

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра бурения скважин

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019

УДК 622.24.06 + 622.245.42 (073)

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Е.Л. Леушева, М.В. Нуцкова*. СПб, 2019. 41 с.

Методические указания «Строительство скважин» содержат разделы, в которых рассмотрены темы практических занятий по изучению существующих методик определения основных технологических параметров и показателей в области бурения нефтяных и газовых скважин.

Предназначены для студентов бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ».

Научный редактор проф. *Н.И. Николаев*

Рецензент канд. техн. наук *В.Я. Климов* (ООО «СК Тектоника»)

ВВЕДЕНИЕ

Предмет курса «Строительство скважин» направлен на изучение технологии строительства нефтяных и газовых скважин.

Развитие нефтяной и газовой промышленности предполагает широкое использование буровых работ с целью поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Ещё на стадии проектирования нефтяной или газовой скважины необходимо сформулировать требования к ней как к объекту повышенной опасности, предназначенному для длительной, эффективной и безаварийной эксплуатации. Поэтому специалисты по эксплуатации скважин, которые, как правило, являются заказчиками на бурение скважин, должны знать технологию и уметь проводить расчеты, связанные со строительством скважин.

Основные задачи настоящих методических указаний:

- с учетом геолого-технических условий выбирать и проводить расчеты конструкции скважины, осуществлять подбор породоразрушающего инструмента;

- подбирать нужные типы технологических жидкостей и проводить необходимые расчеты с учетом бурения конкретной скважины или её отдельного интервала;

- обосновывать способ бурения скважины и проводить связанные с ним расчеты;

- проводить расчет крепления скважин и осуществлять выбор буровой установки.

Исходными данными для практических занятий являются геологический разрез скважины, предполагаемый дебит, давления и температуры по разрезу, возможные осложнения, представленные в приложениях к данным методическим указаниям. Остальные необходимые данные выбираются самостоятельно.

1. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

В соответствии с целевым назначением и основными задачами буровых работ, геолого-техническими условиями бурения и степенью их изученности обосновывается выбор конструкции скважины, определяющейся числом и диаметрами обсадных колонн и глубинами их спуска; диаметрами долот и интервалы бурения ими под каждую колонну, высотой подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Конструкция скважины, согласно п. 117 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать [8]:

1. максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

2. применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;

3. условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах производства буровых работ и эксплуатации скважины;

4. получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5. условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, и охраны окружающей среды в первую очередь за счет 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.

Согласно п. 118 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 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 [8].

Конструкция скважины определяется числом спущенных обсадных колонн, отличающихся друг от друга глубиной спуска, диаметром, толщиной стенки, группой прочности, применяемых долот по интервалам, а также высотой подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

Выбор числа обсадных колонн и глубины спуска производится по совмещенному графику давления. Выбор конструкции скважины производится на основании геологических условий залегания пород, ожидаемых осложнений, глубины скважины и т.д.

Разработка конструкции скважины начинается с выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из результатов выделения зон осложнений и интервалов ствола, несовместимых по условиям бурения. С этой целью производится анализ условий бурения по интервалам бурения по методу сверху вниз и строится совмещенный график изменений градиентов давлений: коэффициента аномальности пластовых давлений, индексов давления поглощения (гидроразрыва) и относительной плотности бурового раствора. Указанные градиенты определяются на основании данных промысловых исследований или прогнозируются.

Коэффициент аномальности:

$$k_a = \frac{P_{пл}}{\rho_B \cdot g \cdot h}$$

Индекс давления поглощения:

$$k_{\text{погл}} = \frac{P_{\text{погл}}}{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h}$$

Индекс давления гидроразрыва:

$$k_{\text{гр}} = \frac{P_{\text{гр}}}{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h}$$

Относительная плотность:

$$\rho_0 = k_a \cdot k_p,$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа, $P_{\text{погл}}$ – давление поглощения, МПа, $P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва, МПа, k_p – коэффициент резерва, если глубина скважины до 1200 м, то 1,1-1,15, если глубина скважины 1200-2500 м, то 1,05-1,1; для интервалов ниже 2500 м – 1,04-1,07; h – глубина скважины, м.

При отсутствии промысловых данных, давление начала поглощения на глубине H можно вычислить по известным формулам и принять меньшее из полученных значений [3]:

$$P_{\text{погл}} = \frac{\mu}{1-\mu} (P_{\text{гор}} - P_{\text{пл}}) + P_{\text{пл}},$$

по К.В. Гаврилкевичу:

$$P_{\text{погл}} = 0,0083H_{\text{пл}} + 0,66P_{\text{пл}},$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на глубине H , МПа; $P_{\text{гор}}$ – горное давление вышележащих горизонтов, МПа, $P_{\text{гор}} = 0,01\rho_{\text{гор}} \cdot H_i$; μ – коэффициент Пуассона (табл.1); $\rho_{\text{гор}}$ – средневзвешенная плотность горных пород вышележащих горизонтов, определяемая геофизическими методами или лабораторными анализами ядерного материала по близлежащим скважинам, г/см³.

Таблица 1

Коэффициент Пуассона для некоторых пород

Порода	Коэффициент Пуассона, μ
Глина с прослоями песчаников	0,33–0,40
Глина плотная	0,25–0,40
Глина с прослоями алевролитов	0,425
Глинистые сланцы	0,10–0,20
Песчаник	0,30–0,35
Известняк	0,28–0,33
Каменная соль	0,44
Гравий	0,26-0,29

Рассчитанные значения представляются в виде таблицы (табл. 2) и графика (рис. 1). Линии изменения этих коэффициентов и индексов на графике определяют границы зон совместимости внешних условий бурения и являются интервалами крепления скважины обсадными трубами, а их число соответственно определяет число обсадных колонн.

Таблица 2

Расчетные данные по разрезу скважины для построения графика совмещенных давлений

Глубина, м		Коэффициенты			Относительная плотность
от	до	аномальности	поглощения	гидроразрыва	

Глубина спуска обсадной колонны принимается на 10-20 м ниже окончания зоны крепления, но не выше глубины начала следующей зоны крепления.

При этом глубина спуска *направления* определяется необходимостью предохранения устья скважины от размыва, предохранения стенок скважины от осыпания, направления промывочной жидкости в желобную систему. В зависимости от прочности пород глубина спуска составляет от 5 м до 40 м. Как правило, перекрываются неустойчивые породы четвертичных отложений.

Глубина спуска *кондуктора* определяется необходимостью охраны от загрязнения верхних водоносных горизонтов, которые могут служить источниками водоснабжения; предупреждения осложнений в верхней неустойчивой части разреза; условиями установки противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Минимальная глубина спуска кондуктора должна быть не меньше величины понижения уровня бурового раствора в скважине вследствие подъема бурильной колонны при бурении последующего интервала скважины, в среднем составляет порядка 200-800 м.

В соответствии с п. 118 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 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 [8].

