на

герметичность снижением уровня и при окончании эксплуатации производят по формулам:

$$P_{\text{вн}}(Z) = \rho_{\text{в}} g(Z - H)$$

где Z - рассматриваемое сечение $H \leq Z \leq L$, м; H - глубина уровня жидкости в скважине, м. При $0 \leq Z < H$ внутреннее давление равно нулю.

Наружное давление

Наружное давление определяют для тех же процессов, что и внутреннее давление. В незацементированной зоне наружное давление на колонну на участке от устья до уровня цемента в растворе определяют по формуле:

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_{\text{р}} gZ$$

где Z - рассматриваемое сечение $0 \leq Z \leq h$, h - глубина уровня цемента, м.

В зацементированной зоне после ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) наружное давление в интервале, закреплённом предыдущей колонной, определяют по давлению составного столба промывочной жидкости и гидростатического давления столба воды с плотностью $\rho_{\text{гс}} = 1,0..1,05 \text{ кг/м}^3$ по высоте цементного кольца (гидростатическое давление столба воды корректировать с учётом плотности воды каждого конкретного региона):

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_{\text{р}} gh + \rho_{\text{гс}} g(Z - h)$$

где Z - рассматриваемое сечение $h \leq Z \leq L_0$, L_0 - глубина башмака предыдущей колонны, м.

В зацементированной зоне открытого ствола наружное давление на колонну после ОЗЦ определяют с учётом пластового давления, а в интервале залегания пород склонных к текучести, по горному давлению:

$$P_{\text{нар}}(Z) = P_{\text{пл}}(Z)$$

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_{\text{п}} gZ$$

где Z - глубина пласта с давлением $P_{\text{пл}}(Z)$, во втором случае $L_0 \leq Z \leq L$; $\rho_{\text{п}}$ - плотность горных пород, кг/м^3 .

Наружное давление по всей длине колонны, рассчитанное с учётом давления составного столба бурового и тампонажного растворов, определяют на момент конца продавливания тампонажного раствора по формулам:

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_p g Z$$

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_p g h + \rho_{\text{ц}} g (Z - h)$$

где Z - рассматриваемое сечение, для первого случая $0 \leq Z \leq h$, для второго - $h \leq Z \leq L$; ρ_p , $\rho_{\text{ц}}$ - плотность промывочной жидкости и цемента за колонной соответственно, кг/м³.

Избыточное наружное давление

Избыточное наружное давление в общем случае определяют как разность между наружным и внутренним давлениями:

$$P_{\text{изб}}(Z) = P_{\text{нар}}(Z) - P_{\text{вн}}(Z)$$

При этом $P_{\text{нар}}$ и $P_{\text{вн}}$ определяют для одного и того же момента времени при окончании цементирования, при испытании колонн на герметичность снижением уровня и при окончании эксплуатации.

В момент окончания цементирования:

$$P_{\text{изб}}(Z) = (\rho_p - \rho_{\text{в}}) g Z$$

$$P_{\text{изб}}(Z) = (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{в}}) g Z - (\rho_{\text{ц}} - \rho_p) g h$$

где Z - рассматриваемое сечение, для первого случая $0 \leq Z \leq h$, для второго - $h < Z \leq L$.

При испытании колонн на герметичность снижением уровня избыточное наружное давление определяют по следующим формулам:

а) в незацементированной зоне:

если уровень жидкости внутри колонны ниже уровня цементированной зоны ($h < H$), то $P_{\text{изб}}(Z) = \rho_p g Z$, $0 \leq Z \leq h$;

если уровень жидкости внутри колонны выше уровня цементированной зоны ($h > H$), то для $0 \leq Z \leq H$ $P_{\text{изб}}(Z) = \rho_p g Z$, а для $H \leq Z \leq h$ $P_{\text{изб}}(Z) = \rho_p g Z - \rho_{\text{в}} g (Z - H)$.

б) в зацементированной зоне внутри предыдущей колонны:

если уровень жидкости внутри колонны ниже уровня цементированной зоны ($h < H$), то для $h \leq Z \leq H$ $P_{изб}(Z) = \rho_p g h + \rho_{гс} g (Z - h)$, а для $H < Z \leq L_0$ $P_{изб}(Z) = \rho_p g h + \rho_{гс} g (Z - h) - \rho_v g (Z - H)$

если уровень жидкости внутри колонны выше уровня цементированной зоны ($h > H$), то для $h \leq Z \leq L_0$ $P_{изб}(Z) = \rho_p g h + \rho_{гс} g (Z - h) - \rho_v g (Z - H)$

с) в зацементированной зоне открытого ствола:

для $L_0 \leq Z \leq L$ $P_{изб}(Z) = P_{пл}(Z) - \rho_v g (Z - H)$

В интервале залегания пород склонных к текучести вместо $\rho_{пл}$ использовать $\rho_{пг} Z$.

Избыточное внутреннее давление

Избыточное внутреннее давление в общем случае определяют как разность между внутренним и наружным давлениями, установленными для одного и того же момента времени:

$$P_{\text{вн.изб}}(Z) = P_{\text{оп}} - P_{\text{нар}}(Z)$$

где $P_{\text{оп}}$ - давление опрессовки, Па.

При испытании колонны в один приём без пакера давление опрессовки равно:

$$P_{\text{оп}} = 1.1(P_{\text{пл}}(L) - \rho_{\text{в}}gL)$$

где $\rho_{\text{оп}}$ - плотность жидкости опрессовки, кг/м³, $\rho_{\text{в}}$ - плотность флюида, кг/м³.

Если значение $P_{\text{оп}}$ меньше минимально допустимого внутреннего давления при испытании на герметичность (табл. 9), то следует использовать вместо него значение из таблицы:

Наружный диаметр колонны, мм	Давление опрессовки, МПа
114...127	15.0
140...146	12.5
168	11.5
178...194	9.5
219...245	9.0
273...351	7.5
377...508	6.5

Таблица 8. Минимально необходимое избыточное внутреннее устьевое давление при испытании на герметичность.

Расчеты на прочность

Осевая нагрузка от собственного веса

Осевую нагрузку от собственного веса определяют с учётом

теоретического веса спущенной колонны в воздухе (вес в Н):

$$Q = l \cdot q$$

где q - вес 1 м трубы, Н/м, l - длина колонны, м.

Прочность труб. Коэффициенты запаса прочности

Сопrotивляемость труб избыточному наружному давлению характеризуется критическим давлением, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести материала труб.

Критическое давление смятия избыточным наружным определяют по формуле Саркисова:

$$P_{кр} = 1.1 \frac{\delta_{\min}}{D} \left(\sigma_p + E \left(\frac{\delta_0}{D} \right)^2 \rho \left(1 + \frac{3eD}{2\rho^3 \delta_{\min}} \right) - \sqrt{\left(\sigma_p + E \left(\frac{\delta_0}{D} \right)^2 \rho \left(1 + \frac{3eD}{2\rho^3 \delta_{\min}} \right) \right)^2 - 4E \left(\frac{\delta_0}{D} \right)^2 \rho \sigma_p} \right)$$

где D – наружный диаметр труб, мм;

σ_p – предел пропорциональности, который принимают равным пределу текучести материала труб, МПа;

E – модуль упругости, равный 2.1×10^5 , МПа;

e – овальность (наибольшие расчётные значения её приведены в табл. 10);

$\delta_{\min}; \delta_0$ – расчётные толщины стенок (мм), которые определяют по формулам $\delta_{\min}=0.875\delta$; $\delta_0=0.905\delta$; (для труб по ГОСТ 632-80 **исполнения Б** с допуском по весу – 6.5%) и $\delta_0=0.918\delta$ (для труб по ГОСТ 632-80 **исполнения А** с допуском по весу – 3.5%);

δ - номинальная толщина стенки трубы, мм;

$\rho = \delta_0/\delta_{\min}=1.034$ (трубы исполнения Б);

$\rho = 1.049$ (трубы исполнения А).

Диаметры труб, мм	Овальность	
	Исполнение А	Исполнение Б
До 245	0.0075	0.010
От 273 до 508	-	0.015

Таблица 9. Наибольшие расчётные значения овальности.

В Приложении 2 ИРОК-97 [19] приведены значения $R_{кр}$, подсчитанные по формуле Саркисова.

Критическое давление для труб с учётом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении определяют из зависимости:

$$P'_{кр} = P_{кр} (1 - 0.3Q/Q_T)$$

где $P_{кр}$ – критическое давление по формуле Саркисова без учёта растяжения;

Q – осевая растягивающая нагрузка на трубу;

Q_T – растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести (Приложение 3 ИРОК-97 [19]).

Избыточное наружное давление $P_{изб}$ для труб рассчитываемой секции не должно превышать допустимого:

$$P_{изб} \leq P_{кр} / n_1$$

где n_1 – коэффициент запаса прочности. Для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта $n_1 = 1.0-1.30$ (в зависимости от устойчивости коллекторов), для остальных секций – 1.0.

