

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по выполнению практических работ
по дисциплине «ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ»
для студентов направления подготовки
21.04.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных
горно-геологических условиях

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
Практические занятия 1-5.....	7
Специальные методики расчета на прочность обсадных колонн. Расчёты параметров остаточной прочности поврежденных обсадных колонн.....	7
1 Повторение теории.....	7
2 Практика вычислений параметров остаточной прочности обсадных колонн.....	9
Пример расчета параметров остаточной прочности промежуточной колонны диаметром 244,5 мм по данным ГИС-технического состояния	9
3 Расчет параметров остаточной прочности поврежденной колонны и анализ результатов расчетов.....	19
3.1 Исходные данные.....	19
3.2 Заключение по результатам промыслово-геофизических исследований технического состояния промежуточной колонны диаметром 244, 5 мм поисковой скважины № 1 Г площади Восточная Ачи-Су.....	21
3.3 Расчет параметров остаточной прочности промежуточной колонны	23
диаметром 244,5 мм поисковой скважины № 1 Г площади Восточная Ачи-Су.....	23
ВЫВОДЫ.....	35
4 Расчет параметров остаточной прочности поврежденной колонны при наличии сочетающихся видов повреждений и трещины	36
5 Задание:.....	46
Рассчитать параметры остаточной прочности эксплуатационной колонны по полученным исходным данным. Установить возможность продолжения углубления скважины из-под ее башмака.....	46

Практическое занятие 6. Погрешности измерений. Требования к комплексам ГИС технического состояния обсадных колонн	48
6.1 Погрешность средств измерений.....	48
6.2 Количественная оценка погрешности расчетов параметров остаточной прочности обсадных колонн по данным ГИС	53
6.3 Требования к комплексам геофизических исследований технического состояния обсадных колонн.....	59
ВЫВОДЫ	60
Практические занятия 7- 8.....	61
Построение характеристики узла герметизации резьбового соединения класса «Премиум»	61
Практические занятия 9- 10.....	63
Определение толщины стенки и предел текучести стали обсадных труб, предназначенных для перекрытия интервала залегания те- кучих соляных пород.....	63
Практическое занятие 11	65
Активные фильтры. Анализ технологий сооружения гравийных фильтров...65	
Практическое занятие 12.....	73
Проблема извлечения из скважины фильтровой компоновки с гравийной обсыпкой	73
Практические занятия 13-14_Методики оценки качества скважины и соответствия рабочему проекту при строительстве скважин.....	84
Оценка качества скважин.....	85
Оценка соответствия при строительстве скважин.....	90
Практические занятия 15-16_Расчет остаточного ресурса скважины	93
Теоретические положения	93

Пример расчета остаточного ресурса эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм скважины подземного хранилища газа.....	98
Практические занятия 17-18. Рассмотрение раздела федеральных норм и правил Экспертиза промышленной безопасности скважин.....	104

ВВЕДЕНИЕ

Цель освоения дисциплины – формирование набора профессиональных компетенций магистрантами по специальности 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Задачи изучения дисциплины:

- расширение профессионального кругозора магистрантов в вопросах заканчивания скважин в сложных горно-геологических условиях, в частности, ознакомление:

- со специальными методиками расчета на прочность обсадных колонн и на герметичность современных типов резьбовых соединений;

- с порядком выполнения научно-исследовательских работ и программным обеспечением, необходимым для разработки специальных методик расчета обсадных труб;

- с показателями надежности (долговечности) скважин, такими как срок службы; остаточный ресурс; срок безопасной эксплуатации; гамма-процентный срок службы;

- с методами квалиметрии, используемыми в промышленности;

- с понятиями оценка соответствия (при строительстве скважин) и качество скважины (завершенной строительством);

- с термогазохимическим методом воздействием на тампонажный материал для ускорения процессов твердения цементного камня и получения газонепроницаемых перемычек в цементной оболочке;

- с природой проблем при извлечении каркасов фильтров с гравийной обсыпкой при ремонте скважин.

В результате освоения дисциплины студент должен знать:

- специальные методики расчета на прочность обсадных колонн, предупреждающие риски повреждения колонн при работе в особых условиях эксплуатации;

- способы повышения эффективности технологических операций по заканчиванию скважин, выполняемых в сложных горно-геологических условиях;

уметь:

- выполнять расчеты на прочность обсадных колонн по специальным методикам;
- обобщать и использовать опыт сооружения скважин в сложных горно-геологических условиях

владеть:

- технологическими приемами снижения рисков отказов крепи скважин в сложных горно-геологических условиях;
- современными технологиями, направленными на повышение эффективности операций, выполняемых в сложных горно-геологических условиях.

Выполнение практических занятий по дисциплине направлено на формирование у студентов следующих **компетенций**:

- ПК-4 (способен оценить эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации);
- ПК-8 (способен разрабатывать планы организации обеспечения технологических процессов).

Практические занятия 1-5
Специальные методики расчета на прочность обсадных
колонн. Расчёты параметров остаточной прочности поврежденных
обсадных колонн

1 Повторение теории

Об актуальности расчетов на прочность поврежденных обсадных колонн.

Статистические данные о повреждениях обсадных колонн внутренним давлением приведены в [1]. Автор [1] указывает на следующее: «... Обращает внимание факт, что трубы диаметром 146 и 168 мм с толщиной стенки от 7 до 14 мм, изготовленные из стали групп прочности Д; К; Е (что характерно для эксплуатационных колонн) повреждались давлениями, величины которых были в два, четыре и более раз (до двенадцати) меньше разрушающих».

Автор отмечает, что аварийные обсадные трубы удовлетворяли требованиям ГОСТ-632 на их изготовление; нагрузки, вызывающие разрушение обсадных труб, были относительно малы и делает вывод о том, что трубы имели не выявленные повреждения.

Предотвращение отказов обсадных колонн при строительстве и эксплуатации скважин требует:

- контроля их технического состояния геофизическими методами, в результате которых выявляются, идентифицируются и устанавливаются характерные размеры повреждений обсадных труб;
- выполнение расчетов параметров остаточной прочности поврежденных труб обсадной колонны и определение допустимых нагрузок для обсадной колонны в целом.

Объект исследований - поврежденная обсадная труба

Принципиально, что обсадные трубы рассматриваются как тонкостенные оболочки.

Оболóчка — геометрическая форма тела, у которого один из размеров значительно меньше двух остальных.

Концентрация напряжений — явление возникновения повышенных местных напряжений в областях резких изменений формы упругого тела (а также в зонах контакта деталей).

Теоретический коэффициент концентрации упругих напряжений - отношение максимальных эквивалентных напряжений, возникающих в конечно-элементных моделях поврежденных труб, к максимальным эквивалентным напряжениям, рассчитанным на конечно-элементных моделях новых труб (с учетом нормативного значения овальности).

Серединной поверхностью оболочки называют геометрическое место точек, равноудалённых от обеих ограничивающих оболочку поверхностей.

С классической точки зрения и допущения 5 % погрешности расчетов к тонкостенным относятся оболочки, при отношении толщины стенки к радиусу не превышает 0,05.

Инженерный критерий тонкостенности

Если толщина стенки не очень велика и отношение $r_1 / r_2 > 0,5$, то с достаточной для инженерной практики точностью расчет толстостенных цилиндров можно выполнить на основе тонкостенных цилиндрических оболочек (r_1 – внутренний радиус, r_2 – наружный радиус цилиндра).

Допускаемая величина погрешности инженерных расчетов составляет 15 %.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ любой методики обеспечивается ее простотой для пользователя, достоверностью результатов расчетов и принудительным принципом их применения.

Параметры остаточной прочности поврежденных обсадных труб – это величины избыточных наружного $P'_{кр}$ и внутреннего $P'_т$ давлений, при которых

максимальные напряжения в поврежденных трубах равны пределу текучести материала.

Формулы для расчета $P'_{кр}$ и P'_T имеют вид;

$$P'_{кр} = P_{кр} \cdot K_1, \quad (1)$$

$$P'_T = P_T \cdot K_2, \quad (2)$$

где K_1 и K_2 – коэффициенты снижения несущей способности поврежденных труб (выражения для расчета которых получены с использованием профессионального программного обеспечения расчетов на прочность конструкций. Алгоритм получения выражений для расчета K_1 и K_2 рассмотрен на лекции 1).

Принудительный принцип выполнения расчетов реализуется, когда соответствующая методика имеет статус нормативного документа.

Методики расчета на прочность поврежденных обсадных труб содержатся, например, в СТО Газпром 2-.2.3-117-2007 Инструкция по расчету поврежденных находящихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн.

Список использованных источников

1. А.А. Мамедов. Предотвращение нарушений обсадных колонн. – М.: Недра 1990.- 239 с.

2 Практика вычислений параметров остаточной прочности обсадных колонн.

Пример расчета параметров остаточной прочности промежуточной колонны диаметром 244,5 мм по данным ГИС-технического состояния

Исходные данные для расчета

– Компоновка и исходные параметры труб промежуточной колонны наружным диаметром 244,5 мм.

Промежуточная колонна скомпонована из труб отечественного и импортного производства. Компоновка и исходные параметры труб колонны приведены в 2.1

Таблица 2.1 – Компоновка и исходные параметры труб промежуточной колонны

Диаметр, мм	Интервал, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали
244,5	0 – 201	11,99	P-110
	201 – 1361	12	Л
	1361 – 2148	11,99	P-110
	2148 – 2395	12	Л
	2395 – 3448	11,99	P-110

Результаты ГИС-технического состояния колонны

Допустим, что оценка технического состояния колонны производилась:

- электромагнитным профилографом ЭСП-1/22 (9") в интервале 7 – 1200 м;
- электромагнитным профилорафом ЭСП-1/22 (7") в интервале 1200 – 3343 м.

П р и м е ч а н и е – Погрешность определения толщины стенки труб по данным приборов составляет 0,5 мм.

Результаты интерпретации данных исследования технического состояния колонны представлены в таблице 2.2, где $\delta_{\text{ост}}$ остаточная толщина стенки труб колонны, $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр колонны.

Заметим, что данные, приведенные в таблице 2.1, констатируют наличие повреждений в интервалах исследования колонны, идентифицируют их вид и размеры, но оценку степени их влияния на прочностные характеристики труб не содержат.

Для этого поврежденные трубы необходимо рассчитать на прочность.

Таблица 2.2 – Результаты интерпретации данных исследования технического состояния колонны

Интервал, м	$D_{\text{вн}}, \text{ мм}$	$\delta_{\text{ост}}, \text{ мм}$	Примечание
7 – 151	220.5	12	
45 – 75	220.5	12	односторонний желоб до 1.0 мм
151 – 178	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
178 – 210	220.5	12	односторонний желоб до 2.0 мм
189 – 203	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
210 – 480	220.5	12	местами односторонний желоб от 1.0 мм до 2.0 мм
480 – 845	220.5	12	
845 - 1114	220.5	12	местами односторонний желоб от 0.5 мм до 1.0 мм
1114 - 1125	222.3	11.1	
1125 - 1137.5	220.5	12	односторонний желоб до 0.5 мм
1137.5 - 1147.5	222.3	11.1	
1147.5 - 1159	220.5	12	
1159 - 1170.5	222.3	11.1	
1170.5 - 1664	220.5	12	
1180 - 1240	220.5	12	односторонний желоб до 1.5 мм
1664 - 1767	220.5	11	коррозионный износ до 1.0 мм
1767 - 2394.3	220.5	12	
2339			неплотное муфтовое соединение
2394.3			стык секций колонны
2394.3 - 2749	220.5	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2749 - 2764	220.5	12	
2764 - 2806	220.5	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2806 - 2852	220.5	12	
2852 - 2861.5	220.5	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2861.5 - 2872.5	220.5	12	
2872.5 - 2884	220.5	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2884 - 2929	220.5	12	
2929 - 2937.5	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
2937.5 - 2951	220.5	12	

Продолжение таблицы 2.2

2951 - 2962.5	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
2962.5 - 2973.5	220.5	12	
2973.5 - 3009	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
3009 - 3041.5	220.5	12	
3041.5 - 3053	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
3053 - 3064	220.5	12	
3064 - 3133	220.5	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
3133 - 3343	220.5	12	

Расчет параметров остаточной прочности поврежденных труб

Значения предела текучести σ_T стали труб приведены в 2.3

Таблица 2.3 – Предел текучести стали труб

Марка стали	σ_T (минимальное значение), МПа
Р-110	758
Л	655

Исходные прочностные параметры труб промежуточной колонны приведены в таблице 2.4, где $P_{кр}$ и P_T избыточные наружное и внутреннее давления соответственно, при которых максимальные напряжения в трубах равны пределу текучести материала инструкция [1]).

Таблица 2.4 – Номинальные прочностные показатели труб

Марка стали	Толщина стенки, мм	$P_{кр}$, МПа	P_T , МПа
Р-110	11,99 (12)	36,6	65,1
Л	12	31,6	56,3

По данным ГИС технического состояния установлены два вида поврежденных труб колонны:

- односторонняя желобообразная выработка;
- (общий) коррозионный износ внутренней поверхности.

П р и м е ч а н и е – Глубина повреждений (установленная при интерпретации данных ГИС технического состояния колонны) при расчетах *корректировалась* на величину погрешности показаний приборов, т.е. увеличивалась на 0,5 мм.

Параметрами остаточной прочности являются величины избыточных наружного $P'_{кр}$ и внутреннего $P'_т$ давлений, при которых максимальные напряжения в поврежденных трубах равны пределу текучести материала.

Параметрами остаточной прочности рассчитываются по выражениям

$$\begin{aligned} P'_{кр} &= K_1 \cdot P_{кр}, \\ P'_т &= K_2 \cdot P_т, \end{aligned} \quad (1)$$

где K_1 и K_2 – коэффициенты снижения несущей способности труб, за счет повреждений к наружному и внутреннему давлениям соответственно.

Коэффициенты K_1 и K_2 рассчитываются в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-117-2007 .

а) Расчет параметров остаточной прочности труб с односторонней желобообразной выработкой

Выражения для расчета коэффициентов K_1 и K_2 приведены в таблице 2.5, где D – наружный диаметр труб, мм; δ – номинальная толщина стенки, мм; u – глубина желобообразной выработки, мм.

Таблица 2.5 – Выражения для расчета коэффициентов $K_{1,2}$

Д, мм	K_1	K_2
244,5	$K_1 = \exp(0,018 \cdot \delta - 0,3957) \cdot u$	$K_2 = \exp(0,0178 \cdot \delta - 0,3977) \cdot u$

В таблице 2.6 приведены рассчитанные значения коэффициентов K_1 и K_2 при различной глубине повреждения.

Таблица 2.6 – Значения коэффициентов K_1 и K_2

δ , мм	u , мм	K_1	K_2
12	1,0	0,8355	0,8319
	1,5	0,7637	0,7587
	2	0,6981	0,692
	2,5	0,6381	0,6311

Параметры остаточной прочности труб с желобообразной выработкой на внутренней поверхности приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 Параметры остаточной прочности поврежденных труб

u , мм	Параметры остаточной прочности, МПа			
	Р-110		Л	
	$P'_{кр}$	P'_T	$P'_{кр}$	P'_T
1,0	30,56	54,2	26,4	46,8
1,5	28	49,4	24,1	42,7
2	25,6	45	22,1	39,0
2,5	23,4	41,1	20,2	35,5

б) Расчет параметров остаточной прочности обсадных труб с общим коррозионным повреждением внутренней поверхности

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-117-2007 при общем коррозионном повреждении внутренней поверхности параметры остаточной труб рассчитываются следующим образом:

– P'_T определяется по формуле

$$P'_T = K_2 \cdot P_T,$$

– $P'_{кр}$. для труб отечественного производства выполняется по формуле Саркисова (2), приведенной в инструкции [1]

$$P'_{кр} = 1,1 \cdot K_{min} \cdot \left\{ \sigma_T + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \cdot \left(1 + \frac{3 \times}{2r^3 K_{min}} \right) - \sqrt{\frac{e}{\delta} \sigma_T + E \cdot K_0^2 \times \left(1 + \frac{3 \times}{2 \times^3 K_{min}} \right) \frac{\dot{u}^2}{\dot{u}} - 4 \times E \cdot K_0^2 \times \times \sigma_T} \right\} \quad (2)$$

где $K_{min} = \delta_{min} / D$;

$$K_0 = \delta_0 / D;$$

D – наружный диаметр трубы мм;

σ_T – предел текучести материала труб, принят равным своему номинальному значению;

E – модуль упругости, равный $2,14 \cdot 10^6$ кгс/см²;

e – овальность. Принято $e = 0,01$, как для труб исполнения **Б** диаметром до 244,5 мм включительно;

$\delta_{факт}$ – фактическая толщина стенки трубы, являющаяся в данном случае как бы номинальной, мм. Устанавливается для каждого интервала геофизического обследования колонны;

δ_{min} и δ_0 – расчетные толщины стенок (мм), которые определяют по формулам

$$\delta_{min} = 0,875 \cdot \delta_{факт},$$

$$\delta_0 = 0,905 \cdot \delta_{факт},$$

как для труб исполнения **Б** по ГОСТ 632-80;

$$\rho = \delta_0 / \delta_{min} = 1,034.$$

Для импортных труб выполняется расчет сминающего наружного давления $P'_{см}$ по формулам, приведенным в справочном руководстве [2].

Для труб марки стали Р-110 при отношении диаметра к толщине стенки D/δ , составляющем от 20,3 до 26,2, $P'_{см}$ рассчитывается по формуле (3)

$$P'_{cm} = \sigma_T [A / D/\delta - B], \quad (3)$$

где $A = 2,075$; $B = 0,0535$.

Выражение для расчета коэффициента K_2 (колонна зацементирована) имеет вид

$$K_2 = (0,0243 \cdot \delta + 0,8699) \cdot \exp(0,0231 \cdot \delta - 0,5209) \cdot u, \quad (4)$$

где u – глубина коррозионного повреждения, мм.

В таблице 2.8 приведены значения P'_T при различных значениях u .

Таблица 2.8 – Предельные значения избыточного внутреннего давления для поврежденных труб

u, мм	P' _T , МПа	
	P-110	Л
1,5	45,2	37,2
1	50,5	41,6

В таблице 2.9 приведены значения $P'_{кр.}$ и $P'_{кр}$ при различных значениях остаточной толщины стенки $\delta_{факт.}$

Таблица 2.9 – Предельные значения избыточного наружного давления для поврежденных труб

$\delta_{факт.}/u$, мм	P-110, P' _{см} МПа	Л, P' _{кр} , МПа
10,5 / 1,5	27	
11 / 1	30,2	23,7

Параметры остаточной прочности интервалов исследования колонны приведены в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Параметры остаточной прочности труб в интервалах исследования колонны

Интервал, м	Вид и максимальный размер повреждения (с учетом погрешности показаний приборов), мм	Параметры остаточной прочности	
		$P'_{кр.}, P'_{см}$ МПа'	$P'_{т.}$ МПа
7 - 151	Односторонний желоб до 1,5 Коррозионный износ до 1	36,6	65,1
45 - 75		27	45,2
151 - 178		30,2	50,5
178 – 210	Односторонний желоб до 2,5	23,4	41,1
189 – 203	Коррозионный износ до 1	30,2	50,5
210 – 480	Односторонний желоб до 2,5	20,2	35,5
480 – 845		31,6	56,3
845 – 1114	Односторонний желоб до 1,5	24,1	42,7
1114 – 1125*		23,7	52,1
1125 – 1137.5	Односторонний желоб до 1	26,4	46,8
1137.5 – 1147.5		23,7	52,1
1147.5 – 1159		31,6	56,3
1159 – 1170.5*		23,7	52,1
1170.5 – 1664		31,6	56,3
1180 – 1240	Односторонний желоб до 2	22,1	39
1664 – 1767	Коррозионный износ до 1	30,2	50,5
1767 – 2394.3		31,6	56,3
2339	Неплотное муфтовое соединение		
2394.3	Стык секций колонны		
2394.3 – 2749	Коррозионный износ до 1	30,2	50,5
2749 – 2764		36,6	65,1
2764 – 2806	Коррозионный износ до 1	30,2	50,5
2806 – 2852		36,6	65,1
2852 – 2861.5	Коррозионный износ до 1	36,6	65,1
2861.5 - 2872.5		36,6	65,1
2872.5 – 2884	Коррозионный износ до 1	30,2	50,5
2884 – 2929		36,6	65,1
2929 – 2937.5	Коррозионный износ до 1,5	27	45,2
2937.5 – 2951		36,6	65,1
2951 – 2962.5	Коррозионный износ до 1,5	27	45,2

Продолжение таблицы 2.10

2962.5 – 2973.5		36,6	65,1
2973.5 – 3009	Коррозионный износ до 1,5	27	45,2
3009 – 3041.5		36,6	65,1
3041.5 – 3053	Коррозионный износ до 1,5	27	45,2
3053 – 3064		36,6	65,1
3064 – 3133	Коррозионный износ до 1,5	27	45,2
3133 – 3343		36,6	65,1

Как видно наличие данных о фактической прочности труб колонны позволяет определить коэффициенты запаса прочности труб колонны к ожидаемым максимальным эксплуатационным нагрузкам и принять аргументированное решение о возможности или невозможности продолжения углубления скважины из-под башмака поврежденной колонны.

Список использованных источников

- 1 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИТнефть, 1997.– 196 с.
- 2 Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. Изд. 2, перераб. и доп. Под ред. А.Е. Сарояна. – М.: Недра, 1976. – 504 с.

3 Расчет параметров остаточной прочности поврежденной колонны и анализ результатов расчетов

При строительстве скважины была повреждена промежуточная колонна.

Требуется рассчитать параметры ее остаточной прочности и определить возможность углубления скважин под следующую обсадную колонну.

3.1 Исходные данные

Площадь-Восточная Ачи- Су.

Скважина -1Г.

Дата исследований-15 февраля 2XXX г.