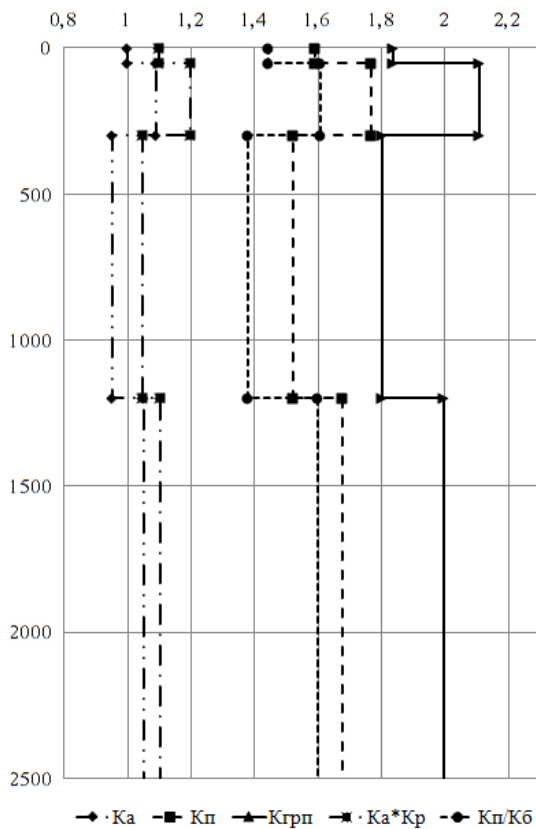


Рис. 1. Пример построения совмещенного графика давлений

Для определения минимальной глубины спуска кондуктора (промежуточной колонны) используется формула [10]:

$$L_{К\min} = \frac{1,05 \cdot P_y \cdot L_{кр}}{0,95 \cdot C \cdot L_{кр} - 1,05 \cdot (P_{пл} - P_y)}$$

где P_y – максимальное давление на устье при ГНВП при закрытом устье, кгс/см²; $P_{пл}$ – пластовое давление проявляющего горизонта, кгс/см²; $L_{кр}$ – глубина кровли (по вертикали) проявляющего горизонта, м; C – градиент гидроразрыва пород в зоне башмака кондуктора.

Глубина спуска *промежуточной колонны* определяется условиями безопасного бурения скважины открытым стволом, интервал которого может достигать 2500-3000 м. Она предназначена для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения (несовместимые по пластовым давлениям пропластки, зоны высокого поглощения, отложения, склонные к набуханию, осыпанию и т.п.).

Глубина спуска *эксплуатационной колонны* определяется глубиной залегания продуктивного пласта и должна быть увязана с принятым способом заканчивания скважины (открытый забой, фильтр, перфорация).

В тех случаях, когда износ промежуточных колонн незначителен, целесообразно вместо сплошной эксплуатационной колонны применять *хвостовики*. При этом необходимо обосновывать способ подвешивания хвостовика на ранее спущенной колонне. В соответствии с п. 120 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 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 газовых скважин [8].

В соответствии с п. 119 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн, а также диаметров обсадных труб при спуске безмуфтовых обсадных колонн устанавливается в рабочем проекте и выбирается исходя из оптимальных величин, установленных практикой производства буровых работ и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование [8].

Диаметры промежуточных обсадных колонн, а также кондуктора и направления выбирают в соответствии с величинами

кольцевых зазоров между долотом и спускаемой обсадной колонной (наружным диаметром муфты либо высадки трубы для безмуфтовых труб) и между внутренней поверхностью обсадной колонны и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала. Указанные величины зазоров уточняются на конкретных месторождениях в зависимости от длины интервала выхода из-под башмака предыдущей колонны, степени искривления ствола скважины, степени совершенства технологии бурения, квалификации персонала и других факторов. Выбор конкретных величин зазоров в курсовом проекте производится на основе имеющихся промысловых данных или рекомендуемых методических материалов.

Диаметры обсадных колонн и долот выбираются снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации и задается заказчиком на буровые работы.

Наружные диаметры эксплуатационных колонн выбирают по суммарному дебиту скважины (табл. 3), а также с учетом возможности применения различного эксплуатационного оборудования, проведения мероприятий по повышению продуктивности пласта, бурения боковых стволов и т.д. Таким образом, применение обсадных колонн с наружным диаметром менее 146 мм не всегда может являться рациональным.

Таблица 3

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Дебит, т/сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Дебит, тыс. м ³ /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40-100	127-140	75-250	114-146
100-150	140-146	250-500	146-178
150-300	168-178	500-1000	178-219
> 300	178-194	1000-5000	219-273

Расчетный диаметр долота определяется по формуле:

$$D_d = d_m + 2\delta$$

где d_m - наружный диаметр соединительной муфты обсадной колонны, δ - радиальный зазор (табл. 4) между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, мм.

Таблица 4

Радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенками скважины

Диаметр обсадной колонны, мм	114-127	140-168	178-245	273-299	324-351	377-508
Радиальный зазор, мм	5-15	10-20	10-25	15-30	20-40	25-50

Далее по [3], ГОСТ 20692-2003 «Долота шарошечные. Технические условия», ГОСТ 24328-80 «Шнеки буровые и долота лопастные к ним. Типы и основные размеры», ГОСТ 26474-85 «Долота и головки бурильные алмазные и оснащенные сверхтвердыми композиционными материалами. Типы и основные размеры» или каталогам компаний-производителей подбирается ближайший больший размер долота. Также

Внутренний диаметр обсадной колонны, через которую проходит соответствующее долото рассчитывается по формуле:

$$d_{вн} = D_d + 2\Delta$$

где Δ – радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается 3÷10 мм. Далее по ГОСТ [2, 10] подбирается ближайшее большее значение внутреннего диаметра колонны и указывается наружный диаметр и толщина стенки подобранной колонны.

Полученные данные сводятся в табл. 5.

Таблица 5

Конструкция скважины

Обсадная колонна	Диаметр, мм				Толщина стенки обсадной колонны, мм	Типоразмер обсадной колонны
	Долота	Обсадной колонны				
		муфты	наружный	внутренний		

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкция забоя скважины определяются на основании действующих инструкций и методических материалов. В соответствии с п.п. 22-224 «Правил безопасности в нефтяной и

газовой промышленности», *направления и кондуктора* цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат: *продуктивные горизонты*, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем; продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами; истощенные горизонты; напорные водоносные горизонты с коэффициентом аномальности более 1,3; водоносные проницаемые горизонты, находящиеся или планируемые к разработке; горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа; интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям; интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора по длине ствола скважины над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также за башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять, соответственно, не менее 150 и 500 м.

При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн.

В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства. По существующим правилам по всей длине также цементируются промежуточные и эксплуатационные колонны в *разведочных* скважинах.

По полученным данным, с учетом совмещенного графика безразмерных давлений, строится схема конструкции скважины (рис. 2).

С учётом коэффициентов аномальности и индексов давления поглощения в продуктивном горизонте и вышележащей толще пород, а также типа коллектора выбрать схему вскрытия

продуктивного пласта, тип бурового раствора и его рецептуру для вскрытия пласта бурением, величину допустимой репрессии на пласт или принять решение о вскрытии пласта с регулируемым дифференциальным давлением (на равновесии давлений). При необходимости выбрать способ вторичного вскрытия пласта перфорацией, тип перфоратора, плотность перфорации, вид жидкости, заполняющей скважину при проведении перфорационных работ, схему установки и типоразмер противовыбросового оборудования устья скважины, способ проведения перфорационных работ при репрессии.