Избыточное внутреннее давление, при котором напряжение в трубах достигают предела текучести, определяют по формуле:

$$P_T = 0.875 \frac{2\delta\sigma_T}{D}$$

Значения P_T , определённые по этой формуле, приведены в Приложении 4 ИРОК-97 [19].

Избыточное внутреннее давление не должно превышать допустимого $P_{вн.изб}$:

$$P_{вн.изб} \leq P_T / n_2$$

где n_2 – коэффициент запаса прочности (табл. 11)

Таблица 10 - Коэффициенты запаса прочности на внутреннее давление

Диаметры труб, мм	Коэффициент запаса прочности n_2	
	Исполнение А	Исполнение Б
114..219	1.15	1.15
>219	1.15	1.45

Расчёт на растяжение колонн из труб с резьбой **треугольного профиля**

(ГОСТ 632-80) производят по формуле Яковлева-Шумилова, определяющей страгивающую $P_{ст}$ нагрузку, при которой в наиболее опасном сечении резьбового соединения напряжения достигают предела текучести.

Численные значения $P_{ст}$ приведены в Приложении 5 ИРОК-97 [19]. Вес колонны Q не должен превышать допустимого $Q \leq P_{ст}/n_3$, где n_3 – коэффициент запаса прочности (табл. 12).

Диаметры труб, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности в вертикальной скважине n_3
114...168	До 3000	1.15
	Более 3000	1.3
178...219	До 1500	1.3
	Более 1500	1.45

Таблица 11. Коэффициенты запаса прочности на растяжение.

Расчёт на растяжение колонн труб с резьбой трапецеидального профиля (ОТТМ, ОТТГ, ТБО по ГОСТ 632-80) производят по разрушающей нагрузке, наименьшей из подсчитанных, исходя из условия разрушения по телу трубы в опасном сечении, условия выхода резьбы из сопряжения вследствие уменьшения поперечных размеров трубы от удлинения при растяжении и условия разрушения по муфтовой части соединения в опасном сечении (по данным ВНИИБТ). Значения допустимой растягивающей нагрузки $P_{раст} \geq Q$ для соединений с трапецеидальными резьбами по ГОСТ 632-80 приведены в Приложениях 6-11 ИРОК-97 [19].

Пример расчёта обсадной колонны

Эксплуатационная колонна для нефтяной скважины (фонтанирующая) $D_{нар}=168.3$ мм. Расчёт производим при следующих исходных данных: глубина, м: $L=3000$; $H=1000$ (при испытании на герметичность); $H=1500$ (при освоении скважины); $h=1750$; $L_0=2100$. Плотность, $кг/м^3$: $\rho_{ц}=1900$, $\rho_{оп}=1020$; $\rho_{в}=1020$ (при освоении/испытании на герметичность); $\rho_{в}=866$ (в период ввода в эксплуатацию); $\rho_{р}=1427$. Эксплуатационный объект расположен в

интервале 2980...3000 м. На глубине 3000 м пластовое давление $P_{пл}=36.5$ МПа. Запас прочности в зоне эксплуатационного объекта $n_1=1.20$.

Для наглядности приведём порядок построения эюр внутренних и наружных давлений, а также эюр избыточных давлений.

Построение эюр давлений

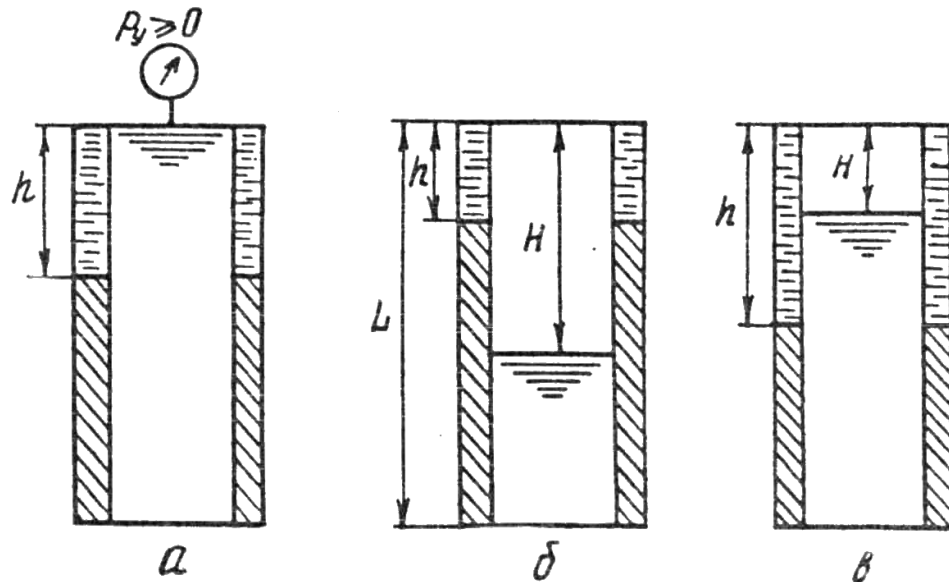


Рис. 11. Схема уровней в скважине: а - при опрессовке, б - при освоении, в - при испытании на герметичность.

1. Определяем внутреннее давление в период ввода скважины в эксплуатацию:

$$P_{вн}(Z) = P_{пл}(L) - \rho_v g(L - Z)$$

$$P_{вн}(0) = 36.5 \cdot 10^6 - 866 \cdot 9.81 \cdot 3000 = 11 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{вн}(L) = P_{пл}(L) = 36.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эюр внутренних давлений (рис. 12):

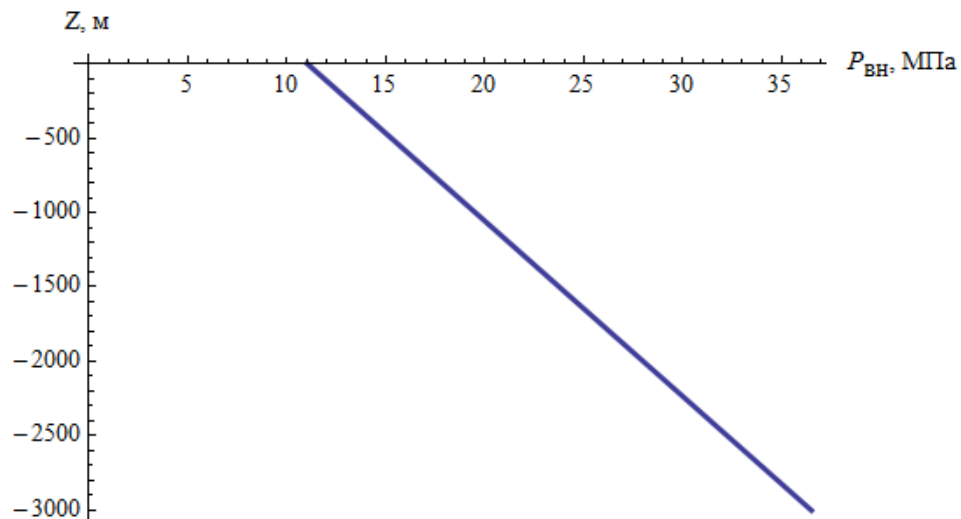


Рис.12. Эпюр внутренних давлений при освоении скважины

2. Определяем наружное давление для незацементированной зоны:

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_p g Z, 0 \leq Z \leq h$$

$$P_{\text{нар}}(0) = 0$$

$$P_{\text{нар}}(h) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 = 24.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

3. Определяем наружное давление для зацементированной зоны в интервале, закреплённом предыдущей колонной:

$$P_{\text{нар}}(Z) = \rho_p g h + \rho_{\text{гс}} g (Z - h), h \leq Z \leq L_0$$

$$P_{\text{нар}}(h) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 = 24.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{\text{нар}}(L_0) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 + 1000 \cdot 9.81 \cdot (2100 - 1750) = 27.9 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

4. Определяем наружное давление для зацементированной зоны в интервале открытого ствола:

$$L_0 \leq Z \leq L$$

$$P_{\text{нар}}(L_0) = 27.9 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{\text{нар}}(L) = P_{\text{пл}} = 36.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эпюр наружных давлений (рис. 13):

