

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра морского нефтегазового дела

Кафедра морского нефтегазового дела

**Методические указания
к практическим работам для студентов**

Дисциплина	<u>Б1.В.02.04 Геолого-технологические исследования при бурении на Арктическом шельфе</u> <small>код и наименование дисциплины</small>
Направление подготовки/специальность	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u> <small>код и наименование направления подготовки /специальности</small>
Направленность/специализация	<u>Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового наименование направленности (профиля) /специализации образовательной программы комплекса Арктического шельфа</u>
Квалификация выпускника	<u>бакалавр</u> <small>указывается квалификация (степень) выпускника в соответствии с ФГОС ВО</small>
Кафедра-разработчик	<u>морского нефтегазового дела</u> <small>наименование кафедры-разработчика рабочей программы</small>

Мурманск
2019

Составители – Кортаев Борис Александрович, доцент кафедры морского нефтегазового дела.

МУ к ЛР рассмотрены и одобрены кафедрой морского нефтегазового дела «3» октября 2019 года, протокол № 1.

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

ВВЕДЕНИЕ

Программой курса предусмотрено восемь практических работ, в процессе выполнения которых закрепляется теоретический материал.

Описание каждой работы содержит цель работы, общие сведения, краткое описание практических расчетов. Результаты практической работы показываются преподавателю.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

- 1. Лукьянов И.С. и др.** Геолого-технологические исследования. М:- Недра, 1998.
- 2. РД 153 - 39.0 – 069 – 01** Техническая инструкция по проведению ГТИ нефтяных и газовых скважин.
- 3. Муше Ж.П.** Аномальные пластовые давления в процессе бурения. Техническое руководство.
- 4. Александров Б.Л.** Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазовых бассейнах.
- 5. Логанов Ю.Д.** Открытые фонтаны и борьба с ними. М:- Недра, 1991.
- 6.** Научно-технический вестник. Каротажник № 77.
- 7. Шевцов В.Д.** Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. М: Недра, 1998.

Практическая работа № 1

РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ d-ЭКСПОНЕНТЫ

В 70 годы были разработаны различные методы «нормализации» механической скорости бурения. Целью их было устранение вариаций технологических параметров процесса бурения, и дать представительный параметр буримости горной породы. Построение d-экспоненты будем производить без учета износа долота.

Порядок выполнения работы

Расчет и построение d-экспоненты и тренда

d - экспонента рассчитывается по следующей зависимости:

$$d = \frac{\lg[V / (60 \cdot N)]}{12 \cdot W / (10^6 \cdot D)},$$

где V- скорость, ft/min; N – об/мин; W- нагрузка на долото, фунты, D-диаметр долота, дюймы. Для метрической системы рекомендуется следующий вид d-экспоненты:

$$d = \frac{1.26 - \lg(V / N)}{1.58 - \lg(W / D)}$$

В таблице 1 приведены исходные данные к расчету d-экспоненты.

Таблица 1

Глубина, м	V, м/ч.	N, об/мин.	W, т.
2001	3.9	63	10.9
2002	3.7	63	10.9
2003	3.5	64	9.5
2004	3.3	65	10.7
2005	3.0	65	10.2
2006	2.7	62	10.2
2007	2.3	63	9.4
2008	2.0	60	9.2
2009	2.3	64	9.8
2010	2.7	62	9.5
2011	3.0	63	9.5
2012	3.3	61	9.1
2013	3.5	62	9.4
2014	3.8	62	9.3
2015	4.0	63	9.3
2016	3.6	62	9.2
2017	3.5	65	9.5
2018	3.2	64	9.4
2019	2.8	62	9.3
2020	2.3	64	9.2

Расчитанная d_c корректируется с учетом плотности бурового раствора и региональной плотности:

$$ds = d_c \cdot \frac{\rho_{рег}}{\rho_{экс}}$$

где, $\rho_{рег}$ - региональная плотность создающая гидростатическое давление, $\rho_{экс}$ - эквивалентная плотность бурового раствора. Интервал построения задается преподавателем.