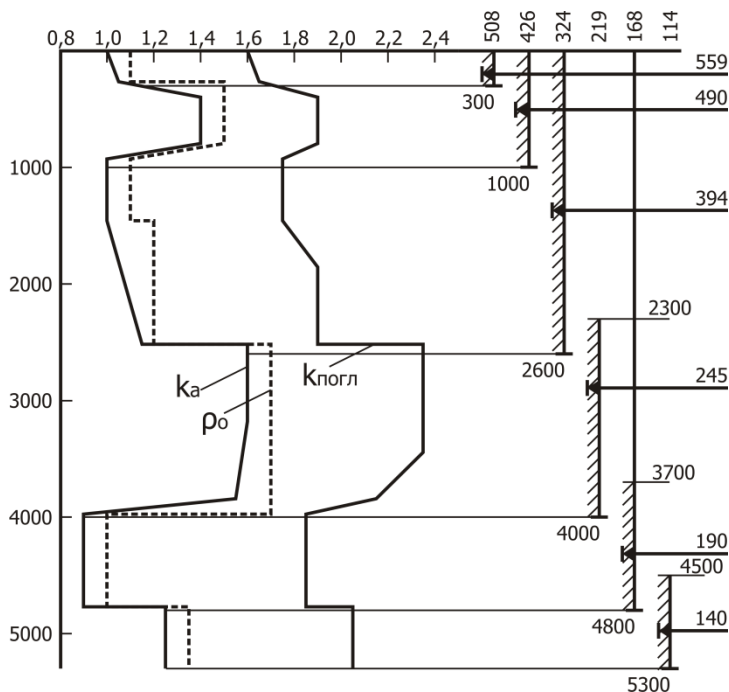


Рис. 2. Пример построения совмещенного графика безразмерных давлений, выбранной по интервалам относительной плотности бурового раствора и запроектированной конструкции скважины

2. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА

Основной принцип выбора типа бурового раствора – соответствие его состава разбуживаемым породам на всем интервале бурения до спуска обсадной колонны. В соответствии с этим все буровые растворы разбиты на девять основных типов, которые подразделяются на виды, а виды – на рецептуры. Горные породы, в зависимости от их подверженности воздействию буровых растворов, разделены на пять групп: глинистые, хемогенные, гранулярные породы-коллекторы, твердые (не склонные к обвалообразованию) и многолетнемерзлые. Процедура выбора типа бурового раствора предусматривает:

а) разбиение разреза скважины в соответствии с вышеуказанной классификацией горных пород на интервалы, в каждом из которых характеристики, определяющие выбор типа бурового раствора, принимают постоянное значение;

б) для каждого интервала выбирают множество допустимых типов растворов, причем на каждом интервале ими могут быть только растворы, которые применимы на всех вышележащих интервалах в пределах не обсаженной части скважины;

в) определяют оптимальную последовательность применения буровых растворов.

Основное условие, при выборе давления столба бурового раствора:

$$k_a \leq \rho_0 \leq k_{\text{погл}},$$
$$k_a \cdot k_p \leq \rho_0 \leq k_{\text{погл}}/k_b$$

где ρ_0 – относительная плотность бурового раствора, k_a – коэффициент аномальности пластового давления, $k_{\text{погл}}$ – индекс давления поглощения, k_b – коэффициент безопасности.

Плотность бурового раствора выбирается с учетом величины пластового давления $P_{\text{пл}}$ и обеспечения необходимого для предупреждения нефтегазоводопроявления коэффициента безопасности k_b , который при глубине скважины меньше 1200 м выбирают равным 1,1-1,15, а при большей глубине – 1,05-1,10. При бурении разведочных скважин, в зависимости от степени изученности района работ k_b принимается в диапазоне 1,2-1,5.

В интервалах совместимых условий бурения плотность бурового раствора должна создавать гидростатическое давление в скважине, превышающее пластовое на величину k_p : 10 % в интервале 0 - 1200 м, но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа); 5 % в интервале от 1200 м до проекта, но не более 25-30 кгс/см² (2,5-3,0 МПа).

После расчета границ плотности бурового раствора данные наносятся на совмещенный график давлений и уточняется конструкция скважины.

Состав и другие параметры бурового раствора выбираются для бурения различных интервалов скважины с учетом рекомендаций, которые конкретизируются для заданных условий бурения с указанием рецептур и технологий их приготовления, химической обработки и утяжеления. Приводится расчет общей потребности в растворах каждого типа для бурения скважины, а также потребность в материалах и реагентах для приготовления буровых растворов. Обосновывается выбор оборудования для приготовления, очистки, дегазации и обработки этих растворов.

Тип бурового раствора выбирается на основе анализа геологического разреза (состав пород), пластовых давлений, давлений ГРП.

При выполнении данного этапа работы необходимо:

а) рассмотреть для каждого интервала возможные варианты типов бурового раствора и выбрать оптимальный с технологической точки зрения;

б) предусмотреть, каким образом будет осуществляться переход от одного типа бурового раствора к другому (соответствующей обработкой раствора в процессе бурения или полной заменой одного раствора на другой);

в) руководствоваться принципом выбора бурового раствора, который бы не только способствовал безаварийной проводке скважин, но и обеспечивал достижение высоких технических показателей бурения, был относительно дешевым и простым в приготовлении.

Показатели (параметры) бурового раствора характеризуют качество и существенно влияют на процесс бурения скважин,

состояние её ствола и конечные результаты бурения. Слушатель должен для каждого интервала скважины регламентировать показатели бурового раствора с учетом выбранного типа и особенностей геологического разреза.

Обязательными для регламентации являются: плотность бурового раствора (ρ , кг/м³); условная вязкость (УВ, с); статическое напряжение сдвига (θ через 1 и 10 мин, дПа); показатель фильтрации (Φ , см³ за 30 мин.); толщина фильтрационной корки (δ , мм); водородный показатель (рН).

Данные по выбранным буровым растворам представить в виде табл. 6.

Таблица 6

Типы и параметры промывочных жидкостей

Интервал бурения	Тип промывочной жидкости	Параметры	Система очистки

Также необходимо составить перечень оборудования, необходимого для приготовления бурового раствора, очистки его от выбуренной породы и дегазации. При бурении на утяжеленном растворе рассматриваются способ ввода утяжелителя в буровой раствор и средства регенерации утяжелителя.

Выбор оборудования и его компоновки должен производиться с учетом используемых типов промывочной жидкости.

3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СПОСОБА БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В соответствии с геологическим заданием, геолого-техническими условиями бурения и разработанной конструкцией скважины выбирается оптимальный способ бурения разных интервалов скважины. В современном бурении получили распространение два основных способа бурения нефтяных и газовых скважин: роторный и гидравлическими забойными двигателями (ГЗД). Наиболее обоснованно это может быть сделано методом вариантных экономических расчетов с определением технико-экономических показателей. Способ бурения выбирают с учетом

особенностей и условий проходки скважин, а так же с учетом опыта бурения на данном месторождении. При отсутствии таких показателей выбор способа бурения обосновывается с учетом геолого-технических условий, глубины, профиля и конструкции скважин. Следует также учесть, что при бурении вертикальных интервалов целесообразнее применять роторный способ бурения, при наклонных – только забойными двигателями (турбинными, винтовыми, электрическими). В табл. 7 приведены некоторые рекомендации [2].