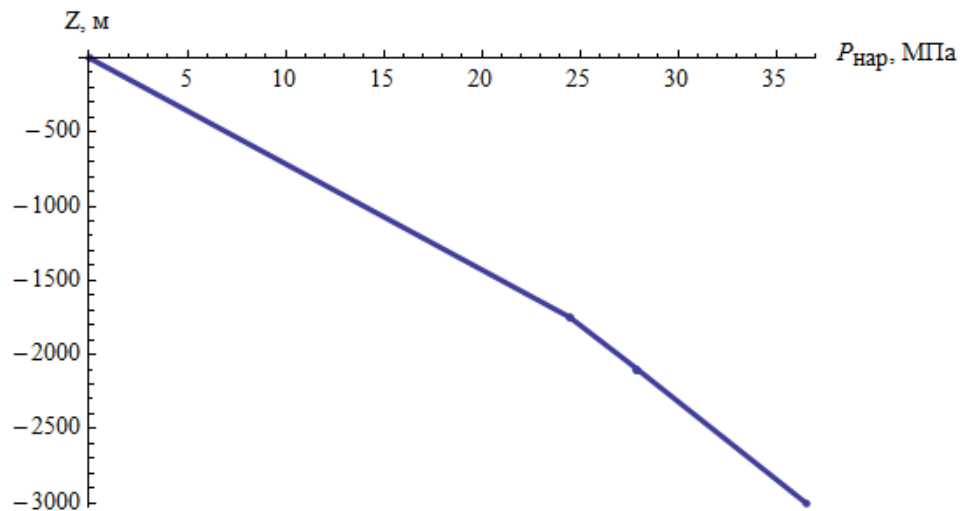


Рис.13. Эпюр наружных давлений

5. Определяем наружное давление с учётом давления составного столба тампонажного и бурового растворов по всей длине скважины на момент окончания цементирования:

$$P_{нар}(Z) = \rho_p g Z, 0 \leq Z \leq h$$

$$P_{нар}(0) = 0$$

$$P_{нар}(h) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 = 24.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{нар}(Z) = \rho_p g h + \rho_{ц} g (Z - h), h \leq Z \leq L$$

$$P_{нар}(L) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 + 1900 \cdot 9.81 \cdot (3000 - 1750) = 47.8 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эпюр наружных давлений (рис. 14):

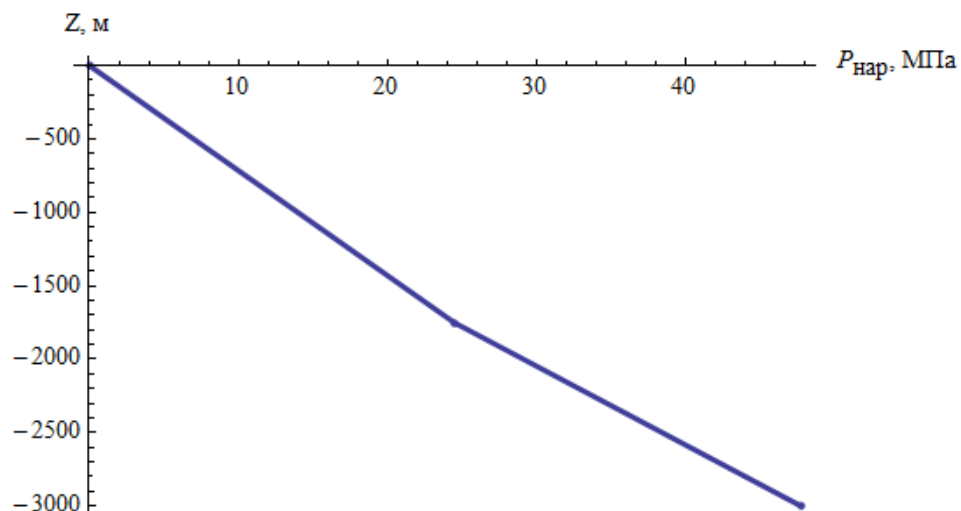


Рис.14. Эпюр наружных давлений при цементировании

6. Определяем избыточное наружное давление на момент окончания цементирования:

$$P_{изб}(Z) = (\rho_p - \rho_b)gZ, 0 \leq Z \leq h$$

$$P_{изб}(0) = P_{изб}(h) = 0; \text{здесь } \rho_p = \rho_b$$

$$P_{изб}(Z) = (\rho_c - \rho_b)gZ - (\rho_c - \rho_p)gh, h \leq Z \leq L$$

$$P_{изб}(L) = (1900 - 1427) \cdot 9.81 \cdot 3000 - (1900 - 1427) \cdot 9.81 \cdot 1750 = 5.8 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эпюр избыточных наружных давлений при цементировании (рис. 15):

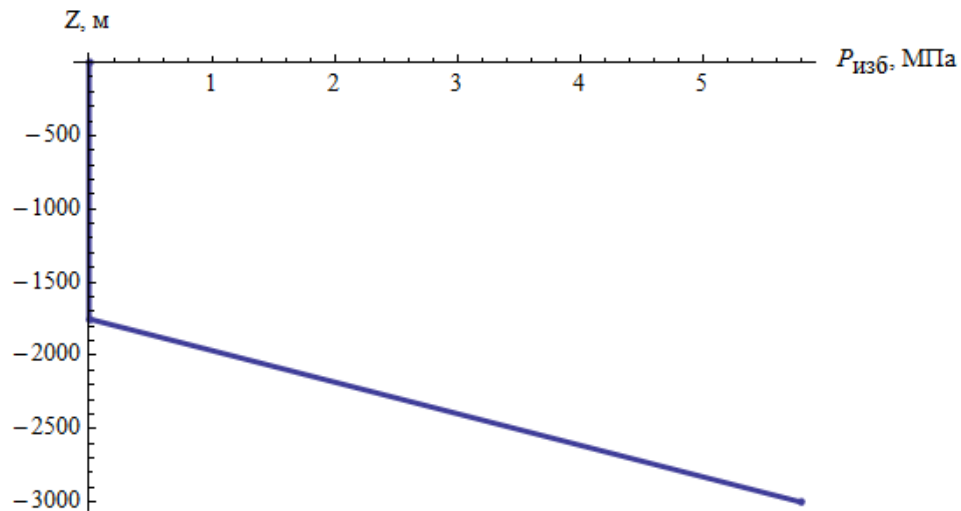


Рис. 15. Эпюр избыточных наружных давлений при цементировании

7. Определяем избыточное наружное давление для процесса испытания колонны на герметичность снижением уровня

в незацементированной зоне ($h > H$):

$$P_{изб}(Z) = \rho_p gZ, 0 \leq Z \leq H$$

$$P_{изб}(0) = 0, Z = 0$$

$$P_{изб}(H) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1000 = 14 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{изб}(Z) = \rho_p gZ - \rho_b g(Z - H), H < Z \leq h$$

$$P_{изб}(h) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 - 1020 \cdot 9.81 \cdot (1750 - 1000) = 17 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

в зацементированной зоне внутри предыдущей колонны ($h > H$):

$$P_{изб}(Z) = g(\rho_p h + \rho_{гс}(Z - h) - \rho_b(Z - H)), h \leq Z \leq L_0$$

$$P_{изб}(L_0) = 9.81 \cdot (1427 \cdot 1750 + 1000 \cdot (2100 - 1750) - 1020 \cdot (2100 - 1000)) = 16.9 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

в зацементированной зоне открытого ствола:

$$P_{изб}(Z) = P_{пл}(Z) - \rho_b g(Z - H), L_0 < Z \leq L$$

$$P_{изб}(L) = 36.5 \cdot 10^6 - 1020 \cdot 9.81 \cdot (3000 - 1000) = 16.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эпюр избыточных наружных давлений при испытании колонны на герметичность(рис. 16):

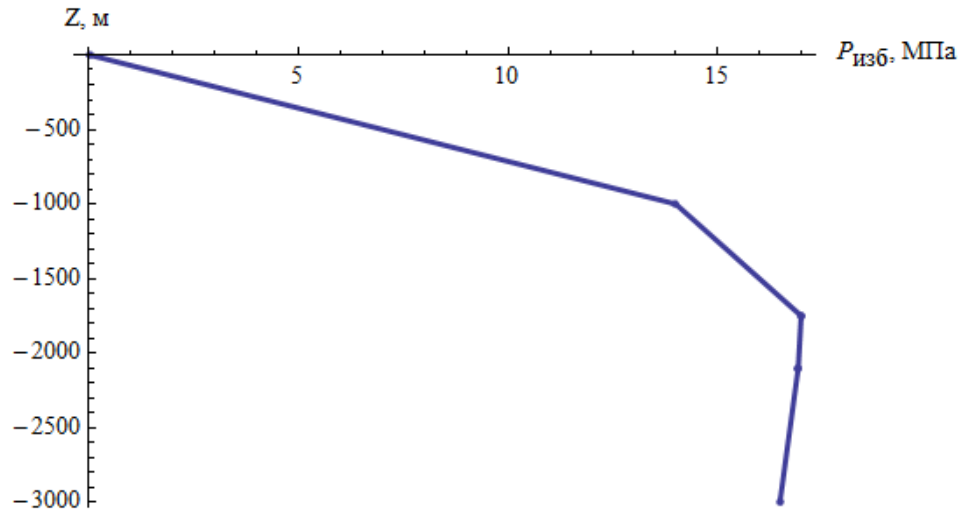


Рис. 16. Эпюр избыточных наружных давлений при испытании колонны на герметичность

8. Определяем избыточное наружное давление при освоении скважины:

в незацементированной зоне ($h > H$):

$$P_{\text{изб}}(Z) = \rho_p g Z, 0 \leq Z \leq H$$

$$P_{\text{изб}}(0) = 0, Z = 0$$

$$P_{\text{изб}}(H) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1500 = 21 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{\text{изб}}(Z) = \rho_p g Z - \rho_v g (Z - H), H < Z \leq h$$

$$P_{\text{изб}}(h) = 1427 \cdot 9.81 \cdot 1750 - 1020 \cdot 9.81 \cdot (1750 - 1500) = 22 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