Построение трендовой линии d_n

Трендовая линия строится по двум точкам методом избранных точек. Базовое уравнение:

$$d_n = ax + b$$

Трендовая линия отражает уплотнение горных пород и также характеризует буримость горной породы.

Практическая работа № 2

РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ а-ЭКСПОНЕНТЫ

В отличие от d – экспоненты, которая получена эмпирическим путем, a – экспонента получена на основании теории подобия.

Порядок выполнения работы

Расчет и построение a -экспоненты и тренда

a - экспонента рассчитывается по следующей зависимости:

$$a = \frac{\lg[V / (60 \cdot N)]}{\lg[(W / \rho \cdot g \cdot D^2)]},$$

где V -механическая скорость, мин/м; N – об/мин; W - нагрузка на долото, т, D -диаметр долота, м, ρ - плотность промывочной жидкости, кг/м³.

Данные для расчета a - экспоненты приведены в таблице 1.

Рассчитанная a_p корректируется с учетом плотности бурового раствора и региональной плотности:

$$a = a_p \cdot \frac{\rho_{рег}}{\rho_{экс}},$$

где, $\rho_{рег}$ - региональная плотность создающая гидростатическое давление, $\rho_{экс}$ - эквивалентная плотность бурового раствора. Интервал построения задается преподавателем.

Построение трендовой линии a_n

Трендовая линия строится по двум точкам методом избранных точек. Базовое уравнение:

$$a_n = ax + b.$$

Трендовая линия отражает уплотнение горных пород и также характеризует буримость горной породы.

Практическая работа № 3

ОЦЕНКА ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО d – ЭКСПОНЕНТЕ

Оценка порового давления по d –экспоненте является прогнозной, а не достоверной. Достоверные данные о поровом давлении дают прямые методы: отбор флюида или гидродинамические исследования.

Порядок выполнения работы

Оценка порового давления по d - экспоненте

Расчетная формула по определению порового (пластового) давления приведена ниже:

$$\text{grad}P_f = \text{grad}P_g - B \cdot \left(\frac{d_s}{d_n} \right)^{1.2}$$

где $\text{grad}P_g$ - градиент горного давления, $B = \text{grad}P_g - \rho_{\text{пез}}$. Давление P_f рассчитывается для всего интервала глубин, бар. $\text{grad}P_g = 2.31 \text{ г/см}^3 \cdot 1 \text{ бар} = 1.02 \text{ кг/см}^2$, $1 \text{ МПа} = 10.1972 \text{ кг/см}^2$.

$$P_f = 0.0981 \cdot \text{grad}P_f \cdot L.$$

Практическая работа № 4

РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ $\sqrt{\sigma}$ -ЭКСПОНЕНТЫ

$\sqrt{\sigma}$ - экспонента предназначена для расчета и прогнозирования АВПД в карбонатных отложениях. Как и d – экспонента она строится по тем же данным.

Порядок выполнения работы

Расчет и построение $\sqrt{\sigma}$ экспоненты и тренда

Расчет осуществляется в следующей последовательности:

$$\sqrt{\sigma_t} = \frac{W^{0.5} \cdot N^{0.25}}{D \cdot V^{0.25}} + 0.028 \cdot (7 - 0.001 \cdot L)$$

где, D – диаметр долота, L – глубина скважины.

Далее рассчитывается $\sqrt{\sigma_0}$ с учетом дифференциального давления:

$$\sqrt{\sigma_0} = F \sqrt{\sigma_t}$$

Рассчитывается вспомогательная величина, F :

$$F = 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + n^2 \cdot \square P^2}}{n \cdot \square P},$$

где, n – расчетный параметр времени требующегося для выравнивания дифференциального давления между раствором с учетом шлама и пластом, $\square P = 0.1 \cdot (\rho_{\text{экс}} - \rho_{\text{пез}}) \cdot L$

Если $\sqrt{\sigma_t} \leq 1$ то $n = \frac{3.25}{640 \cdot \sqrt{\sigma_t}}$,

если $\sqrt{\sigma_t} \succ 1$ то $n = \frac{1}{640} \cdot (4 - \frac{0.75}{\sqrt{\sigma_t}})$.