Таблица 7

Рекомендации по выбору способа бурения скважины

Исходная информация	Способ бурения		
	Роторный	ГЗД	Электрбуром
Глубина Н, м:			
≤3500	+	+	+
3500-4200	+	-	+
>4200	+	-	-
Забойная температура T _{заб} , °С:			
<140	+	+	+
>140	+	-	-
Профиль ствола скважины:			
Вертикальный	+	+	+
Наклонно направленный, горизонтальный	-	+	+
Тип циркулирующего агента:			
-Буровой раствор плотностью, кг/м ³			
≤1700-1800	+	+	+
≥1700-1800	+	-	+
-Степень аэрации			
Высокая	+	-	+
Низкая	+	+	+
Газы, пена	+	-	-
Примечание. Знаки «+» и «-» соответствуют рекомендуемым и не рекомендуемым областям применения.			

4. ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ) базируется на информации о физико-механических свойствах пород, анализе условий литологического строения конкретного разреза и разделении его на интервалы одинаковой буримости, а также

выполняемых задач (бурение, проработка, разбуривание цементного стакана, вырезание окна в обсадной колонне, отбор керна и т.п.). Анализ технико-экономических показателей отработки применяемых на предприятии различных типов породоразрушающего инструмента позволяет обосновать их соответствие механическим свойствам пород по интервалам бурения и сделать соответствующий выбор. При отсутствии необходимых промысловых данных для ориентировочного выбора можно воспользоваться рекомендуемыми областями применения отечественных долот различной конструкции в соответствии с категориями твердости и абразивности горных пород, приведенными в табл. 8.

Таблица 8

**Рекомендации по выбору типа породоразрушающего инструмента
в зависимости от категории горных пород**

Тип долота	Породоразрушающий инструмент ¹			
	Шарошечный	2-х и 3-х лопастной	Многолопастной твердосплавной	Алмазный
М	II-III/II-III	I-II/I-II	I-II/I-II	II-III/I-II
МЗ	III-IV/IV-V	-	-	-
МС	III-IV/III-IV	II-III/I-II	III-IV/I-II	III-IV/II-III
МСЗ	IV-V/V-VI	-	-	-
С	III-IV/IV-V	-	IV-V/II-III	IV-V/II-III
СЗ	IV/IV-V	-	-	-
СТ	V-VI/IV-V	-	V-VI/II-III	V-VI/III-IV
Т	V-VI/IV-V	-	VI-VII/III-IV	VI-VII/III-IV
ТЗ	VI-VII/V-VI	-	-	-
ТК	V-VI/V-VI	-	-	-
ТКЗ	VI-VII/VI-VII			
К	VI-VII/VII-VIII			
ОК	VII-VIII/VIII-IX			

В числителе - категория твердости пород, в знаменателе - абразивности.

При неоднозначном выборе типа ПРИ решение конкретизируется на этапе выбора режимно-технологических параметров проходки в соответствии с принятым критерием оптимизации или путем альтернативных расчетов. Задачу выбора типа ПРИ для разбуривания конкретной горной породы или пачки пород ВНИИБТ предлагает решать с учетом твердости и

абразивности пород с помощью специальной классификационной таблицы (рис. 3). В ней на основании опыта обобщения опыта отработки долот в различных районах эталонными точками помечены сочетания категорий твердости (Кт) и абразивности (Ка) пород, для разрушения которых наиболее подходят существующие типы шарошечных долот.

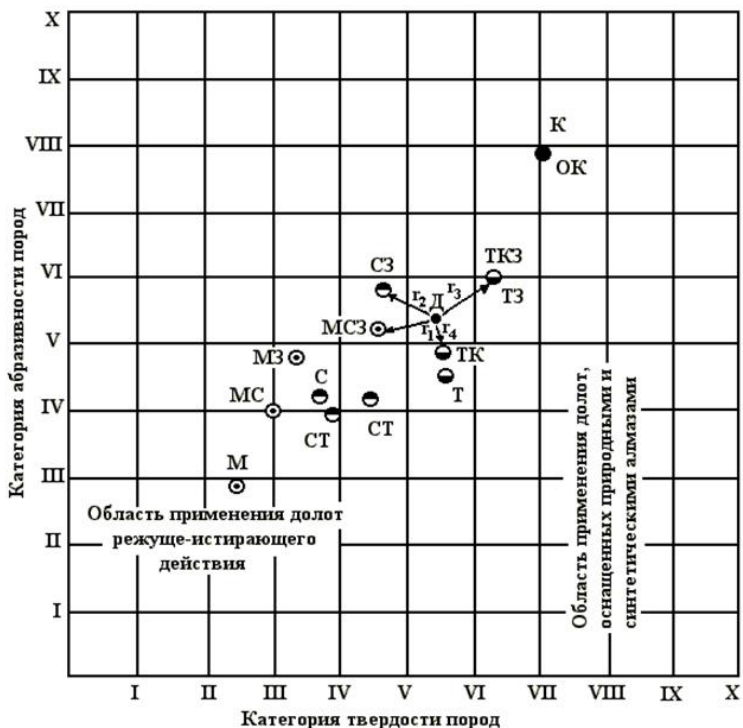


Рис. 3. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

С учетом физико-механических свойств горных пород подбирается породоразрушающий инструмент для каждого интервала бурения (табл. 9) в соответствии с ГОСТ 20692-2003 «Долота шарошечные. Технические условия», ГОСТ 24328-80 «Шнеки буровые и долота лопастные к ним. Типы и основные размеры», ГОСТ 26474-85 «Долота и головки бурильные алмазные и

оснащенные сверхтвердыми композиционными материалами. Типы и основные размеры» или каталогами компаний-производителей.

Таблица 9

Породоразрушающий инструмент (пример выбора)

Интервал, м	Выполняемая задача	Горные породы	Диаметр, мм	Условное обозначение
0-80	Бурение	мягкие породы с прослойками пород средней твердости	444,5	444,5 С-ЦВ
80-300	Бурение	средней твердости	295,3	NU-21-R058 (ОАО «Волгабурмаш», код по IADC 214)
300-1500	Бурение с отбором керна	средней твердости	215,9	К 215,9/80 С

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЖИМНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ

После принятия решения о способе бурения, типах используемых долот, забойных двигателей и буровых растворах необходимо подобрать осевую нагрузку на долото, частоту его вращения и расход буровых растворов т.е. режим бурения для каждого однородного по условиям буримости интервала скважины.

В качестве критериев оптимизации для выбора режимных параметров бурения могут быть использованы проходка на долото, рейсовая скорость бурения или стоимость 1 м проходки, первые два из которых необходимо максимизировать, а третий - минимизировать. При отсутствии надежных исходных промысловых данных по отработке долот для конкретных геолого-технических условий бурения скважины целесообразно использовать нормативное задание режимно-технологических параметров и показателей бурения, а процесс оптимизации осуществлять в оперативном режиме на буровой.

Осевая нагрузка на долото:

$$P_d = P_{уд} \cdot D_d,$$

где $P_{уд}$ – удельная нагрузка (табл. 10) на единицу диаметра рассматриваемого долота; D_d – диаметр долота для бурения под направление, мм.