в зацементированной зоне внутри предыдущей колонны ($h > H$):

$$P_{\text{изб}}(Z) = g(\rho_p h + \rho_{\text{гс}}(Z - h) - \rho_v(Z - H)), h \leq Z \leq L_0$$

$$P_{\text{изб}}(L_0) = 9.81 \cdot (1427 \cdot 1750 + 1000 \cdot (2100 - 1750) - 1020 \cdot (2100 - 1000)) = 22 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

в зацементированной зоне открытого ствола:

$$P_{\text{изб}}(Z) = P_{\text{пл}}(Z) - \rho_v g (Z - H), L_0 < Z \leq L$$

$$P_{\text{изб}}(L) = 36.5 \cdot 10^6 - 1020 \cdot 9.81 \cdot (3000 - 1000) = 21.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эпюр избыточных наружных давлений при освоении (рис. 17):

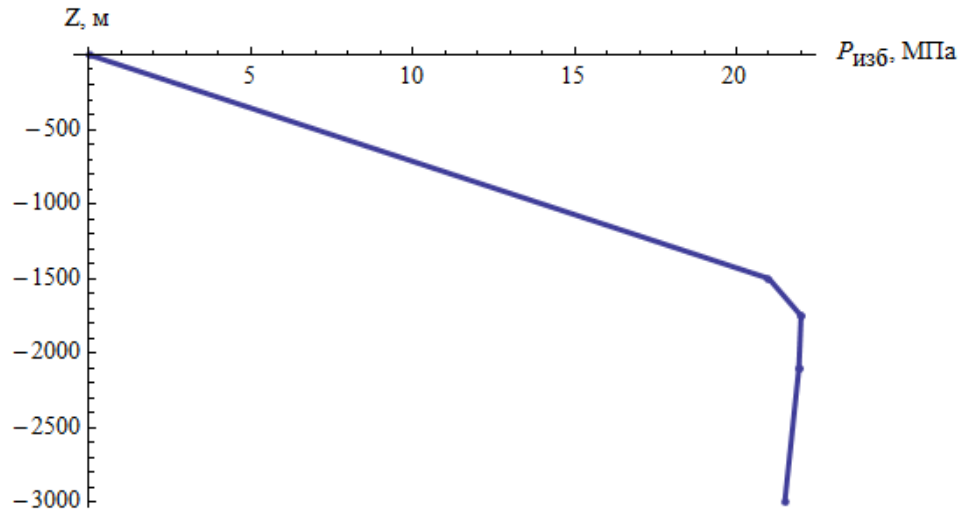


Рис. 17. Эпюр избыточных наружных давлений при освоении скважины.

9. Избыточное внутреннее давление при испытании на герметичность в один приём без пакера определяем на всех участках:

$$P_{оп} = 1.1 \cdot (P_{пл}(L) - \rho_v gL)$$

$$P_{оп} = 1.1 \cdot (36.5 \cdot 10^6 - 866 \cdot 9.81 \cdot 3000) = 12.1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{оп} \geq 11.5 \text{ МПа (см. табл. 9)}$$

$$P_{вн.изб}(Z) = P_{оп} + \rho_{оп} gZ - P_{нар}(Z)$$

$$P_{вн.изб}(0) = 12.1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{нар}(h) = 24.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{вн.изб}(h) = 12.1 \cdot 10^6 + 1020 \cdot 9.81 \cdot 1750 - 24.5 \cdot 10^6 = 5.1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{нар}(L_0) = 27.9 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{вн.изб}(L_0) = 12.1 \cdot 10^6 + 1020 \cdot 9.81 \cdot 2100 - 27.9 \cdot 10^6 = 5.2 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{вн.изб}(L) = 12.1 \cdot 10^6 + 1020 \cdot 9.81 \cdot 3000 - 36.5 \cdot 10^6 = 5.6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Строим эпюр избыточных внутренних давлений при испытании на герметичность (рис. 18):

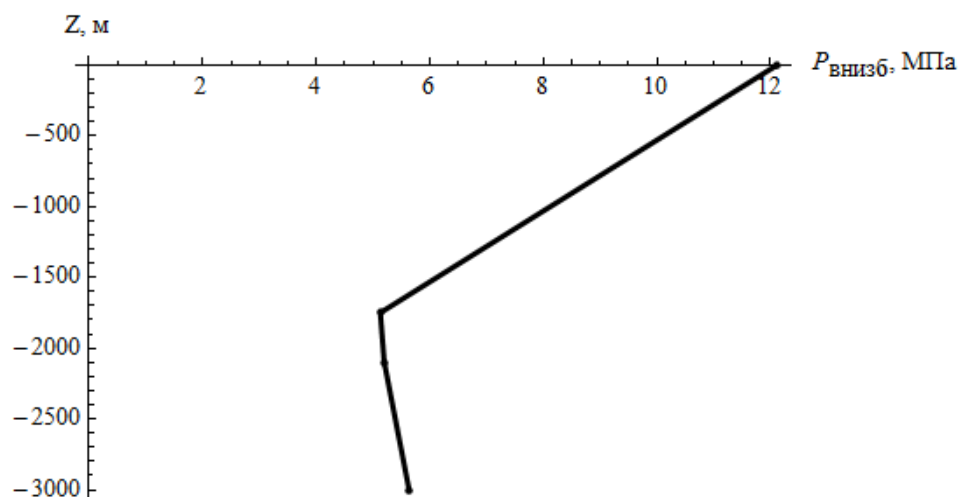


Рис. 18. Эпюр избыточных внутренних давлений при испытании на герметичность.

Расчёт прочности эксплуатационной колонны

1. Избыточное наружное давление $P_{изб}$ для труб рассчитываемой секции не должно превышать допустимого:

$$P_{кр} \geq P_{изб} \cdot n_1$$

Максимальное избыточное наружное давление $P_{изб}$ определяем по эпюрам (рис. 15, 16, 17). Находим $P_{изб}=22$ МПа (рис. 17). Коэффициент запаса прочности $n_1=1.2$. Вычислим минимально допустимое критическое давление $P_{кр}$ для труб рассчитываемой колонны:

$$P_{кр} \geq P_{изб} \cdot n_1$$

$$P_{кр} \geq 22 \cdot 1.2 = 26.4 \text{ МПа}$$

По приложению 2 ИРОК-97 [19] находим, что этому давлению соответствуют трубы ОТТМ-168·9-Е-С ГОСТ 632-80 с допустимым критическим давлением $P_{кр}=31.3$ МПа.

Избыточное внутреннее давление P_T , при котором напряжение в трубах достигают предела текучести определим с помощью Приложения 4 ИРОК-97 [19]: $P_T=51$ МПа.

2. Избыточное внутреннее давление не должно превышать допустимого

$$P_{вн.изб} \leq P_T / n_2$$

$$P_{вн.изб} \leq 51 / 1.15 = 44.3 \text{ МПа}$$

где коэффициент запаса прочности $n_2=1.15$ (см. табл. 11). Максимальное внутреннее избыточное давление равно 12.1 МПа (рис. 18), следовательно, выбранный тип трубы удовлетворяет требованиям прочности.

3. Значение допустимой растягивающей нагрузки $P_{\text{раст}} \geq Q$ для выбранного типа труб найдём в Приложении 10 ИРОК-97 [19]:

$$P_{\text{раст}} = 1294 \text{ кН}$$

$$P_{\text{раст}} \geq Q$$

$$Q = q \cdot L$$

где Q - вес колонны, кН; q - теоретический вес 1 м трубы с учётом соединения, кН (Приложение 12 ИРОК-97 [19]). Для выбранной трубы $q=0.349$ кН/м, отсюда найдём вес колонны:

$$Q=0.349 \times 3000=1047 \text{ кН}$$

Условие прочности на растягивающие нагрузки ($P_{\text{раст}} \geq Q$) выполняется.

4. Критическое давление для труб с учётом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении определяют из зависимости:

$$P'_{\text{кр}} = P_{\text{кр}} (1 - 0.3Q/Q_T)$$

$$P'_{\text{кр}} = 31.3 \cdot (1 - 0.3 \cdot 1047/2450) = 27.3 \text{ МПа}$$

$$P'_{\text{кр}} \geq 26.4 \text{ МПа}$$

где Q_T - растягивающая нагрузка (Приложение 3 ИРОК-97 [19]), при которой напряжения в теле труб по ГОСТ 632-80 достигают предела текучести, кН.

Условие прочности выполняется.

Расчет обсадных колонн для наклонно-направленных скважин

Расчёт наружного и внутреннего избыточного давлений производится по тем же формулам, что и для вертикальных скважин. При этом расчётные глубины определяют как проекции глубин по стволу скважин на вертикальную плоскость. Допускаемые растягивающие нагрузки для резьбовых соединений определяют по вышеприведённой методике, а влияние изгиба учитывается увеличением запаса прочности в зависимости от интенсивности искривления.