Построение трендовой линии осуществляется аналогично, как и при построении d-экспоненты.

Практическая работа № 5

ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО $\sqrt{\sigma_t}$ ЭКСПОНЕНТЕ

Оценка пластового давления по $\sqrt{\sigma_t}$ также является прогнозной, а не достоверной. Оценку можно вести ко всем формациям, а не только к глинам и глинистым сланцам.

Порядок выполнения работы

Оценка пластового давления.

Расчет оценки пластового давления ведется по следующей зависимости:

$$\text{grad}P_f = \rho_{\text{экв}} - \frac{20 \cdot (1 - Y)}{n \cdot Y(2 - Y) \cdot L},$$

где, Y – вспомогательная величина, рассчитываемая следующим образом:

$$Y = \frac{\sqrt{\sigma_n}}{\sqrt{\sigma_t}}.$$

Поровое давление P_f рассчитывается для всего интервала глубин, бар:

$$P_f = 0.0981 \cdot \text{grad}P_f \cdot L.$$

Определение общей пористости пород.

Оценка буровой пористости ϕ является также прогнозной величиной и рассчитывается следующим образом, д.е:

$$\phi = \frac{1}{1.4 + 9 \cdot \sqrt{\sigma_0}}$$

Практическая работа № 6

ПОСТРОЕНИЕ ЛИНИЙ РАВНОВЕСНОЙ ПЛОТНОСТИ

Можно построить семейство линий равной плотности, чтобы непосредственно по графику определить значения равновесной плотности.

Порядок выполнения работы

Расчет и построение линий равной плотности

Построение линий равновесной плотности осуществляется следующим образом:

1. Рассчитываем плотность пропорциональную увеличению давления,

$$\rho_{\text{экв}} = \rho_n \cdot \frac{d_n}{d_{so}}$$

где ρ_n - нормальная равновесная плотность.

2. Возьмем т. А на d_n . Пусть $d_n = 1.2$ и $\rho_{\text{рез}} = \rho_n = 1.03$. Зададимся очередным значением $\rho_n = 1.2$ г/см³.

3. Рассчитаем d_{so} .

4. На пересечении горизонтальном из т.А и вертикальном из d_{so} получим точку В.
5. Проводим через точку В прямую параллельную d_n .
6. Рассчитаем аналогично d_{so} для значений $\rho_n = 1.4, 1.6, 1.8$ и построим семейство линий равной плотности.

В заключение раздела необходимо все графики свести в один и проанализировать их.

Практическая работа №7

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ПОРОДЫ ПО ПАРАМЕТРАМ БУРЕНИЯ

Оценка прочности породы по геолого-технологическим параметрам процесса бурения осуществляется по следующей зависимости:

$$\sigma_{кр} = \frac{t_{\text{бур}} \cdot N \cdot W \cdot c}{S},$$

где S- опорная поверхность долота, N – обороты ротора, W- нагрузка на долото, с – коэффициент размерности. Кроме этого предложено использовать количество энергии А затрачиваемой на разрушение единицы объема:

$$A = \frac{W}{V \cdot S},$$

где W –мощность, реализуемая на забое, S - опорная поверхность долота, V – скорость бурения.

Порядок выполнения работы

Оценка прочности породы по технологическим параметрам бурения

1. Данные для расчета берутся из таблицы 1. Долото -215.9 мм и рассчитать $\sigma_{кр}$ при с=1.

$$\sigma_{кр} = \frac{t_{\text{бур}} \cdot N \cdot W \cdot c}{S}.$$

Практическая работа № 8

ОЦЕНКА ПЛОТНОСТИ ШЛАМА И ПОРИСТОСТИ

Оценка плотности шлама производится несколькими способами: наиболее точный из них – ртутный способ, по весу в воздухе и воде, по режущему кольцу определенного размера. Для экспрессного определения плотности горных пород рекомендуют способ, основанный на изучении всплывания шлама в жидкостях различной плотности.