Таблица 10

Рекомендуемые значения удельной нагрузки на долото для разрушения горных пород

Горные породы	$P_{уд}$, кН/мм
Весьма мягкие	< 0,2
Мягкие и среднемягкие, а также мягкие породы с прослойками пород средней твердости и твердых	0,2-0,5
Породы средней твердости с прослойками твердых	0,5-1,0
Твердые породы	1,0-1,5
Крепкие и очень крепкие породы	>1,5

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные скорости вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости бурения. Также превышение частоты вращения долота снижает долговечность их работы вследствие более интенсивного износа опор и сокращает проходку долота за рейс.

Частоту вращения ротора подбираем из рекомендованных значений для данных параметров по табл. 11.

При бурении винтовым забойным двигателем (ВЗД) частота вращения долота зависит от значений расхода промывочной жидкости и прочих параметров и принимается в зависимости от технических характеристик соответствующего забойного двигателя.

Таблица 11

Рекомендуемые значения частоты вращения породоразрушающего инструмента

Глубина скважины H , м	Частота вращения долота, n , мин ⁻¹ для пород:	
	устойчивых	неустойчивых
<500	120-180	90-120
500-1500	90-120	60-90
1500-2500	60-120	40-60
2500-4000	40-90	40-60
>4000	40-90	40

Расход промывочной жидкости Q выбирается исходя из условий обеспечения эффективной очистки забоя от разбуренной породы и удаления ее частиц из ствола скважины. Кроме того, выбранный режим промывки должен обеспечить эффективную работу забойного гидравлического двигателя и возможность реализации части гидравлической мощности циркуляционного потока для гидромониторного разрушения пород забоя. При этом значение Q не должно превышать величины Q_{max} , при котором возможен гидроразрыв пластов.

Минимально необходимый расход Q_{O3} из условия нормальной очистки забоя определяется по формуле:

$$Q_{O3} = q \cdot F_3,$$

где F_3 – площадь забоя, q – удельный расход жидкости, необходимый для удовлетворительной очистки забоя (для бурения турбобуром принимаем $q = 0,6-0,7$ м³/с, при бурении ротором $q = 0,5-0,6$ м³/с).

$$F_3 = \frac{\pi \cdot (D_d)^2}{4},$$

Расход, обеспечивающий вынос шлама $Q_{вш}$ должен обеспечивать такую скорость восходящего потока, которая превышает скорость падения твердых частиц, что базируется на данных практики бурения. При бурении на глинистом и минерализованном растворе скорость восходящего потока может быть в пределах $V_{восх} = 0,4-0,7$ м/с.

$$Q_{вш} \geq \frac{\pi}{4} (D_d^2 - D_{БТ}^2) \cdot V_{восх},$$

Необходимо отметить, что при расчете расхода, обеспечивающего вынос шлама, следует учитывать конструкцию бурильной колонны, поэтому этот этап целесообразно выполнять после расчета диаметров БТ и УБТ.

Полученные данные рекомендуется представить в виде табл. 12. Также рекомендуется указать насос, который обеспечивает расчетный расход.

Таблица 12

**Режимно-технологические параметры бурения и характеристики
используемого бурового насоса**

Интервал, м	Нагрузка на долото, P_d , кН	Частота вращения долота, n , мин ⁻¹	Расход промывочной жидкости, $Q_{ви}$, л/с	Характеристика бурового насоса		
				Диаметр штука, мм	Число двойных ходов	Предельное давление на входе, МПа

6. ВЫБОР КОМПОНОВКИ И РАСЧЕТ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

При выборе компоновки колонны бурильных труб в качестве исходной информации используются: геометрические параметры профиля ствола скважины, диаметр обсадной колонны на предыдущем интервале бурения, способ бурения, условия бурения по сложности, диаметр и вес УБТ, плотность бурового раствора, потери давления в забойном двигателе и долоте, вес забойного двигателя. Используются одноразмерные и многомерные, т.е. состоящие из труб разного диаметра, бурильные колонны. В последних диаметры труб увеличиваются от забоя к устью. Колонна или ее участки одинакового диаметра, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. В результате расчета должны быть получены диаметры, толщина стенок, группы прочности и длины секций всех ступеней колонны. Как правило, при расчете количества секций УБТ принимают, что при бурении под эксплуатационную колонну используется одноразмерная УБТ, при бурении под предыдущие интервалы – компоновка низа бурильной колонны составляется из 2-3 секций УБТ с использованием тех же бурильных труб, что и для бурения эксплуатационной колонны. Поэтому выбор компоновок целесообразно проводить с последнего интервала бурения.

Выбор компоновки начинается с определения ее нижнего участка, который собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), предназначенных для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления скважины.

Отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно составлять $0,75 \div 0,85$ для $D_d < 295,3$ мм и $0,65 \div 0,75$ для $D_d > 295,3$ мм. При этом диаметр УБТ или его нижней секции не должен быть больше диаметра забойного двигателя. Длина комплекта одноступенчатого УБТ определяется из условия:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{(1,25P_d - G)}{q_{\text{УБТ}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_T}\right)},$$

где P_d – осевая нагрузка, Н; G – вес забойного двигателя, Н; $q_{\text{УБТ}}$ – вес 1 м УБТ, Н/м; ρ_p и ρ_T – плотность соответственно бурового раствора и материала труб, кг/м³.

При расчете многосекционной УБТ необходимо пользоваться следующей формулой:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{1,15(P_d - G_T)}{\left[\lambda \cdot q_1 + \frac{1}{n_c - 1} \cdot (1 - \lambda) \cdot (q_2 - q_3) \right] \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_T}\right)},$$

где n_c – количество секций; λ – отношение длины нижней части секции, создающей нагрузку (при нормальных условиях бурения составляет $0,7-0,8$), q_1 – вес 1 м нижней секции УБТ, Н/м, $q_{2,3}$ – вес 1 м второй и третьей секций УБТ, Н/м.

При выборе диаметра труб бурильной колонны необходимо обеспечить отношение диаметров бурильной колонны и УБТ (а также диаметров секций УБТ) $0,7-0,8$. Общая длина бурильной колонны и длины ее секций определяются на основании действующих инструкций и методических материалов.

В таблице 13 представлен пример результатов расчета и выбора рациональных диаметров УБТ, БТ и их длин для бурения заданного интервала, в таблице 14 – характеристики труб для дальнейших расчетов.

Проверочный расчет бурильной колонны осуществляется с целью определения напряжений в отдельных ее элементах от возникающих в процессе бурения усилий, а также для обеспечения необходимого запаса прочности. Расчеты проводятся по методикам, изложенным в методических материалах.