Особенности расчёта обсадных колонн для горизонтальных скважин

Правила те же, что и для наклонно-направленных скважин, к тому запас прочности на наружное избыточное давление для участка колонны, расположенной в горизонтальном участке принимается равным 1.30 – 1.50 (в зависимости от устойчивости коллектора). Осевая нагрузка определяется по весу обсадной колонны в воздухе, что компенсирует силы сопротивления при вынужденном подъёме колонны или расхаживании при её прихвате. Для нижней секции обсадной колонны рекомендуется выбирать трубы с трапецеидальной резьбой с захождением на 50 м в обсаженную часть предыдущей колонны.

Определение удлинения и разгрузки обсадной колонны [20]

Под действием собственного веса колонна способна растягиваться. Удлинение колонны λ можно вычислить по формуле:

$$\lambda = \frac{Q \cdot L}{E \cdot F}$$

где Q - вес колонны, Н; L - длина колонны, м; E - модуль упругости, Па; F - площадь поперечного сечения трубы, м². Площадь поперечного сечения рассчитаем по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{нар}}^2 - D_{\text{внутр}}^2)$$

$$F = \frac{\pi}{4} (0.168^2 - (0.168 - 2 \cdot 0.0089)^2) = 4.448 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Отсюда, удлинение колонны λ равно:

$$\lambda = \frac{1.047 \cdot 10^6 \cdot 3000}{21 \cdot 10^{10} \cdot 4.448 \cdot 10^{-3}} = 3.362 \text{ м}$$

Благодаря архимедовой силе обсадная колонна весит в промывочной жидкости меньше, чем в воздухе. При спуске обсадной колонны с обратным клапаном без долива в скважину, заполненную жидкостью с плотностью 1020 кг/м³, колонна вытеснит из скважины жидкость массой:

$$m_{\text{выт}} = \frac{\pi}{4} \cdot \left(D_{\text{нар}}^2 \left(L - \left(\frac{L}{10} - 1 \right) \cdot L_{\text{муф}} \right) + D_{\text{муф}}^2 \left(\frac{L}{10} - 1 \right) \cdot L_{\text{муф}} \right) \cdot \rho_{\text{в}}$$

$$m_{\text{выт}} = \frac{\pi}{4} \cdot \left(0.168^2 \cdot \left(3000 - \left(\frac{3000}{10} - 1 \right) \cdot 0.19 \right) + 0.1778^2 \cdot \left(\frac{3000}{10} - 1 \right) \cdot 0.19 \right) \cdot 1020 = 67985.5 \text{ кг}$$

*длина одной трубы равна 10 м, $(L/10-1)$ - количество муфт.

Вес вытесненной жидкости равен: $P = m_{\text{выт}} \cdot g = 67985.5 \times 9.8 = 666938 \text{ Н}$.

Разгрузка обсадной колонны равна: $Q - P = 1047000 - 666938 = 380062 \text{ Н}$.

При спуске обсадной колонны без обратного клапана в скважину, заполненную жидкостью с плотностью 1020 кг/м^3 , колонна разгрузится на:

$$Q \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{сталь}}} = 1.047 \cdot 10^6 \cdot \frac{1020}{7850} = 136043 \text{ Н}$$

Бурильная колонна

Бурильная колонна предназначена для доставки забойного двигателя и породоразрушающего инструмента к забою скважины, транспортировки промывочной жидкости, создания нагрузки на долото и решения ряда других задач. Она является сложной динамической системой, которой осуществляют углубление скважины и управляют динамикой работы забойных двигателей, долот, процессами в потоке промывочной жидкости. В состав бурильной колонны включают:

- ведущие бурильные трубы (рис. 19) (штанги), передающие вращающий момент от ротора к долоту



Рис. 19. Ведущая труба - квадрат¹¹

- собственно бурильные трубы (рис. 20), имеющие несколько видов конструкций с замковыми соединениями или с законцовками труб, приваренными к телу трубы

¹¹ <http://www.oborudunion.ru/12491988/images/photocat/1000x1000/999937074.jpg>



Рис. 20. Стальные бурильные трубы¹²

- утяжелённые бурильные трубы (рис. 21)



Рис. 21. Утяжелённые бурильные трубы со спиральной проточкой¹³

¹² https://st33.stpulscen.ru/images/product/123/691/837_big.jpg

¹³ https://is2.ecplaza.com/ecplaza1/minisite_mains/6/62/626/328852469/main.jpg

Прочностные расчёты бурильной колонны

Расчёт УБТ

Для увеличения веса и жёсткости бурильной колонны в её нижней части устанавливают утяжелённые бурильные трубы (УБТ), позволяющие при небольшой длине создавать частью их веса необходимую нагрузку на породоразрушающий инструмент. Находят применение в основном круглые УБТ следующих типов: с гладкой поверхностью по всей длине, с конусной проточкой для лучшего захвата клиньями при спуско-подъёмных операциях, сбалансированные (УБТС) [8].

Расчёт УБТ сводится к определению их диаметра и длины. В общем случае компоновка УБТ состоит из нескольких ступеней с диаметрами, уменьшающимися по направлению от долота к колонне бурильных труб (БТ). первая ступень предназначена для создания основной части нагрузки на долото и должна удовлетворять требованиям по гидравлике и жёсткости на изгиб. Последующие ступени обеспечивают плавный переход по жёсткости к колонне БТ.

Наружный диаметр основной ступени должен соответствовать диаметру долота (расширителя) и толщине стенки обсадной колонны, под которую ведётся бурение. При бурении забойными двигателями диаметр основной ступени не должен превышать диаметра двигателя.

Рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ приведены в таблице:

Долота	УБТ	
	отечественные	импортные
120.6	95 (89)	-
139.7; 145	114; 120 (108)	120.6 (104.8)
151	120; 133 (108; 114)	120.6; 127 (104.8)
165.1	133; 146 (120)	127 (120.6)

190.5	159 (146)	158.8 (152.4)
215.9	178 (159)	171.5; 177.8 (158.8; 165.1)
244.5	203 (178)	196.8; 203.2 (184.2)
269.9	219; 229 (203)	209.6; 228.6 (203.2)
295.3; 320	229; 245; 254 (219; 229)	228.6; 241.3; 247.6
349.2	245; 254 (229; 245)	247.6; 254 (228.6; 241.3)
≥393.7	273; 299 (254; 273)	279.4 (254)

Таблица 12. Рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ для нормальных и осложнённых (в скобках) условий бурения.

Выбранный типоразмер первой ступени УБТ должен удовлетворять требованию жёсткости:

$$E \cdot J_{\text{УБТ}} \geq E \cdot J_{\text{ОК}}$$

$$\frac{D_{\text{УБТ}}}{D_{\text{ОК}}} \geq \sqrt[4]{\frac{1 - (d_{\text{ОК}}/D_{\text{ОК}})^4}{1 - (d_{\text{УБТ}}/D_{\text{УБТ}})^4}}$$

где E - модуль упругости материала трубы, Па (для стали 206×10^9 Па, для сплава Д16Т 706×10^8 Па); J - осевой момент инерции сечения трубы, м^4 ; D , d - наружный и внутренний диаметры, соответственно.

Для обеспечения плавного перехода по жёсткости от УБТ к бурильным трубам компоновка УБТ в общем случае выполняется ступенчатой, при этом количество ступеней должно быть таким, чтобы при переходах к БТ и переходах между ступенями выполнялись условия:

$$D_{\text{УБТ}}(n) \leq \frac{4}{3} D_{\text{БТ}}$$

$$\frac{3}{4} D_{\text{УБТ}}(i-1) \leq D_{\text{УБТ}}(i) \leq D_{\text{УБТ}}(i-1)$$

где i - порядковый номер ступени компоновки ($i=2..n$) снизу вверх, n - число ступеней.

Длины переходных ступеней могут равняться длине одной трубы или свечи. Длину первой ступени УБТ для вертикального и наклонного участков вычисляют по формуле:

$$l_{УБТ1} = \frac{1}{q_{УБТ1} \cdot \cos \alpha} \left(\frac{K_d \cdot Q_d}{1 - \rho_{ж} / \rho_{сталь}} - \left(Q_{зд} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=2}^n q_{УБТ}(i) \cdot l(i) \right) \cos \alpha \right)$$

где i - порядковый номер ступени компоновки ($i=2..n$) снизу вверх; n - число ступеней; q - приведённый вес 1 м длины трубы, Н; α - угол наклона профиля скважины на участке ($\alpha=0$ для вертикального участка); K_d - коэффициент нагрузки на долото (для роторного бурения $K_d=4/3$, для забойных двигателей 1.175); Q_d - нагрузка на долото, Н; $Q_{зд}$ - вес забойного двигателя, Н; Q_{Σ} - общий вес прочих элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) (всех, кроме УБТ и забойного двигателя), Н; l - длина ступени УБТ, м; $\rho_{ж}$, $\rho_{сталь}$ - плотности промывочной жидкости и стали соответственно, кг/м³.