Порядок выполнения работы

Оценка плотности и пористости шлама в процессе бурения

1. Шлам при помощи весов взвешивают в воздухе и воде.

$$\rho_{ш} = \frac{m_1}{m_1 - m_2},$$

где m_1 - вес в воздухе, m_2 - вес в воде. Согласно ГОСТ: определяется m вес тары, затем вес влажного шлама с тарой m_1 и вес m_0 высушенного грунта с тарой. Определяется влажность грунта:

$$W = \frac{m_1 - m_0}{m_0 - m}$$

а затем и плотность скелета шлама:

$$\rho_{ск} = \frac{\rho}{1+W}$$

Практическая работа № 9

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ГНВП

После герметизации устья скважины записывают 5 параметров. Давление в трубах – SIDPP, давление в КЗП- SICP, вертикальную глубину скважины –TVD (но не измеряемую по инструменту в наклонной скважине, например), объем притока- V и плотность бурового раствора- MW. Данные по прокачкам имеются на буровой-SCP. При расчете в барах $g = 0.0981$ и плотность берется в $г/см^3$.

Порядок выполнения работы

Расчет параметров глушения ГНВП

1. Определяется пластовое давление

$$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot h + SIDPP$$

2. Рассчитывается плотность раствора глушения – KMW или другое обозначение $\rho_{глуш}$:

$$\rho_{глуш} = \frac{P_{пл} + \Delta P}{g \cdot TWD}$$

ΔP - запас по давлению на безопасность процесса глушения. В отечественной практике ΔP берется с учетом глубины, в Норвегии – 5-7 бар. Во Франции - порядка 8 бар в зависимости свойств бурового раствора.

3. Определяется начальное давление циркуляции:

$$ICP = SIDPP + SCP$$

4. Рассчитывается конечное давление циркуляции, FCP:

$$FCP = SCP \frac{KMW}{MW}$$

5. Рассчитывается число ходов N поверхность долото и определяется перепад давления между ICP и FCP и делится на число ходов N и умножается на 100, $\square p$. Т.е определяем, как мы должны снижать давление в процессе закачки утяжеленного бурового раствора в инструмент.
6. Далее строится график изменения давления в зависимости от N,t и составляется таблица. Пример составления таблицы приведено ниже:

Таблица 2.

Число ходов	Давление	Время, мин
0	ICP	0
100	ICP- $\square p$	
200	ICP- 2 $\square p$	

300	ICP- 3 p	
400	ICP- 4 p	
-	-	
N	FCP	t

В таблице 3 приведены данные по ГНВП для расчета и построения графика изменения давления от числа ходов.

Таблица 3.

P_y , бар	$P_{кэл}$, бар	L, м	V, м ³	ρ , г/см ³	Давление. прокачки, бар
30	32	1250	0.5	1.12	60
35	37	800	0.7	1.12	48
42	44	2000	1	1.14	65

В следующей таблице 4 приведена конструкция скважины и компоновка инструмента.

Таблица 4.

Глубина моря, м	Башмак ОК, м от дна моря	Диаметр БТ, мм	Диаметр УБТ, мм	Длина КНБК, м	Диаметр долота, м
350	1200	127/108	178/80	65	215,9
500	600	127/108	178/80	89	215.9
800	1400	127/108	178/80	125	215.9

Практическая работа № 10

ПРОВЕРКА ВЕСА КНБК ДЛЯ СПУСКА ИНСТРУМЕНТА ПОД ДАВЛЕНИЕМ

При проявлении приповерхностного газа и в случае АВПД необходимо проверить вес КНБК расчетом, если буровой инструмент у вас на поверхности.

Порядок выполнения работы

Расчет веса КНБК для спуска инструмента под давлением

Основой расчета является положение проверки действующих сил. Под превентором находится давление, которое выше чем на устье на глубину моря. Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5.

Глубина моря h, м	Плотность бур. р-ра ρ , г/см ³	Длина КНБК l, м и вес q, т	Устьевое давление P_y , бар	Расчетная длина КНБК, м и вес, кг,
350	1.14	85/25	25	
500	1.15	100/30	30	
700	1.16	125/30	42	

Рассчитываем давление под превентором, пренебрегая его длиной:

$$P = \rho \cdot g \cdot h + P_y$$

Определяем силу, действующую со стороны давления под превентором:

$$F = P \cdot S$$

С учетом плотности бурового раствора определим силу, действующую со стороны КНБК:

$$F_{\text{кнбк}} = q \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{\text{ст}}}\right) \cdot S$$

Если $F < F_{\text{кнбк}}$ то спуск инструмента под давлением пройдет без осложнений. Если $F \geq F_{\text{кнбк}}$ то добавьте одну трубку УБТ.

Практическая работа № 11

РАСЧЕТ ОБЪЕМНЫХ ПОПРАВOK

Во время операций по принудительному спуску –подъему инструмента необходимо осуществлять контроль за объемом стравливаемого (закаченного) бурового раствора с целью контроля ситуации на забое скважины.

Порядок выполнения работы

Расчет объемных поправок

Зависимость объема вытесняемого бурового раствора от давления выражается соотношением:

$$\Delta P = \frac{0.0981 \cdot \rho \cdot l}{V_{\text{кзп}}},$$

где ρ - плотность бурового раствора, кг/м³; l – длина, м; $V_{\text{кзп}}$ - удельный объем КЗП, м³. ΔP - давление в КЗП, бар/м³.

Пусть инструмент $d=0.127$ м с внутренним диаметром $d=0.108$ м спускается в обсадной колонне $D= 0.340$ м.

Рассчитайте количество бурового раствора, которое необходимо стравить (закачать) после спуска каждой свечи. Постройте график изменения ΔP от объема и числа количества свечей от объема.

Практическая работа № 12

ОЦЕНКА СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

Из-за насыщения бурового раствором газом давление на забой снижается. Этот газ может быть из выбуренной породы или из-за осыпей газосодержащих глин.

Порядок выполнения работы

Оценка снижения забойного давления

Содержание газа в растворе оценивается по формуле:

$$C = \frac{V_m \cdot \pi \cdot D^2 \cdot C_1 \cdot P_3}{4 \cdot Q \cdot P_y}$$

где V_m - механическая скорость проходки; C_1 -содержание газа в породе; P_3 - забойное давление; P_y - устьевое давление. Оцените снижение забойного давления ΔP в результате насыщения бурового раствора газом. В таблице 6 приведены исходные данные, незаполненные графы следует рассчитать. Исходная глубина 2830 м, плотность раствора 2300 кг/м³, расход 25 л/с. Долото 215.9 мм, пористость пород 20%.

Таблица 6

$V_m, \text{ м/ч}$	$P_3, \text{ МПа}$	$C, \%$	$\Delta P, \text{ МПа}$	$\rho_{вх}, \text{ кг/м}^3$	$\rho_{вых}, \text{ кг/м}^3$
1	10	0.8		1980	
5	10	4		1920	
10	10	8		1840	
1	50	4		1920	
5	50	20		1600	
10	50	40		1200	
1	100	8		1340	
5	100	40		1200	

Практическая работа № 13

ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ

Наиболее часто проявления возникают при подъеме труб из скважины. Это может привести, в конечном счете, к выбросу. Поэтому необходимо ограничивать скорость отрыва долота от забоя.

Порядок выполнения работы

Оценка величины гидродинамического давления

Условие, при котором происходит проявление пластового давления:

$$P_{zc} - \Delta P_{\partial} - \Delta P_c - \rho \cdot g \cdot h < P_{nl}$$

где ΔP_{∂} - гидродинамическое давление возникающее за счет подъема труб; ΔP_c - снижение статического давления в неподвижном буровом растворе; ρ - плотность бурового раствора; h - глубина уровня раствора в скважине; P_{zc} - гидростатическое давление. Для оценки величины ΔP_c применяют следующие формулы:

$$\Delta P_{\partial} = \frac{4 \cdot \theta \cdot L}{D - d_n},$$

$$\Delta P_{\partial} = \frac{4 \cdot \theta \cdot L}{D - d_n} + \rho \cdot v_p \cdot (V - V_0) \frac{S_m}{S_k},$$

$$\Delta P_{\partial} = \frac{\lambda \cdot L}{D - d_n} \frac{\rho}{g} \frac{V_m}{t \cdot S_k}.$$

где θ - статическое напряжение сдвига бурового раствора, L - длина колонны труб, D - диаметр скважины, d_n - наружный диаметр труб, v_p - скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, V - скорость движения труб достигнутая за время ударной волны от забоя до устья скважины, V_0 - начальная скорость движения труб, S_m - площадь трубы и КЗП- S_k .
Оценить снижение давления в скважине в зависимости от θ лежащего в диапазоне 100-300 Па. Если буровой раствор находится в покое, то гидростатическое давление снижается на 2-5% при θ меньше 200 Па.

Практическая работа № 14

ГЛУШЕНИЕ ОТКРЫТОГО ФОНТАНА ПО Е.Г ЛЕОНОВУ

В случае глушения газового фонтана Е.Г Леоновым выведена следующая формула для давления на устье:

$$P_y = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot v^3}{2 \cdot d_2} t - \rho \cdot g \cdot v \cdot t + P_3,$$

где P_y - давление нагнетания жидкости в скважину; ρ - плотность жидкости; v – скорость движения жидкости в колонне; d_2 - гидравлический диаметр; t – время с начала закачки жидкости; P_3 - забойное давление.

Порядок выполнения работы

Глушение газового фонтана

При неустановившемся притоке газа из пласта в закрытую скважину:

$$P_3 = \sqrt{\alpha + \beta \cdot \ln t},$$
$$\alpha = P_n^2 + \beta \cdot \ln \frac{2.25 \cdot \chi}{r_c} + b \cdot Q_0^2,$$
$$\beta = \frac{Q_0 \cdot \mu \cdot P_0}{2 \cdot \pi \cdot k_n \cdot h},$$

где P_n - пластовое давление; χ - пьезопроводность пласта; r_c - радиус скважины; b -фильтрационный коэффициент; Q_0 - дебит газа; μ -динамическая вязкость газа; P_0 - атмосферное давление; k_n - проницаемость газового пласта; h – мощность пласта. Необходимо построить график зависимости P_y от t при разных Q . В таблице 7 приведены данные для расчета и построения данного графика. Остальные данные студенты выбирают, самостоятельно согласовав с преподавателем.

Таблица 7.

P_n , МПа	χ	r_c	b	Q_0	μ , сП	P_0 , МПа	k_n , %	h , м
2.44	-	-	1.2	-	0.012	0.103	18	50

Практическая работа № 15

РАСЧЕТ ГЛУБИНЫ КОЛЬМАТАЦИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

При бурении происходит проникновение фильтрата бурового раствора в призабойную часть пласта. При вскрытии продуктивного пласта имеет смысл оценивать радиус проникновения фильтрата бурового раствора с целью прогноза возможных проблем. В РГПК АИНГ рекомендуют следующее выражение:

$$R_\phi = R_c \sqrt{1 + \frac{Q(t)}{\pi \cdot h \cdot m \cdot R_c^2}},$$

где R_ϕ - радиус фронта проникновения фильтрата бурового раствора; R_c - радиус скважины; h – эффективная мощность пласта; m -пористость пласта; t – время с начала поглощения; $Q(t)$ - объем жидкости поступающий в пласт. Если учитывать вязкость μ флюида:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{\kappa \cdot P \cdot t}{\pi \cdot m \cdot \mu}},$$

где κ – проницаемость, P – перепад давления между забоем и пластом.

Порядок выполнения работы

Расчет глубины кольматации призабойной части продуктивного пласта

При частичном поглощении в станции ГТИ фиксируется падение уровня бурового раствора в скважине, так как это происходит во времени, то можно построить зависимость:

$$Q(t) = a + b \cdot t + c \cdot t^2,$$

где a и b – коэффициенты модели. В таблице 8 приведены данные для расчета глубины кольматации.

Таблица 8.

m, д.е	a	b	c	h, м	t, сек
0.15	0.000825	0.00106	$-3.761 \cdot 10^{-8}$	0.8	510

Буровой раствор содержит кроме жидкой фазы еще и твердую фазу, которую определяют на буровой в процентах к некоторому объему бурового раствора. Если объем поглощения V то он состоит из объема фильтрата бурового раствора и объема твердой фазы. Фильтрат бурового раствора может в отдельных случаях проникнуть далеко по пласту (глубокая зона проникновения), тогда как твердая фаза кольматирует призабойную часть пласта. Следующее выражение получено теоретическим путем для жидкой фазы:

$$R_{\phi} = \kappa_{жф} \sqrt{\frac{Q(t) + \pi \cdot R_c^2 \cdot h \cdot m}{\pi \cdot h \cdot m}},$$

для твердой фазы:

$$R_{\phi} = \kappa_{мф} \sqrt{\frac{Q(t) + \pi \cdot R_c^2 \cdot h \cdot m}{\pi \cdot h \cdot m}}.$$

Где $\kappa_{жф}$ - доля содержания жидкой фазы, $\kappa_{мф}$ - доля содержания твердой фазы. $\kappa_{мф} = 0.16$, $K_{пр} = 2 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, $\eta = 15 \cdot 10^{-3} \text{ Па с}$. Необходимо по всем выражениям рассчитать радиус проникновения фильтрата бурового раствора и радиус кольматации призабойной части пласта и результаты сравнить. В свою очередь коллоидная часть глинистого раствора затирает зону кольматации и формирует глинистую корку на стенке скважины.

Практическая работа № 16

ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА

В ряде случаев требуется определить давление гидроразрыва пород аналитическим путем. Для этого можно применить следующую зависимость:

$$P_{зр} = 0.0083L + 0.066P_{пл},$$

где L – рассматриваемая глубина, $P_{пл}$ - пластовая глубина.

Порядок выполнения работы

В нефтедобыче распространена формула Хубберта и Уиллиса имеющая вид:

$$P_{zp} = (P_z - P_{пл}) \cdot \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) + P_{пл},$$

где P_z - горное давление, $P_{пл}$ - пластовое давление, ν - коэффициент Пуассона. В таблице 5 приведены данные для оценки давления гидроразрыва.

Таблица 5

L, м	$P_{пл}$, МПа	ν	P_{zp} , МПа
1000	12	0.25	
1200	13	0.25	
1300	14	0.25	
1400	15	0.25	
1500	16	0.25	
2000	21	0.25	

Практическая работа № 17

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ГЛУБИНЕ L СКВАЖИНЫ

В ряде случаев требуется определить максимальное давление под башмаком колонны и оценить, не произойдет ли гидроразрыва. Давление гидроразрыва под башмаком колонны известно.

Порядок выполнения работы

Определение давления на глубине L скважины

Максимальное давление на рассматриваемой глубине L определяется из выражения:

$$P_{L\max} = \frac{1}{z} \frac{P_1 \cdot V_1 \cdot T_L}{T_1 \cdot V_L}$$

где $P_{L\max}$ - давление, P_1 - давление в газе, когда он на забое, V_1 - объем газа в забойных условиях, T_1 - температура на забое скважины, V_L - объем газа на рассматриваемой глубине, z - сжимаемость газа в забойных условиях. Для расчета возьмите градиент 3.5 C° на 100 м. $z=0.8$. Все остальные данные из практической работы № 9.

Практическая работа № 18

ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОГО ПРИРАЩЕНИЯ ОБЪЕМА БР

Максимальная величина приращения бурового раствора (БР) в приемных емкостях за счет расширения газа при его подъеме в КЗП во время вымыва флюида.

Порядок выполнения работы

Оценка максимального приращения объема БР в приемных емкостях

Максимальное приращение объема в емкостях можно произвести по следующему выражению:

$$V_{\max} = \frac{z_2 \cdot \rho_1 \cdot V_1 \cdot T_2}{z_1 \cdot T_1 \cdot P_{y_{\max}}}$$

где V_{\max} - объем, ρ - плотность газа, когда он на забое, V_1 - объем газа в забойных условиях, T_1 - температура на забое скважины, V_L - объем газа на рассматриваемой глубине, z - сжимаемость газа в забойных условиях. Для расчета возьмите градиент 3.5 C° на 100 м. $z=0.8$. Все остальные данные из практической работы № 9, индекс 1 соответствует забойным условиям, индекс 2 – на рассматриваемой глубине. $P_{y_{\max}}$ примите $P_{y_{\max}} = P_y / \xi$. $\xi = 0.8$. Необходимо оценить приращение объема. Скорость всплывания газа можно определить по формуле:

$$u = \frac{\Delta P}{\rho \cdot g} \cdot t,$$

где ΔP - приращение давления за время t , $t = 60$ мин. $\Delta P = 10$ бар.

ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ НА РАССМАТРИВАЕМОЙ ГЛУБИНЕ

Наиболее часто поглощения возникают под башмаком промежуточной обсадной колонны. Поэтому давление в скважины следует не доводить до значения LOT и 80% запаса прочности обсадной колонны, если она у вас не изношена.

Давление на рассматриваемой глубине при установившемся давлении глушения в нагнетательной линии:

$$P_{L_{\max}} = \frac{SIDPP + \rho \cdot g \cdot L + \Delta P}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{(SIDPP + \rho_2 \cdot g \cdot L + \Delta P)^2 + 4 \frac{P_1 \cdot V_1 \cdot T_L \cdot \rho_2 \cdot g}{z \cdot T_1 \cdot F}}$$

где L - рассматриваемая глубина; ρ - плотность бурового раствора; ρ_2 - плотность газа; ΔP - давление на безопасность; P_1 - давление на забое; V_1 - объем газа на забое; T_1 - температура на забое скважины; F - площадь КЗП. По вашим данным и под вашу компоновку инструмента расположите башмак промежуточной колонны на 500 м выше забоя и задайтесь значением LOT. Постройте зависимость $P_{L_{\max}}$ от объема, поступившего флюида. Задайтесь по справочнику давлением на разрыв ОК.

Практическая работа № 14

ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ НА УСТЬЕ

При ГНВП у нас есть три давления, которые мы не должны превышать. Это давление на приемистость LOT, 80% прочности обсадной колонны на разрыв и давление опресовки поверхностного оборудования (превентор, задвижки, линии дросселирования и глушения). Например, давление опресовки поверхностного оборудования может составлять порядка 12 МПа. Тогда как последние превентора обеспечивают герметичность при давлении 15 000 пси.

Порядок выполнения работы

Оценка максимального давления на устье

Максимальное давление устье при установившемся давлении глушения в нагнетательной линии:

$$P_{L_{\max}} = \frac{SIDPP + \Delta P}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{(SIDPP + \Delta P)^2 + 4 \frac{P_1 \cdot V_1 \cdot T_L \cdot \rho_2 \cdot g}{z \cdot T_1 \cdot F}}$$

где ρ_2 - плотность газа; $\square P$ - давление на безопасность; P_1 – давление на забое; V_r - объем газа на забое; T_1 - температура на забое скважины; F – площадь КЗП. Данный вопрос можно рассмотреть с точки зрения закона Бойля-Мариотта – с какой глубины начинается резкое расширение газа. Практика говорит о том, то это начинается с глубины 800-1000 м.

Практическая работа № 15

ИНТЕПРЕТАЦИЯ ВРАЩАЮЩЕГО МОМЕНТА НА РОТОРЕ

Возникновение пластических или упругопластических деформаций глин в приствольной части горного массива вызваны проявлением горного давления. Как, например, в пластичных глинах, ММП и солевых отложениях. Эти деформации, в частности пластичных глин описываются следующим выражением:

$$\square r_c = \frac{(1 + \nu) \cdot P \cdot r_c}{E}$$

где ν - коэффициент Пуассона; P - горное давление оцениваемое по средней плотности пород 2.31 г/см³; r_c - радиус скважины; E - модуль Юнга для данных пород. Задайте свойства горных пород для пластичных глин и определите сужение стенок скважины. Наиболее точные данные можно получить по замерам каверномера в начале проведения ГИС и в конце записи проведения геофизических исследований скважин.