Категория скважины - поисковая.

Проектная глубина - 4500 м.

Текущий забой – 3546 м.

Фактическая конструкция скважины:

-кондуктор 426 мм, спущен в интервале 0-200 м, зацементирован до устья.

-1-я промежуточная колонна 324 мм, спущена в интервале 0-2500 м, зацементирована до устья

-2- промежуточная колонна 244,5 мм, зацементирована до устья:

1-я секция спущена в интервале 3448 м -2395м,

2-я секция спущена в интервале 2395 м-0 м,

При дальнейшем углублении проектом предусмотрено крепление ствола скважины обсадными колоннами:

-потайной колонной 193,7 мм, спускается в интервале 3950 м-2530 м, цементируется по всей длине;

- эксплуатационной колонной 140х168 мм, спускается в интервале 4500 м – 2430 м-140 мм, 2430 м – 0 м - 168 мм, цементируется до устья

Кривизна ствола скважины:

-0 м-500 м-3⁰;

-500 м –1000 м -3⁰-6⁰;

-1000 м –1500 м -6⁰;

-1500 м-2000 м - 6⁰ - 4⁰5'

2000 м-2500 м -4⁰30' - 1⁰45'

Удельный вес бурового раствора:

-при бурении под колонну 193,7 мм в интервале 3448 м - 3950 м-2,15 гс/см³

- при бурении под колонну 140х168 мм в интервале 3950 м - 4500 м-1,39 гс/см³

Пластовое давление на глубине 3950 м - 59,25 МПа

Удельный вес газожидкостной смеси при проявлении - 0,8 гс/см³.

Температура на глубине 3370 м - 120⁰ С.

Компоновка и исходные параметры труб 2-ой промежуточной колонны приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Компоновка и исходные параметры труб 2-ой промежуточной колонны

Диаметр, мм	Интервал, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали
244,5	0 – 201	11,99	P-110
	201 – 1361	12	Л
	1361 – 2148	11,99	P-110
	2148 – 2395	12	Л
	2395 – 3448	11,99	P-110

3.2 Заключение по результатам промыслово-геофизических исследований технического состояния промежуточной колонны диаметром 244,5 мм поисковой скважины № 1 Г площади Восточная Ачи-Су

Оценка технического состояния колонны производилась:

- электромагнитным профилографом ЭСП-1/22 (9") в интервале 7 м - 1200 м с погрешностью измерений 0,5 мм;
- электромагнитным профилорафом ЭСП-1/22 (7") в интервале 1200 м - 3343 м с погрешностью измерений 1,0 мм.

Внутренний диаметр колонны составляет 220,5 мм, а толщина ее стенки 12 мм.

На глубинах 1114 м - 1125 м, 1137,5 м – 1147,5 м, 1159 м - 1170,5 м выявлены трубки с толщиной 11,1 мм.

Коррозионный износ колонны составляет местами до 0,5 – 1,0 мм. Причем, нижняя часть колонны корродированна в большей степени, чем верхняя.

На глубине 2394,3 выделяется патрубок длиной 1,2 метра, соединяющий две секции колонны.

В результате обследования в скважине обнаружены участки колонны с односторонним желобом от 0,5 до 2,0 мм (местами) в интервале от 45 м до 1240 метров.

Других нарушений колонны в интервале записи в виде значительных износов, деформаций и нарушений целостности не выявлено.

Результаты интерпретации данных исследования технического состояния колонны представлены в таблице 2.1.

Таблица 3.2 - Результаты интерпретации данных исследования технического состояния колонны

Интервал, м	Внутренний диаметр колонны, мм	Толщина стенки колонны по данным ГИС, мм	Остаточная толщина стенки колонны, мм	Примечание
7 – 151	220.5	12	12	
45 – 75	220.5	12	12	односторонний желоб до 1.0 мм
151 – 178	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
178 – 210	220.5	12	12	односторонний желоб до 2.0 мм
189 – 203	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
210 – 480	220.5	12	12	местами односторонний желоб от 1.0 мм до 2.0 мм
480 – 845	220.5	12	12	
845 - 1114	220.5	12	12	местами односторонний желоб от 0.5 мм до 1.0 мм
1114 - 1125	222.3	11.1	11.1	
1125 - 1137.5	220.5	12	12	односторонний желоб до 0.5 мм
1137.5 - 1147.5	222.3	11.1	11.1	
1147.5 - 1159	220.5	12	12	
1159 - 1170.5	222.3	11.1	11.1	
1170.5 - 1664	220.5	12	12	
1180 - 1240	220.5	12	12	односторонний желоб до 1.5 мм
1664 - 1767	220.5	12	11	коррозионный износ до 1.0 мм
1767 - 2394.3	220.5	12	12	
2339				неплотное муфтовое соединение
2394.3				стык секций колонны
2394.3 - 2749	220.5	12	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2749 - 2764	220.5	12	12	
2764 - 2806	220.5	12	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2806 - 2852	220.5	12	12	
2852 - 2861.5	220.5	12	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2861.5 - 2872.5	220.5	12	12	
2872.5 - 2884	220.5	12	11	коррозионный износ до 1.0 мм
2884 - 2929	220.5	12	12	
2929 - 2937.5	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
2937.5 - 2951	220.5	12	12	
2951 - 2962.5	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
2962.5 - 2973.5	220.5	12	12	
2973.5 - 3009	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
3009 - 3041.5	220.5	12	12	
3041.5 - 3053	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
3053 - 3064	220.5	12	12	
3064 - 3133	220.5	12	11.5	коррозионный износ до 0.5 мм
3133 - 3343	220.5	12	12	

3.3 Расчет

**параметров остаточной прочности промежуточной колонны
диаметром 244,5 мм поисковой скважины № 1 Г
площади Восточная Ачи-Су**

Расчеты выполнены по результатам промыслово-геофизических исследований технического состояния колонны, проведенных специалистами ОАО «СевКавНИПИГаз» 15.02.2006 г.

Колонна исследована:

в интервале 7 м – 1200 м прибором ЭСП-1/22 (9") с погрешностью измерений 0,5 мм и

в интервале 1200 м – 3343 м прибором ЭСП-1/22 (7") с погрешностью измерений 1 мм

Примечание. При расчетах результаты интерпретации данных исследования технического состояния колонны *корректировались* на величину погрешности показаний приборов.

Конструкция скважины:

Забой на 15.02.2006 г.	3546 м
Направление	7 м
Кондуктор	426 мм / 0 м – 200 м
1-ая промежуточная колонна	324 мм / 0 м – 2500 м
2-ая промежуточная колонна	244,5 мм / 0 м – 3448 м

Пределы текучести стали труб 2-ой промежуточной колонны приведены в таблице 3.1 (ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним [Текст]. - Взамен ГОСТ 632-64; введ. 1986-01.01. – М.: Изд-во стандартов, 1986).

Таблица 3.3 – Пределы текучести стали труб

Группа прочности стали стали	Предел текучести материала (минимальное значение), кгс/см ² (МПа)
Р-110	7730 (758)
Л	6680 (655)

Исходные прочностные параметры труб промежуточной колонны приведены в таблице 1.3,

где $P_{кр}$ и P_t избыточные наружное и внутреннее давления соответственно, при которых максимальные напряжения в трубах равны пределу текучести материала (Технические условия на применение нарезных труб нефтяного сортамента фирмы «Nippon Kokan» на сероводородосодержащих нефтяных и газовых месторождениях СССР.- ВНИИТнефть, Куйбышев., 1986 г.; Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин [Текст]: - Ввод в действие с 01.07.97.- М.: ВНИИгаз, 1997.-194 с.).

Таблица 3.3 - Номинальные прочностные показатели труб

Марка стали	Толщина стенки, мм	$P_{кр}$, кгс/см ² (МПа)	P_t , кгс /см ² (МПа)
Р-110	11,99	373 (36,6)	664 (65,1)
Л	12	322 (31,6)	574 (56,3)

В результате ГИС-исследований технического состояния установлены следующие виды повреждений колонны:

- односторонняя желобообразная выработка,
- коррозионный износ.

Расчет параметров остаточной прочности обсадных труб с желобообразной выработкой на внутренней поверхности

Параметрами остаточной прочности являются величины избыточных наружного $P'_{кр}$ и внутреннего P'_t давлений, при которых максимальные напряже-

ния в поврежденных трубах равны пределу текучести материала. Они рассчитываются по выражениям

$$\begin{aligned} P'_{кр} &= K_1 \cdot P_{кр}, \\ P'_T &= K_2 \cdot P_T \end{aligned} \quad (1)$$

где K_1 и K_2 – коэффициенты снижения несущей способности труб, за счет повреждений.

П р и м е ч а н и е

Коэффициенты снижения несущей способности рассчитываются по выражениям (полученным ОАО «СевКавНИПИгаз» при разработке методик расчета поврежденных обсадных труб по договорам с ОАО «Газпром»), которые индивидуальны для их каждого диаметра и вида повреждения.

Разработанные методики ОАО «СевКавНИПИгаз» еще не оформлены в виде СТО Газпром и содержатся в отчетах о НИР.

Для труб с желобообразной выработкой (и деформированным поперечным сечением) такие выражения приведены в ВРД 39-1.9-048-2001 «Инструкция по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации» (Инструкция по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации [Текст]: ВРД 39-1.9-048-2001: утв. членом Правления ОАО «Газпром» Б.А. Никитиным 27.07.2001: вввод в действие с 05.12.01.- М.: «ИРЦ Газпром», 2001.- 42 с.).

Расчет коэффициентов снижения несущей способности

Выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности к наружному K_1 и внутреннему K_2 давлениям труб диаметром 244,5 мм приведены в таблице 1.4, где δ – толщина стенки, мм, u – глубина желобообразной выработки, мм.

Принято, что желобообразная выработка образована за счет трения замковых соединений бурильных труб.

Таблица 3.4 - Выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности поврежденных труб

Диаметр труб, мм	Вид Повреждения	K_1	K_2
244,5	Желобообразная выработка	$K_1^{\text{ж}} = e^{(0,018 \cdot \delta - 0,3957) \cdot u}$,	$K_2^{\text{ж}} = e^{(0,0178 \cdot \delta - 0,3977) \cdot u}$,

В таблице 3.5 приведены значения коэффициентов снижения несущей способности при различной глубине выработки.

Таблица 3.5 - Коэффициенты снижения несущей способности труб диаметром 244,5 x12 мм с желобообразной выработкой

δ , мм	u , мм	K_1	K_2
12	1,0	0,8355	0,8319
	1,5	0,7637	0,7587
	2	0,6981	0,692
	2,5	0,6381	0,6311

Прочностные параметры поврежденных труб, изготовленных их стали марки Р-110 и группы прочности Л, приведены в таблице 1.6.

Таблица 3.6 – Параметры остаточной прочности труб с желобообразной выработкой на внутренней поверхности

u, мм	Параметры остаточной прочности, кгс/см ² (МПа)			
	Р-110		Л	
	$P'_{кр} = K_1 \cdot P_{кр}$	$P'_T = K_2 \cdot P_T$	$P'_{кр} = K_1 \cdot P_{кр}$	$P'_T = K_2 \cdot P_T$
1,0	311,7 (30,56)	552,8 (54,2)	269,3 (26,4)	470,2 (46,8)
1,5	285,6 (28)	503,9 (49,4)	245,8 (24,1)	435,5 (42,7)
2	261,1 (25,6)	459 (45)	225,4 (22,1)	397,8 (39,0)
2,5	238,7 (23,4)	412,2 (41,1)	206 (20,2)	362,1 (35,5)

Расчет параметров остаточной прочности обсадных труб с общим коррозионным повреждением внутренней поверхности

Расчет параметров остаточной прочности обсадных труб с общим коррозионным повреждением внутренней поверхности ($P'_{T \text{ кор}}$ и $P'_{кр. \text{ кор}}$) выполнялся по специальной методике, разработанной в ОАО «СевКавНИПИГаз» по заказу ОАО «Газпром». При этом расчет поврежденных труб на внутреннее давление ведется с учетом повышенных напряжений в зонах муфтовых соединений.

Расчет $P'_{кр. \text{ кор}}$ труб *отечественного производства* выполняется по формуле Саркисова, приведенной в инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин [Текст]: - Ввод в действие с 01.07.97.- М.: ВНИИГаз, 1997.-194 с.), с заменой номинального значения толщины стенки на ее фактическое значение.

Расчет $P'_{кр. \text{ кор}}$ (сминающего наружного давления) для *импортных* труб выполняется по формулам АНИ, приведенным в справочнике «Трубы нефтяного сортамента» под редакцией А.Е. Сарояна (Сароян, А.Е. Трубы нефтяного сортамента: справочник. [Текст] / А.Е. Сароян, Н.Д. Щербюк, Н.В. Якубовский [и др.]; под общ. ред. А.Е. Сарояна. - М.: Недра, 1997.- 488 с.

Расчет предельных величин внутреннего давления $P'_{т\text{ кор.}}$ для труб с уменьшенной за счет коррозии толщиной стенки

В таблице 1.7 приведены характеристики труб, для которых выполнялся расчет $P'_{т\text{ кор.}}$.

Таблица 3.7 – геометрические параметры поврежденных труб

Номинальная толщина стенки, мм	Фактическая толщина стенки, мм	Диаметральный износ, мм
12	10	4
	10,5	3
	11	2

Исходные параметры и результаты расчетов приведены в таблицах 1.8 и 1.9. При расчете учитывалось *наличие* цементного камня за рассматриваемыми интервалами колонны. Принято, что соединения труб имеет трапецеидальную резьбу (ОТТГ).

Таблица 3.8 – Исходные данные к расчету предельного внутреннего давления

Предел текучести материала, кгс/мм ²	Модуль упругости стали, кгс/мм ²	Модуль упругости цементного камня, кгс/мм ²	Коэффициент Пуассона стали	Наружный диаметр муфты, мм	*Наружный диаметр резьбы в плоскости торца трубы, мм	*Расстояние от торца трубы до основной плоскости, мм
77,3; 66,8	21400	1000	0,3	269,9	238,85	90

*- Данные соответствуют ГОСТ 632-80 «Трубы обсадные и муфты к ним» (ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. [Текст].- Взамен ГОСТ 632-64; введен 1986-01.01.-М.:Изд-во стандартов, 1986).

Таблица 3.9 – Внутренние давления, при которых максимальные напряжения, возникающие в трубах с коррозионным повреждением их внутренней поверхности, равны пределу текучести материала

Фактическая толщина стенки труб, мм	Коэффициент концентрации напряжений	$P'_{т\text{ кор.}}$ кгс/см ² (МПа)	
		Р-110	Л
10	1,301	443,3 (43,5)	383,1 (37,6)
10,5	1,274	476,4 (46,7)	412,1 (40,4)

11	1,248	510,8 (50,0)	441,9 (43,3)
----	-------	--------------	--------------

**Расчет предельных величин наружных давлений давления $P'_{кр. кор.}$
для труб с уменьшенной за счет коррозии толщиной стенки**

Формула Саркисова:

$$P'_{кр. кор.} = 1,1 \cdot K_{min} \cdot \left\{ \sigma_T + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot e}{2 \cdot r^3 \cdot K_{min}} \right) - \sqrt{\frac{e}{e}} \cdot \left[\sigma_T + E \cdot K_0^2 \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot e}{2 \cdot r^3 \cdot K_{min}} \right) \right] \cdot \frac{\dot{u}^2}{\dot{u}} - 4 \cdot E \cdot K_0^2 \cdot \sigma_T \right\}, \text{ (кгс/см}^2\text{)} \quad (2)$$

где $K_{min} = \delta_{min} / D$;

$K_0 = \delta_0 / D$;

D – наружный диаметр трубы мм;

σ_T - предел текучести материала труб, принят равным своему номинальному значению;

E – модуль упругости, равный $2,14 \cdot 10^6$ кгс/см²;

e – овальность. Принято $e = 0,01$, как для труб исполнения **Б** диаметром до 244,5 мм включительно;

$\delta_{факт}$ – фактическая толщина стенки трубы, являющаяся в данном случае как бы номинальной, мм. Устанавливается для каждого интервала геофизического обследования колонны;

δ_{min} и δ_0 – расчетные толщины стенок (мм), которые определяют по формулам

$$\delta_{min} = 0,875 \cdot \delta_{факт},$$

$$\delta_0 = 0,905 \cdot \delta_{факт},$$

как для труб исполнения **Б** по ГОСТ 632-80;

$$\rho = \delta_0 / \delta_{\min} = 1,034.$$

Формула для расчета $P'_{\text{кр. кор}}$ импортных труб

Для труб марки стали Р-110 при отношении диаметра к толщине стенки D/δ , составляющем от 20,3 до 26,2 $P'_{\text{кр. кор}}$ рассчитывается по формуле

$$P'_{\text{кр. кор}} = \sigma_{\text{т. имн}} [A / D/\delta - B], \quad (3)$$

где $A = 2,075$; $B = 0,0535$

результаты расчета предельной величины наружного давления для поврежденных труб приведены в таблице 3.10

Таблица 3.10 – Наружные давления, при которых максимальные напряжения, возникающие в трубах с коррозионным повреждением их внутренней поверхности, равны пределу текучести материала

Фактическая толщина стенки труб, мм	Р' _{кр. кор.} кгс/см ² (МПа)'	
	Р-110	Л*
10	240,7 (23,6)	185,6 (18,2)
10,5	275,4 (27)	
11	308 (30,2)	241,7 (23,7)

* Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин [Текст]: - Ввод в действие с 01.07.97.- М.: ВНИИГаз, 1997.-194 с.

Параметры остаточной прочности интервалов исследования колонны приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 - Параметры остаточной прочности интервалов исследования колонны

Интервал, м	Минимальная остаточная толщина стенки (с учетом погрешности показаний прибора), мм	Вид и максимальный размер повреждения (с учетом погрешности показаний приборов), мм	Параметры остаточной прочности	
			Р' _{кр кор.} кгс/см ² (МПа)'	Р' _{т.} кгс/см ² (МПа)'
7 - 151	12		373 (36,6)	664 (65,1)
45 - 75	12	Односторонний желоб до (1,0 + 0,5)	285,6 (28)	503,9 (49,4)
151 - 178	11	Коррозионный износ до (0,5+ 0,5)	308 (30,2)	510,8 (50)
178 - 210	12	Односторонний желоб до (2,0 + 0,5)	238,7 (23,4)	412,2 (41,1)
189 - 203	11	Коррозионный износ до (0,5 + 0,5)	308 (30,2)	510,8 (50)
210 - 480	12	Односторонний желоб до (2 + 0,5)	206 (20,2)	362,1 (35,5)
480 - 845	12		322 (31,6)	574 (56,3)
845 - 1114	12	Односторонний желоб до (1,0 + 0,5)	245,8 (24,1)	435,5 (42,7)

Продолжение таблицы 3.11

1114 – 1125*	11.1		241,7 (23,7)	531,4
--------------	------	--	--------------	-------

				(52,1)
1125 - 1137.5	12	Односторонний желоб до (0,5 + 0,5)	269,3 (26,4)	470,2 (46,8)
1137.5 - 1147.5	11.1		241,7 (23,7)	531,4 (52,1)
1147.5 – 1159	12		322 (31,6)	574 (56,3)
1159 - 1170.5*	11.1		241,7 (23,7)	531,4 (52,1)
1170.5 – 1664	12		322 (31,6)	574 (56,3)
1180 – 1240	12	Односторонний желоб до (1,5 + 0,5)	225,4 (22,1)	397,8 (39)
1664 – 1767	10	Коррозионный износ до (1,0 + 1,0)	240,7 (23,6)	443,3 (43,5)
1767 - 2394.3	12		322 (31,6)	574 (56,3)
2339		Неплотное муфтовое соединение		
2394.3		Стык секций колонны		
2394.3 – 2749	10	Коррозионный износ до (1,0 + 1,0)	185,6 (18,2)	383,1 (37,6)
2749 – 2764	12		373 (36,6)	664 (65,1)
2764 – 2806	10	Коррозионный износ до (1,0 + 1,0)	240,7 (23,6)	443,3 (43,5)
2806 – 2852	12		373 (36,6)	664 (65,1)
2852 - 2861.5	10	Коррозионный износ до (1,0 + 1,0)	240,7 (23,6)	443,3 (43,5)
2861.5 - 2872.5	12		373 (36,6)	664 (65,1)
2872.5 – 2884	10	Коррозионный износ до (1,0 + 1,0)	240,7 (23,6)	443,3 (43,5)
2884 – 2929	12		373 (36,6)	664 (65,1)
2929 - 2937.5	10.5	Коррозионный износ до (0,5 + 1,0)	275,4 (27)	476,4 (46,7)
2937.5 – 2951	12		373 (36,6)	664 (65,1)
2951 - 2962.5	10.5	Коррозионный износ до (0,5 + 1,0)	275,4 (27)	476,4 (46,7)
2962.5 - 2973.5	12		373 (36,6)	664 (65,1)
2973.5 – 3009	10.5	Коррозионный износ до (0,5 + 1,0)	275,4 (27)	476,4 (46,7)
3009 - 3041.5	12		373 (36,6)	664 (65,1)
3041.5 – 3053	10.5	Коррозионный износ до (0,5 + 1,0)	275,4 (27)	476,4 (46,7)
3053 – 3064	12		373 (36,6)	664 (65,1)
3064 – 3133	10.5	Коррозионный износ до (0,5 + 1,0)	275,4 (27)	476,4 (46,7)
3133 – 3343	12		373 (36,6)	664 (65,1)

* - Прочностные характеристики как для труб исполнения Б.

3.4 Анализ результатов расчетов

1). Определение минимального коэффициента запаса прочности колонны к рабочей нагрузке при углублении скважины без осложнений.

По данным Заказчика углубление скважины (под колонны диаметром 193,9 мм и 140 x 168 мм) планируется выполнять на буровых растворах с удельными весами $\gamma_p = 2,15$ гс/см³ и $1,39$ гс/см³ (10^4 Н/м³), соответственно.

Колонна при этом будет работать на *избыточное внутреннее давление* и максимальной нагрузке подвергаться при удельным весе бурового раствора $\gamma_p = 2,15$ гс/см³.

Коэффициенты запаса прочности к избыточным внутренним давлениям n'_2 наиболее поврежденных интервалов колонны и интервалов, испытывающих максимальные давления, приведены в таблице 1.12, где $P_{изб.вн.}$ величина внутреннего избыточного давления МПа, равная разности внутреннего $P_{вн}$ и наружного $P_{н}$ давлений на средней глубине $H_{ср}$ рассматриваемого интервала

$P_{н}$ рассчитывается как гидростатическое давление жидкости с удельным весом $\gamma_{ж} = 1,1 \cdot 10^4$ Н/м³, т.к. колонна зацементирована до устья.

$$P_{изб.вн} = P_{вн} - P_{н} = 10^{-6} \cdot (\gamma_p - \gamma_{ж}) \cdot H_{ср} \text{ (МПа), или}$$

$$P_{изб.вн} = P_{вн} - P_{н} = 10^{-1} \cdot (\gamma_p - \gamma_{ж}) \cdot H_{ср} \text{ (кгс/см}^2\text{),}$$

$$n'_2 = P'_T / P_{изб.вн}$$

Таблица 3.12 – Коэффициенты запаса прочности n'_2 , которые будут иметь интервалы колонны при углублении скважины

Интервал, м	$P_{изб.вн.}$ (кгс/см ²)	$n'_2 = P'_T / P_{изб.вн}$
2394,3 – 2749 (расчет для отметки 2395 м, трубы изготовлены из стали группы прочности Л)	251,5	383,1 / 251,5 = 1,5
2872,5 – 2884	302,2	443,3 / 302,2 = 1,47
3064 – 3133	325,3	476,4 / 325,3 = 1,46

Минимальный коэффициент запаса колонны к внутреннему давлению при углублении скважины без осложнений равен 1,46.

Нормативное значение коэффициента запаса колонны к внутреннему давлению для труб (исполнения **Б**) диаметром 244,5 мм $n_2 = 1,45$.

2). Определение минимального коэффициента запаса прочности колонны к давлениям, возникающим при проявлении скважины.

По данным Заказчика газопроявления скважины возможны на глубинах 3950 м и 4500 м; пластовое давление $P_{пл} = 604,35$ кгс/см² (59,25 МПа); при этом колонна будет заполнена газожидкостной смесью удельным весом 0,8 гс/см³.

Давление на устье скважины P_y будет равно разности пластового давления и давления гидростатического характера столба газожидкостной смеси. Максимальная величина P_y будет при проявлении скважины с глубины 3950 м

$$P_y = 604,35 - 0,8 \cdot 395 = 288,35 \text{ кгс/см}^2.$$

Колонна при этом будет работать (также) на избыточное *внутреннее* давление. Величина давлений, на которые будут работать трубы различных интервалов колонны, определяются по формуле

$$P_{изб.вн} = P_y + (P_{вн} - P_n) = P_y + 10^{-1} \cdot (\gamma_p - \gamma_{ж}) \cdot H_{ср} \text{ (кгс/см}^2\text{)}.$$

.Коэффициенты запаса прочности к внутренним давлениям n'_2 наиболее поврежденных интервалов колонны и интервалов, испытывающих максимальные нагрузки, приведены в таблице 1.13.

Таблица 3.13 – Коэффициенты запаса прочности n'_2 , которые будут иметь интервалы колонны при углублении скважины

Интервал, м	$P_{изб.вн}$, (кгс/см ²)	$n'_2 = P'_T / P_{изб.вн}$
151 – 178	283,4	510,8 / 283,4 = 1,8
2394 – 2749 (отметка 2395 м, трубы изготовлены из стали группы прочности Л)	216,6	381,3 / 216,5 = 1,76
3064 - 3133	195,4	476,4 / 195,4 = 2,4

Минимальный коэффициент запаса колонны к внутреннему давлению при возможном осложнении при углублении скважины равен 1,76.

ВЫВОДЫ

Прочностных характеристик колонны диаметром 244,5 мм достаточно для дальнейшего углубления скважины под колонну диаметром 193,7 мм.

Минимальные значения коэффициентов запаса прочности колонны к внутреннему давлению n'_2 составляют:

- при углублении скважины без осложнений $n'_2 = 1,46$;
- при возможном проявлении с глубины 3950 м $n'_2 = 1,76$.

4 Расчет параметров остаточной прочности поврежденной колонны при наличии сочетающихся видов повреждений и трещины

Расчеты выполнены по результатам промыслово-геофизических исследований технического состояния колонны, проведенных прибором ЭСП-1/22. Колонна исследована в интервале 2 – 3711 м.

Исходные параметры труб колонны приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Исходные параметры труб колонны

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	Предел текучести материала (минимальное значение), кгс/см ² (МПа)
273,1	10,16; 13,84	P-110	7730 (758)

Конструкция скважины:

Забой на 29.09.2005 г.	7511 м
Кондуктор	508 мм / 0 – 514 м
1-ая промежуточная колонна	426 мм / 452 – 1500 м
2-ая промежуточная колонна	324 мм / 0 – 3553 м
3-я промежуточная колонна	273 мм / 0 – 3932 м , ВПЦ – до устья
4-ая промежуточная колонна	219 мм / 3709 – 6031 м
5-ая промежуточная колонна	168 мм / 5800 – 7026 м

Номинальные прочностные показатели труб колонны приведены в таблице 2, где $P_{кр}$ и P_t избыточные наружное и внутреннее давления соответственно, при которых максимальные напряжения в трубах равны пределу текучести материала (Технические условия на применение нарезных труб нефтяного сортамента фирмы «Nirron Kocan» на сероводородосодержащих нефтяных и газовых месторождениях СССР.- ВНИИТнефть, Куйбышев., 1986 г.)

Таблица 2 - Номинальные прочностные показатели труб /диаметром 273,1

мм

Марка стали	Толщина стенки, мм	$R_{кр}$, кгс/см ² (МПа)	$R_{т}$, кгс/см ² (МПа)
Р-110	10,16	183 (17,9)	503 (49,3)
	13,84	412 (40,4)	686 (67,2)

В результате ГИС-исследований технического состояния установлены следующие виды повреждений колонны:

- односторонняя желобообразная выработка,
- сочетание односторонней желобообразной выработки с деформацией поперечного сечения,
- деформация поперечного сечения с наличием трещины (щели),
- сочетание деформации поперечного сечения с односторонней желобообразной выработкой с наличием трещины (щели).

Влияния трещин на несущую способность труб

Влияние щелей на несущую способность обсадных труб изучалось Ю.А. Песляком (Песляк, Ю.А. Расчет напряжений в колоннах труб нефтяных скважин [Текст] / Ю.А. Песляк. - М.: Недра, 1973.- 216 с.).

Результаты исследования напряженно-деформированного состояния зацементированной трубы с длинной продольной щелью (фильтра) сводятся к тому, что в ненарушенных твердых породах фильтр может выдержать значительные нагрузки, величина которых зависит от отношения $lg \frac{E_1}{E_2}$, где E_1 и E_2 - модули упругости первого рода стали и горной породы. Показано, что если горные породы не разрушены и имеют модуль упругости $E_2 = 3,3 \cdot 10^4$ кгс/см², то «прочность фильтра с как угодно большим разрезом не меньше, чем прочность сплошной трубы» (с. 186).

ПРОАНАЛИЗИРУЕМ условия эксплуатации труб с трещинами.

Трещины зафиксированы в интервалах колонны: 475 – 490 м, 2426,5 – 2428,5 м и 2908 – 2910 м.

Высота подъема цемента за колонной диаметром 273,1 мм – до устья.

За ней расположена 2-ая промежуточная колонна диаметром 323,9 мм, спущенная до глубины 3553 м.

Таким образом, трубы с трещинами зацементированы и за ними находится даже не устойчивая горная порода, а предыдущая промежуточная колонна. Следовательно, наличие трещин *не должно привести к снижению несущей способности труб*.

Колонна с трещиной будет негерметична, однако, если она качественно зацементирована, то расположенная за колонной цементная оболочка будет выполнять функции герметизирующего элемента.

Расчет параметров остаточной прочности труб в поврежденных интервалах колонны

Параметрами остаточной прочности являются величины избыточных наружного $P'_{кр}$ и внутреннего P'_T давлений, при которых максимальные напряжения в поврежденных трубах равны пределу текучести материала. Они рассчитываются по выражениям

$$\begin{aligned} P'_{кр} &= K_1 \cdot P_{кр}, \\ P'_T &= K_2 \cdot P_T, \end{aligned} \quad (1)$$

где K_1 и K_2 – коэффициенты снижения несущей способности труб, за счет повреждений.

Коэффициенты снижения несущей способности рассчитываются по выражениям (полученным ОАО «СевКавНИПИгаз» при разработке методик расчета поврежденных обсадных труб по договорам с ОАО «Газпром»), которые индивидуальны для их каждого диаметра и вида повреждения.

Для труб с желобообразной выработкой и деформированным поперечным сечением такие выражения приведены в ВРД 39-1.9-048-2001 «Инструкция по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации» (Инструкция по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации [Текст]: ВРД 39-1.9-048-2001: утв. членом Правления ОАО «Газпром» Б.А. Никитиным

27.07.2001:ввод в действие с 05.12.01.- М.: «ИРЦ Газпром», 2001.- 42 с.), для труб, имеющих *сочетающиеся* виды повреждений, по формулам, приведенным в отчете по договору № 0253-02-2, этап 5, Ставрополь 2003 г.

Расчет коэффициентов снижения несущей способности

Для труб диаметром 273,1 мм индивидуальные выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности (при желобообразной выработке и деформации поперечного сечения) отсутствуют, но они имеются для труб диаметром 250,8 мм и 323,9 мм. Искомые значения коэффициентов снижения несущей способности получим в результате интерполяции результатов их расчетов, полученных для труб диаметром 250,8 мм и 323,9 мм.

Выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности к наружному K_1 и внутреннему K_2 давлениям труб диаметром 250,8 мм и 323,9 мм приведены в таблице 3, где δ – толщина стенки, мм, u – глубина желобообразной выработки или радиального отклонения поперечного сечения деформированных труб от номинального значения, мм.

Выражения получены в предположении, что желобообразная выработка на внутренней поверхности обсадных труб образована за счет трения замковых соединений буровых труб диаметром 162 мм.

Таблица 3 – Выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности поврежденных труб

Диаметр труб, мм	Вид повреждения	K_1	K_2
250,8	Желобообразная выработка	$K_1^{\text{ж}} = e^{(0,071 \cdot \delta - 0,2442) \cdot u},$	$K_2^{\text{ж}} = e^{(0,007 \cdot \delta - 0,2465) \cdot u},$
	Деформация поперечного сечения	$K_1^{\text{о}} = (-0,021 \cdot \delta + 0,9784)e^{(0,0079 \cdot \delta - 0,2581) \cdot u},$	$K_2^{\text{о}} = (-0,005 \cdot \delta + 1,0243)e^{(0,0087 \cdot \delta - 0,2705) \cdot u},$
323,9	Желобообразная выработка	$K_1^{\text{ж}} = e^{(0,0181 \cdot \delta - 0,423) \cdot u},$	$K_2^{\text{ж}} = e^{(0,0192 \cdot \delta - 0,4273) \cdot u},$
	Деформация поперечного сечения	$K_1^{\text{о}} = (0,0123 \cdot \delta + 0,7584)e^{(0,0081 \cdot \delta - 0,2427) \cdot u},$	$K_2^{\text{о}} = (0,0122 \cdot \delta + 0,7561)e^{(0,0081 \cdot \delta - 0,2449) \cdot u},$

Для труб, имеющих **СОЧЕТАНИЕ** желобообразной выработки с деформацией поперечного сечения, рассчитываются суммарные коэффициенты снижения несущей способности $K_1^{\text{а}}$ и $K_2^{\text{а}}$ при самом неблагоприятном взаимном

расположении дефектов, когда желобообразная выработка расположена на большой оси деформированного сечения

$$K_1^{\dot{a}} = K_1^o \cdot K_1^{\text{ж}}$$

$$K_2^{\dot{a}} = K_2^o \cdot K_2^{\text{ж}} \quad (3)$$

$$P'_{\text{кр}} = K_1^{\dot{a}} \cdot P_{\text{кр}},$$

$$P'_T = K_2^{\dot{a}} \cdot P_T, \quad (4)$$

Коэффициенты снижения несущей способности труб с деформированным поперечным сечением приведены в таблице 4, труб с желобообразной выработкой на внутренней поверхности - в таблице 5.

Алгоритм получения (интерполяции) величин коэффициентов снижения несущей способности для труб диаметром 273,1 мм следующий:

$$K_{273,1} = K_{250,8} - \frac{K_{250,8} - K_{323,9}}{323,9 - 250,8} \cdot (273,1 - 250,8), \quad (2)$$

где K - коэффициент снижения несущей способности (к наружному или внутреннему давлению), полученный для труб диаметр которых указывает нижний индекс при K .

250,8; 273,1 и 323,9 – диаметры обсадных труб.

Таблица 4 - Коэффициенты снижения несущей способности *деформированных* труб (толщина стенки по данным ГИС 10 мм)

u, мм	250,8 мм		323,9 мм		273,1 мм	
	K_1	K_2	K_1	K_2	K_1	K_2
1,0	0,805	0,811	0,751	0,747	0,788	0,791
1,5	0,738	0,7405	0,693	0,6885	0,7238	0,724

Таблица 5 - Коэффициенты снижения несущей способности труб с *желобообразной* выработкой (толщина стенки по данным ГИС 10 мм и 13,5 мм)

δ , мм	u, мм	250,8 мм	323,9 мм	273,1 мм
---------------	-------	----------	----------	----------

		K ₁	K ₂	K ₁	K ₂	K ₁	K ₂
10	0,5	0,9174	0,9159	0,8868	0,8854	0,908	0,9077
	1	0,8416	0,8388	0,7865	0,7839	0,824	0,8243
	1,5	0,772	0,7682	0,697	0,694	0,748	0,7485
	2	0,7082	0,7036	0,618	0,6115	0,6797	0,6754
	2,5	0,6497	0,6444	0,5486	0,5441	0,6178	0,6127
	3	0,596	0,5901	0,4865	0,4817	0,5614	0,5558
13,5	1	0,8621	0,8559	0,8364	0,8339	0,854	0,849
	1,5	0,8005	0,7961	0,7649	0,7615	0,789	0,785

Коэффициенты снижения несущей способности и фактические прочностные параметры труб в интервалах исследования колонны приведены в таблицах 6 и 7. Они рассчитаны при *максимальных* размерах повреждений, зафиксированных при исследовании каждого интервала колонны.

Таблица 6 - Прочностные параметры труб в интервалах исследования колонны

Интервал, м	δ, мм	Вид повреждения	Коэффициенты снижения несущей способности	
			K ₁ , K ₁ ^а	K ₂ , K ₂ ^а
2 – 35	13,5	Желобообразная выработка до 1 мм	0,854	0,849
35 – 53		Желобообразная выработка до 1,5 мм + незначительная деформация	0,789	0,785
53 – 61				

Продолжение таблицы 6				
61 – 85	10	Желобообразная выработка до 0,5 мм	0,908	0,9077
85 – 105		Желобообразная выработка до 2 мм	0,6797	0,6754
105 – 460				
460 – 475		Желобообразная выработка до 2 мм	0,6797	0,6754
475 – 490		Желобообразная выработка до 3 мм + деформация до 1,5 мм (трещина)	0,5614x0,7238 = 0,406	0,5558x0,724 = 0,402
490 – 870		Желобообразная выработка до 0,5 мм	0,908	0,9077
870 – 960		Желобообразная выработка до 2,5 мм	0,6178	0,6127
960 – 1160		Желобообразная выработка до 0,5 мм	0,908	0,9077
1160 – 1285		Желобообразная выработка до 1,5мм	0,748	0,7485
1285 – 1700		Желобообразная выработка до 0,5 мм	0,908	0,9077
1700 – 2426,5		Желобообразная выработка до 1,5 мм	0,748	0,7485
2426,5 – 2428,5		Деформация до 1,5 мм (трещина)	0,789	0,785
2428,5 – 2908		Желобообразная выработка до 0,5 мм	0,908	0,9077

2908 – 29100	13,5	Деформация до 1,5 мм (трещина)	0,789	0,785
2910 – 3270		Желобообразная выработка до 0,5 мм	0,908	0,9077
3270 – 3499		Желобообразная выработка до 1,5 мм	0,748	0,7485
3499 – 3711		Желобообразная выработка до 1,5 мм	0,789	0,785

Таблица 7 - Прочностные параметры труб в интервалах исследования колонны

Интервал, м	δ , мм	Вид повреждения	Параметры остаточной прочности, кгс/см ² (МПа)	
			$P'_{кр} = K_1 \cdot P_{кр}$	$P'_T = K_2 \cdot P_{кр}$
2 – 35	13,5	Желобообразная выработка до 1 мм	351,8 (34,5)	582,4 (57,1)
35 – 53		Желобообразная выработка до 1,5 мм + незначительная деформация	325 (31,9)	538,5 (52,8)
53 – 61			412 (40,4)	686 (67,2)
61 – 85	10	Желобообразная выработка до 0,5 мм	166,2 (16,3)	456,6 (44,8)
85 – 105		Желобообразная выработка до 2 мм	124,4 (12,2)	0,339,7 (33,3)
105 – 460			183 (17,9)	503 (49,3)
460 – 475		Желобообразная выработка до 2 мм	124,4 (12,2)	339,7 (33,3)

Продолжение таблицы 7

475 – 490	13,5	Желобообразная выработка до 3 мм + деформация до 1,5 мм (трещина)	74,3 (7,3)	202,2 (19,8)
490 – 870		Желобообразная выработка до 0,5 мм	166,2 (16,3)	456,6 (44,8)
870 – 960		Желобообразная выработка до 2,5 мм	113,1 (11,1)	308,2 (30,2)
960 – 1160		Желобообразная выработка до 0,5 мм	166,2 (16,3)	456,6 (44,8)
1160 – 1285		Желобообразная выработка до 1,5 мм	136,1 (13,3)	376,5 (36,9)
1285 – 1700		Желобообразная выработка до 0,5 мм	166,2 (16,3)	456,6 (44,8)
1700 – 2426,5		Желобообразная выработка до 1,5 мм	136,1 (13,3)	376,5 (36,9)
2426,5 – 2428,5		Деформация до 1,5 мм (трещина)	136,1 (13,3)	376,5 (36,9)
2428,5 – 2908		Желобообразная выработка до 0,5 мм	166,2 (16,3)	456,6 (44,8)
2908 – 2910		Деформация до 1,5 мм (трещина)	136,1 (13,3)	376,5 (36,9)
2910 – 3270		Желобообразная выработка до 0,5 мм	166,2 (16,3)	456,6 (44,8)
3270 – 3499		Желобообразная выработка до 1,5 мм	136,1 (13,3)	376,5 (36,9)
3499 – 3711		Желобообразная выработка до 1,5 мм	136,1 (13,3)	376,5 (36,9)

АНАЛИЗ

Дальнейшее углубление скважины планируется выполнять на буровом растворе с удельным весом $\gamma_p = 1,95 \text{ гс/см}^3 - 1,97 \text{ гс/см}^3 [(1,95 - 1,97) \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3]$. Колонна при этом будет работать на *избыточное внутреннее давление*.

Коэффициенты запаса к избыточным внутренним давлениям n'_2 наиболее поврежденных интервалов колонны и интервалов, испытывающих максимальные давления, приведены в таблице 8, где $P_{\text{изб.вн.}}$ – величина внутреннего избыточного давления МПа, равная разности внутреннего $P_{\text{вн}}$ и наружного $P_{\text{н}}$ давлений на средней глубине $H_{\text{ср}}$ рассматриваемого интервала

$P_{\text{н}}$ рассчитывается как гидростатическое давление жидкости с удельным весом $\gamma_{\text{ж}} = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$, т.к. колонна зацементирована до устья.

$$P_{\text{изб.вн.}} = P_{\text{вн}} - P_{\text{н}} = 10^{-6} \cdot (\gamma_p - \gamma_{\text{ж}}) \cdot H_{\text{ср}} \text{ (МПа)}, \text{ или}$$

$$P_{\text{изб.вн.}} = P_{\text{вн}} - P_{\text{н}} = 10^{-1} \cdot (\gamma_p - \gamma_{\text{ж}}) \cdot H_{\text{ср}} \text{ (кгс/см}^2\text{)},$$

$$n'_2 = P'_T / P_{\text{изб.вн.}}$$

Таблица 8 – Коэффициенты запаса прочности n'_2

Интервал, м	$P_{\text{изб.вн.}}$ (кгс/см ²)	$n'_2 = P'_T / P_{\text{изб.вн.}}$
475 – 490	42	139,4 / 42 = 3,3
870 – 960	79,6	308,2 / 79,6 = 3,9
2426,5 – 2428,5	212,5	376,5 / 212,5 = 1,8
2908 – 2910	253	376,5 / 253 = 1,5
3499 – 3711	313,6	376,5 / 313,6 = 1,2

НОРМАТИВНЫЕ значения коэффициентов запаса труб диаметром 273,1 мм:

– к наружному давлению $n_1 = 1$ (т.к. колонна не находится в зоне продуктивного объекта),

– внутреннему давлению $p_2 = 1,15$ – для труб исполнения **A**; $p_2 = 1,45$ для труб исполнения **B** (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин [Текст]. - Ввод в действие с 01.07.97.- М.: ВНИИгаз, 1997.-194 с.).

Из таблицы видно, что в интервале 3499 – 3711 м величина коэффициента запаса прочности колонны к внутреннему давлению *минимальна* и соответствуют его нормативному значению, как для труб исполнения **A**.

Но трубы повреждены, и коэффициент запаса к внутреннему давлению *рекомендуется* повысить до значения 1,45, как для труб исполнения **B**. Это соответствует уменьшению плотности бурового раствора до **1,8** г/см³.

Работа колонны на избыточное наружное давление

Рассмотрим нагружение колонны наружным давлением в случае поглощения при бурении бурового раствора удельным весом 1,97 гс/см³ и определим допускаемую величину снижения его уровня.

Максимальной нагрузке в этом случае будет подвергаться также нижний интервал колонны 3499 – 3711 м, для труб которого $P'_{кр} = 136,1$ кгс/см².

Допускаемый уровень снижения бурового раствора X (м) определится из условия равенства избыточного наружного давления (среднего значения) в данном интервале его предельной для труб величине, которое определяется выражением

$$P_{н.изб} = P_n - P_{вн} = 136,1 \text{ (кгс/см}^2\text{)}$$

$$P_n = (349,9 + 371,1) \cdot 1,1 / 2 = 396,6 \text{ (кгс/см}^2\text{)}$$

$$P_{вн} = 1,97 \cdot X / 10,$$

$$X = (396,6 - 136,1) \cdot 10 / 1,97 = 1322,3 \text{ м.}$$

В целом можно сделать вывод, что дальнейшее углубление скважины возможно только *при условии*, что оно не будет сопровождаться осложнениями,

связанными с превышением внутренним давлением расчетной величины, к которому колонна не имеет резерва прочности.

--

5 Задание:

Рассчитать параметры остаточной прочности эксплуатационной колонны по полученным исходным данным. Установить возможность продолжения углубления скважины из-под ее башмака

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

1 Номинальные характеристики деформированных труб

$D_n \times \delta$, мм	Марка стали / $\sigma_{\text{т}}$ кг/см ² (МПа)	$P_{\text{см}}$ кг/см ² (МПа)	$P_{\text{т}}$ кг/см ² (МПа)
244,5 × 11,99	NT-110HS / 7730 (773)	502 (50,2)	643 (64,3)

2 Колонна зацементирована до устья.

3 Колонна деформирована в интервале от 3804 до 3809 м.

Максимум деформаций — в интервале 3804 до 3805 м.

Радиальное отклонение сечения составляет $\omega = 6,645$ мм.

4 Удельный вес бурового раствора при продолжении углубления скважины из-под башмака деформированной колонны — $1,66 \cdot 10^4$ Н/м³

Таблица 1 – Формулы для расчета коэффициентов снижения несущей способности поврежденных труб

Наружный диаметр колонны, мм	Вид повреждения	Диаметр замков буровых труб D_3 , мм	Формула для расчета коэффициента снижения несущей способности трубы к наружному давлению K_1	Формула для расчета коэффициента снижения несущей способности трубы к внутреннему давлению K_2
139,7	Овальность поперечного сечения		$K_1 = (0,0349 \cdot \delta + 0,6195) \cdot e^{(0,0155 \cdot \delta - 0,3671) \cdot u}$	$K_2 = (0,0349 \cdot \delta + 0,6109) \cdot e^{(0,0156 \cdot \delta - 0,3713) \cdot u}$
168,3			$K_1 = (0,0232 \cdot \delta + 0,7092) \cdot e^{(0,0136 \cdot \delta - 0,3537) \cdot u}$	$K_2 = (0,0239 \cdot \delta + 0,6948) \cdot e^{(0,0131 \cdot \delta - 0,3526) \cdot u}$
177,8			$K_1 = (0,0185 \cdot \delta + 0,7385) \cdot e^{(0,0132 \cdot \delta - 0,3499) \cdot u}$	$K_2 = (0,0184 \cdot \delta + 0,7362) \cdot e^{(0,0131 \cdot \delta - 0,3551) \cdot u}$
193,7			$K_1 = (0,0038 \cdot \delta + 0,8911) \cdot e^{(0,0162 \cdot \delta - 0,3742) \cdot u}$	$K_2 = (0,0043 \cdot \delta + 0,8801) \cdot e^{(0,0155 \cdot \delta - 0,372) \cdot u}$
244,5			$K_1 = (0,0172 \cdot \delta + 0,8144) \cdot e^{(0,011 \cdot \delta - 0,3412) \cdot u}$	$K_2 = (0,0208 \cdot \delta + 0,7671) \cdot e^{(0,0099 \cdot \delta - 0,3316) \cdot u}$
250,8			$K_1 = (-0,0021 \cdot \delta + 0,9784) \cdot e^{(0,0079 \cdot \delta - 0,2531) \cdot u}$	$K_2 = (-0,005 \cdot \delta + 1,0243) \cdot e^{(0,0087 \cdot \delta - 0,2705) \cdot u}$
323,9			$K_1 = (0,0123 \cdot \delta + 0,7584) \cdot e^{(0,0081 \cdot \delta - 0,3427) \cdot u}$	$K_2 = (0,0122 \cdot \delta + 0,7561) \cdot e^{(0,0081 \cdot \delta - 0,3449) \cdot u}$
168,3	Желобовидная выработка на внутренней поверхности замков буровых труб	108	$K_1 = e^{(0,0219 \cdot \delta - 0,4237) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0224 \cdot \delta - 0,4347) \cdot u}$
		120	$K_1 = e^{(0,0243 \cdot \delta - 0,4341) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,025 \cdot \delta - 0,4498) \cdot u}$
177,8		108	$K_1 = e^{(0,019 \cdot \delta - 0,409) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0196 \cdot \delta - 0,4219) \cdot u}$
		127	$K_1 = e^{(0,0175 \cdot \delta - 0,3596) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0182 \cdot \delta - 0,3736) \cdot u}$
193,7		108	$K_1 = e^{(0,0215 \cdot \delta - 0,4563) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0215 \cdot \delta - 0,4619) \cdot u}$
		120	$K_1 = e^{(0,0207 \cdot \delta - 0,4377) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0208 \cdot \delta - 0,4438) \cdot u}$
244,5		152	$K_1 = e^{(0,018 \cdot \delta - 0,3957) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0178 \cdot \delta - 0,3977) \cdot u}$
		162	$K_1 = e^{(0,0177 \cdot \delta - 0,3956) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0177 \cdot \delta - 0,4005) \cdot u}$
250,8		162	$K_1 = e^{(0,0071 \cdot \delta - 0,3442) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,007 \cdot \delta - 0,2465) \cdot u}$
323,9		162	$K_1 = e^{(0,0181 \cdot \delta - 0,423) \cdot u}$	$K_2 = e^{(0,0182 \cdot \delta - 0,4273) \cdot u}$

Практическое занятие 6

Погрешности измерений. Требования к комплексам ГИС технического состояния обсадных колонн

Допустимая величина погрешности инженерных расчетов. Погрешность расчетов параметров остаточной прочности поврежденных обсадных колонн.

Требования к комплексам геофизического обследования обсадных колонн, по данным которых выполняются расчеты.

6.1 Погрешность средств измерений

От погрешностей, присущих средствам измерений, зависит погрешность результата измерений той или иной физической величины [1].

Погрешность средства измерений есть разница между значением величины, полученной при помощи этого средства, и истинным значением измеряемой величины.

Поскольку истинное значение величины не известно, на практике вместо него пользуются действительным значением величины, полученным при помощи более точного средства измерений.

Погрешности средств измерений могут быть классифицированы следующим образом:

- по характеру появления и причинам – систематические и случайные;
- по отношению к условию применения – основные и дополнительные;
- по способу (форме) числового выражения – абсолютные, относительные и приведенные.

Систематической погрешностью средства измерения называется составляющая погрешности, остающаяся постоянной или закономерно изменяющаяся при повторных измерениях одной и той же величины.

Происхождение и характер этих погрешностей известен и выявляется в результате многократных измерений одной и той же величины.

Влияние этих погрешностей исключается путем введением поправок, определяемых расчетным или опытным путем.

Случайной погрешностью средства измерения называется составляющая погрешности, изменяющиеся случайным образом при повторных измерениях одной и той же величины.

Она возникает в результате влияния на средства измерений таких случайных факторов как вибрация, наличие электромагнитных полей, изменение органов чувств наблюдателя.

Они не могут быть исключены опытным путем.

Для учета случайных погрешностей одну и ту же величину измеряют много раз данным средством измерений.

К полученному ряду значений применимы теории вероятности и математической статистики, на основании которых оценивается случайная составляющая погрешности средств измерений.

Основная погрешность – это погрешность средства измерения, используемого в нормальных условиях, которые обычно определены в нормативно-технической документации на данное средство измерения.

Под дополнительными погрешностями понимают изменение погрешности средств измерений вследствие отклонения влияющих величин (например, давление, температура) от нормальных значений.

Абсолютная погрешность измерительного прибора – это разность между показаниями прибора и истинным (действительным) значением измеряемой величины:

$$\Delta X = |X_{\Pi} - X_{\text{д}}|$$

где X_{Π} – показания прибора;

$X_{\text{д}}$ – действительное значение измеряемой величины.

За действительное значение измеряемой величины принимают показания образцового прибора.

Относительная погрешность прибора – это отношение абсолютной погрешности измерительного прибора к истинному (действительному) значению измеряемой величины, %:

$$\delta_{\text{д}} = \pm \frac{\Delta X}{X_{\text{н}}} \cdot 100$$

Приведенная погрешность измерительного прибора - это отношение абсолютной погрешности измерительного прибора к нормирующему значению.

Нормирующее значение – условно принятое значение $X_{\text{н}}$, равное или верхнему пределу измерения, или диапазону измерений, или длине шкалы.

Приведенную погрешность обычно выражают в %:

$$\gamma_{\text{д}} = \pm \frac{\Delta X}{X_{\text{н}}} \cdot 100$$

Точность СИ – характеристика качества средства измерений, отражающая близость его погрешности к нулю.

Класс точности СИ – это обобщенная характеристика данного типа СИ, как правило, отражающая уровень их точности, выражается пределами допускаемых основных и дополнительных погрешностей, а также другими характеристиками, влияющими на точность.

Класс точности дает возможность судить о том, в каких пределах находится погрешность СИ данного типа, но *не является непосредственным показателем точности измерений*, выполняемых с помощью каждого из этих средств. Класс точности средств измерений конкретного типа устанавливается в стандартах, технических условиях или других нормативных документах.

В соответствии с основными нормативами документации (ГОСТ 12997-76 «Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации. Технические условия») основной метрологической характеристикой измерительного прибора является класс точности, который является обобщенной характеристикой средств измерений, определяющей пределы допускаемых основных и дополнительных погрешностей. Под пределом допускаемой погрешности понимается наибольшая (без учета знака) погрешность

средства измерений при которой оно может быть признано годным к эксплуатации.

ГОСТ 8.401-80 (Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Классы точности средств измерений. Общие требования) регламентирует способы значения классов точности в зависимости от способа выражения пределов допускаемых погрешностей средств измерений. Этим стандартом предусматривается выражение предельно допускаемых погрешностей средств измерений в виде абсолютных и приведенных погрешностей.

Абсолютная погрешность выражается

$$\Delta = \pm a \quad (1)$$

или

$$\Delta = \pm (a \pm b - x) \quad (2)$$

где Δ - предел допускаемой абсолютной погрешности, выражаемой в единицах на входе (выходе);

a – положительное число, выраженное в тех же единицах, что и Δ ;

x – значение величины на входе (выходе) средств измерений;

b – отвлеченное положительное число.

Относительная погрешность выражается формулой:

$$\delta = \pm \frac{\Delta}{x} \cdot 100 \quad (3)$$

или

$$\delta = \pm \left[c + d \cdot \left(\frac{x_k}{x} - 1 \right) \right] \quad (4)$$

где δ - предел допускаемой относительной погрешности %;

c, d – относительные величины;

x_k – конечное значение диапазона измерения прибора.

Приведенную погрешность определяют по формуле:

$$\gamma = \frac{\Delta}{x_N} \cdot 100 \quad (5)$$

где γ - предел допускаемой приведенной погрешности, %;

x_N – нормирующее значение, равное или верхнему пределу измерений или диапазону измерений, или длине шкалы.

Для измерительных приборов предельные допускаемые погрешности которых выражены как приведенные погрешности согласно выражению (5), должны быть присвоены классы точности, выбираемые из ряда чисел:

(1; 1.5; 2; 2.5; 3; 4; 5; 6) 10^n , где $n = (1.0; 0; -1; -2; \text{и т.д.})$

Класс точности прибора устанавливают при выпуске, градуируя его по образцовому прибору в нормальных условиях.

Для измерительных приборов, предел допускаемых погрешностей которых выражается относительной погрешностью в процентах, согласно выражению (4) класс точности определяется совокупностью значений s и d . Тогда условные обозначения состоят из двух чисел, разделенных косой чертой и равных s и d .

Таким образом, для большинства применяемых в практике приборов используются одночленные или двучленные обозначения класса точности. Например, обозначение класса точности 0,5 показывает, что пределы допускаемых погрешностей выражаются в процентах нормирующего значения. Обозначение класса точности 0,1/0,2 означает что предел допускаемой относительной погрешности в процентах значения измеряемой величины определяется формулой

$$S = \pm \left[0,1 + 0,02 \left(\frac{x_N}{x} - 1 \right) \right], \quad (6)$$

где $s = 0,1$ $d = 0,02$

Статические погрешности СИ возникают при измерении физической величины, принимаемой за неизменную. Динамические погрешности средств измерений возникают при измерении изменяющейся во времени (в процессе измерений) физической величины.

На обеспечение качества измерений направлено применение аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) – ГОСТ 8.563-96 «ГСИ. Методики выполнения измерений».

Методика выполнения измерений – это совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с известной погрешностью. МВИ – это, как правило, документированная измерительная процедура. МВИ может быть изложена в отдельном документе (стандарте, рекомендации), разделе стандарта, части технического документа (разделе ТУ, паспорта).

Аттестация МВИ – процедура установления и подтверждения соответствия МВИ предъявляемым к ней метрологическим требованиям. В документах, регламентирующих МВИ в общем случае указывают: назначение МВИ; условия выполнения измерений; требования к погрешности измерений; метод измерений; требования к средствам измерения, вспомогательным устройствам, материалам и т.п.; операции при подготовке к выполнению измерений; операции при выполнении измерений; операции обработки и вычисления результатов измерений; нормативы и процедуру контроля погрешности результатов выполняемых измерений; требования к квалификации операторов; требования к безопасности выполняемых работ.

6.2 Количественная оценка погрешности расчетов параметров остаточной прочности обсадных колонн по данным ГИС

Расчеты текущих значений прочностных параметров по данным геофизических исследований (ГИС) технического состояния обсадных колонн выполняются по разработанным ОАО «СевКавНИПИгаз» методикам, которые составляют основное содержание стандарта Газпром [1].

Контроль несущей способности обсадных колонн становится в отрасли рядовой операцией, что отвечает современным требованиям по обеспечению безопасности строительства и эксплуатации скважин [2].

Ответственность результатов технической диагностики обсадных колонн (за безопасность эксплуатации скважин) требует оценки погрешности расчетов параметров их остаточной прочности.

В соответствии с методиками результатами расчетов (по данным ГИС) являются избыточные наружное $P'_{кр}$ и внутреннее $P'_т$ давления (МПа), при которых максимальные напряжения в поврежденных трубах равны пределу текучести материала. Предельные величины давлений рассчитываются по формулам

$$P_{\phi} = P_{кр} \cdot K_1 \quad \text{и} \quad P_{\phi} = P_t \cdot K_2, \quad (7)$$

где $P_{кр}$ и P_t номинальные значения предельных избыточных давлений для труб рассматриваемого типоразмера (МПа);

K_1 и K_2 - безразмерные коэффициенты снижения несущей способности поврежденных труб к данным нагрузкам, которые определяются по формулам, составляющим суть методик расчета на прочность поврежденных обсадных колонн.

Понятно, что в таком случае погрешность расчетов значений $P'_{кр}$ и $P'_т$ равна погрешности расчета коэффициентов $K_{1, 2}$. Рассмотрим, за счет чего она образуется.

Выражения для расчета коэффициентов $K_{1, 2}$ (индивидуальные для каждого диаметра D обсадных труб и вида повреждения) были получены в результате статистической обработки массивов их дискретных значений, рассчитанных авторами методик расчетов на прочность поврежденных обсадных труб.

Основными положениями при получении дискретных значений являлось следующее: коэффициенты снижения несущей способности принимались эквивалентными эффективным коэффициентам концентрации напряжений (которые при нагрузках постоянных во времени показывают, во сколько раз наличие дефекта снижает несущую способность конструкции); эффективные коэффициенты концентрации напряжений принимались равными обратным величинам теоретических коэффициентов концентрации напряжений. Теоретические коэффициенты концентрации напряжений рассчитывались с использованием про-

граммного обеспечения, основанного на методе конечных элементов с соблюдением геометрического подобия конечно-элементных моделей и поврежденных обсадных труб.

Таким образом, в теоретическом аспекте получение выражений для расчетов коэффициентов снижения несущей способности соответствовало требованиям, предъявляемым к расчетам на прочность поврежденных конструкций.

Формулы для расчета коэффициентов $K_{1,2}$ имеют общий вид

$$K_{1,2} = C_1 \exp(C_2 \cdot u), \quad (8)$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты, определяемые выражениями

$$\begin{aligned} C_1 &= c \cdot d + d \\ C_2 &= a \cdot d - b \end{aligned} \quad (9)$$

где u (мм) – характерный размер повреждения;

a, b, c, d – числовые коэффициенты (d – безразмерный, a, b, c – размерные);

d (мм) – толщина стенки труб

Как видно из формулы (2) параметром, задающим величину погрешности определения коэффициентов снижения несущей способности, является характерный размер повреждения « u », который устанавливается по данным геофизических исследований технического состояния колонн. За исключением размеров деформации поперечного сечения труб (радиального отклонения), определение характерных размеров других повреждений (механических и коррозионных) связано с установлением фактической (остаточной) толщины стенки труб в их зоне. При этом приборы, по данным которых определяется ее значение, могут давать различную величину абсолютной погрешности, частности, 0,5 или 1,5 мм. Понятно, что такую же абсолютную погрешность Δu будет иметь и величина « u ».

Оценим величину погрешности расчета коэффициентов K_1 и K_2 , вызываемую погрешностью определения « u ».

Абсолютная погрешность величин коэффициентов снижения несущей способности $\Delta K_{1,2}$, вычисленных по значениям характерного размера повреждения $u + \Delta u$, определяется формулой

$$DK_{1,2} = K_{1,2}(u + Du) - K_{1,2}(u) \quad (10)$$

При достаточно малых абсолютных значениях величины Du приращение $DK_{1,2}$ допускается заменить дифференциалом функции, тогда

$$DK_{1,2} \approx \frac{dK_{1,2}}{du} \times Du,$$

с учетом формулы (10),

$$DK_{1,2} \approx C_2 \times K_{1,2}(u) \times Du \quad (11)$$

(Примечание - производная произведения равна производная первой функции на вторую плюс первая функция, умноженная на производную второй.)

Относительная погрешность $e(K_{1,2})$ расчета величин $K_{1,2}$ при этом равна

$$e(K_{1,2}) = |C_2| \times |Du| \quad (12)$$

Из формул (11) и (12) следует, что абсолютная и относительная погрешности расчета коэффициентов снижения несущей способности, прямо пропорциональны соответствующим значениям погрешностей приборов, по данным которых определяется фактическое значение толщины стенки труб (или радиальное отклонение профиля поперечного сечения от номинального значения).

Таким образом, если известна относительная погрешности $e_1(K_{1,2})$, **соответствующая величине** Du_1 , то погрешность расчета коэффициентов $e(K_{1,2})$ при любом значении погрешности геофизических приборов Du будет определяться по формуле

$$e(K_{1,2}) = e_1(K_{1,2}) \times \left| \frac{Du}{Du_1} \right| \quad (13)$$

Для определения $e_1(K_{1,2})$ по формулам (11) и (12) были рассчитаны погрешности расчета коэффициентов $K_{1,2}$ для труб разного типоразмера при различных видах и размерах повреждений. Погрешность измерительных приборов принималась равной 0,5 и 1,5 мм.

В таблицах 1 и 2 для примера приведены некоторые результаты расчетов погрешностей при $u = 0,5$ мм.

Таблица 1 - Абсолютные и относительные ошибки расчета коэффициента K_1 обсадных труб, имеющих на внутренней поверхности желобообразную выработку

D, мм	δ , мм	K_1	DK_1	$e_1(K_1)$ %
168,3 (диаметр зам- ковых соеди- нений 120,0 мм)	7,30	0,8778	0,11	13,04%
	8,00	0,8853	0,11	12,19%
	8,90	0,8950	0,10	11,09%
	10,60	0,9137	0,08	9,03%
	12,10	0,9305	0,07	7,20%
	13,80	0,9499	0,05	5,14%
244,5 (диаметр зам- ковых соеди- нений 160,0 мм)	7,90	0,8800	0,11	12,79
	8,90	0,8878	0,11	11,90
	10,00	0,8965	0,10	10,93
	11,10	0,9052	0,09	9,96
	12,00	0,9125	0,08	9,16
	13,80	0,9271	0,07	7,57

Таблица 2 - Абсолютные и относительные ошибки расчета коэффициента K_1 обсадных труб, имеющих деформированное поперечное сечение

D, мм	δ , мм	K_1	DK_1	$e_1(K_1)$ %
168,3	7,30	0,7736	0,10	12,72%
	8,00	0,7917	0,10	12,25%
	8,90	0,8151	0,09	11,63%
	10,60	0,8601	0,09	10,48%
	12,10	0,9006	0,09	9,46%
	13,80	0,9474	0,08	8,30%
244,5	7,90	0,8368	0,11	12,72%
	8,90	0,8567	0,10	12,16%
	10,00	0,8787	0,10	11,56%
	11,10	0,9010	0,10	10,95%
	12,00	0,9194	0,10	10,46%
	13,80	0,9567	0,09	9,47%

Анализ полученных результатов расчетов позволил установить, что при $\Delta u_1 = 0,5$ мм относительная погрешность расчета параметров остаточной прочности поврежденных труб составляет:

- для труб с отношением $\frac{d}{D} \geq 0,06$ значение $\varepsilon_1(K_{1,2}) = 5 - 10 \%$;
- для труб с отношением $0,02 < \frac{d}{D} < 0,06$ значение $\varepsilon_1(K_{1,2}) = 11 - 14 \%$.

Определим пределы применимости техники первого дифференциала для оценки погрешности определения коэффициентов $K_{1,2}$.

Отклонение значения $DK_{1,2}$, вычисленного по формуле (13), от точного, определяемого формулой, можно оценить при помощи остаточного члена R формулы Тейлора

$$R = \frac{1}{2} \times \frac{d^2 K_{1,2}(\bar{u})}{du^2} \times (Du)^2, \quad \text{где } \bar{u} \in [u, u + Du]. \quad (14)$$

Для функции (11) формула (14) принимает вид

$$2. R = \frac{1}{2} \times C_2^2 \times K_{1,2}(\bar{u}) \times (Du)^2. \quad (15)$$

Из формул (13), (14) и (15) с учетом очевидного приближенного равенства $K(u) \approx K(\bar{u})$ вытекает, что

$$2. \left| \frac{R}{DK_{1,2}} \right| = \frac{1}{2} \times C_2^2 \times \left| \frac{K_{1,2}(\bar{u})}{K_{1,2}(u)} \right| \times |Du| \approx \frac{1}{2} \times \varepsilon(K_{1,2}). \quad (16)$$

При точности R от 10 до 15 %, (достаточной для инженерных расчетов) абсолютная величина погрешности показаний прибора, при которой возможно применение техники первого дифференциала (составляет от 0,5 до 1,5 мм.

6.3 Требования к комплексам геофизических исследований технического состояния обсадных колонн

Комплексы современных приборов, основанных на различных принципах диагностики технического состояния обсадных колонн, должны позволять [2]:

- выявлять локальные и масштабные повреждения;
- устанавливать и идентифицировать повреждения как внутренней, так и наружной поверхности обсадных колонн.

Обязательный комплекс ГИС включает методы:

- трубной профилометрии (электромеханической, электромагнитной);
- электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии;
- акустического каротажа (видеокаротажа, спектральной шумометрии);
- гамма каротажа.

Если по данным геофизических исследований обсадных колонн должны выполняться расчеты их фактических прочностных параметров, то предъявляются требования к погрешности определения толщины стенки труб колонны – она не должна превышать 0,5 мм.

Погрешность расчетов параметров остаточной прочности колонн при этом составит 10 – 15 %. (Это удовлетворяет требованиям к точности инженерных расчетов.)

ВЫВОДЫ

– Из полученных результатов следует, что погрешность расчета прочностных параметров обсадных колонн по данным геофизических приборов, абсолютная погрешность измерений (толщины стенки труб, радиально отклонения поперечного сечения) которых не превышает 0,5 мм, удовлетворяет точности выполнения инженерных расчетов и не превышает 15 %.

Результаты расчетов, выполненных по данным геофизических приборов, абсолютная погрешность которых равна 1,5 мм, будут иметь погрешность, превышающую 15 %.

Список использованных источников

1 СТО Газпром 2-2.3-117-2007 Инструкция по расчету поврежденных находящихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн утв. Заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым 22.11.2007 г.: ввод в действие с 22.11.2007 г.- М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 71 с.

2 Методические указания по контролю технического состояния крепи скважин. Утв. ОАО "Газпром" 01.01.2002 г.; ввод в действие 01.03.2002–М.: ИРЦ Газпром.– 2002. – 13 с.

Практические занятия 7, 8

Построение характеристики узла герметизации резьбового соединения класса «Премиум»

Для построения характеристики соединения требуется перестроить диаграмму растяжения металла, из которого изготовлено соединения, из координат напряжение (σ) – относительная деформация (ε) в координаты растягивающее (сжимающее) усилие (N) – абсолютная деформация (δ).

Исходные данные для построения характеристики узла герметизации приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для построения характеристики узла герметизации резьбовых соединений обсадных труб

Тип соединения	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, h , мм	Площадь упорного торца трубы, S_t , мм	Площадь упорной поверхности муфты, S_m , мм	Усилие затяжки, Q_0 , кг	Сжимающее усилие, N_{Σ} , кг	Длина узла герметизации, l , мм
VAM	177,8	10,36	$2,4 \cdot 10^3$	$6,7 \cdot 10^3$	$61,6 \cdot 10^3$	$108,4 \cdot 10^3$	11
	244,5	10,03	$3,0 \cdot 10^3$	$13,18 \cdot 10^3$	$44,83 \cdot 10^3$	$158,5 \cdot 10^3$	11
	273,1	10,1	$3,45 \cdot 10^3$	$14,7 \cdot 10^3$	$43,1 \cdot 10^3$	$193,0 \cdot 10^3$	11
ОТТГ	273,1	10,2	$4,14 \cdot 10^3$	$15,37 \cdot 10^3$	$50 \cdot 10^3$	$222 \cdot 10^3$	29

На рисунке 1 приведена действительная характеристика (диаграмма) растяжения (сжатия) малоуглеродистой стали 30.

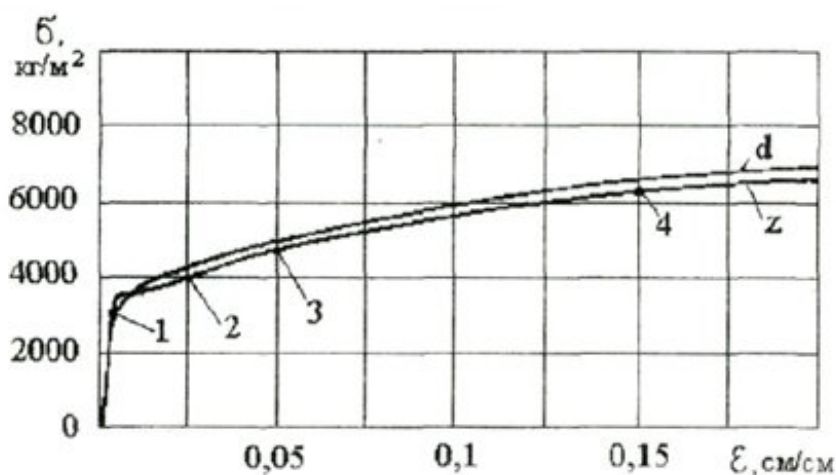


Рисунок 1 – Действительная характеристика малоуглеродистой стали 30

Для выполнения построений на исходной диаграмме (рисунок 1):

- отмечается необходимое количество точек (1, 2, 3, 4) для ее перестройки в характеристику сжатого (элемент узла герметизации муфты) и растянутого (элемент узла герметизации) элементов узла герметизации резьбового соединения;
- определяются координаты точек (1, 2, 3, 4) в координатных осях $\sigma - \varepsilon$;
- вычисляются координаты точек (1, 2, 3, 4) в координатных осях $N - \delta$.

Формулы для перестройки диаграммы растяжения (сжатия металла) в характеристику соединения

$$N_{1,2,3,4} = \sigma_{1,2,3,4} \cdot S_T$$

$$\delta_{1,2,3,4} = \varepsilon_{1,2,3,4} \cdot \ell$$

На рисунке 2 приведена иллюстрация характеристики соединения.

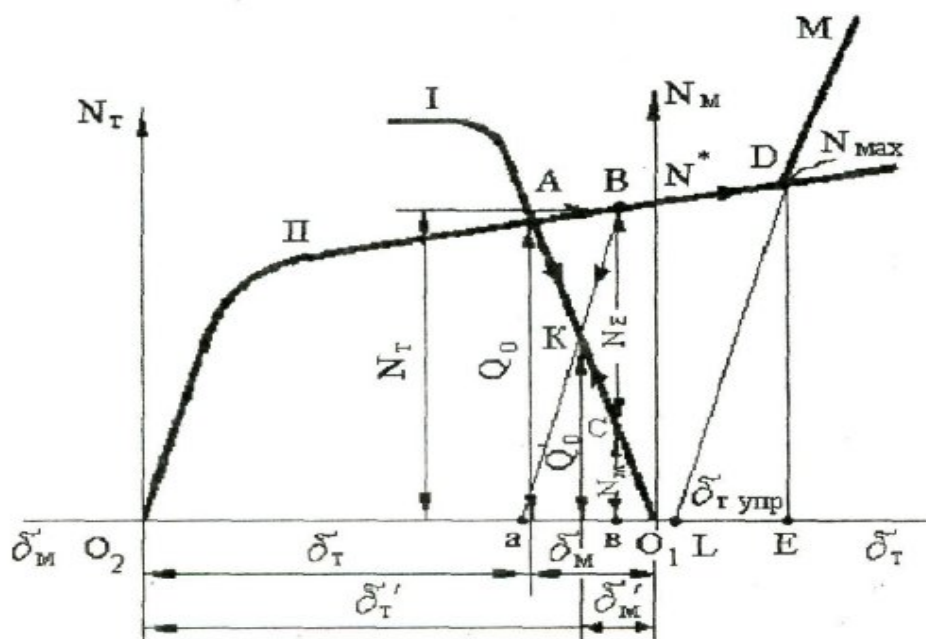


Рисунок 2 – Пример характеристики соединения

Практические занятия 9 – 10

Определение толщины стенки и предел текучести стали обсадных труб, предназначенных для перекрытия интервала залегания текучих соляных пород

Исходные данные:

- наружный диаметр обсадных труб $D = 244,5$ мм;
- предел прочности на сдвиг соляной породы $\tau = 7$ МПа;
- глубина залегания текучего пласта 2000 м, мощность пласта – 100 м;
- удельный вес вышележающих пород $\gamma_n = 2,35 \cdot 10^4$ Н/м³.
- удельный вес промывочной жидкости в колонне $\gamma_{бр} = 1,4 \cdot 10^4$ Н/м³.

Задание

Рассчитать на прочность (определить толщину стенки и группу прочности (марку) стали труб, предназначенных для перекрытия интервала залегания текучего пласта, по различным методикам.

1) По Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (характер давления пластичных пород – гидростатический.

(п. 2.7) Расчет наружного давления в интервале залегания пород, склонных к текучести. $P_{нZ}$ производят по горному давлению:

$$P_{нZ} = 10^{-6} \gamma_n Z \quad (1)$$

$$P_{внZ} = 10^{-6} \gamma_{бр} Z \quad (2)$$

$$P_{ннZ} = P_{нZ} - P_{внZ} \quad (3)$$

Z – расстояние до рассматриваемого сечения, м.

Определить толщину стенки и группу прочности стали труб.

2) По формуле Еремеева Ю.А. (неравномерное давление – экспериментальная зависимость);

Формулы Еремеева Ю.А.

Условие прочности труб

$$P_{\min} \geq W_y \quad (4)$$

Условие прочности с допущением 2–3 % относительной радиальной деформации труб

$$P_{\min} \geq 0,5 W_y \quad (5)$$

$$W_y = 3 \tau \quad (5)$$

$$P_{\min} = B 2K\sigma_T, \quad (6)$$

$$B = K / 0,63 + 0,77 K,$$

$$K = \delta / D.$$

Размерности величин в формулах:

– σ_T , кгс/см²;

– τ , кгс/см².

3) По Сто Газпром 2-2.3-117-2007 (неравномерное давление, расчетная формула получена при расчетах с использованием метода конечных элементов (МКЭ)).

$$s = (756,32 \lambda + 20,86)e^{-32,6\lambda} \quad (4)$$

где $K = \delta / D_n$

δ , мм – толщина стенки труб;

D_n , – наружный диаметр труб, мм;

$e = 2,718$ – основание натурального логарифма.

– σ – напряжения, в соответствии с которыми определяется величина предела текучести материала труб, МПа;

– τ – предел прочности на сдвиг соляной породы МПа.

Практическое занятие 11

Активные фильтры. Анализ технологий сооружения гравийных фильтров

Активные фильтры (АФ) – это фильтры, способные не только удерживать продукты разрушения пород пласта-коллектора, но и предотвращать разрушение пород [1. 2].

Это актуально при ремонте скважин ПХГ.

Одним из вариантов АФ являются фильтры (рисунок 1), позволяющие за счет использования специальных приспособлений, создавать в них самих и в окружающем геоматериале необходимые механические напряжения [1].

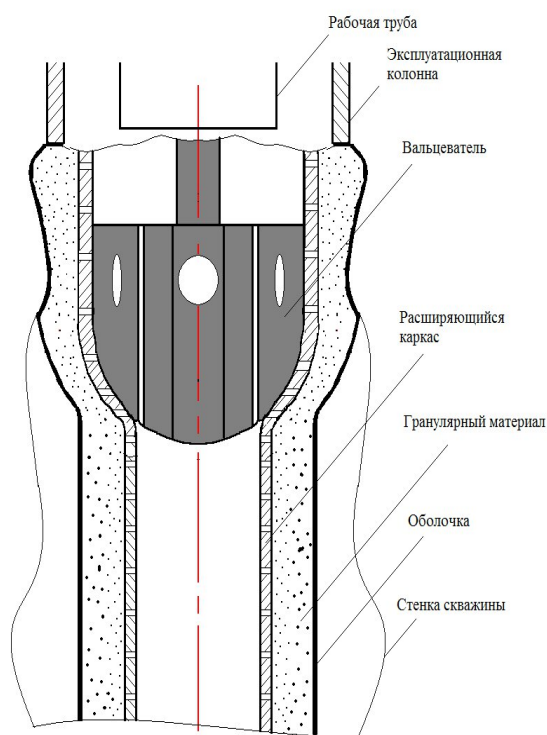


Рисунок 1 – Схема монтажа расширяющегося (активного) фильтра с гравийной набивкой

В ствол скважины спускают фильтр-каркас с оболочкой (рисунок1).

Между фильтром-каркасом и оболочкой находится гранулярный материал. Посредством приспособления (вальцевателя) происходит **расширение** фильтра-каркаса и **уплотнение** гранулярного материала в месте контакта стенки скважины и оболочки фильтра-каркаса.

Механизм работы в скважине АФ и горных пород призабойной зоны пласта (ПЗП) заключается в их совместной работе как фильтрационной системы.

Технология установки АФ при этом должна обеспечивать:

- изменение, выравнивание фильтрационных характеристик пород ПЗП;
- получение плотно упакованной гравийной набивки в фильтре, которая;
- предотвращает унос гравия в пласт при закачке флюида.

В понятие АФ при этом входит управление упаковкой, проницаемостью и устойчивостью состояния обсыпки.

Сопутствующим результатом является выравнивание проницаемости горных пород ПЗП.

Существенно, что если для уплотнения водонасыщенного грунта использовать гидростатическое давление, создаваемое массой жидкости, то это *не вызывает его сжатия* и не сказывается на его прочности.

Для уплотнения гравийной набивки необходимо создавать *поверхностную* нагрузку, вызывающую появление в ней эффективного давления. Заметим, что при этом между частицами гравия возникнут упругие контактные напряжения.

С этих позиций уплотнение гравийной набивки вальцевателем (рисунок 1) – рационально.

Но для того, чтобы фильтр работал как активный – этого недостаточно, поскольку гравийная набивка фильтра **не работает совместно** с горными породами призабойной зоны продуктивного пласта.

Рассмотрим одну из технологий формирования активного фильтра

Изменение, выравнивание фильтрационных характеристик пород ПЗП достигается за счет следующего.

1) В ПЗП создается полость максимально возможных размеров для удаления части пород пласта с измененными механическими и фильтрационными характеристиками.

2) В полость доставляется гравий подобранного фракционного состава.

Гранулы закачиваемого в полость материала должны иметь **не менее трех** фракций различного размера:

- размер **минимальной** фракции сыпучего материала должен быть не менее, чем на 10 % больше размера преобладающей фракции пластового песка;
- он должен быть больше чем на 10 % размера выбранной щели фильтра-каркаса;

размер **максимальной** фракции сыпучего материала не менее чем в 2 раза больше ширины выбранной щели фильтра-каркаса.

3) Создается активная фильтрация жидкости - носителя гравия в горные породы, при этом:

- часть гравия транспортируется по трещинам горных пород ПЗП, образуя в ней область с восстановленными свойствами - выровненной проницаемостью;

- происходит уплотнение гравийной обсыпки за счет создаваемого напора, выполняющего роль поверхностной нагрузки.

При этом агрегат из несвязных округлых (или многогранных) твердых частиц, упруго контактирующих друг с другом, переупаковывается в плотные правильные слои (в идеале, в соответствии с одним из наиболее плотных типов упаковки сфер).

К главным моментам технологии относится также то, что формирование слоев гравия начинается **от стенки** скважины, что способствует более полному и полному заполнению гравием подготовленного участка ствола скважины.

Технология выполняется следующим образом

- Затрубное пространство скважины герметизируют и нагнетают в нее жидкость с целью **определения давления начала утечки**.

- Предварительно сформированную очищенную полость заполняют гранулярным материалом с помощью колонны труб НКТ или буровых труб (рисунок 2).

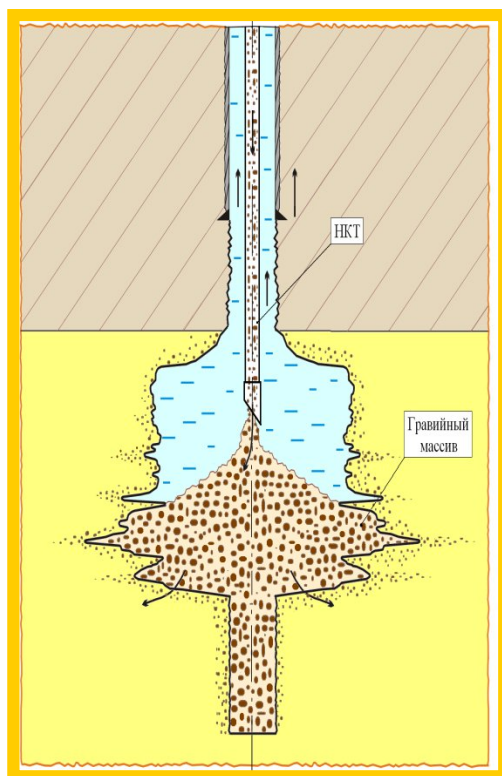


Рисунок 2 – Отсыпка гравийного массива в сформированной полости

После заполнения каверны в продуктивной зоне пласта гранулярным материалом в него с прямой промывкой **вмывают** фильтр до нужной глубины (рисунок 3), где ИСФ - инструмент для спуска фильтра.

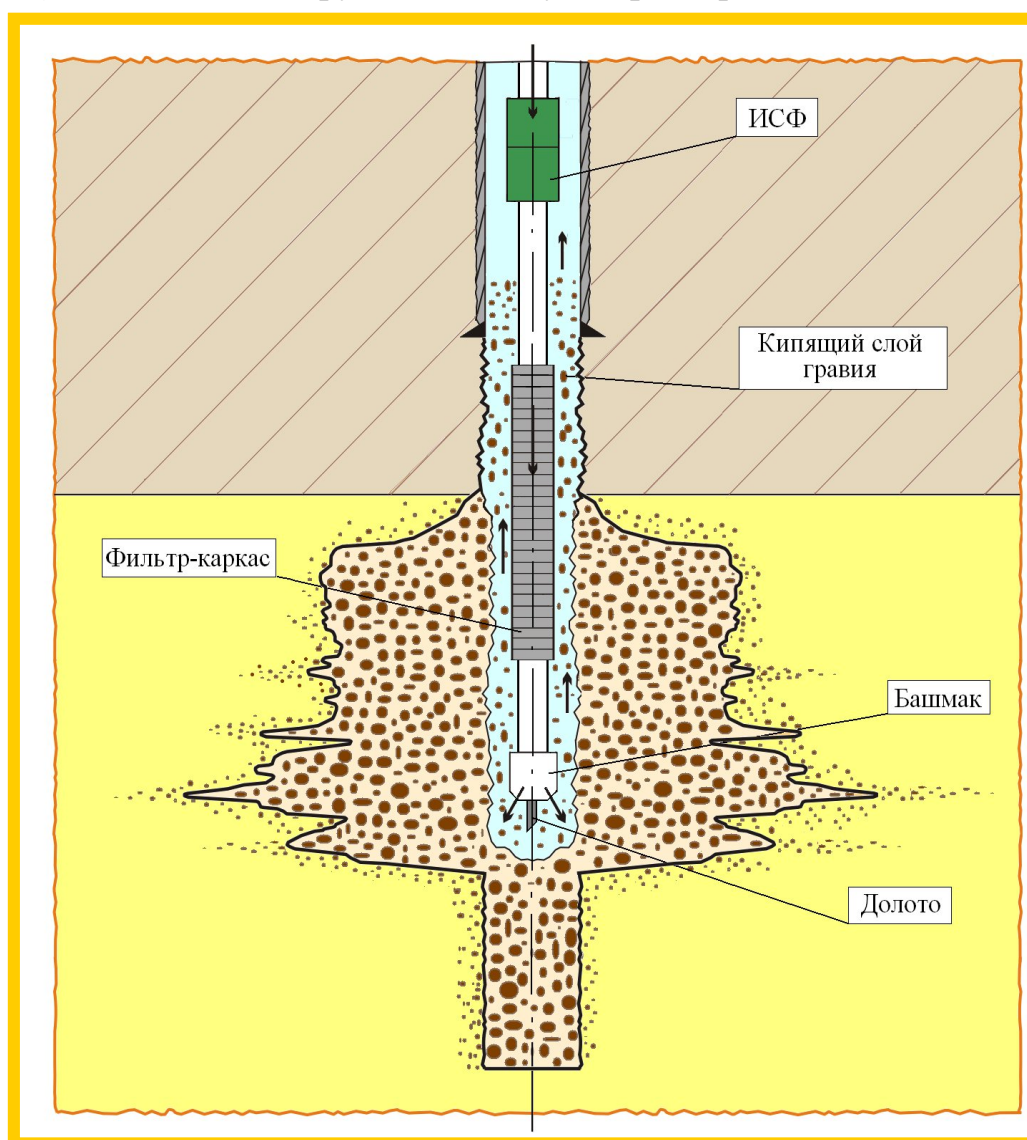


Рисунок 3 – Вмыв фильтра в гравийный массив

- Останавливают прямую промывку и оставляют скважину на технологический отстой, необходимый для оседания частиц гравия.

Время отстоя рассчитывается исходя из времени, затраченного на вмыв гравийного фильтра, и производительности насосных агрегатов при реализации процесса, приняв скорость осаждения сферических частиц равной 0,11 м/с.

После осаждения частиц бурильную колонну и фильтровую компоновку расстыковывают в специальном разъединителе.

Приподнимают бурильный инструмент на 0,1 - 0,2 м и расстыковывают внутрифильтровую колонну промывочных труб с нижней клапанной системой обратного действия с целью обеспечения сообщения трубного и затрубного пространства.

- Восстанавливают **обратную** циркуляцию жидкости гравиеносителя и домывают необходимое количество гравия в затрубное пространство **с созданием избыточного давления, большего, чем давление начала утечки**, но не большего чем, давление гидроразрыва пласта, опрессовки эксплуатационной колонны, прочностных характеристик применяемых фильтров-каркасов.

- В процессе намыва периодически закрывают трубное пространство, не останавливая подачу жидкости и вызывая тем самым поглощение жидкости гравиеносителя и гранулярного материала в пласт.

- При этом **меняется направление движения** потока жидкости от фильтра-каркаса в пласт, создаются условия, при которых:

- в ПЗП уходит часть гравия, укрепляя породы и выравнивая их фильтрационные характеристики;

- около фильтра формируется зона более крупных гранул с постепенным уменьшением размера фракции к зоне контакта гранулярной набивки и пласта коллектора.

Данный процесс осуществляют с постепенным уменьшением подачи жидкости ввиду повышения давления за счет возникновения дополнительных сопротивлений в *уплотненной* гранулярной обсыпке.

Операцию продолжают вплоть до полной потери циркуляции, но не превышая критических значений давления.

Останавливают циркуляцию. Избыточное давление в скважине плавно снижается за счет фильтрации жидкости через гранулярный массив в пласт и трубное пространство.

Открывают затрубное пространство скважины и приподнимают бурильную колонну с таким расчетом, чтобы комплект промывочных труб находился выше щелей фильтра.

Прямой промывкой вымывают излишки гранулярного материала и промывают пространство внутри фильтра.

Далее колонну бурильных труб поднимают и спускают пакер, соединяемый с фильтровой компоновкой.

Пакер, обеспечивает надежную герметизацию межфильтрового пространства.

Затем спускают колонну насосно-компрессорных труб и осваивают скважину.

Схема технологического оборудования, входящего в фильтровую компоновку при сооружении активных фильтров приведена на рисунке 4.

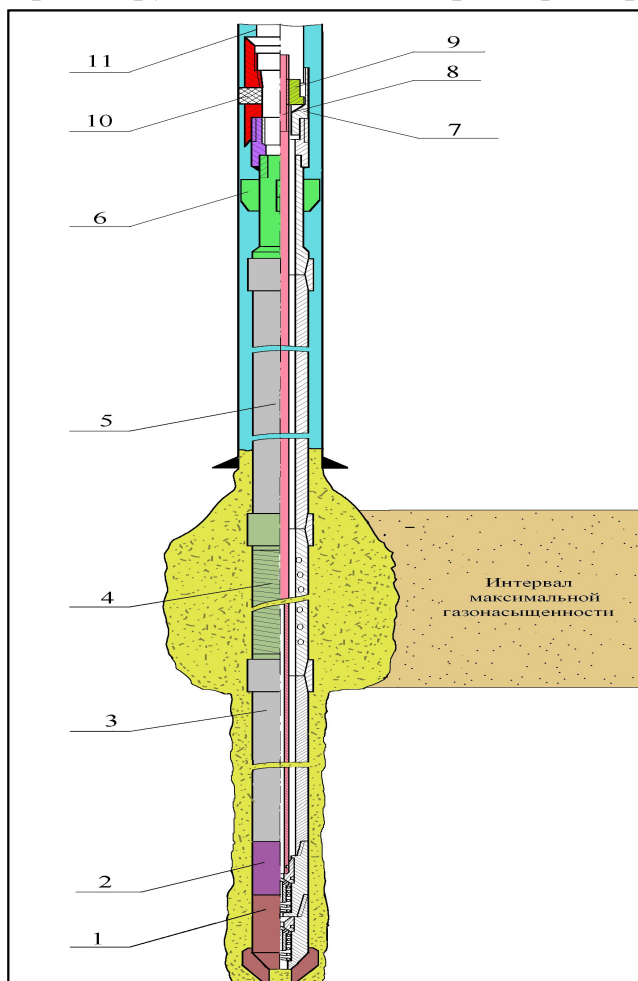


Рисунок 4 – Технологическое оборудование, не сооружении активных фильтров:

- 1 башмак-клапан;
- 2 – клапан обратный;
- 3 – хвостовик отстойник; 4 – фильтр типа ФСК;
- 5 – дистанционные трубы; 6 – центратор;
- 7 – разъединитель «левый» типа РЛ (инструмент для спуска фильтра типа ИСФ);
- 8 – промывочные трубки; 9 – дистанционная гайка; 10 – пакер;
- 11 – колонна труб.

Для сравнения рассмотрим конструкцию фильтра скважинного (рисунок 5), который предназначен для предотвращения выноса песка и других механических примесей в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами подземных хранилищ газа, нефтяных и газовых месторождений, а также водозаборных скважин.



Рисунок 5 – Конструкция **скважинного фильтра**

Необходимость внешней гравийной обсыпки определяется гранулометрическим составом песка пласта-коллектора, условиями эксплуатации и конструкцией забоя скважины.

Список использованных источников

- 1 Пятахин, М.В. Напряженный фильтр для стабилизации призабойной зоны скважины [Текст] /М.В. Пятахин // Газовая промышленность.— № 11.— 2004. — С. 64-68.
- 2 Отчет ОАО «СевКавНИПИГаз» о научно-исследовательской работе по договору с ПАО Газпром (№ 2703-0820-11-1 от 15.02.2013)

Практическое занятие 12

Проблема извлечения из скважины фильтровой компоновки с гравийной обсыпкой

Рассмотрим природу взаимодействия гравийного массива с каркасом фильтра при его извлечении из скважины, а также способы нейтрализации гравийного массива.

На рисунке 1 показана схема установки фильтра в гравийный массив



Суть проблемы извлечения фильтра с гравийной обсыпкой

При необходимости извлечении фильтра с гравийной обсыпкой из скважины обычно выполняют следующее :

- разбуривают фильтр;
- забуривают боковой ствол выше него .

Другие способы :

- размывать обсыпку из гравия (крупнозернистого песка) вокруг фильтра и затем извлекать фильтр.

Применение последнего способа проблематично — практика показала, что предельно допустимых усилий, создаваемых наземным оборудованием, недостаточно для извлечения фильтра из гравийной обсыпки.

При разбуривании фильтра возникает проблема удаления из скважины обломков, а забуривание из скважины нового ствола связано с высокими затратами времени и средств и требует сложного оборудования.

Рассмотрим реакции шероховатых связей и такое понятие, как угол трения (рисунки 1, 2) [1].

Реакция реальной (шероховатой) связи складывается из двух составляющих: из нормальной реакции $\bar{N}$ и перпендикулярной ей силы трения $\bar{F}$. Следовательно, полная реакция $\bar{R}$ будет отклонена от

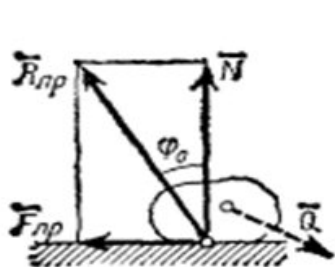


Рисунок 1– Реакция шероховатой связи

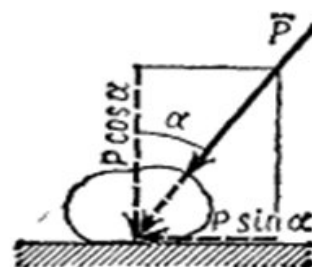


Рисунок 2 – Угол трения

Реакция реальной (шероховатой) связи складывается из двух составляющих: из нормальной реакции $\bar{N}$ и перпендикулярной ей силы трения $\bar{F}$. Следовательно, полная реакция $\bar{R}$ будет отклонена от

(рисунок 1)

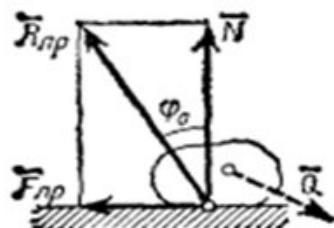


Рисунок 1– Реакция шероховатой связи

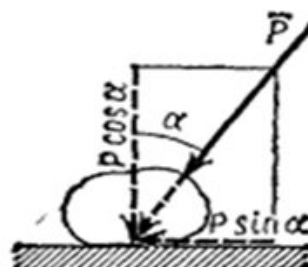


Рисунок 2 – Угол трения

нормали к поверхности на некоторый угол. При изменении силы трения от нуля до $\bar{F}_{np}$ сила $\bar{R}$ изменяется от $\bar{N}$ до $\bar{R}_{np}$, а ее угол с нормалью растет от нуля до некоторого предельного значения φ_0 (рисунок 1) Наибольший угол φ_0 , который полная реакция шероховатой связи образует с нормалью к поверхности, называется *углом трения*. Из чертежа видно, что

$$\operatorname{tg} \varphi_0 = F_{np} / N.$$

Так как $F_{np} = f_0 \cdot N$, то

$$\operatorname{tg} \varphi_0 = f_0 \quad (1)$$

При равновесии полная реакция R в зависимости от сдвигающих сил может находиться где угодно внутри угла трения. Когда равновесие становится предельным, то реакция отклонится от нормали на угол φ_0 .

Если к телу, лежащему на шероховатой поверхности, приложить силу $\vec{P}$, образующую угол α с нормалью (рисунок 3), то тело сдвинется только тогда, когда сдвигающее усилие $P \cdot \sin \alpha$ будет больше, чем $F_{\text{тр}} = f_0 \cdot P \cdot \cos \alpha$ (весом тела пренебрегаем).

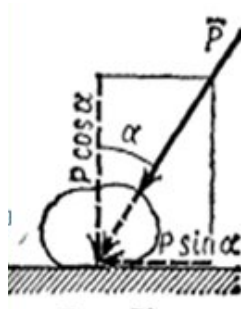


Рисунок 3 –Иллюстрации самоторможения тел

Но неравенство $P \cdot \sin \alpha > f_0 \cdot P \cdot \cos \alpha$, в котором $f_0 = \tan \varphi_0$, выполняется только при $\tan \alpha > \tan \varphi_0$, т.е. при $\alpha > \varphi_0$. Следовательно, никакой силой, образующей с нормалью угол α , меньший угла трения φ_0 , тело вдоль данной поверхности сдвинуть нельзя. Это объясняется известным эффектом заклинивания или самоторможения тел.

Поэтому в задачах классической механики необходимым условием для приведения в движения тела, например, лежащего на опорной поверхности, является выполнение неравенства (1),

$$F > F_{\text{тр}}, \quad (1)$$

$$F_{\text{тр}} = N \cdot f \text{ или } F_{\text{тр}} = N \tan \varphi \quad (a)$$

N – вертикальная составляющая нагрузки;

$F_{\text{тр}}$ – сила трения,

f и φ – коэффициент и угол трения соответственно

Т.е. необходимым и достаточным условием для приведения в движения тела является то, что движущие силы должны быть больше *сил трения*, величина которых определяется выражением (a) [1].

Принципиальным моментом задачи о приведении в движение фильтровой компоновки (далее – труб), находящейся в скважине, является то, что трубы извлекаются из **несвязного (сыпучего) материала**.

Прочность несвязных грунтов

Если понятие прочности связного грунта не выходит за рамки традиционных представлений о прочности строительных материалов, то понятие прочности несвязных (сыпучих) грунтов требует дополнительных пояснений.

Например, литературная метафора «строить замки на песке» начисто отрицает наличие прочностных свойств у песчаных оснований.

В то же самое время строительная практика утверждает, что **основание** из крупнозернистого песка являются одним из самых **надежных** видов оснований.

Механизм прочности несвязных грунтов

Под действием **сжимающих напряжений** в грунте, *в том числе, вызванных его собственным весом*, на **контактных поверхностях** минеральных частиц возникают силы трения, препятствующие взаимным перемещениям частиц.

Кроме этого, между минеральными частицами, пересекающими условную плоскость, имеются *зоны зацепления (взаимного проникновения)*, создающие нагельный эффект. (Нагельный эффект — способность арматуры передавать усилие перпендикулярно своей оси.)

Природа сил сопротивления сыпучей среды

При *сдвиге* грунта по фиксированной плоскости возникает реакция, равная сумме сил трения по контактными поверхностям минеральных частиц.

Пример

ОАЭ, небоскреб Бурдж Халиф (рисунок 4). Для основания здания инженеры предпочли винтовые сваи (более 200 штук) диаметром в полтора метра и длиной в 45 метров (половина футбольного поля). Сваи были вкручено в песчаный грунт.

Таким образом удалось **уплотнить** песчаный грунт и построить для небоскреба надежную опору.

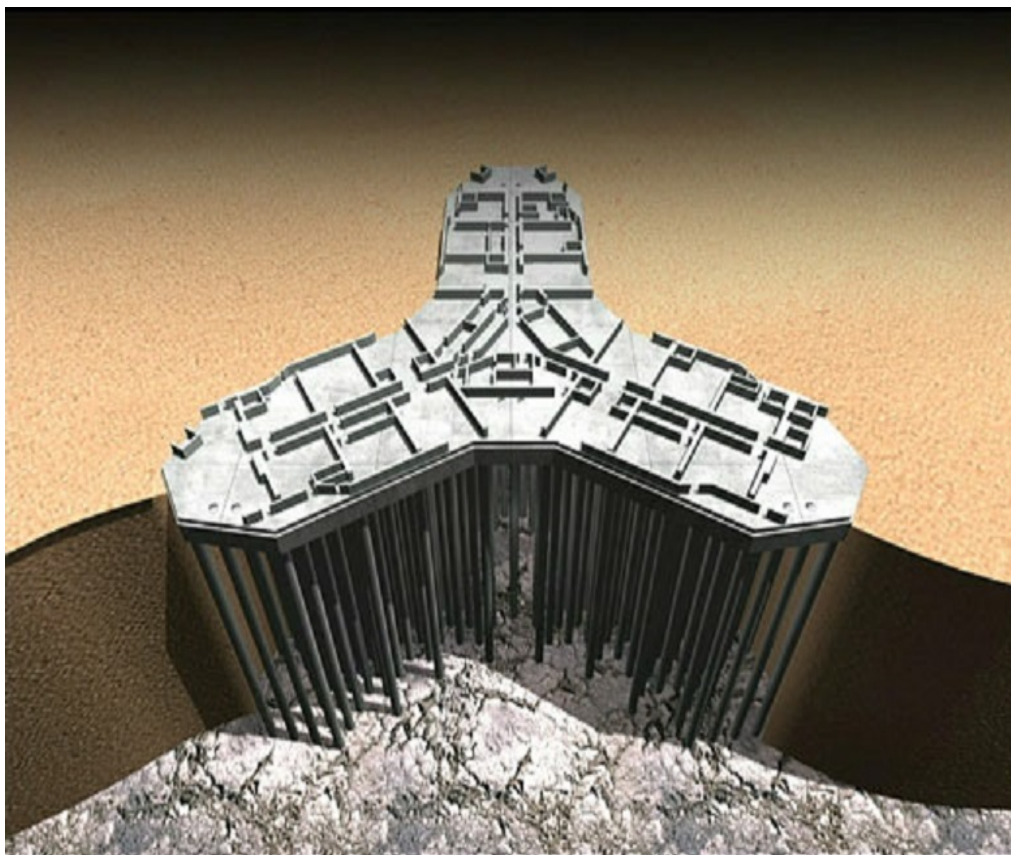


Рисунок 4 – Основание для небоскреба Бурдж Халиф

После преодоления сил трения происходит сдвиг грунта по фиксированной плоскости. *При наличии зацепления* между частицами сдвиг сопровождается переупаковкой минеральных частиц скелета грунта (рисунок 5) [2].

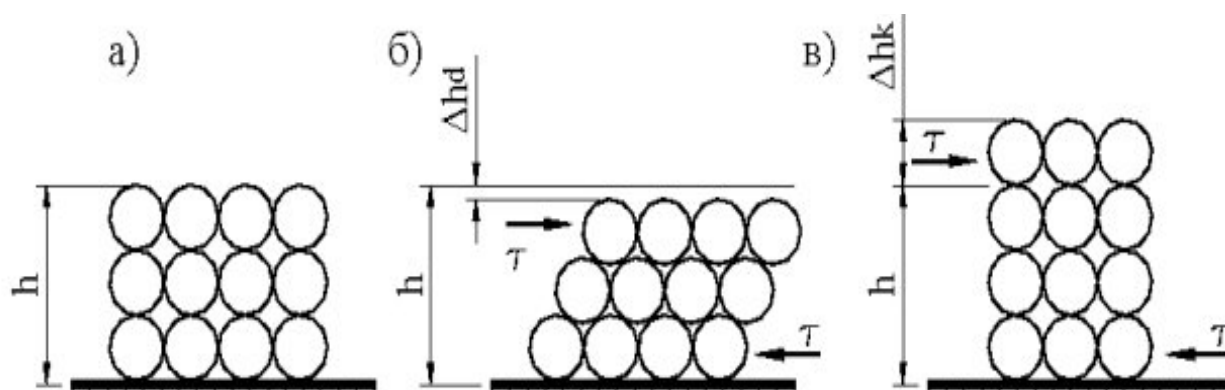


Рисунок 5 – Схемы дилатансионных явлений в песчаных и крупнообломочных грунтах под действием сжимающих напряжений:
а – исходное состояние; б – дилатация – доуплотнение от действия сдвиговых напряжений τ ; в – контракция – разуплотнение под действием сдвиговых

напряжений t ; h – исходная высота образца; Δh_d – уменьшение высоты образца за счет дилатации; Δh_k – увеличение высоты образца за счет контракции.

Переупаковка скелета вызывает вначале доуплотнение грунта (дилатация), а при дальнейшем сдвиге – разуплотнение грунта (контракция).

В предельном состоянии **сдвиг** грунта по фиксированной плоскости происходит без увеличения сдвигающей нагрузки.

Таким образом, *прочность* несвязного грунта определяется уровнем действующих в нем **сжимающих** напряжений.

Совершенно очевидно, что такой грунт **не имеет прочности** при одноосном напряженном состоянии, однако может обладать достаточно высокой прочностью при других видах напряженного состояния, которые возникают в грунтовом массиве при передаче на него нагрузок от фундаментов.

Рассмотрим особенности поведения несвязных сыпучих материалов

Необходимым условием для проявления прочностных свойств сыпучих несвязных материалов (сыпучей среды) является - наличие **сжимающих** напряжений.

Механизм прочности несвязной сыпучей среды заключается в том, что под действием сжимающих напряжений (в том числе вызванных ее собственным весом) на контактных поверхностях минеральных частиц возникают силы **трения**, препятствующие их взаимным перемещениям.

При сдвиге среды по **фиксированной плоскости** возникает реакция, равная сумме сил трения по контактным поверхностям минеральных частиц [3].

Силы сопротивления среды являются реакцией на попытки сдвига составляющих ее частиц (трубами, при приложении к ним осевого усилия).

С учетом этих особенностей становится ясным, что процесс извлечения труб связан с преодолением не сил трения «поверхности трубы о поверхность частицы», а *сил реакции (сопротивления)* сыпучей среды сдвигу.

Условие извлечения труб из зоны прихвата сыпучим материалом

Из классической механики [1] известно, что движение тела при наличии трения скольжения возможно, если угол приложения силы к телу под некоторым углом α , **большим** угла трения ϕ .

В противном случае происходит **самоторможение** тела, то есть силы сопротивления превосходят приложенную силу и увеличиваются с её ростом.

Освобождение прихваченных труб производят осевым усилием F подъемного устройства. При этом возникают силы сопротивления среды T .

Движение колонны возможно, если $F > T$.

Природа возникновения сил T заключается в следующем.

Рассмотрим частицу (песчинку), расположенную на боковой поверхности трубы (рисунок 6).

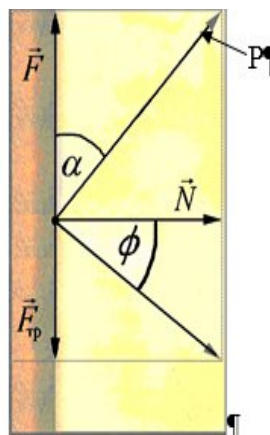


Рисунок 6 – Схема сил, возникающих в песчинке при попытке извлечения фильтра усилием F

Перемещению частицы будет препятствовать окружающая среда (контактирующие с ней другие частицы массива гравия). Перемещения внутри массива гравия возможны по плоскостям скольжения, направленных к вертикали под определенным углом α .

Взаимным перемещениям частей массива по плоскостям скольжения препятствуют силы трения, возникающие на контактирующих гранях. Представить их можно следующим образом [3].

Возьмем произвольную точку внутри сыпучей среды; проведем через нее плоское сечение и *представим*, что соседние части сыпучего тела по обе

стороны от этого сечения на мгновение *стали жесткими и превратились в твердое тело*. Тогда малейшему перемещению одной из этих частей относительно другой вдоль плоскости сечения будут препятствовать силы, являющиеся по своей природе *силами трения*.

Сопротивление трения (на поверхности контакта частей сыпучей среды) выражается через касательное напряжение τ , в расчете на единицу площади плоскости контакта S .

Результирующая сил трения $P = \tau \cdot S$.

Разложим силу P на вертикальную и горизонтальную составляющие.

Горизонтальная составляющая

$$N = P \cdot \sin \alpha. \quad (2)$$

Сила сопротивления T при этом будет равна

$$T = N \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

где φ – угол трения между поверхностями трубы и гравия.

Таким образом сила сопротивления T обусловлена появлением сил трения, возникающих на плоскостях скольжения гравийного массива.

На плоскостях скольжения между касательными τ и нормальными напряжениями σ существует определенное соотношение [2]

$$\tau = \sigma \cdot \operatorname{tg} \alpha. \quad (5)$$

где α – угол внутреннего трения гравийного массива.

Нормальные напряжения в массиве гравия, возникают благодаря приложенной к трубе активной силе F .

$$\sigma = F / S_1, \quad (6)$$

где S_1 – площадь поперечного сечения массива гравия в зоне действия силы F .

Заметим, что поскольку поверхности скольжения развиваются также в зоне влияния силы F , то $S_1 = S \cdot \sin \alpha$.

С учетом этого выражения (5) (6) приобретают вид

$$\sigma = F \cdot S \cdot \sin \alpha \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow (a)$$

$$\tau = \frac{F}{S \cdot \cos \alpha} \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow (б)$$

При этом

$$P = \frac{F}{\cos \alpha} \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow | \rightarrow \rightarrow \rightarrow (с)$$

$$N = F \cdot \operatorname{tg} \alpha \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow (d)$$

Т.к. $T = N \cdot \operatorname{tg} \varphi$ (4), то $T = F \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow (k)$

и условие движения (1) имеет вид $(F > T)$

$$\operatorname{ctg} \alpha > \operatorname{tg} \varphi \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow \rightarrow (e)$$

Список использованных источников

- 1 Тарг С.М. Краткий курс теоретической механики. М.: Наука, 1967.
- 2 Пьянков С. А., Азизов З. К. Механика грунтов: учебное пособие /; Ульян. гос. техн. ун-т. – Ульяновск: УлГТУ, 2008.
- 3 Надаи А. Пластичность и разрушение твердых тел. – М.: Мир, 1969.

Рассмотрим один из запатентованных способов извлечения скважинного фильтра из гравийной обсыпки

Способ извлечения скважинного фильтра из гравийной обсыпки Приоритет: 10.09.2002 - пп. 1-20.	
Классы МПК:	E21B31/03 извлечение с помощью промывки
Автор(ы):	СТОЕШ Карл У. (US), ХОТОН Дейвид Б. (US), СОННИЕР Джеймс А. (US), ПИНДЕ Джералд Д. (US), ДЕГИРДжозеф П. (US)
Патентообладатель(и):	БЕЙКЕР ХЬЮЗ ИНКОРПОРЕЙТЕД (US)
Приоритеты:	подача заявки: 2003-09-02 публикация патента: 27.02.2008
Приоритет: 10.09.2002 - пп. 1-20.	

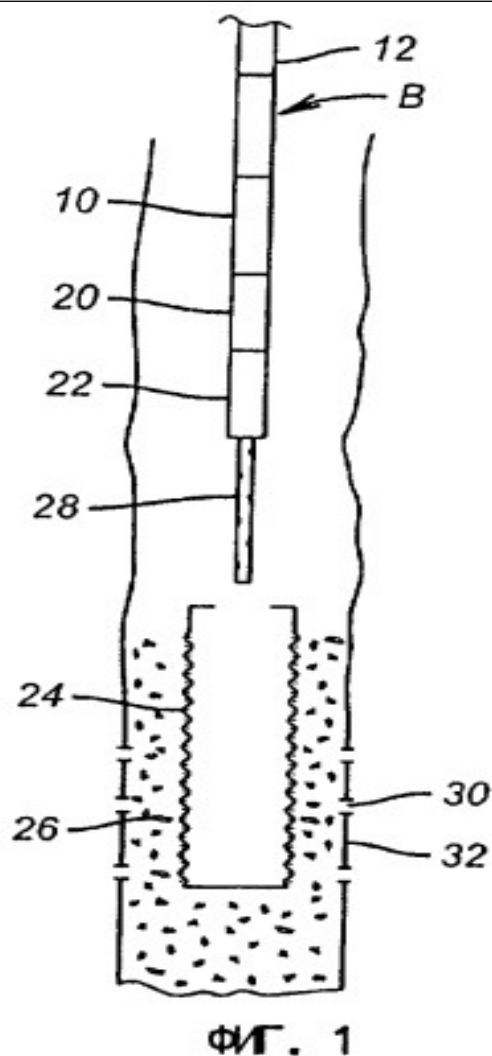
Способы извлечения фильтра

1. Способ извлечения из скважины фильтра после его гравийной обсыпки:
 - в скважину спускают колонну с захватным инструментом и инструментом для проделывания отверстий;
 - захватывают фильтр захватным инструментом;
 - инструментом для проделывания отверстий выполняют в фильтре, по меньшей мере, одно отверстие;
 - селективно подают в скважину текучую среду, посредством которой фильтр освобождают от гравия, и при помощи колонны извлекают фильтр.
2. Способ по п.1, в котором инструмент для проделывания отверстий вводят внутрь фильтра.

3. Способ по п.1, в котором попеременно с селективной подачей текучей среды на фильтр воздействуют вибрацией.....

Стреляющим перфоратором в фильтре выполняют отверстия, через которые гравий может проходить внутрь фильтра (фиг. 1).

Затем создают поток текучей среды, направляемый через реверсирующий клапан и вымывающий гравий внутрь пробитого перед этим фильтра, при этом одно-временно расшатывают фильтр в гравийной обсыпке вибрационным инструментом, что способствует прохождению гравия через фильтр.



10 – реверсирующий клапан;

12 – колонна труб;

14 изолирующее уплотнение;

16 – отверстие, в которое подается жидкость, как это показано стрелкой 18;

20 – вибродвигатель, а ниже него

22 – внутренняя труболовка или иной ловильный инструмент;

24 – фильтр;

26 – гравий (нанесен ранее при создании гравийной обсыпки);

иных устройств, предназначенных для проделывания отверстий.

30 – перфоратор для выполнения отверстий.

(можно текучей среды или химическим путем);

32 – обсадная труба.

Практические занятия 13– 14

Методики оценки качества скважины и соответствия рабочему проекту при строительстве

Необходимым условием для обеспечения качества сооружаемых объектов является удовлетворение требованиям технических регламентов (а при их отсутствии требованиям проекта) [1]. Однако понятно, что даже при выполнении требований качество объектов, завершаемых строительством, может быть различным, например отличным, хорошим или удовлетворительным. Это может быть результатом влияния таких факторов как условия, в которых сооружается объект, возможность контроля технологических параметров выполняемых операций и их результатов, а также исправления допущенного брака, квалификация исполнителя и т.д.

Сложность условий строительства, а также отсутствие возможности непосредственного наблюдения за процессами, происходящими, например, при углублении или креплении скважин, ставят их в разряд уникально сложных инженерных сооружений. Объект не только сложен в исполнении, но и потенциально опасен, поэтому при строительстве скважин выполняются определенные геофизические исследования, объем которых указан в проекте и регламентирован соответствующими нормативными документами [2]. Вывод о качестве выполненных операций делается косвенно по данным геофизических приборов.

В соответствии с Порядком, принятым в ОАО «Газпром», приемка скважин осуществляется комиссией [3, 4]. На основании изучения первичных учетных документов, приемочная комиссия должна сделать вывод, в том числе, и о качестве строительства скважины [5]. Заметим, что качество собственно скважины, полученной в результате строительства, при этом не оценивается.

Согласно методике [2] техническое состояние скважин должно обеспечить срок их службы не менее 30-ти лет при соответствующих режимах эксплуатации и техническом обслуживании. Проводя аналогию между техническим

состоянием и качеством объекта, логично сделать вывод о том, что при завершении строительства необходимо оценивать именно качество скважины.

При наличии соответствующего нормативного документа, оценка качества скважины могла бы выполняться, например, приемочной комиссией, службой супервайзеров, независимыми аудиторами, а также специально созданной комиссией.

Оценка должна выполняться коллегиально, специалистами, квалификация и объективность суждений которых не вызовет сомнений ни у заказчика, ни у подрядчика на строительство скважины.

Оценка качества скважин

Качество скважины (как категорию, не поддающуюся прямому измерению) предложено определять с использованием методов квалиметрии. В таблице 1 приведен набор параметров, используемых для оценки качества скважины. Подобные наборы параметров известны и используются при оценке качества строительства скважин [6, 7].

Отметим, что при получении набора определяющих факторов использовался принцип, суть которого заключается в том, что количество параметров, задаваемых для оценки качества скважины должно быть минимальным, но при этом характеризовать все этапы ее создания. Это аналогично п.1.5 ГОСТ 27.003-90 «Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности». При таком подходе не происходит нивелирования существенных факторов менее значимыми. Соблюдение абсолютно всех проектных требований (к режимным параметрам процессов; инструменту; компоновкам буровой и обсадных колонн; составам буровых и тампонажных растворов и т.д.) при строительстве скважины отслеживается оценкой соответствия. Поэтому качество скважины оценивается одновременно с соответствием при их строительстве.

Кроме того, выделены факторы, оказывающие доминирующее влияние на качество скважины, завершённой строительством – это попадание в круг допуска; наличие и величина МКД; наличие межпластовых перетоков; проницаемость призабойной зоны и суточный дебит скважины.

Таблица 1 – Определяющие параметры для оценки качества скважины

№ фактора	Наименование фактора
1	Попадание в круг допуска
2	Относительная кавернозность ствола пробуренного под обсадные колонны.
3	Соответствие плотности бурового раствора проектной (для каждого интервала бурения)
4	Соответствие рецептуры бурового раствора проектной
5	Отношение времени проведения буровых работ по проекту к фактическому
*6	Наличие и величина МКД
**7	Контакт «цементный камень-колонна»
**8	Контакт «цементный камень-порода»
9	Эксцентриситет цементного кольца, за эксплуатационной колонной
10	Соответствие плотности цементного камня, изготовленного в лаборатории из тампонажного материала с указанной в проекте
11	Соответствие фактического радиуса кривизны каждого искривленного участка проектному
12	Соответствие проницаемости призабойной зоны проницаемости пласта указанной в проекте
13	Соответствие суточного дебита скважины, указанному в проекте (при депрессии указанной в проекте)
***14	Соответствие типа перфоратора указанному в проекте
****15	Соответствие интервала перфорации указанному в проекте
16	Соответствие испытания скважины проектным требованиям
*****17	Соответствие времени освоения скважины, указанному в проекте
* – Учитывается максимальная величина МКД. $P_{\text{предельное}}$ – предельная величина МКД, при которой допускается эксплуатация скважин конкретного региона ** – Для скважин, сооружаемых в зонах залегания ММП, учитывается кондуктор. *** – В случае заканчивания скважины открытым забоем, факторы 15 и 16 исключаются. **** – Если по данным ГИС интервал перфорации корректируется, то его новое (указанное в деле скважины) значение считается «проектным». ***** – В качестве времени освоения рассматривается время выполнения всего цикла операций по освоению скважины	

Каждый параметр имеет соответствующее численное значение q_i . Формулы для расчета количественных значений факторов получены с учетом: данных геофизических исследований; значений, указанных в рабочих проектах на строительство скважины; отклонений, допускаемых нормативными документами; характеристик, полученных на основании практического опыта предприятий отрасли; а также с использованием формулы средневзвешенной величины [8].

Кроме того, численные значения факторов зависят от значений логически взаимосвязанных с ними доминирующих факторов. Например, факторы № 2-5 (таблица 1), косвенно характеризующие качество бурения скважины, не могут получить более высокую оценку, чем взаимосвязанный с ними доминирующий фактор №1 – попадание в круг допуска.

Например, формула для расчета численного значения фактора № 1 (q_1)

$$q_1 = \begin{cases} 1,0 & \text{при } R_{\text{факт}} \leq R_{\text{проект}} \\ 0 & \text{при } R_{\text{факт}} > R_{\text{проект}} \end{cases} \quad (1)$$

где $R_{\text{факт}}$ и $R_{\text{проект}}$ – фактический и проектный радиус круга допуска.

При этом формула для расчета численного значения фактора №5 имеет вид

$$q_5 = q_1 \times \begin{cases} 1 & \text{при } t_{\text{факт}} \leq t_{\text{проект}} \\ \frac{t_{\text{проект}}}{t_{\text{факт}}} & \text{при } t_{\text{факт}} > t_{\text{проект}} \end{cases}, \quad (2)$$

где $t_{\text{факт}}$ и $t_{\text{проект}}$ – фактическое и проектное время проведения буровых работ.

Рациональным представляется расчет количественных значений определяющих факторов (q_i) подрядчиком, выполняющим строительство скважины.

Кроме численного значения, каждый параметр имеет весовой коэффициент m_i (i -номер фактора), представляющий собой ожидаемую вероятность влияния определяющего фактора на качество скважины.

Величины коэффициентов значимости индивидуальны для каждой скважины и определяются в результате экспертного опроса членов комиссии, выполняющих оценку ее качества. При этом члены комиссии (эксперты) дают

оценку в баллах значимости каждого фактора по десяти или пяти балльной шкале (на выбор комиссии). Оценки экспертов рассматриваются как точечные, поскольку не подчиняются какому-либо закону распределения. Необходимым условием для расчета коэффициентов значимости является согласованность оценок экспертов. Для точечных оценок согласованность определяется значением коэффициента вариации k_r [9]

$$k_r = \frac{q_{rt_3} - q_{rt_1}}{2Me} \quad (3)$$

где q_{rt_1} – первый квартиль – это значение оцениваемой величины, не более которого имеют 25 % всех экспертных оценок;

q_{rt_3} – третий квартиль – это значение оцениваемой величины, не более которого имеют 75 % всех экспертных оценок.

Оценки считаются хорошо согласованными, если $k_r < 0,2$.

Подчеркнем, что согласованность оценок экспертов устанавливается для каждого фактора. Если согласованность мнений экспертов установлена, то обобщенным значением экспертных оценок является медиана Me , это значение оцениваемой величины, меньше которого имеют 50 % всех оценок. Если число экспертов нечетное, то Me совпадает со средней по номеру оценкой. Если четное – то Me находится посередине интервала между двумя соседними оценками с номерами, ближайшими к среднему [9]. Коэффициент значимости m_i рассчитывается по формуле

$$m_i = \frac{Me_i}{\sum_{i=1}^N Me_i} \quad (4)$$

После того как определены количественные значения факторов и их коэффициенты значимости, рассчитывается **коэффициент качества K** скважины по формуле средневзвешенного значения

$$K = \sum_{i=1}^N (m_i \cdot x_i) \quad (5)$$

где N – количество определяющих факторов.

Отметим, что величины q_i и m_i нормированы от 0 до 1.

Разумеется, что прежде чем оценить в баллах влияния каждого фактора на качество скважины члены комиссии должны ознакомиться с рабочим проектом на ее строительство, общим журналом работ и информацией подготовленной подрядчиком (количественными значениями определяющих факторов).

Качество скважины оценивается в зависимости от значения коэффициента качества согласно таблице 2.

Таблица 2 – Оценка качества скважины

Оценка	К
отличное	$0,9 \leq K < 1,0$
хорошее	$0,8 \leq K < 0,9$
удовлетворительное	$0,7 \leq K < 0,8$

Оценка «плохо» не применяется, поскольку методика предназначена для скважин, пригодных к эксплуатации.

Диапазоны значений коэффициента K получены в результате вычислительного эксперимента, который заключался в том, что выполнялись расчеты его величин при различных числовых значениях определяющих факторов (при постоянных значениях коэффициентов значимости). Меняя значения q_i так, чтобы их наборы соответствовали отличному, хорошему и удовлетворительному качеству скважины, были рассчитаны соответствующие диапазоны значений K .

Окончательное значение диапазонов изменения K , соответствующих отличному, хорошему и удовлетворительному значению качества скважины может быть откорректировано после апробации методики. Возможно, что для разных регионов диапазоны значений K , будут различными.

Процедура оценки качества скважины (кроме получения числовых значений факторов) автоматизирована в среде MS Excel.

Оценка соответствия при строительстве скважин

По определению, соответствие – это выполнение требования, т.е. степень исполнения рабочего проекта при строительстве скважины. Поэтому вначале в предположении равнозначности по степени исполнения разделов проекта рассчитывается показатель соответствия S , являющийся отношением исполненных при строительстве положений проекта к их общему количеству N . Он рассчитывается по формуле

$$S = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N s_i, \quad (6)$$

где s_i определяется как отношение количества подразделов i -го раздела проекта, выполненных при строительстве скважины g_i , к общему количеству подразделов n_i i -го раздела.

$$s_i = \frac{g_i}{n_i}, \quad i = 1, 2 \dots N. \quad (7)$$

Соответствие оценивается в зависимости от величины показателя S , таблица 3.

Таблица 3– Оценка соответствия при строительстве скважины

Оценка соответствия	S
Соответствует	$S = 1,0$
Соответствует с допуском отклонением	$0,8 \leq S < 1,0$
Имеются серьезные отклонения	$S < 0,8$

Как видно введен допуск на отступление от разделов проекта при строительстве скважины. Это сделано для учета тех ситуаций, когда подрядчик при оперативном реагировании на изменение ситуации в скважине, выполнил действия с отступлением от проекта, но с целью недопущения, например, осложнения или аварийной ситуации. Наличие таких ситуаций оценивается комиссией.

Оценка качества скважины и соответствия в комплексе, позволит более объективно оценить деятельность подрядчика. Так, например, получение низкой оценки качества скважины при высоком соответствии может свидетельствовать о просчетах, допущенных в проекте.

Отметим, что за исключением подготовки исходных данных процедура расчета коэффициента соответствия и оценки соответствия (при строительстве скважин) также автоматизирована в среде MS Excel.

Апробация разработанной методики позволит определить ее целесообразность, а также возможность получения и систематизации по регионам фиксированных значений коэффициентов значимости определяющих факторов.

Список использованных источников

1 Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97

2 Методика контроля технического состояния скважин. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. – 69.

3 Распоряжение № 166 от 12.08.2001 «Об утверждении Порядка оформления приемки законченных строительством скважин (объектов эксплуатационного бурения) и геологоразведочных работ, выполненных по договорам на реализацию инвестиционных проектов ОАО «Газпром».

4 Методика планирования и учета расходов на освоение природных ресурсов. 20.09.03 № А.Г- 884. М.: ОАО «Газпром».

5 РД 9510-58-85 «Регламент на взаимоотношения заказчика и подрядчика при кустовом строительстве скважин в системе ВПО Тюменгазпром».

6 Впервые создан стандарт на законченную бурением глубокую нефтяную скважину [Текст]/ В. О. Белорусов // Нефтегазовые технологии. –1998.– № 1.– С. 10-12.

7 Методика оценка качества строительства скважин и результаты ее применения в ОАО «Татнефть» [Текст] / И.Г. Юсупов, С.И. Амерханова, Р.И. Катеев // Бурение и нефть, 2008 г. – № 9.– с. 48-52.

8 Бронштейн, И. Н. Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов [Текст]/ И. Н. Бронштейн, К. А. Семендяев. – М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1953 – С. 608.

9 Хвастунов, Р. М. Экспертные оценки в квалиметрии машиностроения [Текст]/ Р. М. Хвастунов, О. И. Ягелло, В. М. Корнеева [и др.]. – М.: АНО «ТЕХНОНЕФТЕГАЗ», 2002. – 130 С.

Практические занятия 15– 16

Расчет остаточного ресурса скважины

Теоретические положения

Ресурс конструкций t (год) при общем коррозионном повреждении принято прогнозировать по скорости коррозии v (мм / год). При этом он рассчитывается как отношение

$$t = u' / v \cdot n, \quad (1)$$

где u' (мм) - уменьшение толщины стенки, которое является разностью между ее фактическим значением и минимально необходимым для работы конструкции с нормативным коэффициентом запаса, а n – коэффициент запаса, формально учитывающий тип коррозионной среды и условия протекания процесса.

В упрощенном варианте, для конструкций, работающих на статические нагрузки, что характерно для подавляющего числа обсадных колонн, скорость коррозии допускается определять как отношение изменения толщины стенки $\Delta\delta$ (мм) к периоду времени Δt (год), за которое оно произошло

$$v = \Delta\delta / \Delta t, \quad (2)$$

Понятно, что ресурс, прогнозируемый по линейной зависимости, имеет линейную характеристику. Это не соответствует физической сущности процесса.

Более точный способ расчета ресурса требует определения скорости коррозии в функции параметров, влияющих на процесс повреждения. Существуют зависимости, полученные разными авторами, например, в [1] скорость коррозии определяется как

$$V = v_0 \cdot \exp \sigma_{cp} V / RT,$$

где v_0 (мм/год)- скорость коррозии ненапряженного металла, σ_{cp} (МПа)– среднее напряжение в конструкции; V – молярный объем металла; R и T – уни-

версальная газовая постоянная и абсолютная температура. Авторами /2/ приводится следующая зависимость

$$v = \sqrt{Q} \cdot 0,0008 \cdot (C_{\text{CO}_2})^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{P_p}{P_p + 0,28 \times \frac{1}{\theta}} \cdot (\gamma_n - \gamma_r) 0,5 \cdot t$$

где Q – дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$); C_{CO_2} – объемная концентрация углекислого газа в процентах; P_p – максимальное рабочее давление (МПа); γ_n и γ_r – влажность газа в процентах в пласте и на устье скважины соответственно; t ($^{\circ}\text{C}$) – температура газа на устье скважины при отборе газа.

В первом случае для определения скорости коррозии потребуется экспериментально установить v_0 (при данном типе коррозионной среды и температуре, химическом составе металла, и т.д.), например, на образцах – свидетелях.

Во втором - скорость коррозии ставится в зависимость от наличия и концентрации двуокиси углерода и разности значений влажности газа в пласте и на устье скважины, т.е. от способа и точности их замеров.

Как видно, количество и состав параметров, влияющих на скорость коррозии, могут устанавливаться различными исследователями по-разному.

Универсальное выражение для расчета скорости коррозии отсутствует.

Предлагается, ресурс обсадных труб с общим коррозионным износом внутренней поверхности прогнозировать не по скорости коррозии, а по снижению их несущей способности, которая будет происходить по закономерности, отвечающей именно общему коррозионному поражению. Оценить снижение несущей способности можно коэффициентом, равным отношению предельного избыточного давления для поврежденной трубы к его соответствующей номинальной величине. В общем случае, таких коэффициентов может быть два, соответствующих снижению несущей способности конструкции к наружному и к внутреннему давлению.

В таком случае, установить закономерность снижения несущей способности трубы при общем коррозионном повреждении внутренней поверхности, означает – получить выражения для расчета коэффициентов снижения несущей

способности в зависимости от исходной толщины стенки и глубины коррозии. Это можно сделать следующим образом.

Разрабатывается расчетная схема, отражающая влияние общего коррозионного повреждения внутренней поверхности трубы на ее несущую способность /3/ (при этом общая коррозия рассматривалась как геометрический концентратор напряжений и как фактор, приводящий к снижению физико-механических характеристик конструкции).

По полученной расчетной схеме для труб каждого диаметра и толщины стенки при нарастающей (например, с интервалом 0,5 - 1 мм) глубине коррозионного повреждения определяется величина предельных давлений и соответствующие значения коэффициентов снижения несущей способности. Полученные данные проходят статистическую обработку, в результате которой устанавливаются выражения для расчета коэффициентов снижения несущей способности в функции номинальной толщины стенки и глубины коррозии.

По сути, такие выражения являются новыми характеристиками обсадных труб. Отметим, что способ получения характеристик делает их универсальными для любого типа среды, вызывающей общий коррозионный износ труб (кроме среды, содержащей сероводород).

Рассмотрим, последовательность получения выражения для расчета коэффициента снижения несущей способности к внутреннему давлению поврежденных обсадных труб диаметром 168,3 мм и способ его использования для прогнозирования их остаточного ресурса.

В таблице 1 приведены результаты расчетов, выполненных для зацементированных обсадных труб по расчетной схеме, полученной в /3/. Это значения коэффициентов снижения несущей способности к внутреннему давлению K_2 , представленные к статистической обработке, где «б» – толщина стенки трубы, а «и» – глубина коррозии. Из таблицы удалена часть результатов, приводящих к завышению коэффициентов снижения несущей способности при нулевой глубине повреждения (для труб с толщиной стенки 10,6 и 12,1 мм).

Таблица 1 – Коэффициенты снижения несущей способности поврежденных труб к внутреннему давлению

б/и (мм)	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	5	6	7	8
7.3	1	0.698	0.63	0.563	0.5	0.439	0.382	0.33	0.278	0.18	0.1		
8	1	0.758	0.689	0.619	0.553	0.49	0.432	0.378	0.325	0.23	0,145		
.9	1	0.86	0.78	0.705	0.634	0.567	0.504	0.445	0.389	0.289	0,2		
10.6	1	0.94	0.864						0.478	0.377	0.273	0.211	0,143
12.1	1									0.487	0.389	0.303	0.227

На рисунке 1 представлены графики зависимости коэффициентов снижения несущей способности от глубины повреждения для каждой толщины стенки трубы и аппроксимирующие выражения, где «у» – обозначен коэффициент снижения несущей способности, нижний индекс при «у» соответствует толщине стенки от 7,3 до 12,1 мм, «х» – глубина повреждения, R^2 – квадрат коэффициента корреляции, характеризующего погрешность аппроксимации.

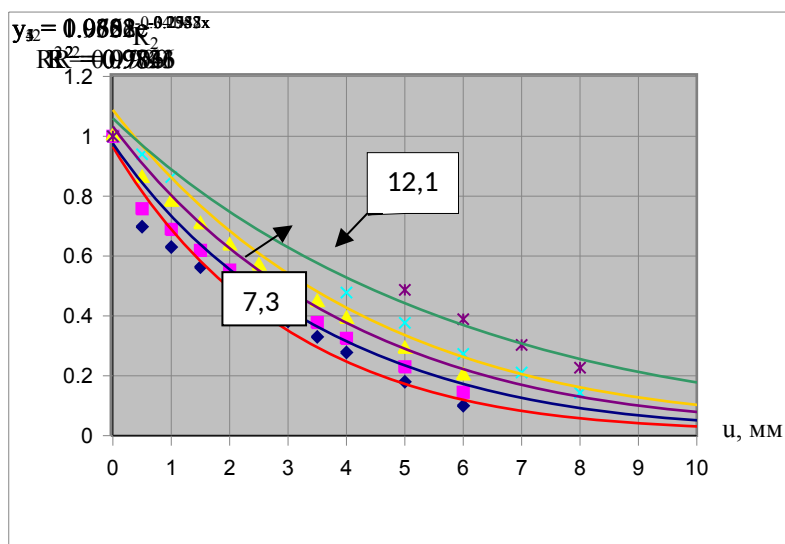


Рисунок 1 – Графики зависимости несущей способности труб с толщиной стенки от 7,3 до 12,1 мм к внутреннему давлению от глубины коррозионного повреждения и аппроксимирующие выражения

Далее устанавливаются зависимости коэффициентов в аппроксимирующих выражениях от толщины стенки. В таблице 2 приведены их значения, где коэффициенты, стоящие перед экспонентой обозначены «а», а в показателе ее степени - «с». На рисунке 2 показаны графики зависимости коэффициентов от толщины стенки и приведены аппроксимирующие зависимости. В выражениях «у» - соответствует коэффициентам, а «х» – толщине стенки.

Таблица 2 – значения коэффициентов в аппроксимирующих выражениях

б	а
7.3	0.965
8	0.9762
8.9	1.0328
10.6	1.0882
12.1	1.0601

б	с
7.3	-0.341
8	-0.2933
8.9	-0.2557
10.6	-0.2348
12.1	-0.178

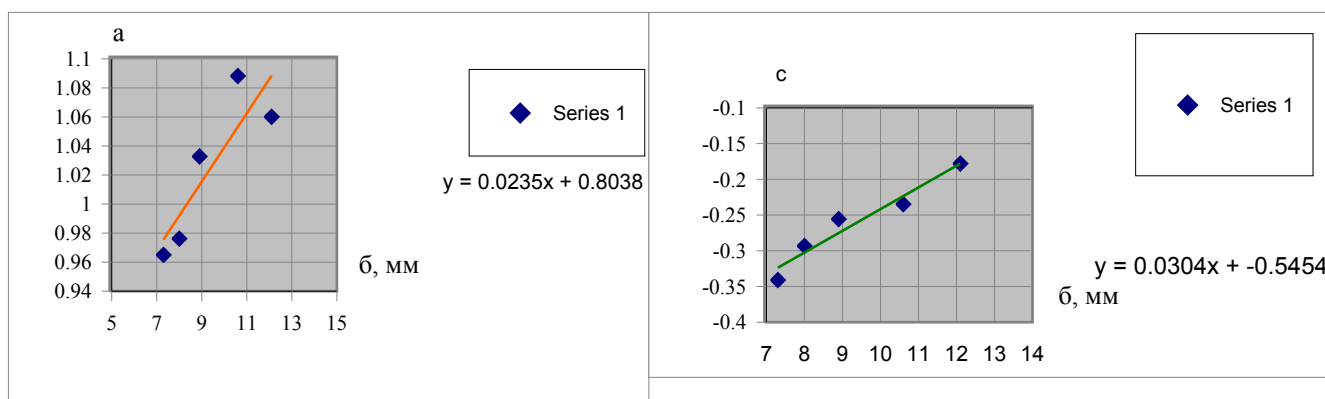


Рисунок 2 - Аппроксимирующие выражения для коэффициентов уравнений

Результирующее выражение для расчета коэффициента снижения несущей способности труб диаметром 168,3 мм к внутреннему давлению в зависимости от номинальной толщины стенки и глубины повреждения имеет вид:

$$K_2 = (0,0235 \cdot б + 0,8038) \exp((0,0304 \cdot б - 0,5455) у). \quad (5)$$

Выражение (5) - это и есть характеристика, определяющая закономерность снижения несущей способности трубы к внутреннему давлению при общем коррозионном повреждении внутренней поверхности. Его предлагается использовать для прогнозирования ее остаточного ресурса.

Для этого уравнение преобразовывается относительно «u» и по нему рассчитывается предельно допускаемая величина износа

$$u = \frac{\ln[K_2 / (0,0235 \times \delta_H + 0,8038)]}{0,0304 \times \delta_H - 0,5455} \quad (6)$$

Коэффициент снижения несущей способности K_2 при этом известен. Он равен отношению рабочего избыточного давления (при нормативном коэффициенте запаса) к давлению, при котором максимальные напряжения для этой же, но новой трубы равны пределу текучести материала.

Скорость коррозии устанавливается по зависимости (2), она линейна. Ресурс рассчитывается по формуле (1), в которой при прежней форме изменилось содержание. Теперь в числителе находится сугубо нелинейная величина, связанная с характеристикой несущей способности конструкции при общем коррозионном повреждении и определяющая нелинейный характер ее ресурса. В этом заключается суть прогнозирования ресурса по прочностной надежности. Коэффициент запаса в формуле (1) $n = 1$ в виду отсутствия неопределенности при получении характеристики, по которой прогнозируется ресурс.

Пример расчета остаточного ресурса эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм скважины подземного хранилища газа

Пусть верхний интервал колонны до глубины 60 м скомпонован из труб с толщиной стенки 8,9 мм, нижерасположенный - из труб с толщиной стенки 8

мм. Трубы изготовлены из стали группы прочности Д. Глубина спуска колонны – 1500 м. Колонна зацементирована до устья.

На момент геофизического обследования колонна прослужила 30 лет. Давление закачки газа равно 14,8 МПа.

Для труб с толщиной стенки 8 мм номинальное значение внутреннего давления, при котором максимальные напряжения равны пределу текучести материала $P_T = 31,6$ МПа, для труб с толщиной стенки 8,9 мм – $P_T = 35,1$ МПа.

К особенностям эксплуатации колонны относится переменный уровень пластовой воды, достигающий в период отбора газа отметки 800 м от устья.

Можно предположить, что максимальному коррозионному износу будут подвергаться два интервала колонны: верхний, ввиду работы при растягивающих (окружных) напряжениях и интервал с переменным уровнем агрессивной среды – пластовой воды.

В результате геофизического обследования технического состояния колонны установлено, что характерным видом повреждения труб является многосторонний коррозионный износ. В интервале обследования 0 – 50 м установлено, что величина коррозионного износа составляет $\Delta\delta = 1$ мм, в интервале 800-900 м $\Delta\delta = 2,5$ мм.

Предельная величина внутреннего давления для поврежденных труб (рассчитанная в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-117) при глубине коррозионного повреждения, равного 1 мм, составляет

$$P_{T1} = 27,0 \text{ МПа, при глубине } 2,5 \text{ мм } P_{T2} = 17,9 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем остаточный ресурс труб поврежденных интервалов колонны.

Остаточный ресурс рассчитывается по формуле (5.5)

$$T_{\text{ост}}^{\text{ок}} = u' / V \text{ (год).}$$

А. Расчет остаточного ресурса труб интервала от 0 до 50 м (обозначим (обозначим его T_1))

Рассчитаем по формуле (4.7) темп (скорость) коррозионного износа труб данного интервала колонны:

Определим допускаемую величину коррозионного износа стенки u' (мм) поврежденных труб, которая рассчитывается по соответствующему выражению таблицы 4.5, но с заменой K_2 на K'_2 и δ_n (мм) на $\delta_{\min}$ (мм):

$$u = \frac{\ln[K'_2 / (0,0235 \cdot \delta_n + 0,8038)]}{0,0304 \cdot \delta_n - 0,5455},$$

$n_2 = 1,15$; согласно Инструкции [10] $P'_{T1} = 27,0$ МПа; $P_{\text{вн. изб}} = 14,8$ МПа;

$$\delta_{\min} = 8,9 - 1 = 7,9 \text{ (мм)},$$

$$K'_2 = n_2 \cdot P_{\text{вн. изб}} / P'_{T1} = 1,15 \cdot 14,8 / 27,0 = 0,63,$$

$$u = 1,48 \text{ мм}$$

Рассчитаем остаточный ресурс для данного интервала колонны:

$$T_1 = u' / V = 1,48 / 0,033 = 44,8 \text{ (года)}.$$

Б. Расчет остаточного ресурса труб, расположенных в интервале колонны от 800 до 900 м, (обозначим его T_2)

Рассчитаем скорость коррозии труб данного интервала колонны:

$$V = 2,5 / 30 = 0,083 \text{ (мм/год)}.$$

Аналогично предыдущему определим для поврежденных труб допускаемое уменьшение толщины стенки u' . Определим в соответствии с Инструкцией [10] максимальную для рассматриваемого интервала колонны величину внутреннего избыточного давления (отметка 800 м, здесь $P_{\text{нар}} = 8,6$ МПа, оно рассчитывается как гидростатическое давление жидкости с удельным весом $1,08 \cdot 10^4 \text{ н/м}^3$):

$$P_{\text{вн. изб}} = P_{\text{вн}} - P_{\text{нар}} = 14,8 - 8,6 = 6,2 \text{ (МПа)};$$

$$P'_{T2} = 17,9 \text{ МПа}; P_{\text{вн. изб}} = 6,2 \text{ МПа}; \delta_{\min} = 8,9 - 2,5 = 6,4 \text{ (мм)};$$

$$K'_2 = n_2 \cdot P_{\text{вн. изб}} / P'_{T2} = 1,15 \cdot 6,2 / 17,9 = 0,398;$$

$$u = 2,49 \text{ мм}$$

Рассчитаем остаточный ресурс для данного интервала колонны:

$$T_2 = u' / V = 2,49 / 0,083 = 30 \text{ (лет)}.$$

Остаточным ресурсом колонны является наименьшее из значений, полученных при расчете ресурса для ее рассмотренных интервалов. Остаточный ресурс колонны составляет 30 лет.

Для сравнения рассчитаем ресурс колонны упрощенно по скорости коррозии.

Для интервала 0 – 50 м скорость коррозии равна $v = 0,033$ и (мм/год), остаточная толщина стенки труб $\delta_{\text{ост}} = 8,9 - 1 = 7,9$ мм.

Минимально допускаемое значение толщины стенки для работы труб на избыточное рабочее давление $P_p = 14,8$ МПа рассчитаем, используя формулу для расчета труб на внутреннее давление по инструкции /2/, из которой

$$[\delta] = P_p D \cdot n / (0,875 \cdot \sigma_T \cdot 2), \quad (7)$$

где D (мм) – наружный диаметр колонны, $\sigma_T = 379$ МПа – предел текучести стали группы прочности Д.

$$[\delta] = 14,8 \cdot 168,3 \cdot 1,115 / (0,875 \cdot 379 \cdot 2) = 4,3 \text{ мм.}$$

Допускаемая величина коррозионного износа трубы составит

$$u' = \delta_{\text{ост}} - [\delta] = 7,9 - 4,3 = 3,6 \text{ мм.}$$

Ресурс данного интервала колонны равен

$$t = u' / v = 3,6 / 0,033 \approx 109 \text{ лет.}$$

Для интервала 800 – 900 м скорость коррозии равна $v = 0,083$ и (мм/год), остаточная толщина стенки труб $\delta_{\text{ост}} = 8 - 2,5 = 5,5$ мм.

Минимально допускаемое значение толщины стенки для работы труб на избыточное рабочее давление $P_p = 7$ МПа равно

$$[\delta] = 7 \cdot 168,3 \cdot 1,115 / (0,875 \cdot 379 \cdot 2) = 2,04 \text{ мм.}$$

Допускаемая величина коррозионного износа трубы составит

$$u' = \delta_{\text{ост}} - [\delta] = 5,5 - 2,04 = 3,46 \text{ мм.}$$

Остаточный ресурс данного интервала колонны равен

$$t = 3,46 / 0,083 \approx 42 \text{ года.}$$

Остаточным ресурсом колонны является наименьшее из значений, полученное для рассматриваемых интервалов. Остаточный ресурс колонны составляет 42 года.

Как видно, упрощенный расчет дает завышенные значения остаточного ресурса колонны. Это введет в заблуждение, например, при планировании сроков проведения ремонтных работ в скважине, со всеми вытекающими из этого последствиями.

Отметим особо, что выражение (5) также является характеристикой снижения несущей способности корродированных труб и к наружному давлению. Дело в том, что для расчетов коэффициентов снижения несущей способности используется теория тонкостенных оболочек. Расчет тонкостенных конструкций на наружное и на внутреннее давление выполняется по одним и тем же зависимостям, меняется только знак нагрузки. С уменьшением толщины стенки напряженное состояние труб все более будет соответствовать рассчитываемому по используемой теории.

Таким образом, если получена характеристика снижения несущей способности конструкции при общем коррозионном повреждении, то нет необходимости тратить усилия на поиски зависимости для скорости коррозии. Достаточно определения ее как линейной величины, вычисляемой как отношение изменения толщины стенки конструкции к периоду времени, за которое оно произошло.

Предлагаемый принцип расчета может быть использован и для расчета конструкций другого типа, особое значение при этом имеет разработка соответствующей расчетной схемы, отражающей работу поврежденной конструкции при рассматриваемом виде нагружения.

Список использованных источников

1. Гутман Э. М., Зайнуллин Р.С., Шаталов А.Т. и др. Надежность и качество. Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа. – М.:Недра,1984. - 74 с.
2. Стандарт предприятия. Подземные хранилища газа. Методика обследования технического состояния скважины на ПХГ с целью определения срока и условий, при которых дается разрешение на дальнейшую эксплуатации: СТП 320.30019801.034.- -2001. – Разработана ДП «Укргаздобыча», введена 01.01.2002.
3. Федорова Н.Г. Несущая способность обсадных труб при общем коррозионном повреждении внутренней поверхности. // Нефтяное хозяйство. 2004. - № 4.

Практические занятия 17– 18

Рассмотрение раздела федеральных норм и правил Экспертиза промышленной безопасности скважин

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ»
для студентов направления подготовки /специальности
21.04.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль)/специализация Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в
сложных горно-геологических условиях

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей основной образовательной программы (далее ООП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО	108
II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.....	109
III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.....	110

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки инженера, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

–образовательная программа подготовки инженера состоит из дисциплин федерального компонента, дисциплин национально-регионального (вузовского) компонента, дисциплин по выбору студента, а также факультативных дисциплин. Дисциплины вузовского компонента и дисциплины по выбору студента в каждом цикле должны содержательно дополнять дисциплины, указанные в федеральном компоненте цикла;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки магистранта должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

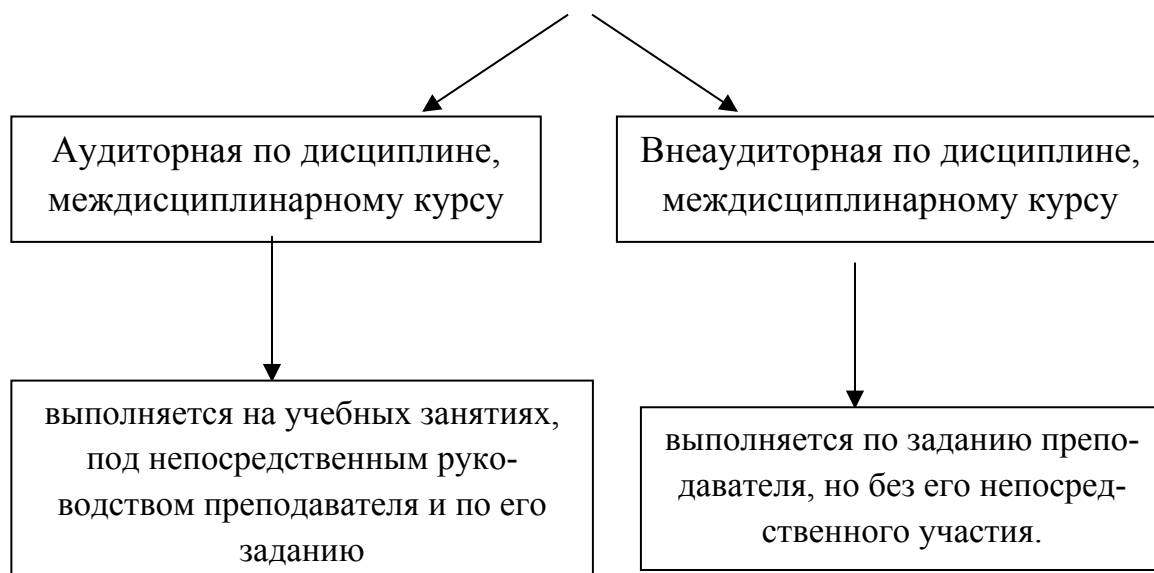
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин, профессиональных модулей и междисциплинарных курсов,
- в рабочих программах учебных дисциплин, профессиональных модулей и междисциплинарных курсов с распределением по разделам или конкретным темам.

II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.

5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной
работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям
3. Решение задач