Для искривлённого участка профиля длина рассчитывается следующим образом:

$$l_{УБТ1} = \frac{\pi}{180} R \cdot |\alpha_n - \alpha_k|$$

$$\alpha_n = \arcsin \left(\sin \alpha_k \pm \frac{K_d \cdot Q_d / (1 - \rho_{ж} / \rho_{сталь}) - (Q_{зд} + Q_{\Sigma}) \cos \alpha_{cp}}{q_{УБТ1} R} \right)$$

где α_n , α_k - углы наклона профиля в начальной и конечной точках расположения основной ступени УБТ соответственно; α_{cp} - средний угол наклона профиля на участке расположения забойного двигателя; R - радиус искривления профиля, м; знак минус принимается для случая набора угла, плюс - спада.

Вес всей компоновки УБТ и её общая длина вычисляются по формулам:

$$Q_{УБТ} = \sum_{i=1}^n q_{УБТ}(i) \cdot l_{УБТ}(i)$$

$$l_{УБТ} = \sum_{i=1}^n l_{УБТ}(i)$$

Если нагрузка на долото удовлетворяет условию:

$$Q_d > 1.94^3 \sqrt{E \cdot J_{УБТ1} \cdot q_{УБТ1}^2}$$

то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного

сечения. Необходимое расстояние, a между промежуточными опорами находят из зависимости:

$$l_w = 2\omega \sqrt{\frac{E \cdot J_{УБТ1}}{g \cdot q_{УБТ1}}}$$

$$L = L_0 = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{0.5 \cdot g \cdot l_w}$$

$$a = K_o \cdot L$$

где L_0 - длина полуволны колонны в нейтральном сечении, м; ω - угловая скорость вращения колонны, c^{-1} ; K_o - коэффициент, равен 1.25 для УБТ диаметром $D_{УБТ} \leq 159$ мм, в ином случае 1.52; $g=9.81$ м/с².

Количество промежуточных опор m вычисляется по формуле (округлять до ближайшего большего натурального числа):

$$m = \frac{l_{УБТ1}}{a}$$

и должно быть не меньше двух.

Расчёт колонны бурильных труб

При расчёте бурильных труб их диаметр выбирают в зависимости от диаметра последней спущенной колонны обсадных труб (табл. 14):

Обсадная колонна	Способ бурения	
	забойными двигателями	роторный
114	-	60;(64)
127		
140		73
146		
168		
178	89; 102; (90; 103)	89; 102; (90; 103)
194	102; (103); 114	102; (103); 114
219	114; 127; (129)	
245	127; 140; (129; 147)	114; 127; (129)

273	140; (147)	127; 140; (129; 147)
299		140; (147)
324		
340		
377		
≥406	168; (170)	168; (170)

Таблица 13. Рекомендуемые соотношения диаметров бурильных и обсадных колонн, мм.

Рекомендуется устанавливать первую секцию бурильных труб длиной 250 - 300 м из труб выбранного диаметра (табл. 14) с максимальной толщиной стенки и низшей группой прочности.

Далее необходимо проверить выбранную трубу на соответствие расчётных запасов прочности по усталости нормативным значениям по следующим формулам:

$$l_w = 2\omega \sqrt{\frac{E \cdot J_{BT1}}{g \cdot q_{BT1}}}$$

$$L = L_0 = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{0.5 \cdot g \cdot l_w}$$

$$f = \frac{k_{кав} \cdot D_{дол} - D_{замок}}{2}$$

$$M_{изг\max} = \frac{\pi^2 f \cdot E \cdot J_{BT1}}{L^2}$$

$$\sigma_{изг\max} = \frac{M_{изг\max}}{W_{изг}}$$

$$n = n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{изг\max}} \geq n_{норм}$$

где $k_{кав}$ - коэффициент кавернозности; f - стрела прогиба бурильной колонны, м; $D_{дол}$ - диаметр долота, м; $D_{замок}$ - наружный диаметр замка бурильной колонны, м; $M_{изг\max}$ - максимальный изгибающий момент, Н*м; $\sigma_{изг\max}$ - наибольшее напряжение изгиба, Н/м²; $W_{изг}$ - осевой момент сопротивления рассматриваемого сечения, м³; σ_{-1} - предел выносливости трубы, Н/м² (Приложение 19 ИРБК-97 [21]); n , n_σ - фактический запас прочности по

усталости и нормальным напряжениям соответственно; $n_{\text{норм}}$ - нормативный запас прочности (табл. 15):

Строительство скважины	Бурение	
	забойными двигателями	роторное
На суше и на море со стационарных платформ	1.4	1.5
На море с плавучих средств	1.45	1.55

Таблица 14. Нормативные запасы прочности.

Проверка первой секции бурильной колонны на статическую прочность в верхнем сечении:

$$Q_{\text{кн}} = (Q_{\text{зд}} + Q_{\text{УБТ}} + Q_{\Sigma}) (1 - \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{сталь}})$$

$$Q_{\text{БТ1}} = q_{\text{БТ1}} \cdot l_{\text{БТ1}} (1 - \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{сталь}})$$

$$Q_p = 1.15 \cdot (Q_{\text{БТ1}} + Q_{\text{кн}}) + \Delta p \cdot F_k$$

$$[\sigma] = \sigma_T / n_{\text{норм}}$$

$$\sigma_{\text{э}} = 1.04 \cdot Q_p / F$$

$$\sigma_{\text{э}} \leq [\sigma]$$

где $Q_{\text{кн}}$ - вес КНБК, Н; Q_p - растягивающая нагрузка, Н; $l_{\text{БТ1}}$ - длина первой секции бурильной колонны, м; $\rho_{\text{сталь}}$ - плотность стали ($\rho_{\text{сталь}}=7850$, если используются трубы из сплава Д16Т, то 2780), кг/м³; Δp - перепад давления в долоте, Па; F , F_k - площадь поперечного сечения стенки и канала трубы соответственно, м²; $[\sigma]$, σ_T , $\sigma_{\text{э}}$ - допускаемое напряжение, предел текучести материала трубы и эквивалентное напряжение, соответственно, Па.

Для компоновки второй секции рекомендуется выбрать трубу того же типа (что и для первой секции) с наименьшей толщиной стенки. Выбранный тип необходимо проверить на сопротивление усталости:

$$l_w = 2\omega \sqrt{\frac{E \cdot J_{BT2}}{g \cdot q_{BT2}}}$$

$$L_0 = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{0.5 \cdot g \cdot l_w}$$

$$Q_p = Q_{BT1}$$

$$L = L_0 \sqrt{1 + \left(\frac{Q_p}{q_{BT2} l_w}\right)^2} + \frac{Q_p}{q_{BT2} l_w}$$

$$f = \frac{k_{кав} \cdot D_{дол} - D_{замок}}{2}$$

$$M_{изг\max} = \frac{\pi^2 f \cdot E \cdot J_{BT2}}{L^2}$$

$$\sigma_{изг\max} = \frac{M_{изг\max}}{W_{он}}$$

$$\sigma_m = \frac{Q_p}{F_{он}}$$

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{изг\max}} \left(1 + \frac{\sigma_{-1} \cdot \sigma_m}{\sigma_\sigma \cdot \sigma_{изг\max}}\right)^{-1} \geq n_{норм}$$

где $W_{он}$ - осевой момент сопротивления для опасного сечения, m^3 ; $F_{он}$ - опасное сечение, m^2 ; σ_m - постоянное напряжение от растяжения, Па; σ_{-1} - предел выносливости материала трубы, Па.

Далее проведём проверку на запас по касательным напряжениям и вычислим общий коэффициент запаса:

$$M_\kappa = 0.577 \cdot \frac{Q_p W_\kappa}{F} \cdot \sqrt{K_\tau^2 - 1}$$

$$n_\tau = 0.577 \frac{\sigma_T W_\kappa}{M_\kappa}$$

$$n = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}}$$

где W_κ - полярный момент сопротивления сечения по телу трубы ($W_\kappa = 2W_{изг}$), m^3 ; K_τ - коэффициент, для вертикальных скважин 1.04, иначе 1.1; n - общий запас прочности.

Определим максимальную длину секции:

$$Q_{p\max} = \sigma_T F / n_{\text{норм}}$$

$$l_{\text{БТ2}} = \frac{Q_{p\max} / K_\tau - 1.15(Q_{\text{БТ1}} + Q_{\text{кн}}) - \Delta p \cdot F_k}{1.15q_{\text{БТ2}}(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{сталь}})}$$

где $Q_{p\max}$ - максимальная допускаемая растягивающая нагрузка, Н.

Наибольшая допускаемая глубина спуска второй секции бурильной колонны в клиновом захвате определяют по формуле:

$$l_{\text{клин}} = \frac{c \cdot Q_{\text{тк}} / 1.15 - (Q_{\text{БТ1}} + Q_{\text{кн}})}{q_{\text{БТ2}}(1 - \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{сталь}})}$$

где $Q_{\text{тк}}$ - предельная осевая растягивающая нагрузка на тело трубы в клиновом захвате, Н (Приложения 14-16 ИРБК-97 [21]); c - коэффициент охвата трубы (для ПКР-У7, ПКР-Ш8 $c=0.7$, для ПКР-560 $c=0.9$).