Таблица 13

Пример расчета компоновки буровой колонны

Интервал, м	Диаметр долота, мм	Диаметр УБТ, мм	Диаметр БТ, мм	Типоразмер БТ	Длина УБТ, м	Длина БТ, м
0-50	555,8	279,4	–	–	54,93	–
50-300	444,5	279,4	127	ТБПВ 127х12,7	137,325	132
		209,6			18,31	
		165,1			18,31	
300-1200	295,3	228,6	127	ТБПВ 127х12,7	219,72	936
		165,1			54,93	
1200-3000	215,9	165,1	127	ТБПВ 127х12,7	228,875	2772

Таблица 14

Пример характеристик УБТ и БТ для проверочного расчета колонны на прочность

Труба	Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса 1 м, кг	Группа прочности БТ
	Наружный	Внутренний				
БТ	127	101,6	12,7	12	41,8	Д, Е, Л
УБТ	165,1	57,2	53,95	9,155	147,3	Д, К
УБТ	209,6	71,4	69,1	9,155	238	Д, К
УБТ	228,6	71,4	78,6	9,155	290,1	Д, К
УБТ	279,4	76,2	101,6	9,155	444,8	Д, К

Колонну буровых труб рассчитывают из условия приложения растягивающих нагрузок и вращающего момента (процесс бурения) и растягивающих нагрузок с учетом сил сопротивления, возникающих при подъеме (подъем долота). В любом сечении буровой колонны должно соблюдаться условие по 3-ей теории прочности:

$$\sqrt{(\sigma_p^2 + A\tau^2)} \leq [\sigma_T] / n$$

где, σ_p , τ – напряжения в теле трубы рассматриваемого сечения, возникающие под действием соответственно растягивающих нагрузок и вращающего момента, МПа; A – коэффициент анизотропии материала труб (для стали $A = 4$, для алюминиевых сплавов $A = 4,77$); $[\sigma_T]$ – предел текучести материала труб в рассматриваемом сечении, МПа (табл. 15); n – коэффициент запаса прочности (при бурении вертикальных скважин роторным способом

$n=1,4$, забойными двигателями $n=1,3$; при бурении наклонных скважин, если градиент набора или спада кривизны более 4° на 100 м, $n=1,45$ и $n=1,35$ соответственно; при бурении в осложненных условиях коэффициенты запаса прочности необходимо увеличить на 0,05).

Таблица 15

Механические свойства материалов

Показатели	Группа прочности материала труб										
	Д		К	Е	Л	М	Р	Т	40 ХН	40 ХМФА	Д16Т
	исполнение										
	А	Б	Б								
Временное сопротивление разрыву, $[\sigma_p]$, МПа	655	637	687	689	758	862	1000	1103	882	981	$\frac{392}{421}$
Предел текучести, $[\sigma_t]$: не менее, МПа	379	373	490	552	655	758	930	1034	735	832	$\frac{255}{274}$
не более, МПа	552	–	–	758	862	965	1137	1241	–	–	–
Относительное удлинение при длине образца, равной 5 диаметрам его, $[\delta]$ %	14,3	16	12	13	12,3	10,8	9,5	8,5	10	13	$\frac{12}{10}$
Примечания. 1. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем. 2. В числителе для труб диаметром менее 120 мм, в знаменателе – более 120 мм.											

Расчет бурильной колонны при подъеме из скважины

а. Расчет наибольшего усилия растяжения Q_p (в ньютонах), возникающее в момент начала подъема бурильной колонны из скважины,

$$Q_p = (q_{БТ} \cdot L_{БТ} + q_{УБТ} \cdot L_{УБТ} + Q_1 + Q_2) \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_t}\right) + p \cdot \frac{\pi \cdot d_b^2}{4},$$

где $L_{БТ}$, $L_{УБТ}$ – длина бурильных и утяжеленных труб соответственно, м; $q_{БТ}$, $q_{УБТ}$ – вес 1 м бурильных и утяжеленных труб соответственно, Н/м; Q_1 – вес долота и КНБК, Н; Q_2 – усилие затяжки инструмента при подъеме (обычно составляет $0,5-1 \cdot 10^5$ Н); p – давление, развиваемое насосом в момент восстановления циркуляции при прихвате бурильной колонны (принимается максимальное по

характеристике насоса), Па; d_b – диаметр проходного отверстия трубы, м.

б. Условие прочности при растяжении:

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{\frac{\pi}{4}(d_n^2 - d_b^2)} \leq [\sigma_p]$$

где Q_p – наибольшее растягивающее усилие при подъеме колонны, Н; d_n – наружный диаметр БТ, м; d_b – внутренний диаметр БТ, м; $[\sigma_p]$ – предел прочности материала труб (табл. 15), МПа.

Расчет буровой колонны при роторном бурении.

а. Расчет касательных напряжений при кручении

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_p}$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент (расчет см. ниже), Н·м; W_p – полярный момент сопротивления площади поперечного сечения трубы при кручении (расчет см. ниже), м³.

б. Полярный момент:

$$W_p = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_n^4 - d_b^4}{d_n}$$

с. Крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{k_d \cdot N}{\omega}$$

где k_d – коэффициент динамичности, $k_d=1,5$; ω – угловая скорость вращения, с⁻¹:

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}$$

где n – частота вращения, мин⁻¹.

д. Подводимая мощность:

$$N = N_{хв} + N_d$$

где N_d – мощность на вращение долота, Вт (см. ниже); $N_{хв}$ – мощность холостого вращения, Вт;

для вертикальных скважин, кВт:

$$N_{\text{хв}} = 13,5 \cdot 10^{-7} \cdot \rho_{\text{бр}} \cdot d_{\text{н}}^2 \cdot L \cdot n^{1,5} \cdot D_{\text{д}}^{0,5}$$

где $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр БТ, м; L – суммарная длина бурильных труб, м; n – частота вращения, мин⁻¹; $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

На основании стендовых испытаний трехшарошечных долот с $D_{\text{д}} = 120-450$ мм:

$$N_{\text{д}} = k_{\text{г.п.}} \cdot 10^{-7,7} \cdot n \cdot D_{\text{д}}^{0,4} \cdot P_{\text{д}}^{1,3}$$

где $k_{\text{г.п.}}$ – коэффициент крепости горной породы (для мягких – 2,6; для средних – 2,3; для крепких – 1,85; для изношенных долот значения $k_{\text{г.п.}}$ увеличивается в 1,5 раза); n – частота вращения, мин⁻¹; $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м; $P_{\text{д}}$ – осевая нагрузка на долото, Н;

е. Расчет растяжения в процессе бурения $Q'_{\text{р}}$ Н:

$$Q'_{\text{р}} = (q_{\text{БТ}} \cdot L_{\text{БТ}} + 0,1 \cdot q_{\text{УБТ}} \cdot L_{\text{УБТ}}) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{т}}}\right) + p \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2}{4}$$

Проверка по III теории прочности:

$$\sqrt{(\sigma'_{\text{р}})^2 + A\tau^2} \leq [\sigma_{\text{т}}] / n,$$

где $\sigma'_{\text{р}}$ – усилие растяжения в процессе бурения, МПа, по формуле:

$$\sigma'_{\text{р}} = \frac{Q'_{\text{р}}}{\frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2)}$$

Полученные значения сравниваются с табличными данными по выбранной группе прочности материала труб.

7. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Процесс крепления скважины состоит из нескольких технологических операций, обеспечивающих закрепление стенок скважины и длительную изоляцию пластов друг от друга, а также от дневной поверхности.

С учетом назначения и выбранной конструкции скважины необходимо сделать анализ условий работы обсадных колонн в скважине и выполнить прочностные расчеты с целью обоснования способа их спуска и цементирования.

Прежде всего, оценивается возможность реализации способа, предусматривающего спуск колонн в один прием и сплошное цементирование при условии сохранения целостности пластов и устьевого оборудования под действием давления в гидравлической системе, а также предупреждения газодонефтепроявлений при ОЗЦ.

Обосновывается выбор тампонажного раствора и буферной жидкости. С учетом давлений поглощения в интервале цементирования выбирается плотность тампонажного раствора и определяется потребное количество материалов для цементирования.

Обосновывается выбор цементировочного оборудования, режимов его работы и рассчитывается продолжительность процесса цементирования.

Выбирается способ испытания обсадных колонн на герметичность, и рассчитываются возможные значения давления опрессовки и снижения уровня раствора в колонне. Выполняется расчет секций обсадных колонн по избыточным давлениям.

Поскольку гидродинамическое давление зависит от плотности тампонажного раствора и его реологических характеристик, решать данную задачу целесообразно методом последовательных приближений. Для этого задается верхняя и нижняя границы возможных вариаций плотности тампонажного раствора:

$$\rho_{\text{цр}}^{\text{н}} = \rho_{\text{пж}} + 200;$$
$$\rho_{\text{цр}}^{\text{в}} = \frac{P_{\text{гр}} - \rho_{\text{пж}} g h}{g(L_{\text{сл}} - h)},$$

где $\rho_{\text{пж}}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³; $L_{\text{сл}}$ – глубина залегания подошвы наиболее слабого пласта, м; h – уровень тампонажного раствора от устья, м.

При этом следует учитывать, что чем меньше плотность тампонажного раствора, тем, как правило, хуже качество образующегося цементного камня. Также следует учесть, что если не оговорены специальные условия, интервал продуктивного пласта и зона на 300 – 500 м выше должна цементироваться цементным

раствором нормальной плотности (1800 – 1900 кг/м³), поэтому при цементировании эксплуатационной колонны (и промежуточных в случае перекрытия продуктивных пластов) возможно применение составного столба цементного раствора или цементирование не до устья, в т.ч. с включением герметизирующих устройств в состав обсадной колонны. Общим правилом для выбора интервалов цементирования и плотности тампонажного раствора будет являться условие:

$$\rho_{п.ж.} \cdot g \cdot h_{п.ж.} + \rho_{цр1} \cdot g \cdot h_{цр1} + \rho_{цр2} \cdot g \cdot h_{цр2} + \dots + \rho_{црn} \cdot g \cdot h_{црn} < P_{гр},$$

где $\rho_{п.ж.}$, $\rho_{цр1}$, $\rho_{цр2}$, $\rho_{црn}$ – плотности бурового раствора, 1, 2, n-ной пачки цементного раствора, кг/м³; $h_{п.ж.}$, $h_{цр1}$, $h_{цр2}$, $h_{црn}$ – высота столба бурового раствора, 1, 2, n-ной пачки цементного раствора, м; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва наиболее слабого пласта, МПа.

Полученные данные необходимо представить в виде таблицы (табл. 15).

Таблица 15

Результаты расчета плотности тампонажного раствора

Интервал, м	$\rho_{п.ж.}$, кг/м ³	$\rho_{ц.р.2}^H$, кг/м ³	$\rho_{ц.р.2}^B$, кг/м ³	$\rho_{ц.р.2}$, кг/м ³

Расчет одноступенчатого цементирования обсадных колонн

Определение необходимого объема буферной жидкости:

$$V_{б.ж.} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{скв}^2 - d_{н.тр}^2) \cdot h,$$

где $d_{скв}$ – диаметр скважины; $d_{н.тр}$ – диаметр обсадной колонны; h – высота подъема буферной жидкости в кольцевом пространстве ($h = 200$ м).

Определение необходимого объема цементного раствора:

Необходимый объем цементного раствора будет складываться из нескольких объемов:

$$V_{ц.р.} = V_1 + V_2 + V_3,$$

где V_1 – объем межтрубного пространства; V_2 – объем затрубного пространства; V_3 – объем цементного стакана ниже стоп-кольца.

$$V_1 = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{в.пр.}^2 - d_n^2) \cdot h_1,$$

$$V_2 = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{скв}}^2 - d_{\text{н}}^2) \cdot (H - h_1) \cdot k_1,$$

$$V_3 = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot h_2,$$

где H – глубина спуска рассчитываемой колонны; h_1 – глубина спуска предыдущей колонны; h_2 – высота цементного стакана ($h_2 = 20$ м); k_1 – коэффициент, учитывающий неровности стенок скважины ($k_1 = 1,1$).

Определение необходимого объема продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр.ж}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot (H - h_2) \cdot k_2,$$

где k_2 – коэффициент сжимаемости продавочной жидкости ($k_2 = 1,05$).

Определение количества сухого цемента:

$$M_{\text{сц}} = k_{\text{ц}} \cdot m \cdot V_{\text{ц.р}},$$

где $k_{\text{ц}}$ – коэффициент, учитывающий потери сухого цемента при разгрузочных работах (1,03-1,05); $V_{\text{ц.р}}$ – расчетный объем цементного раствора; m – масса сухого цемента в 1 м³ раствора заданной плотности:

$$m = \frac{\rho_{\text{ц.р}}}{1 + \text{В/Ц}},$$

Определение количества воды, необходимого для затворения:

$$V_{\text{в}} = \frac{\text{В/Ц} \cdot M_{\text{с.ц}}}{\rho_{\text{в}}} k_{\text{в}},$$

где В/Ц – водоцементное отношение (для цементных растворов нормальной плотности (1800-1900 кг/м³) – 0,4-0,55; для облученных растворов – 0,6 - 1,2); $k_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий потери воды при разгрузочных работах (1,03 - 1,05); $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды (1,01 г/см³).

Полученные данные необходимо представить в виде таблиц (табл. 16-17).

Таблица 16

Результаты расчета объемов скважины и раствора по интервалам

Интервал, м	Объем, м ³		
	буферной жидкости, $V_{бж}$	цементного раствора, $V_{цр}$	продавочной жидкости, $V_{пр.ж}$

Таблица 17

Расход реагентов для приготовления раствора

Интервал, м	Наименование реагента	Назначение реагента	Расход реагента, кг (м ³)	
			на 1м ³	на интервал

8. ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Исходными данными при выборе буровой установки являются проектная глубина и конструкция скважины.

Параметр максимальная грузоподъемность характеризует предельно допустимое значение нагрузки на крюке, которое не может быть превышено при выполнении любых технологических операций в процессе всего цикла строительства скважины (вертикальные нагрузки от веса буровой колонны, находящейся в скважине, обсадных труб, спускаемых в скважину, а также нагрузки, возникающей при ликвидации аварий и осложнений в скважине).

Максимальные допустимые нагрузки на крюке с учётом коэффициента грузоподъёмности - 0,9 для ОК и 0,6 для БК:

От веса буровой колонны:

$$G_{max}^{БК} = \frac{G_{БК}}{0,6}, \text{кН},$$

От веса обсадной колонны:

$$G_{max}^{ОК} = \frac{G_{ОК}}{0,9}, \text{кН}.$$

где $G_{БК}$ - максимальный вес буровой колонны (можно принять из расчета буровой колонны на растяжение при подъеме); $G_{ОК}$ - максимальный вес обсадной колонны.

По полученным данным (максимальному весу колонны и проектной глубине скважины – табл. 18) выбирается оптимальная буровая установка.

Таблица 18

Расчет допустимой нагрузки на буровую установку

Интервал, м	Масса колонны, т		Максимальная допустимая нагрузка G_{max} , кН	
	обсадной	бурильной	от веса ОК	от веса БК

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басарыгин Ю.М.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. М.: Недра, 2001.
2. *Ганджумян Р.А.* Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. М.: Недра, 2000.
3. *Иогансен К.В.* Спутник буровика. М.: Недра, 1990.
4. *Калинин А.Г.* Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
5. *Калинин А.Г.* Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин / А.Г. Калинин, Р.А. Ганджумян, А.Г. Мессер. М.: Недра, 2005.
6. *Литвиненко В.С.* Основы бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие / В.С. Литвиненко, А.Г. Калинин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009.
7. *Николаев Н.И.* Расчеты заканчивания скважин. Учебное пособие / Н.И. Николаев, П.А. Блинов, А.Н. Дмитриев. СПб., Изд-во Горного университета, 2012.
8. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» / Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Приказ от 12 марта 2013 г. №101.
9. *Рябокоть С.А.* Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар, 2009.
10. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. I. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 243с.
11. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. II. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 260с.
12. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. III. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 232с.
13. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Ч. IV. / Юртаев С.Л., Турицына М.В., Леушева Е.Л. и др. Нижневартовск: Изд-во НВГУ, 2014, 205с.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ЗАДАЧ

Таблица 19

Геологический разрез скважины

Цифра шифра	3-я		3-я		3-я		4-я		5-я		5-я		6-я	
	Глубина подошвы пласта, м	Давление пластовое, МПа	Давление поглощения, МПа	Давление ГРП, МПа	Тип горных пород	Осложнения / тип коллектора	Флюид	Дебит, т/сут (тыс. м ³ /сут)						
1	2	3	4	5	б	7	8	9						
0	100	1,0	1,5	1,9	м	Поглощения БР								
	300	3,6	5,0	7,6	МС									
	1200	13,2	22,4	29,0	МС									
	1600	16,8	20,2	37,0	с									
	2000	22,4	35,8	51,5	с	Осыпи и обвалы								
	2400	24,5	36,7	46,5	сз									
	2800	28,0	33,6	61,6	с	Коллектор однородный прочный	нефть	120						

Продолжение табл. 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	50	0,5	0,7	0,9	м			
	120	1,3	2,0	2,9	мс	Поглощения БР		
	500	5,5	8,3	11,6	с			
	900	9,6	13,5	19,3	сз			
	1200	12,1	20,6	24,2	ст			
	1700	18,4	33,0	42,2	сз	Осыпи и обвалы		
	2300	28,8	40,3	57,5	с	Коллектор слабосцементированный	нефть	60
	70	0,8	0,9	1,7	м			
	300	3,4	5,5	7,9	мс			
	1400	14,0	21,0	26,6	с			
1800	21,6	25,9	47,5	ст	Осыпи и обвалы			
2500	27,5	38,5	49,5	т	Поглощения БР			
3200	33,6	50,4	73,9	тк				
4000	44,8	67,2	94,1	сз	Коллектор неоднородный	газ	200	

Продолжение табл. 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	120	1,2	1,7	2,4	м			
	350	3,5	6,0	7,0	мс	Осыпи и обвалы		
	800	8,4	10,1	18,5	мсз			
	1600	12,8	20,5	29,4	с			
	2200	24,2	36,3	46,0	с			
	2400	25,7	30,8	56,5	сз	Поглощения БР		
	3000	30,3	42,4	54,5	ст	Коллектор однородный прочный	нефть	200
	80	0,9	1,3	1,9	м			
	600	7,5	11,3	15,8	мс	Поглощения БР		
	1200	10,8	15,1	21,6	с			
1800	20,5	34,9	41,0	с		Осыпи и обвалы		
2100	21,0	37,8	48,3	ст				
2550	30,6	42,8	61,2	ст				
3600	39,6	47,5	87,1	сз	Коллектор неоднородный		нефть	400

Продолжение табл. 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	100	1,1	1,6	2,0	м			
	450	5,0	6,0	11,1	м			
	800	8,2	13,1	18,8	мс	Осыпи и обвалы		
	1200	12,0	18,0	22,8	с			
	1700	17,9	21,4	39,3	сз			
	2200	24,2	33,9	43,6	ст	Поглощения БР		
	2500	27,5	41,3	60,5	ст	Коллектор однородный прочный	газ	400
	180	1,9	2,9	4,0	м			
	600	6,1	8,5	12,1	мс			
	1000	10,8	18,4	21,6	с			
1800	17,1	30,8	39,3	ст				
2000	22,0	30,8	44,0	ст	Осыпи и обвалы			
2400	27,4	41,0	52,0	с	Поглощения БР			
2500	25,0	30,0	55,0	ст	Коллектор неоднородный		нефть	30

Продолжение табл. 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
7	50	0,6	0,9	1,1	м				
	200	2,2	3,1	4,6	м	Осыпи и обвалы			
	700	7,4	8,8	16,2	с	Поглощения БР			
	1100	12,3	19,7	28,3	ст				
	1500	15,3	23,0	29,1	сз				
	2000	20,0	24,0	44,0	т				
	2100	15,8	22,1	28,4	ст	Коллектор слабосцементированный	нефть	140	
	8	150	1,7	2,5	3,6	м			
		400	4,2	5,0	9,2	мс			
		1200	13,4	21,5	30,9	мсз	Поглощения БР		
1500		15,3	23,0	29,1	сз				
1700		17,0	20,4	37,4	с	Осыпи и обвалы			
1600		16,8	23,5	30,2	ст				
2800		30,8	46,2	67,8	сз	Коллектор однородный прочный	газ	70	

Продолжение табл. 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	100	1,1	1,7	2,3	м			
	400	4,3	6,0	8,6	мс			
	800	8,1	13,7	16,2	сз	Осыпи и обвалы		
	1000	8,5	15,3	19,6	сз	Поглощения БР		
	1200	15,0	21,0	30,0	ст			
	1400	15,4	23,1	29,3	ст			
	1450	16,5	19,8	36,4	с	Коллектор неоднородный	нефть	80

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Выбор конструкции скважины	4
2. Выбор типа бурового раствора.....	14
3. Обоснование выбора способа бурения скважины	16
4. Выбор породоразрушающего инструмента.....	17
5. Проектирование режимно-технологических параметров бурения	20
6. Выбор компоновки и расчет колонны бурильных труб.....	23
7. Крепление скважины.....	28
8. Выбор буровой установки.....	32
Рекомендуемый библиографический список	34
Приложение.....	35

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

Сост.: *Е.Л. Леушева, М.В. Нуцкова*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
бурения скважин

Ответственный за выпуск *Е.Л. Леушева*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 14.05.2019. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 2,4. Усл.кр.-отт. 2,4. Уч.-изд.л. 2,0. Тираж 50 экз. Заказ 431. С 163.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2