Пример расчёта бурильной колонны¹⁴

Спроектируем бурильную колонну для бурения интервала под эксплуатационную колонну для вертикальной скважины (конец интервала бурения - отметка 3000 м). Плотность промывочной жидкости $\rho_{\text{ж}}=1020 \text{ кг/м}^3$. Вид бурения - роторный, угловая скорость вращения колонны $\omega=6.28 \text{ с}^{-1}$, нагрузка на долото $Q_{\text{дол}}=10^5 \text{ Н}$, перепад давления в долоте $\Delta p=2 \text{ МПа}$. Используется клиновой захват ПКР-560 с длиной клина 300 мм.

Расчёт УБТ

Из примера расчёта эксплуатационной колонны примем наружный диаметр колонны $D_{\text{ок}}=168.3 \text{ мм}$ (внутренний $d_{\text{ок}}=150.2 \text{ мм}$), диаметр долота 215.9 мм. По таблице 13 выберем УБТ диаметром $D_{\text{УБТ}}=178 \text{ мм}$ (внутренний $d_{\text{УБТ}}=80 \text{ мм}$, $q_{\text{УБТ}}=1528.9 \text{ Н/м}$)¹⁵ и проверим её на условие жёсткости:

¹⁴ При вычислениях используются величины в СИ. Справочные значения в иных системах переведены в СИ.

¹⁵ ИРБК-97, табл. 5, с.52.

$$\frac{D_{\text{УБТ}}}{D_{\text{ОК}}} \geq \sqrt[4]{\frac{1 - (d_{\text{ОК}}/D_{\text{ОК}})^4}{1 - (d_{\text{УБТ}}/D_{\text{УБТ}})^4}}$$

$$\frac{178}{168.3} \geq \sqrt[4]{\frac{1 - (150.2/168.3)^4}{1 - (80/178)^4}}$$

$$1.06 \geq 0.78$$

Выбранная УБТ удовлетворяет данному условию.

Далее необходимо выбрать диаметр первой секции колонны БТ по таблице 14. Наружный диаметр последней спущенной обсадной колонны равен 244.5 мм, поэтому примем трубу $D_{\text{БТ1}}=114$ мм.

Для обеспечения плавного перехода по жёсткости от УБТ к бурильным трубам компоновка УБТ в общем случае выполняется ступенчатой, при этом количество ступеней должно быть таким, чтобы при переходах к БТ и переходах между ступенями выполнялись условия:

$$D_{\text{УБТ}}(n) \leq \frac{4}{3} D_{\text{БТ1}}$$

$$D_{\text{УБТ}}(n) \leq 152$$

Исходя из этого условия необходимо установить дополнительную ступень УБТ. Ближайшим подходящим диаметром УБТ является 146 мм. Проверим его на условие плавного перехода по жёсткости от предыдущей (первой) ступени:

$$\frac{3}{4} D_{\text{УБТ}}(i-1) \leq D_{\text{УБТ}}(i) \leq D_{\text{УБТ}}(i-1)$$

$$\frac{3}{4} \cdot 178 \leq 146 \leq 178$$

Данный диаметр удовлетворяет условию, следовательно, достаточно двух ступеней УБТ: $D_{\text{УБТ1}}=178$ мм, $D_{\text{УБТ2}}=146$ мм ($q_{\text{УБТ2}}=1009.1$ Н/м)¹⁶.

Длину переходной (второй) ступени примем равной длине одной трубы - $l_{\text{УБТ2}}=6$ м. Вычислим длину основной (первой) ступени УБТ:

¹⁶ ИРБК-97, табл. 5, с.52.

$$l_{УБТ1} = \frac{1}{q_{УБТ1}} \left(\frac{K_d \cdot Q_d}{1 - \rho_{ж} / \rho_{сталь}} - \left(Q_{зод} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=2}^n q_{УБТ}(i) \cdot l(i) \right) \right)$$

$$l_{УБТ1} = \frac{1}{1528.9} \left(\frac{\frac{4}{3} \cdot 10^5}{1 - 1020/7850} - (0 + 0 + 1009.1 \cdot 6) \right) = 96.3 \text{ м}$$

Так как длина одной трубы равна 6 м, то округлим длину первой ступени УБТ к ближайшей большей длине колонны, составленной из труб и получим $l_{УБТ1}=102$ м.

Найдём общий вес и длину компоновки УБТ:

$$Q_{УБТ} = \sum_{i=1}^n q_{УБТ}(i) \cdot l_{УБТ}(i)$$

$$Q_{УБТ} = 1528.9 \cdot 102 + 1009.1 \cdot 6 = 162 \text{ кН}$$

$$l_{УБТ} = 102 + 6 = 108 \text{ м}$$

Если нагрузка на долото удовлетворяет условию:

$$Q_d > 1.94 \sqrt[3]{E \cdot J_{УБТ1} \cdot q_{УБТ1}^2}$$

$$J_{УБТ1} = \frac{\pi(D_{УБТ1}^4 - d_{УБТ1}^4)}{64}$$

$$J_{УБТ1} = \frac{\pi(178^4 - 80^4) \cdot 10^{-12}}{64} = 4.73 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

$$10^5 > 1.94 \sqrt[3]{206 \cdot 10^9 \cdot 4.73 \cdot 10^{-5} \cdot 1528.9^2}$$

$$10^5 > 54977.9$$

то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения. Необходимое расстояние, a между промежуточными опорами находят из зависимости:

$$l_w = 2\omega \sqrt{\frac{E \cdot J_{УБТ1}}{g \cdot q_{УБТ1}}}$$

$$l_w = 2 \cdot 6.28 \cdot \sqrt{\frac{206 \cdot 10^9 \cdot 4.73 \cdot 10^{-5}}{9.81 \cdot 1528.9}} = 320.2 \text{ м}$$

$$L = L_0 = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{0.5 \cdot g \cdot l_w}$$

$$L = \frac{\pi}{6.28} \sqrt{0.5 \cdot 9.81 \cdot 320.2} = 19.8 \text{ м}$$

$$a = K_o \cdot L$$

$$a = 1.52 \cdot 19.8 = 30.1 \text{ м}$$

Количество промежуточных опор m вычислим по формуле (округлять до ближайшего большего натурального числа):

$$m = \frac{l_{УБТ1}}{a}$$

$$m = \frac{102}{30.1} = 3.4$$

$$m = 4$$

Расчёт колонны бурильных труб

Рекомендуется устанавливать первую секцию бурильных труб длиной 250 - 300 м из труб выбранного диаметра с максимальной толщиной стенки и низшей группой прочности. Выберем трубу ПН 114×11 Д 3 ГОСТ Р 50278-92 по Приложению 2 ИРБК-97 [21]. Она имеет следующие характеристики: $D_{БТ1}=114.3$ мм, $d_{БТ1}=92.5$ мм, $l_{БТ1}=300$ м, $q_{БТ1}=317.7$ Н/м, $D_{зам}=161.9$ мм, предел выносливости¹⁷ $\sigma_{-1}=137$ МПа, предел текучести $\sigma_T=379$ МПа.

Далее необходимо проверить выбранную трубу на соответствие расчётных запасов прочности по усталости нормативным значениям по следующим формулам:

$$J_{БТ1} = \frac{\pi(114.3^4 - 92.5^4) \cdot 10^{-12}}{64} = 4.78 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

$$l_w = 2 \cdot 6.28 \cdot \sqrt{\frac{206 \cdot 10^9 \cdot 4.78 \cdot 10^{-6}}{9.81 \cdot 317.7}} = 223.5 \text{ м}$$

$$L = \frac{\pi}{6.28} \sqrt{0.5 \cdot 9.81 \cdot 223.5} = 16.6 \text{ м}$$

$$f = \frac{215.9 - 161.9}{2} \cdot 10^{-3} = 2.7 \cdot 10^{-2} \text{ м}$$

$$M_{изг\max} = \frac{\pi^2 \cdot 2.7 \cdot 10^{-2} \cdot 206 \cdot 10^9 \cdot 4.78 \cdot 10^{-6}}{16.6^2} = 958.7 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$W_{изг} = \frac{\pi \cdot D_{БТ1}^3}{32} \left(1 - \left(\frac{d_{БТ1}}{D_{БТ1}} \right)^4 \right)$$

$$W_{изг} = \frac{\pi \cdot 114.3^3 \cdot 10^{-9}}{32} \left(1 - \left(\frac{92.5}{114.3} \right)^4 \right) = 8.37 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{изг\max} = \frac{958.7}{8.37 \cdot 10^{-5}} = 1.15 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

$$n_\sigma = \frac{137 \cdot 10^6}{11.5 \cdot 10^6} = 11.96 \geq 1.5$$

Выбранная труба удовлетворяет требованиям прочности по усталости.

Проверка первой секции бурильной колонны на статическую

¹⁷ Приложение 19 ИРБК-97

прочность в верхнем сечении:

$$Q_{\text{кн}} = (Q_{\text{эд}} + Q_{\text{УБТ}} + Q_{\Sigma})(1 - \rho_{\text{жс}} / \rho_{\text{сталь}})$$

$$Q_{\text{кн}} = (0 + 162000 + 0)(1 - 1020/7850) = 141 \text{ кН}$$

$$Q_{\text{БТ1}} = q_{\text{БТ1}} \cdot l_{\text{БТ1}} (1 - \rho_{\text{жс}} / \rho_{\text{сталь}})$$

$$Q_{\text{БТ1}} = 317.7 \cdot 300 \cdot (1 - 1020/7850) = 83 \text{ кН}$$

$$Q_p = 1.15 \cdot (Q_{\text{БТ1}} + Q_{\text{кн}}) + \Delta p \cdot F_{\kappa}$$

$$F_{\kappa} = \frac{\pi}{4} d_{\text{БТ1}}^2$$

$$F_{\kappa} = \frac{\pi}{4} \cdot 92.5^2 \cdot 10^{-6} = 6.72 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$Q_p = 1.15 \cdot (83000 + 141000) + 2 \cdot 10^6 \cdot 6.72 \cdot 10^{-3} = 271 \text{ кН}$$

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{БТ1}}^2 - d_{\text{БТ1}}^2)$$

$$F = \frac{\pi}{4} (114.3^2 - 92.5^2) \cdot 10^{-6} = 3.54 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$\sigma_{\text{э}} = 1.04 \cdot 271000 / (3.54 \cdot 10^{-3}) = 7.96 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

$$[\sigma] = \sigma_T / n_{\text{норм}}$$

$$[\sigma] = 379 \cdot 10^6 / 1.5 = 2.52 \cdot 10^8 \text{ Па}$$

$$\sigma_{\text{э}} \leq [\sigma]$$

$$7.96 \cdot 10^7 \leq 2.52 \cdot 10^8$$

Выбранная труба удовлетворяет требованиям статической прочности в верхнем сечении.

Для компоновки второй секции рекомендуется выбрать трубу того же типа с наименьшей толщиной стенки. Выберем трубу **ПН 114×9 Л 3 ГОСТ Р 50278-92** по Приложению 2 ИРБК-97 [21]. Она имеет следующие характеристики: $D_{\text{БТ2}}=114.3$ мм, $d_{\text{БТ2}}=97.1$ мм, $q_{\text{БТ2}}=263.8$ Н/м, $D_{\text{зам}}=161.9$ мм, предел выносливости¹⁸ $\sigma_{-1}=108$ МПа, предел текучести $\sigma_T=655$ МПа, предел прочности при растяжении $\sigma_B=724$ МПа. Выбранный тип необходимо проверить на сопротивление усталости:

¹⁸ Приложение 19 ИРБК-97

$$J_{BT2} = \frac{\pi(114.3^4 - 97.1^4) \cdot 10^{-12}}{64} = 4.01 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

$$l_w = 2 \cdot 6.28 \cdot \sqrt{\frac{206 \cdot 10^9 \cdot 4.01 \cdot 10^{-6}}{9.81 \cdot 263.8}} = 224.7 \text{ м}$$

$$L_0 = \frac{\pi}{6.28} \sqrt{0.5 \cdot 9.81 \cdot 224.7} = 16.7 \text{ м}$$

$$Q_p = Q_{BT1}$$

$$L = 16.7 \cdot \sqrt{\sqrt{1 + \left(\frac{83000}{263.8 \cdot 224.7}\right)^2} + \frac{83000}{263.8 \cdot 224.7}} = 29.3 \text{ м}$$

$$M_{u32\max} = \frac{\pi^2 \cdot 2.7 \cdot 10^{-2} \cdot 206 \cdot 10^9 \cdot 4.01 \cdot 10^{-6}}{29.3^2} = 256.5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$W_{on} = \frac{\pi \cdot 114.3^3 \cdot 10^{-9}}{32} \left(1 - \left(\frac{97.1}{114.3}\right)^4\right) = 7.02 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{u32\max} = \frac{256.5}{7.02 \cdot 10^{-5}} = 3.65 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$\sigma_m = \frac{83000}{3.54 \cdot 10^{-3}} = 2.9 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

$$n_\sigma = \frac{108}{3.65} \left(1 + \frac{108 \cdot 29}{724 \cdot 3.65}\right)^{-1} = 13.53$$

$$13.53 \geq 1.5$$

Выбранная труба удовлетворяет требованиям прочности по усталости.

Далее проведём проверку на запас по касательным напряжениям и вычислим общий коэффициент запаса:

$$M_\kappa = 0.577 \cdot \frac{Q_p W_\kappa}{F} \cdot \sqrt{K_\tau^2 - 1}$$

$$F = \frac{\pi}{4} (114.3^2 - 97.1^2) \cdot 10^{-6} = 2.86 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$M_\kappa = 0.577 \cdot \frac{83000 \cdot 2 \cdot 7.02 \cdot 10^{-5}}{2.86 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{1.04^2 - 1} = 672.5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$n_\tau = 0.577 \frac{655 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 7.02 \cdot 10^{-5}}{672.5} = 78.96$$

$$n = \frac{13.53 \cdot 78.96}{\sqrt{13.53^2 + 78.96^2}} = 13.3 \geq 1.5$$

Определим максимальную длину секции:

$$Q_{p\max} = \sigma_T F / n_{\text{норм}}$$

$$Q_{p\max} = 655 \cdot 10^6 \cdot 2.86 \cdot 10^{-3} / 1.5 = 1.25 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

$$l_{\text{БТ2}} = \frac{1.25 \cdot 10^6 / 1.04 - 1.15(83000 + 141000) - 2 \cdot 10^6 \cdot 7.4 \cdot 10^{-3}}{1.15 \cdot 263.8 \cdot (1 - 1020/7850)} = 3511.2 \text{ м}$$

что превышает глубину скважины, следовательно дополнительных ступеней не потребуется.

Наибольшая допускаемая глубина спуска второй секции бурильной колонны в клиновом захвате определяют по формуле:

$$l_{\text{клин}} = \frac{0.9 \cdot 1555 \cdot 10^3 / 1.15 - (83000 + 141000)}{263.8 \cdot (1 - 1020/7850)} = 4326.7 \text{ м}$$

что также превышает глубину скважины, следовательно дополнительных ступеней не потребуется.

Сведём в таблицу конструкцию бурильной колонны (табл. 16):

№	Тип трубы	Размеры, мм	Группа прочности	Длина секции, м
1	УБТ	178×80	-	102
2	УБТ	146×68	-	6
3	ПН	114.3×11	Д	300
4	ПН	114.3×9	Л	2592

Таблица 16. Конструкция бурильной колонны.

Список литературы

1. Басарыгин, Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – 632 с.
2. http://www.anker-pk.ru/poleznoe/tehnologii_bureniya/rotornoe_burenie/
3. <http://directionaldrilling.blogspot.ru/2011/06/>
4. <https://marketing.wikireading.ru/903>
5. <http://oil-ecn.ru/burovye-oborudovanie.html>
6. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.: ил.
7. Муше, Ж.-П. Аномальные пластовые давления в процессе бурения: Происхождение - прогнозирование - выявление - оценка: техн. руководство : [пер. с англ.] / Ж.-П. Муше, А. Митчелл. – М.: Недра, 1991. – 287 с.: ил.
8. Серeda, Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Н.Г. Серeda, Е.М. Соловьев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 360 с.: ил.
9. Проектирование конструкций скважин: методические указания к практической работе №4 по курсу «Геонавигация в бурении» «Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет»
10. http://www.ukb5s.ru/neft-gaz_1_0.html
11. Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении: учебник для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
12. Булатов, А.И. Спутник буровика: справ. пособие: в 2 кн. / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 1. – 379 с.: ил.
13. Серeda, Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов /

- Н.Г. Серeda, Е.М. Соловьёв. – М.: Недра, 1974. – 456 с.: ил.
14. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013.
 15. Справочник бурового мастера. Том 1. / Под общей редакцией Овчинникова В.П., Грачёва С.И., Фролова А.А.: учебно-практическое пособие в 2 томах. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 608 с.
 16. «Advanced connection systems for offshore tubulars» <http://oilstates.com/wp-content/uploads/Advanced-Connection-Systems.pdf>
 17. https://www.controlglobal.com/assets/00_images/2012/1209/CG1208-LL-Fig1-1.jpg
 18. <http://ok-t.ru/studopedia/baza5/460387196881.files/image002.jpg>
 19. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (ИРОК - 97)
 20. Элияшевский, И.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для техникумов / И.В. Элияшевский, М.Н. Сторонский, Я.М. Орсуляк. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
 21. Инструкция по расчёту бурильных колонн (ИРБК - 97)
 22. ГОСТ 20692-2003. Долота шарошечные. Технические условия.
 23. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.
 24. ТУ 1324 - 007 - 26602587 - 2006. Трубы бурильные толстостенные, утяжеленные и ведущие. Технические условия.
 25. ГОСТ Р 50278-92. Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия.
 26. РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ».