

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования «Югорский государственный университет»

**Методические указания по выполнению
ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**

**по дисциплине
Эксплуатация нефтяных и газовых скважин**

**для специальности
21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин»**

V семестр

Нефтеюганск
2016

ОДОБРЕНЫ

Предметной (цикловой)
комиссией

Протокол № 1 от 15.09.2016

Председатель П(Ц)К

Шаму И.А. Шарипова

Утверждены

заседанием метод. совета

Протокол № 1 от 22.09.16

Председатель метод. совета

Гусев

Методические указания по выполнению практических работ по учебной дисциплине
«Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» разработаны на основании специальности
среднего профессионального образования (далее СПО) 21.02.02 «Бурение нефтяных и
газовых скважин»

Организация-разработчик: Нефтеюганский индустриальный колледж (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего
образования «Югорский государственный университет»

Разработчик: С.В. Марюхина – преподаватель Нефтеюганского индустриального
колледжа (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

СОДЕРЖАНИЕ

	Наименование практических работ	Кол-во часов	№ стр
1	Практическая работа №1 Определение пластового давления	4 ч.	5
2	Практическая работа 2 Определение дебитов нефтяной и газовой скважин	4 ч	8
3	Практическая работа №.3 РАСЧЕТ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ЗАМЕНЫ ЖИДКОСТИ	4 ч	12
4	Практическая работа № 4 Расчет и подбор подземного оборудования фонтанной скважины	4 ч	15
5	Практическая работа № 5 Расчет газлифтного подъемника	4 ч	21
6	Практическая работа № 6 Расчет и подбор оборудования для штанговой скважинной насосной установки	4 ч	25
7	Практическая работа № 7 Расчёт и подбор оборудования для эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН	4 ч	30
8	Практическая работа № 8 Определение условий гидратообразования в газовых скважинах	4 ч	34
9	Практическая работа № 9 Расчет солянокислотной обработки скважины	2ч	38
10	Практическая работа № 10 Расчет ГРП	4 ч	43
11	Практическая работа № 11 Расчет глушения скважины	2 ч	46
		40 часов	

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания по выполнению практических работ разработаны на основе учебной программы «Разработка нефтяных и газовых скважин» и предназначены для реализации Федеральных государственных образовательных стандартов среднего профессионального образования по специальности **21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин»**.

Целью данных методических указаний является отработка знаний и умений, предусмотренных требованиями к овладению студентами основного вида профессиональной деятельности (ВПД): **Технология бурения нефтяных и газовых скважин**.

При выполнении студенты учатся использовать нормативно-справочную литературу, техническую документацию выполнения необходимых расчетов.

В методические указания включены основные теоретические вопросы по каждой теме, необходимые рисунки, графики, формулы, примеры расчета задач, а также задания для выполнения практических работ. В конце каждой работы имеются вопросы для самоконтроля.

В методические указания включены 11 практических работ, рассчитанные на 40 часов в соответствии с программой.

Правила выполнения лабораторных и практических работ

При выполнении лабораторных и практических работ, студент должен:

- иметь тетрадь, ручку, карандаш, линейку, калькулятор;
- в рабочей тетради обозначить тему, цель работы;
- выписать исходные данные;
- последовательно описывать ход работы, при этом с начала написать формулу, затем подставить значения;
- произвести расчет, указать единицы измерения;
- при необходимости изобразить схему работ по своим расчетам.

Практическая работа № 1

Определение пластового давления

Цель: получить практические навыки расчета пластового давления в нефтяных и газовых скважинах

Задание: Определить величину пластового давления на уровне верхних отверстий перфорации по показаниям устьевого манометра закрытой нефтяной (газовой) скважины. Данные приведены в таблице 1.

Методические указания

Определение пластового давления по давлению на устье нефтяной скважины основано на том, что в остановленной скважине забойное давление становится равным пластовому и уравнивается давлением столба жидкости и устьевым давлением.

Давление в нефтяной скважине определяется по формуле

$$P_{пл} = \rho_{см} g (h_{\phi} - h_{см}) 10^{-6} + P_y, \text{ МПа}, \quad (1)$$

где $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения,
 $\rho_{см}$ – плотность водонефтяной смеси, кг/м^3

$$\rho_{см} = \rho_{\epsilon} n_{\epsilon} + \rho_n (1 - n_{\epsilon}) \quad (2)$$

Пластовое давление газовой скважины определяется по формуле

$$P_{пл} = P_y e^{2s}, \text{ МПа}, \quad (3)$$

где

$$s = \frac{0,03415 \rho_c h_{\phi}}{T_{cp} z} \quad (4)$$

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

Параметр \ № варианта	1\16	2\17	3\18	4\19	5\20	6\21	7\22	8\23	9\24	10\25	11\26	12\27	13\28	14\29	15\30
Глубина скважины Н, м	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900
Интервал перфорации, h _ф , м	1480-1490	1580-1590	1680-1690	1780-1790	1880-1890	1980-1990	2080-2090	2180-2190	2280-2290	2380-2390	2480-2490	2580-2590	2680-2690	2780-2790	2880-2890
Устьевое давление нефтяной скважины P _у , МПа	1,5	2,0	2,5	3,0	3,2	3,5	3,8	4,2	4,5	4,8	1,5	2,0	2,5	3,5	4,0
Устьевое давление газовой скважины P _г , МПа	10	11	12	13	10	11	12	13	10	11	12	11	10	13	12
Статический уровень h _{ст} , м	0	100	150	200	250	300	350	400	450	500	450	350	300	250	300
Обводненность p _в , %	10	15	20	25	30	10	15	20	25	30	15	20	25	30	10
Плотность нефти ρ _н , кг/м ³	850	800	850	820	840	810	850	840	810	820	840	850	820	830	810
Плотность пластовой воды ρ _в , кг/м ³	1100	1050	1100	1050	1170	1050	1100	1150	1100	1050	1050	1100	1100	1150	1100
Относительная плотность газа ρ _г ,	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Средняя температура в скважине, T _{ср} , К	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент сжимаемости газа, z	0,7	0,75	0,8	0,7	0,75	0,8	0,7	0,75	0,8	0,7	0,68	0,7	0,75	0,8	0,65

Определить приведённые пластовые давления для трёх скважин при следующих исходных данных, представленных в таблице 2.

Для сравнения пластовых давлений, замеренных в разных скважинах одного и того же пласта, требуется привести их к одной какой-либо плоскости (первоначальному ВНК или уровню моря).

Предположим, что замеры сделаны по трём скважинам: в первой текущее пластовое давление обозначим $P_{пл1}$ и этаж нефтеносности $h_{н1}$ в м; во второй скважине пластовое давление будет $P_{пл2}$ и этаж нефтеносности $h_{н2}$ в м; в третьей скважине соответственно $P_{пл3}$ и $h_{н3}$. Плотность нефти в пластовых условиях ρ_n . Так как забои всех скважин находятся на структуре выше ВНК, то для получения пластового давления, приведённого к этому контакту, надо к текущему пластовому давлению прибавить давление столба нефти, соответствующего этажу нефтеносности.

Таблица 2-Исходные данные для расчета

Наименование	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Этаж нефтеносности первой скважины, м	10	12	13	13	14	15	10	9	8	7
Пластовое давление $P_{пл1}$ первой скважины, МПа	20	21	18	20	21	20	19	20	16	17
Плотность нефти ρ_n	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
Этаж нефтеносности второй скважины, м	15	17	18	18	19	20	15	14	13	12
Пластовое давление $P_{пл2}$ второй скважины, МПа	19	20	17	19	20	19	18	19	15	16
Этаж нефтеносности третьей скважины, м	20	22	23	23	24	25	20	19	18	17
Пластовое давление $P_{пл3}$ третьей скважины, МПа	18	16	17	17	18	19	14	13	12	11

Решение:

Приведённые пластовые давления будут равны:

1. Для первой скважины $P_{пл1} = P_{пл} + \frac{h_{н1} + \rho_n}{10} \text{ МПа}$
2. Для второй скважины $P_{пл2} = P_{пл} + \frac{h_{н2} + \rho_n}{10} \text{ МПа}$
3. Для третьей скважины $P_{пл3} = P_{пл} + \frac{h_{н3} + \rho_n}{10} \text{ МПа}$

Литература: А.М. Юрчук «Расчёты в добыче нефти» 1974, стр.8.

Практическая работа № 2 Определение дебитов нефтяной и газовой скважин

Цель: получить навыки расчета дебитов нефтяной и газовой скважин

Задание: Определите дебит нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке, оцените величину коэффициента продуктивности. Данные возьмите из таблицы 2.1. Определить дебит газовой скважины

Методические указания к решению задачи

При решении задачи необходимо учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶Па

При установившемся притоке однородной жидкости в скважину дебит скважины можно определить по уравнению Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi k h \varphi (P_{пл} - P_{зоб})}{\mu \cdot b \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (2.1)$$

В практических условиях дебит нефтяных скважин измеряют на поверхности в т/сут, проницаемость пород — в мкм², вязкость нефти — в мПа • с.

где R_k - радиус контура питания (зоны дренирования), принимается равным половине расстояния между скважинами.

$$R_k = \frac{S}{2}, \text{ м} \quad (2.2)$$

r_c — радиус скважины по долоту.

Пример решения задачи

Определите дебит скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке, оцените величину коэффициента продуктивности.

Исходные данные:

Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	19
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	13
Толщина пласта h , м	8
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800
Вязкость нефти μ_n , МПа·с	3
Объемный коэффициент b	1,2
Проницаемость пласта k , мкм ²	0,2
Расстояние между скважинами S , м	900
Диаметр скважины по долоту $D_{дол}$, мм	300
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины φ_c	0,7

Ход решения:

1. Дебит скважины можно определить по формуле:

$$Q = \frac{0,236k\rho h(P_{пл} - P_{заб}) \cdot \varphi}{b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 1,2 \cdot 800 \cdot 8 \cdot (19 - 13) \cdot 0,7}{1,2 \cdot 3 \cdot \lg \frac{450}{0,15}} = 607,53 \text{ м}^3/\text{сут}$$

где b – объемный коэффициент;

φ_c – коэффициент гидродинамического несовершенства скважины;

R_k – радиус контура питания (зоны дренирования), принимается равным половине расстояния между скважинами: $R_k = \frac{S}{2} = \frac{900}{2} = 450 \text{ м}$

r_c – радиус скважины по долоту: $r_c = \frac{D_{дол}}{2} = \frac{0,3}{2} = 0,15 \text{ м}$

2. Можно использовать следующую формулу притока:

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n = 16,88(19 - 13) = 101,28 \text{ , м}^3/\text{сут}$$

где n – показатель степени, зависящий от условий фильтрации, принимаем $n = 1$

K – коэффициент продуктивности, м³/сут МПа

Коэффициент продуктивности K :

$$K = \frac{0,236 \cdot \kappa \cdot h \cdot \rho_n \cdot \varphi_c}{b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 0,2 \cdot 8 \cdot 800 \cdot 0,7}{1,2 \cdot 3 \cdot \lg \frac{450}{0,15}} = \frac{211,46}{12,53} = 16,88 \text{ м}^3/\text{сут МПа}$$

Ответ: полученные значения дебита и коэффициента продуктивности перевести в систему СИ.

Для расчета дебита газовой скважины необходимо воспользоваться методическими указаниями, предложенными в учебнике И.Т.Мищенко «Расчеты в добычи нефти», 1989г., стр 63.

Исходные данные взять из условий предыдущей задачи.

Контрольные вопросы

1. Что называется дебитом?
2. Оптимальный дебит?
3. Потенциальный дебит?
4. Формула Дюпюи и единицы измерения величин

Таблица 2.1- Исходные данные

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пластовое давление Рпл, МПа	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
Забойное давление Рзаб, МПа	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13	15	12	14	14	15
Толщина пласта h, м	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	850	900	800	850	900	900	800	850	900	800	850	850	800	800
Вязкость нефти μ_n мПа · с	1,5	2,0	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2	2,5

Объемный коэффициент b	1,155	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15
Проницаемость Пласта k , мкм^2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4
Расстояние между скважинами S , м	1200	1100	1000	900	930	700	600	1200	1100	1000	900	800	700	600	1000
Диаметр скважины по долоту $D_{\text{дол}}$, мм	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины ϕ_s	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Контрольные вопросы:

1. Какое давление называется пластовым?
2. Какое пластовое давление называется начальным?
3. Как определяется начальное пластовое давление и от чего оно зависит?
4. Запишите формулу определения начального пластового давления
5. Какое давление называется горным?
6. Запишите формулу для определения горного давления
7. Рассчитайте начальное пластовое давление на глубине 1500м, 1200м, 2000м, 2500м.
8. Рассчитайте горное давление на глубине 2500м, плотность горных пород 2300 кг/м^3 .
9. Какое пластовое давление называется приведённым?
10. Изобразите схему для расчёта приведённого пластового давления, для условий $\text{ВНК} > \text{Нзам.}$, $\text{ВНК} < \text{Нзам.}$,

Практическая работа № 3

РАСЧЕТ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ЗАМЕНЫ ЖИДКОСТИ

Цель: получить практические навыки расчета освоения скважины

Задание: Рассчитайте основные параметры процесса освоения скважины, методом замены жидкости, выберите промывочную жидкость и необходимое оборудование. Дайте схему оборудования скважины и размещения оборудования при освоении скважины. Скважина заполнена буровым раствором плотностью 1150 кг/м³. Данные в таблице 3.1.

Методические указания к решению задачи

При решении задачи необходимо учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶Па

Рекомендуется следующая последовательность решения задачи.

1. Определяют плотность промывочной жидкости из условия вызова притока:

$$\rho_{нж} = \frac{(P_{нл} - P_{\min})}{L \cdot g} \quad (3.1)$$

где L — глубина спуска промывочных труб, м, принимаем L = H_ф.

2. Выбирают промывочную жидкость;
 - если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды $\rho_{п} \geq \rho_{в}$, то выбираем пресную или соленую воду;
 - если полученная плотность меньше плотности пресной воды $\rho_{п} < \rho_{в}$ выбираем нефть.
3. Определяем количество промывочной жидкости:

$$V_{нж} = \varphi \left(\frac{\pi D_{в}^2}{4} \right) L, \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

где φ — коэффициент запаса промывочной жидкости, $\varphi = 1, 1$;

$D_{в}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

4. Определяют количество автоцистерн для доставки промывочной жидкости;

$$n_{ц} = V_{нж} / V_{ц} \quad (3.3)$$

где $V_{ц}$ – вместимость выбранного типа автоцистерн, м³.

5. Определяют максимальное давление в процессе промывки, в момент оттеснения бурового раствора к башмаку промывочных труб

$$P_{\max} = L (\rho_{б,р} - \rho_{пж}) g 10^{-6} + P_{тр} + P_y, \text{ МПа} \quad (3.4)$$

где $P_{тр}$ – потери давления на преодоление сил трения, МПа

Принимаем условно $P_{тр} = 0,5 \dots 1$ МПа

P_y – противодействие на устье, МПа; при промывке в амбар $P_y = 0$ МПа

6. Выбираем тип промывочного агрегата и передачу работ агрегата по характеристике его насоса. Для промывки обычно достаточно одного агрегата.

7. Составляют схему оборудования скважины и расположения наземного оборудования.

Таблица 3.1-Исходные данные

Наименование исходных данных	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина скважины Н, м	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	1550	1600	1750
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	18	17	16	19	20	18	19	16	19	17
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра	1480	1570	1680	1880	1770	1970	2080	1670	1820	1550
Минимально-допустимая депрессия на забое скважины $P_{мин}$, МПа	2	1,5	1	1,2	1,4	1,6	1,8	1,7	1,3	1,1
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Условный диаметр НКТ d, мм (дюймы)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)

Наименование исходных данных	Варианты									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Глубина скважины H , м	2200	2250	2350	2300	2400	2500	2000	1900	1800	1700
Пластовое давление $P_{ш}$, МПа	20	21	18	20	21	20	19	20	16	17
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_{ф}$, м	2180	2200	2220	2280	2380	2480	1980	1880	1780	1680
Минимально- допустимая депрессия на забое скважины, P_{min} , МПа	1	1,3	1,2	1	1,2	1,5	2	1,5	2	1,5
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D , мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ (d , мм (дюймы))	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)

Наименование исходных данных	Варианты									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Глубина скважины H , м	2150	2220	2150	2100	2300	2220	2300	1800	1900	1600
Пластовое давление $P_{ш}$, МПа	16	18	17	19	20	21	19	17	21	16
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_{ф}$, м	2220	2100	2120	2150	2050	2280	1780	1980	1860	1920
Минимально- допустимая депрессия на забое скважины, P_{min} , МПа	1,3	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,2	1,4	1,2	1,3
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D , мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ (d , мм (дюймы))	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)	60(2,0)	73(2,5)

Контрольные вопросы

1. Вскрытие продуктивных пластов. Первичное и вторичное вскрытие.
2. Требования к вскрытию пластов.
3. Оборудование забоев скважин. Фильтры.
4. Характеристика методов перфорации скважин
5. Условие и методы вызова притока
6. В чем состоит особенность освоения нагнетательных скважин?
7. По исходным данным предыдущей задачи выполните расчеты освоения скважины с использованием компрессорного метода (И.Т.Мищенко. Расчеты в добыче нефти, стр.86)
8. Выполните расчеты освоения скважины с использованием пен (И.Т.Мищенко. Расчеты в добыче нефти, стр.89).

Практическая работа № 4

Расчет и подбор подземного оборудования фонтанной скважины

Цель: получить практический навык для расчёта основных показателей работы фонтанного подъёмника.

Задание: Определить по начальным и конечным условиям фонтанирования диаметр и материал (группу прочности стали) одноразмерной колонны труб.

Исходные данные по вариантам – в таблицах 4.1, 4.2.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчёта

Исходные данные	Варианты					
	1, 7	2, 8	3, 9	4, 10	5,11	6,12
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра H_f , м	1720	1770	1820	1870	1920	1970
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17	18	19	20	21	22
Забойное давление $P_{зab}$, МПа	11	12	13	14	14	15
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	9	9	9	9	9	9
Устьевое давление $P_{уст}$, МПа	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1

Таблица 4.2 – Параметры скважины

Варианты	Коэф. Продуктивности К, т/сут МПа	Диаметр э/к D, мм	Обводнённость n _в %	Плотность воды ρ _в кг/м ³	Плотность нефти ρ _н кг/м ³	Плотность газа ρ _г кг/м ³	Объёмный коэф нефти ε
1, 7	14,3	146	50	1100	890	1,04	1,12
2, 8	21,4	146	35	1120	850	1,04	1,12
3, 9	25,0	146	25	1100	840	1,04	1,12
4, 10	32,1	168	15	1120	830	1,04	1,12
5, 11	39,3	168	0	1100	840	1,04	1,12
6, 12	43	168	40	1120	860	1,04	1,12

Методические указания к решению задачи

При решении задачи необходимо учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶ Па

1. Определить **глубину спуска труб** в зависимости от типа скважины.

- При $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ газ начинает выделяться из нефти в стволе скважины, выше забоя. В этом случае трубы достаточно спустить на глубину:

$$L = H_{\text{ф}} - \frac{(P_{\text{з}} - P_{\text{нас}})}{\rho_{\text{см}} g}, \text{ м} \quad (4.1)$$

Плотность смеси определяется по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + \rho_{\text{н}} (1 - n_{\text{в}}), \text{ кг/м}^3 \quad (4.2)$$

- При $P_{\text{заб}} \leq P_{\text{нас}}$ движение ГЖС происходит по всему стволу скважины и трубы спускают до верхних отверстий фильтра:

$$L = H_{\text{ф}}, \text{ м} \quad (4.3)$$

2. Определение **диаметра фонтанных труб**. Диаметр фонтанных труб можно определить по формулам А.П.Крылова из условия минимальных потерь давления в колонне при оптимальном режиме для конца фонтанирования.

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{(P_1 - P_y)}} \sqrt[3]{\frac{Q g L}{\rho g L - (P_1 - P_y)}}, \text{ мм} \quad (4.4)$$

где $P_1 = P_{\text{нас}}$, если $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$;
 $P_1 = P_{\text{заб}}$, если $P_{\text{заб}} \leq P_{\text{нас}}$;

Q определяют по уравнению притока (при $n = 1$).

$$Q = K (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n, \text{ т/сут} \quad (4.5)$$

3. По найденному расчётному значению, по внутреннему диаметру выбирают **ближайший меньший стандартный диаметр**, тип труб(гладкие), выясняют возможность спуска труб в эксплуатационную колонну. Максимальный диаметр труб не должен превышать:

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168
Диаметр фонтанных труб, мм	73	89

4. Материал труб подбирают, исходя из расчёта на растяжение от собственной силы тяжести. Для этого задаются группой прочности стали, например D и записывают значения сдвигающей нагрузки для труб $P_{\text{стр}}$ или нагрузки, при которой напряжение в трубах достигает предела текучести $P_{\text{т}}$, в зависимости от типа и диаметра труб.

Определяют **предельную глубину спуска труб** по формуле:

- для гладких труб:

$$L_{\text{дон}} = \frac{P_{\text{стр}}^D}{K \cdot q_{\text{мп}}}, \text{ м} \quad (4.6)$$

- для труб с высаженными концами:

$$L_{\text{дон}} = \frac{P_{\text{т}}^D}{K \cdot q}, \text{ м} \quad (4.7)$$

где K – коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,5;

q – вес одного погонного метра труб, $\text{kH}=10^3\text{H}$

$$q = m \cdot g \quad (4.8)$$

где m – масса 1 п.м. труб, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

5. Если $L_{\text{дон}} < L$, то для оставшейся секции колонны труб, длиной $l = L - L_{\text{дон}}$ берут более прочную сталь, например K. допускается длина секции из стали K:

- для гладких труб:

$$l = \frac{P_{cmp}^K - P_{cmp}^D}{K \cdot q}, \text{ м} \quad (4.9)$$

- для труб с высаженными концами:

$$l = \frac{P_m^K - P_m^D}{K \cdot q}, \text{ м} \quad (4.10)$$

Контрольные вопросы

1. Как определить диаметр фонтанного подъёмника?
2. Как выяснить возможность спуска труб в эксплуатационную колонну?
3. Как определить группу прочности стали для труб?

Расчет и подбор наземного оборудования фонтанной скважины

Цели:

- получить практические навыки подбора оборудования для фонтанного подъемника;
- закрепить изучаемый материал

Задание:

Законспектировать общие положения, ответить на контрольные вопросы.

Произвести расчет диаметра штуцера по исходным данным, приведенным в таблице 3.1.

Общие положения

При подборе фонтанной арматуры задаются её основными параметрами: рабочим давлением и диаметром проходного сечения стволовой части фонтанной ёлки, а также дополнительными данными – числом и размером спускаемых колонн насосно-компрессорных труб, характеристикой продукта пласта, его агрессивностью, наличием в нем механических примесей.

Обычно порядок подбора наземного оборудования следующий:

- 1) выбирают схему арматуры – тройниковую или крестовую;
- 2) определяют число отводов фонтанной ёлки; вид запорных устройств; материалы основных двигателей;

3) рассчитывают и графически оформляют общий вид и детали арматуры.

Для низких и средних давлений ($7 \div 35$ МПа) рекомендуют применять тройниковую арматуру; для средних и высоких ($35 \div 105$ МПа) – крестовую.

Диаметр проходного сечения арматуры и число отводов, идущих к манифольду, определяют по объёму продукции скважины. При выборе надо стремиться к получению невысоких скоростей движения жидкости или газа в тройниках, крестовинах и запорных устройствах арматуры. В среднем это должно быть скорости $0,5 \div 5$ м/с. В дросселях при этом скорости могут достигать $100 \div 150$ м/с а при давлениях $70 / 105$ МПа они могут быть ещё более высокими для уменьшения числа дросселей в арматуре.

При наличии значительных примесей в продукции скважины надо предусмотреть запасные отводы для отбора продукции при износе основных рабочих отводов.

При выборе запасных устройств можно ориентироваться на сложившуюся практику применения кранов для низких давлений ($7 \div 14$ МПа) и прямоточных задвижек для более высоких. Надо избегать применения клиновых задвижек, уплотняющие поверхности которых не защищены от активного воздействия продукции скважины.

В зависимости от предъявленных к арматуре требований запорные устройства проектируются с ручным, дистанционные и автоматическим управлением.

Вследствие тяжелых условий работы арматуры её крестовины, тройники, переводник, фланцы и корпусные детали запорных устройств выполняют только из стали.

Распространены литые и сварные детали арматуры. Для литых деталей примеряют стали марок: 45Л, 40ХЛ, 40ХНЛ, 25ХГСЛ, 06Х20Н8МЗДЛ и другие легированные стали. Для сварных стали 40 и 40Х. Для деталей, предназначенных для работы в высоко-агрессивных сероводородных средах, рационально применение стали 20ХН2М. Для изготовления фонтанной арматуры, стойкой к сероводородному растрескиванию, применяют стали марки 30ХМА с термической обработкой или сталь марки 06Х20Н8МЗД. При углекислотной коррозии считается наиболее целесообразным применение стали с $5,8 - 9$ %-ным содержанием хрома.

Методические указания к решению задачи

При решении задачи необходимо учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, $1 \text{ МПа} = 10^6 \text{ Па}$

Расчет диаметра штуцера

Диаметр отверстия устьевого штуцера для фонтанных скважин можно определить по формуле Г.Н. Газиева:

1) диаметр отверстия штуцера по расходу газа:

$$d = 0,27 \varphi \left(\frac{Q_g \rho_g P_{ш}}{P_y} \right)^{0,5}, \text{ м} \quad (4.1)$$

- 2) С достаточной степенью точности диаметр штуцера можно определить по формуле *расхода жидкости* $Q_{жс}$ через насадку:

$$Q_{жс} = \mu \cdot f \sqrt{2gH}, \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (4.2)$$

$\mu = 0,7 \div 0,9$ - коэффициент расхода, зависящий от плотности жидкости,

$f = 0,002$ - площадь насадки, м^2 ;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ -ускорение свободного падения;

H – напор столба жидкости, м;

откуда *диаметр отверстия штуцера*:

$$d_{ум} = \sqrt{\frac{Q_{жс}}{0,785\mu\sqrt{2gH}}}, \quad \text{м} \quad (4.3)$$

Таблица 4.1- Исходные данные

Параметры	Варианты						
	1-3	4-7	8-11	12-15	16-20	21-24	25-30
φ -опытный коэффициент,зависящий от газового фактора	1,0	1.1	1,2	1,0	1,1	1,2	1,0
дебит газа $Q_2, \text{м}^3/\text{с}$	0,011	0,012	0,015	0,02	0,03	0,013	0,0118
плотность газа $\rho_2,$ кг/м^3	0,7	0,9	1,1	1,5	2,1	1,6	2,2
давление на устье скважины перед штуцером $P_y, \text{кгс/см}^2$	10	11	12	13	11	10	12
давление за штуцером $P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	7	8	9	10	7	6	8
Напор столба жидкости $H, \text{м}$	1000	900	850	1100	1200	900	1000

Контрольные вопросы

1. Перечислить порядок подбора наземного оборудования.
2. Как определяют диаметр проходного сечения арматуры?
3. Для каких давлений рекомендуют применять тройниковую арматуру?
4. Какие бывают запорные устройства?

Практическая работа № 5

Расчет газлифтного подъемника

Цель: получить практический навык для расчёта основных показателей работы газлифтного подъёмника.

Задание: для однорядного газлифтного подъёмника кольцевой системы определить глубину установки рабочего клапана (глубину точки ввода газа), диаметр труб, расход газа, выяснить необходимость применения пусковых клапанов.

Исходные данные по вариантам – в таблицах 5.1 и 5.2

Таблица 5.1-Исходные данные для расчёта

Исходные данные	Варианты					
	1-5	6-10	11-15	16-20	21-25	26-30
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_{ф,м}$	1720	1770	1820	1870	1920	1970
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,2	14,7	15,2	15,7	16,2	16,7
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Устьевое давление $P_{уст}$, МПа	1	1	1	1	1	1
Давление нагн. газа $P_{заб}$, МПа	8	8	8	9	9	9
Газовый фактор G , м ³ /т	60	60	60	60	60	60
Кoeff растворимости α , 1/МПа	7	7	7	7	7	7
Стат. Уровень жидкости $H_{ст}$, м	300	300	300	300	300	300

Таблица 5.2-Параметры скважин

Варианты	Кoeff продуктивности K т/сут МПа	Диаметр э/к D мм	Обводнённость n_v %	Плотность нефти ρ_n кг/м ³	Плотность газа ρ_g кг/м ³	Объёмный коэфф нефти v
1,6,11,16,21,26	14,3	146	50	1120	800	1,12
2,7,12,17,22,27	21,4	146	35	1120	800	1,12
3,8,13,18,23,27	25	146	25	1120	800	1,12
4,9,14,19,24,29	32,1	168	15	1120	800	1,12
5,10,15,20,25,30	39,3	168	0	1120	800	1,12

Методические указания

Порядок расчёта

1. Определить дебит скважин. В данном случае дебит ограничен заданным забойным давлением и определяется по уравнению притока (при $n=1$)

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n, \text{ т/сут} \quad (5.1)$$

2. Глубина установки рабочего клапана ограничивается глубиной скважины и располагаемым давлением нагнетаемого газа- $P_{гн}$.

При $P_{гн} > P_{заб}$ глубина установки клапана будет равна

$$l_k = H_{\phi} - \Delta h, \text{ м} \quad (5.2)$$

где Δh -расстояние от отверстий фильтра до рабочего клапана, выбираемое из технологических соображений (установка пакера и др.)

Принять условно $\Delta h = 30-50\text{м}$

При $P_{гн} > P_{заб}$

$$l_k = H_{\phi} - (P_{заб} - P_{гн} - \Delta P_k) 10^6 / \rho_{см} * g, \text{ м} \quad (5.3)$$

где ΔP_k - потери давления в клапане, МПа

В среднем $\Delta P_k = 0,3$ МПа

$\rho_{см}$ - плотность смеси ниже клапана (на участке между забоем и клапаном), кг/м^3 .

При $P_{заб} > P_{нас}$ плотность смеси

$$\rho_{см} = \rho_{в} * n_{в} + \rho_{н}(1 - n_{в}), \text{ кг/м}^3 \quad (5.4)$$

3. Определение диаметра. Диаметр для газлифтного подъёмника определяется так же как и для фонтанного. Давление P_1 в формуле в данном случае равно давлению в трубах на уровне клапана

$$P_1 = P_{гн} - \Delta P_k, \text{ МПа} \quad (5.5)$$

Или $P_1 = P_{нас}$, если $P_{заб} > P_{нас}$;

$P_1 = P_{заб}$, если $P_{заб} \leq P_{нас}$.

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{(P_1 - P_y) * 10^6}}^3 \sqrt{\frac{Q g L}{\rho g L - (P_1 - P_y) * 10^6}}, \text{ мм} \quad (5.6)$$

4. По найденному расчётному значению, по внутреннему диаметру выбирают ближайший меньший стандартный диаметр, тип труб(гладкие), выясняют возможность спуска труб в эксплуатационную колонну. Максимальный диаметр труб не должен превышать:

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168
Диаметр фонтанных труб, мм	73	89

5. Определение расхода газа. Определяют полный оптимальный удельный расход газа (включая собственный газ скважины)

$$R_{0 \text{ опт}} = \frac{[0,388 L_k(1-\varepsilon)]}{d^{0,5} \varepsilon \ln(P_1/P_{\text{уст}})}, \text{ м}^3/\text{Т} \quad (5.7)$$

где ε - относительное погружение труб под уровень жидкости.

$$\varepsilon = [(P_1 - P_{\text{уст}})10^6]/(\rho_{\text{см}}L_k g) \quad (5.8)$$

6. Далее определяют удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа

$$R_{0 \text{ нагн}} = R_{0 \text{ опт}} - G_{\text{эф}}, \text{ м}^3/\text{Т} \quad (5.9)$$

где $G_{\text{эф}}$ – эффективный газовый фактор.

Эффективный газовый фактор определяется по формуле:

$$G_{\text{эф}} = \left(G - \alpha \left[\frac{P_1 - P_{\text{уст}}}{2 - P_0} \right] \right) * (1 - n_B), \text{ м}^3/\text{Т} \quad (5.10)$$

где P_0 – атмосферное давление, МПа

$P_0 = 0,1$ МПа.

7. Суточный расход газа

$$V_T = R_{0 \text{ нагн}} * Q, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.11)$$

8. Установление необходимости применения пусковых клапанов.

Для выяснения необходимости применения пусковых клапанов определяют пусковое давление при пуске скважины через рабочий клапан.

Если $P_{\text{пуск}} > P_{\text{гу}}$ –необходимо применять пусковые клапаны.

Пусковое давление для однорядного подъемника кольцевой системы определяется по формулам:

для случая, когда скважина заполнена жидкостью до устья ($H_{\text{ст}}=0$)

$$P_{\text{пуск}} = \rho_{\text{см}} L_k g 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (5.12)$$

для случая, когда $H_{\text{ст}} > 0$ предварительно определяют превышение уровня жидкости в НКТ над статическим уровнем при продавливании

$$\Delta H_{\text{ст}} = [(P_{\text{гу}} - P_{\text{уст}}) 10^6 / \rho_{\text{см}} g] * [(D^2 - d^2) / D^2], \text{ м} \quad (5.13)$$

при $\Delta H_{\text{ст}} > H_{\text{ст}}$

$$P_{\text{пуск}} = \rho_{\text{см}} L_k g 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (5.14)$$

при $\Delta H_{\text{ст}} < H_{\text{ст}}$

$$P_{\text{пуск}} = \frac{[(L_k - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{см}} g 10^{-6}]}{\frac{D^2}{d^2}}, \text{ МПа} \quad (5.15)$$

9. Вывод.

Контрольные вопросы

1. Область применения газлифтного способа добычи нефти. Преимущества и недостатки.
2. Принцип работы газлифта.
3. Системы и конструкции газлифтных скважин.
4. Оборудование устья газлифтных скважин.
5. Компрессорный и бескомпрессорный газлифт.
6. Пуск газлифтных скважин в эксплуатацию.
7. Пусковое давление при различных системах газлифта. Методы снижения пусковых давлений.
8. Пусковые и рабочие клапаны. Расчет расстановки клапанов.
9. Требования к подготовке газа для газлифтной эксплуатации. Способы регулирования газа по скважинам.
10. Внутрискважинный газлифт.
11. Периодическая эксплуатация газлифтных скважин.

Практическая работа № 6
Расчет и подбор оборудования для штанговой скважинной насосной установки

Цель: получить практический навык при подборе оборудования для скважины с УШГН.

Задание: Выбрать оборудование для эксплуатации скважины УШГН.

Исходные данные по вариантам – в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Исходные данные для расчёта

Наименование параметров	Варианты					
	01-05	06-10	11-15	16-20	21-25	26-30
Глубина скважины Н, м	1800	1750	1700	1720	1730	1740
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17,9	17,0	18,0	18,5	17,5	18,0
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	13	12,5	14	14	12,5	13
Плотность воды ρ_w , кг/м ³	1008	1010	1008	1010	1008	1010
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	820	810	800	820	810
Обводнённость нефти n_v , д.ед	0,89	0,70	0,66	0,85	0,75	0,56
Коэффициент продуктивности К, т/сут МПа	1,2	1,5	1,3	1,2	1,5	1,3
Газовый фактор Г, м ³ /т	95	85	79	80	85	95
Коэффициент подачи α_n	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Плотность газа ρ_z , кг/м ³	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Ускорение свободного падения g, м/с ²	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Объёмный коэффициент нефти ϵ_n	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16

Методические указания к решению задачи:

При решении задачи необходимо учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶Па

1. Определяем **плотность нефтяной эмульсии** скважин:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \Gamma\rho_z + \rho_v \left(\frac{n_v}{1-n_v}\right)}{v_n + \left(\frac{n_v}{1-n_v}\right)}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (6.1)$$

2. Определяем **расстояние от забоя до динамического уровня в скважине** при заданном $P_{заб}$:

$$H'_{дин} = \frac{P_{заб}}{g\rho_{см}}, \text{м} \quad (6.2)$$

где $P_{заб}$ - забойное давление, Па;

$\rho_{см}$ - плотность смеси, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ - ускорение свободного падения.

3. Определяем **расстояние от устья до уровня жидкости в скважине**:

$$H_{дин} = H_{скв} - H'_{дин}, \text{м} \quad (6.3)$$

где $H_{скв}$ - глубина скважины, м

$H'_{дин}$ - расстояние от забоя до динамического уровня в скважине, м .

4. Определяем **депрессию на пласт**:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \text{МПа} \quad (6.4)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ - забойное давление, МПа.

5. Определяем **фактический весовой дебит** скважины:

$$Q_{ф.в.} = K \cdot \Delta P, \frac{\text{т}}{\text{сут}} \quad (6.5)$$

где K - коэффициент продуктивности $\frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$

ΔP - депрессия на пласт, МПа .

6. Определяем фактический объёмный дебит скважины:

$$Q_{ф.о.} = \frac{Q_{ф.в.}}{\rho_{см}}, \frac{м^3}{сут} \quad (6.6)$$

где $Q_{ф.в.}$ - фактический весовой дебит скважины, $\frac{т}{сут}$;

$\rho_{см}$ - плотность смеси, $\frac{кг}{м^3}$.

7. Определяем **теоретический объёмный дебит** скважины:

$$Q_{т.о.} = \frac{Q_{ф.о.}}{\alpha_n}, \frac{м^3}{сут} \quad (6.7)$$

где $Q_{ф.о.}$ - фактический объёмный дебит скважины, $\frac{м^3}{сут}$;

α_n - коэффициент подачи, доли единиц.

8. Для снижения влияния свободного газа на работу насоса задаёмся из опыта эксплуатации величиной погружения под динамический уровень из условия:

если $n_b > 0,5$ долей единиц, то влияние газа на работу насоса меняется и

$h_{дин} = 400$ м;

если $n_b < 0,5$, то влияние газа велико и $h_{дин} = 600$ м;

если $n_b = 0,75 > 0,5$, тогда $h_{дин} = 400$ м.

9. Определяем **глубину спуска насоса в скважину**:

$$L = H_{дин} + h_{дин}, м \quad (6.8)$$

где $H_{дин}$ - расстояние от устья до уровня жидкости в скважине, $м$;

$h_{дин}$ - глубина погружения насоса под динамический уровень, $м$.

10. Выбираем по **диаграмме Адонина**, в зависимости от величины спуска насоса и объёмного теоретического дебита скважины, **тип станка-качалки** (СК) и **диаметр насоса**.

11. Выписываем стандартные длины хода полированного штока, выбранного СК, и число качаний насоса и минуту-Si, n_i .

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика»). (Паспорт для СК).

12. Выбираем тип насоса в зависимости от его глубины спуска и его диаметра.

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика», стр.209-210)

13. Выбираем диаметр НКТ в зависимости от типа и диаметра насоса.

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика», стр.222-223)

14. Выбираем диаметр насосных штанг и число ступеней штанговой колонны в зависимости от диаметра насоса и глубина его спуска.

(Н.Г.Серета, «Спутник нефтяника и газовика», стр.215-221).

15. Определяем **параметры режимов работы насоса** при стандартных длинах хода:

$$n_i = \frac{Q_{m.o.}}{1440 \cdot F_{пл} \cdot S_i}, \text{ мин}^{-1} \quad (6.9)$$

где 1440 - количество минут в сутках, $\frac{\text{мин}}{\text{сут}}$;

$F_{пл}$ - площадь поперечного сечения плунжера, м^2 .

$$F_{пл} = \frac{\pi \cdot D_{пл}^2}{4}, \text{ м}^2 \quad (6.10)$$

$$D_{пл} = D_{нас}, \text{ м}$$

S_i - стандартные длины хода плунжера, м.

Выбираем наиболее благоприятные режимы.

16. Определяем площадь сечения плунжера:

$$F_{пл} = \frac{Q_{m.o.}}{1440 \cdot S_i \cdot n_i}, \text{ м}^2 \quad (6.11)$$

17. По данным сечения плунжера определяем его диаметр соответствующего режима:

$$D_{пли} = \sqrt{\frac{F_{пли}}{0,785}}, \text{ м} \quad (6.12)$$

18. Для выбора наивыгоднейшего режима определяем для n_i и n_{i+1} режимов **максимальные значения нагрузок** в точке подвеса штанг:

$$P_{max} = F_{пли} \cdot p_{см} \cdot L \cdot g \cdot q_{cp} \cdot L \left(b + \frac{S_i n_i^2}{1440} \right), \text{ Н} \quad (6.13)$$

где b - коэффициент потери веса штанг в жидкости;

$$q_{cp} = 16,3 \frac{\text{Н}}{\text{м}} - \text{средний вес 1м штанг, } \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Самым выгодным будет режим, при котором P_{max} будет минимальным по значению:

$P_{max5} < P_{max4} < P_{max3}$, то режим будет оптимальным.

19. Определяем **максимальное напряжение в штангах** при оптимальном режиме:

$$G_{max} = \frac{P_{max5}}{f_{ум1}}, \text{ МПа} \quad (6.14)$$

где $P_{max5} = 24098,1 \text{ Н}$ - максимальная нагрузка при оптимальном режиме, Н;

F_{in1} - площадь поперечного сечения штанг 1 ступени при оптимальном режиме, мм².

$$f_{um1} = \frac{\pi \cdot d_{um1}^2}{4}, \text{ мм}^2 \quad (6.15)$$

где $d_{шт1}=19$ мм - диаметр штанг 1 ступени.

Если $G_{max} < [G_{пр}] = 120$ МПа, колонна штанг выдержит нагрузку.

20. Проверяем режим n_i и n_{i+1} на выносливость штанг, характеризующую частотой обрыва штанг. Расчёт ведём для 1 ступени штанг, так как чаще всего больше 50% обрывов происходит в верхней части колонны штанг - 1 ступени.

$$K_i = n_i \cdot \left(\frac{D_{nli}}{d_{шт}} \right)^3 \quad (6.16)$$

21. Рассчитываем необходимое число качаний оптимального режима:

$$n = n_{i(i+1)} \cdot \left(\frac{D_{nli(i+1)}}{D_{пл.гост}} \right) \text{ мин}^{-1} \quad (6.17)$$

где $n_{i(i+1)}$ - число качаний рассматриваемого режима, мин⁻¹;

$D_{пл i(i+1)}$ - расчётный диаметр плунжера, м;

$D_{пл.гост}$ - стандартный диаметр плунжера, м;

22. Рассчитываем полезную мощность электродвигателя по формуле Ефремова:

$$N = 401 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D_{пл.гост} \cdot S \cdot n \cdot p_{см} \cdot L \cdot \left(\frac{1 - \eta_n \cdot \eta_{ск}}{\eta_n \cdot \eta_{ск}} + L_n \right) \cdot K, \text{ кВт} \quad (6.18)$$

$\eta_n = 0,9$ - коэффициент полезного действия (КПД) насоса;

$\eta_{ск} = 0,8$ - КПД станка-качалки;

$\alpha_n = 0,75$ - коэффициент подачи насоса, доли единиц;

K - коэффициент, учитывающий степень уравновешенности СК.

Сравниваем полученный результат с паспортными данными, выбираем тип двигателя с запасом мощности.

23. По типу СК определяем тип редуктора (Бухаленко, стр.55).

24. Записываем компоновку УШГН и все выбранные режимные параметры.

Контрольные вопросы

1. Опишите порядок подбора типа СК и насоса по диаграмме Адонина
2. Какие нагрузки действуют на насосные штанги и как их можно рассчитать и измерить?
3. Назовите типы скважинных штанговых насосов и условия их применения.
4. Зачем и как уравновешивают СК?
5. Как выбирают оборудование и устанавливают параметры ШСНУ?

Практическая работа № 7
Расчёт и подбор оборудования для эксплуатации скважин,
оборудованных УЭЦН

Цель: получить практический навык при подборе оборудования для скважины с УЭЦН.

Задание: Подобрать расчетным путем оборудование для эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и определите удельный расход электроэнергии при ее работе. Данные для расчета приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Исходные данные

Наименование	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина	1940	1910	1860	1820	1770	174	1720	1700	200	210	195	184	175	190	179
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16,8	16,5	15,7	14,3	15,5	15,0	12,2	12,0	14,0	16,2	15,9	13,5	15,0	14,8	16,0
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	11,8	11,6	11,2	11,0	10,2	10,0	8,2	9,0	10,5	10,9	12,0	11,5	8,5	11,9	11,2
Устьевое давление $P_{у}$, МПа	1,6	1,4	1,0	0,8	0,6	0,5	0,6	0,5	1,2	1,3	1,5	0,9	1,2	0,8	1,5
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Коэффициент продуктивности K , т/сут МПа	17	37	16	29	23	32	38	33	19	21	26	24	17	18	30
Обводненность в продукции скважины n_v , %	47	63	55	50	55	60	50	45	47	52	25	49	60	55	63
Плотность пластовой воды ρ_v , кг/м ³	1080	1050	1080	1050	1080	1050	1080	1050	1000	1070	1050	1030	1040	1070	1080
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850	800	850
Плотность газа ρ_g , кг/м ³	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Диаметр эксплуатаци онной колонны D. мм	168	168	146	168	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Газовый фактор G. м ³	54	48	58	60	50	48	50	65	50	49	47	57	52	48	44

Методические указания к решению задачи

1. Определяют дебит скважины по уравнению притока при $n=1$ по формуле:

$$Q = K \times (P_{пл} - P_{заб})^n, м/сут \quad (7.1)$$

2. Выбирают оптимальное давление на приеме насоса в зависимости от обводненности и газового фактора по промышленным данным или по кривым газосодержания.

При отсутствии конкретных рекомендаций принять приближенно:

$$P_{онм} = 2,5 \dots 3,0 \text{ МПа при } n_g \geq 50\%$$

$$P_{онм} = 3,0 \dots 4,0 \text{ МПа при } n_g < 50\%$$

3. Глубину спуска насоса определяют из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_H = H - \frac{(P_{заб} - P_{онм})}{\rho_{см} \times g}, м \quad (7.2)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси, определяется в зависимости от обводненности

по следующим формулам:

➤ При малом газосодержании и обводненности более 80%:

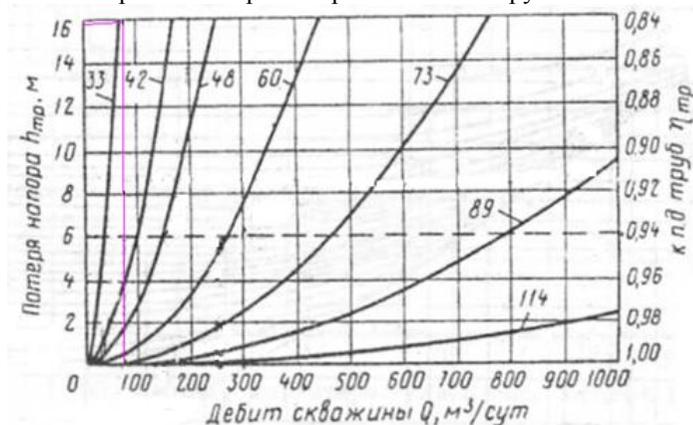
$$\rho_{см} = \rho_g \times n_g + \rho_n \times (1 - n_g) \quad (7.3)$$

➤ При высоком газосодержании и обводненности менее 80%:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \rho_g \times G + \rho_g \times \frac{n_g}{1 - n_g}}{G + \frac{n_g}{1 - n_g}}, кг/м^3 \quad (7.4)$$

4. Выбирают диаметр труб по графику (рисунок 7.1), в зависимости от их пропускной способности и КПД.

Рисунок 7.1- Кривые потерь напора в насосных трубах



5. Вычисляют потребный напор, необходимый для подъема жидкости на поверхность из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = L_n + \frac{P_y}{\rho_{см} \times g} + h_{тр} - h_z, м \quad (7.5)$$

где $h_{тр}$ - потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приблизительно можно принять $h_{тр} = 10 \dots 16$ м.

$$h_z = 0,1575 \times d_{вн} \times G \times \left\langle 1 - \sqrt[3]{\frac{P_y}{P_{нас}}} \right\rangle \times (1 - n_e), м \quad (7.6)$$

где $d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м

6. Определяют группу насоса (диаметр) в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, руководствуясь следующими соотношениями:

D ($D_{вн}$), мм	группа насоса	диаметр насоса, мм
140 (121,7)	5	92
146 (130)	5А	103
168 (144,3)	6	123

7. Определяют необходимое исполнение насосов в зависимости от содержания механических и корродирующих примесей в продукции скважины.

8. Подбирают типоразмер погружного центробежного насоса, исходя из условий:

$$H_n > H_c, Q_n = Q, \text{ КПД - максимальный}$$

где H_n - напор насоса, м;

Q_n - подача насоса, м³/сут;

Для этого по таблицам характеристик насосов задаются двумя – тремя насосами, удовлетворяющими вышперечисленным условиям и по их рабочим характеристикам выбирают окончательно насос с максимальным КПД.

9. Выписывают типоразмеры остального оборудования согласно комплектности поставки: двигатель, гидрозашиту, станцию управления, трансформатор, кабель, пользуясь справочной литературой.

Типоразмер насоса	Двигатель	Кабель		Гидрозашита	Трансформатор	Станция управления
		плоский	круглый			

10. Проверяют соответствие мощности двигателя условиям откачки, для чего определяют необходимую мощность и сравнивают с мощностью выбранного двигателя $N_{об} \geq N$:

$$N = \frac{Q \times H_c \times \rho_{см} \times g \times 10^{-3}}{86400 \times \eta_n}, \text{ кВт} \quad (7.7)$$

где η_n - КПД насоса, определяется по рабочей характеристике насоса при заданном дебите Q.

11. Определяют необходимую длину кабеля:

$$L_k = L_n + \ell, \text{ м} \quad (7.8)$$

где ℓ - расстояние до станции управления ≈ 100 м

12. Проверяют возможность спуска агрегата в скважину. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор между агрегатом и эксплуатационной колонной принимают равным 5...10 мм.

12.1 Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\max} = \frac{D_{об}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S \quad (7.9)$$

где $D_{\text{дв}}$ - диаметр электродвигателя, мм;

D_n - наружный диаметр насоса, мм;

h_k - толщина плоского кабеля, мм;

S – толщина металлического пояса, принимаем $S=1$ мм.

12.2 Основной размер агрегата с учетом насосных труб круглого кабеля:

$$A_{\text{max}} = \frac{D_{\text{дв}}}{2} + \frac{d_m}{2} + d_k, \quad (7.10)$$

где d_m - диаметр муфты НКТ, мм;

d_k - диаметр круглого кабеля, мм.

Контрольные вопросы

1. Зарисуйте схему компоновки УЭЦН и дайте характеристику ее основных узлов.
2. Какими показателями руководствуются, выбирая ЭЦН к конкретной скважине?
3. Расшифруйте маркировку ЭЦН, ПЭД (по своему варианту)

Практическая работа № 8

Определение условий гидратообразования в газовых скважинах

Цели:

- Иметь практические навыки определения условий образования кристаллогидратов в скважине;
- Закрепить изучаемый материал.

Одним из основных процессов, осложняющих эксплуатацию газовых скважин, является процесс образования кристаллогидратов. Кристаллогидраты образуются при определенных термобарических условиях при наличии в газе капель влаги. Отложения гидратов в виде снегообразной массы или льда в подъемнике газовой скважины снижают пропускную способность, повышающую расход энергии на добычу газа и могут полностью перекрыть живое сечение потока газа.

Условия образования гидратов могут быть определены экспериментально, графоаналитически и аналитически.

Графоаналитический метод определения условий гидратообразования

Этот метод базируется на знании относительной плотности добываемого газа p_r . На рисунке 1 представлены кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности природного газа. Область, расположенная выше представленных кривых (заштрихованная), является областью возможного образования кристаллогидратов.

Таким образом, при известной относительной плотности природного газа требуется рассчитать давление и температуру в заданной точке скважины (на заданной глубине) и по полученным значениям, пользуясь рис. 1, определить возможность образования гидратов в этой точке.

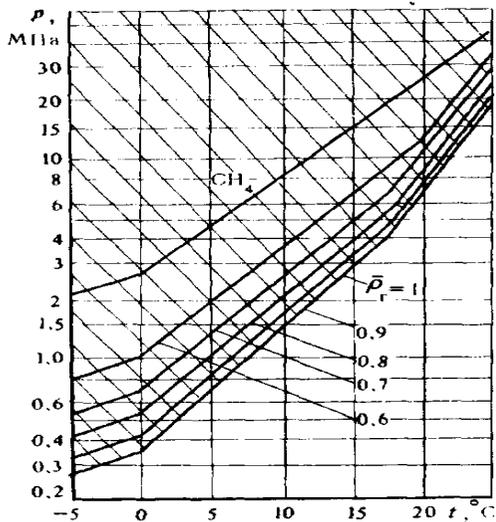


Рисунок 8.1- Кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности

Задача

Определить возможность образования кристаллогидратов в скважине при следующих исходных данных.

Таблица 8.1 – Исходные данные:

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление на устье скважин P_y , МПа	12	12,5	13	13,5	14	12,1	12,3	12,5	12,4	12,6
Температура t_y , °C	28,5	28,1	28,3	29	29,1	29,2	29,5	28,4	28,5	28,6
Относительная плотность газа p_r	0,65	0,66	0,64	0,65	0,66	0,67	0,68	0,64	0,63	0,65

1. Расчет давления в заданной точке работающей скважины выполняется по следующей формуле:

$$p(h) = \sqrt{p_y e^{2s} + 1.325 * 10^{-12} \lambda \frac{z_{cp}^2}{d_{вн}^5} V_{\Gamma}^2 (e^{2s} - 1)} \quad (8.1)$$

где:

$p(h)$ – давление на глубине h от устья. МПа;

V_{Γ} – дебит скважины, тыс. м³/сут;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления

2. Расчет температуры в заданной точке работающей скважины выполняется по формуле:

$$T(h) = T_{пл} - \omega(L_{пл} - h) - \Delta t_i e^{-a(L_{пл} - h)} + \frac{1 - e^{-a(L_{пл} - h)}}{a} \left(\omega - D_i \frac{P_{заб} - P_y}{L_{пл}} - \frac{A}{c_p} \right)$$

где:

$T(h)$ — температура на глубине h от устья. К;

ω — геотермический градиент, К/м;

$L_{пл}$ — глубина залегания пласта, м;

D_i - дифференциальный коэффициент Джоуля—Томсона, К/МПа;

A — термический эквивалент работы, равный $9,8 * 10^{-3}$ кДж/1кг * м);

c_p — изобарная теплоемкость газа при среднем давлении и в первом приближении при пластовой температуре $T_{пл}$, кДж/(кг * К);

Δt_j — снижение температуры газа в призабойной зоне скважины за счет эффекта Джоуля- Томсона с учетом теплообмена с окружающей средой, К:

$$\Delta t_i = D_i (P_{пл} - P_{заб}) \frac{\lg(1 - \frac{G c_p \tau}{\pi h c_n r_c^2})}{\lg \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.3)$$

где:

G — массовый расход газа, кг/с;

τ — суммарное время работы скважины, с;

c_n — объемная теплоемкость горных пород, кДж/(м³ * К);

$r_c, /R_k$ — соответственно радиус скважины и радиус контура питания, м;

$$a = 2\pi\lambda_n / (G c_p f(\tau)) \quad (8.4)$$

λ_n — теплопроводность горных пород, кВт/(м * К);

$f(\tau)$ — безразмерная функция времени:

$$f(\tau) = \ln(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_n \tau}{c_n r_c^2}}) \quad (8.5)$$

Как видно из вышеизложенного, данный метод является достаточно трудоемким и требует знания многих теплофизических характеристик.

Расчет образования кристаллогидратов при положительных и отрицательных температурах

При положительных температурах взаимосвязь между равновесной температурой и равновесным давлением гидратообразования имеет вид:

$$t_p = 18.47(1 + \lg P_p) - B \quad (8.6)$$

Или:

$$\lg P_p = \frac{t_p + B}{18.47} - 1$$

а при отрицательных температурах:

$$t_p = -58.5(1 + \lg P_p) + B$$

или

$$\lg P_p = \frac{B_1 - t_p}{58.5} - 1$$

где

t_p — равновесная температура гидратообразования, °С;

P_p — равновесное давление гидратообразования, МПа;

B, B_1 — числовые коэффициенты (табл. 2)

Таблица 8.2 -Зависимость коэффициентов В и В₁ от относительной плотности P_r

P _r	B	B ₁	P _r	B	B ₁	P _r	B	B ₁
0.56	24.25	77.4	0.71	13.85	43.9	0.86	12.07	37.6
0.57	21.8	70.2	0.72	13.72	43.4	0.87	11.97	37.2
0.58	20	64.2	0.73	13.57	42.9	0.88	11.87	36.8
0.59	18.53	59.5	0.74	13.44	42.4	0.89	11.77	36.5
0.6	17.67	56.1	0.75	13.32	42	0.9	11.66	36.2
0.61	17	53.6	0.76	13.2	41.6	0.91	11.57	35.8
0.62	16.45	51.6	0.77	13.08	41.2	0.92	11.47	35.4
0.63	15.93	50	0.78	12.97	40.7	0.93	11.37	35.1
0.64	15.47	48.6	0.79	12.85	40.3	0.94	11.27	34.8
0.65	15.07	47.6	0.8	12.74	39.9	0.95	11.17	35.5
0.66	14.76	46.9	0.81	12.62	39.5	0.96	11.1	34.2
0.67	14.51	46.2	0.82	12.5	39.1	0.97	11	33.9
0.68	14.34	45.6	0.83	12.4	38.7	0.98	10.92	33.6
0.69	14.16	45	0.84	12.28	38.3	0.99	10.85	33.3
0.7	14	44	0.85	12.18	37.9	1	10.77	33.1

Контрольные вопросы

1. Условия образования гидратов
2. Причины образования гидратов
3. Способы определения условий образования гидратов
4. Последствия образования гидратов
5. Предупреждение и борьба с гидратами

Практическая работа № 9

Расчет солянокислотной обработки скважины

Цель: получить практический навык при определении параметров СКО

Задание: Выберите концентрацию или количество реагентов, необходимое оборудование для проведения солянокислотной обработки призабойной скважины. Данные приведены в таблице 9.

Выбор скважины для проведения кислотной обработки

Кислотное воздействие на пласт производится с целью восстановления и увеличения продуктивности скважин в случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и призабойной зоны. Кислотные воздействия различаются по глубине (объёму воздействия) и технологии.

Цель обработки зависит от поставленной цели и характеристик объекта воздействия.

Объектом воздействия кислотной обработки является кольмаиант порового пространства призабойной зоны пласта, скелет продуктивного, отложения неорганических солей, остаточные гели-песконосители в скважинах, на которых был проведён ГРП.

Для проведения кислотной ОПЗ из всего фонда скважин с периодичностью раз в год (для составления годовой программы работ) и раз в месяц (для составления месячной программы работ) выбирают следующие скважины:

- Скважины, вводимые в эксплуатацию из бурения (без ГРП) в обязательном порядке подвергаются кислотной обработке. Цель обработки - очистка ствола скважины, перфорационны отверстий ближней призабойной зоны от глинистых частиц и фильтрата бурового раствора Объект воздействия - кольматирующее вещество и скелет породы.

- Скважины, снизившие продуктивность по причине ухудшения притока жидкости в ходе эксплуатации из-за уменьшения проницаемости ПЗП в результате миграции глинистых частиц и обломочного материала горной породы. Цель обработки - увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия - кольматирующее вещество и скелет породы.

- Скважины, снизившие продуктивность в результате отложения солей в призабойной зоне, эксплуатационной колонне и насосном оборудовании. Цель обработки - удаление отложений, восстановление продуктивности скважины. Объект воздействия - солевые отложения
- Скважины, не вышедшие на заданный режим работы после проведения ГРП. Цель обработки - разрушение загущенной жидкости - песконосителя, очистка каналов между зернами проппанта от геля. Объект воздействия - полисахаридный гель.
- Скважины, выводимые из бездействия. Цель обработки - увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия — скелет породы.

Методические указания к решению задачи

1. Для заданных условий принимают концентрацию раствора соляной кислоты.

2. Определяют общий необходимый объем раствора соляной кислоты

$$V = V' \cdot h, \text{ м}^3 \quad (9.1)$$

где V' - расход раствора HCl на 1 м толщины пласта, м^3 .

$V' = 0,8-1,2$

3. Количество концентрированной товарной кислоты можно найти по формуле:

$$V_k = \frac{A \cdot x \cdot V(B-Z)}{B \cdot Z(A-x)}, \text{ м}^3 \quad (9.2)$$

где A и B – числовые коэффициенты, определяются по таблице;

x – выбранная концентрация солянокислотного раствора, %;

Z- 27,5%-ая концентрация товарной кислоты.

Таблица 9.1-Значения коэффициентов A и B:

Z,x	B,A	Z,x	B,A
5,15 - 12,19	214,0	29,95 – 31,52	227,5
13,19 - 18,11	218,0	32,10 – 33,40	229,5
19,06 – 24,78	221,5	34,42 – 37,22	232,0
25,75 – 29,57	226,0		

4. При обработке скважин к раствору соляной кислоты добавляют различные реагенты, выбирают их концентрацию.

4.1 Ингибиторы в количестве 0,01 % объема кислотного раствора, например, катапин А.

4.2 Стабилизаторы, например, уксусную кислоту в количестве:

$$V_{ук} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3 \quad (9.3)$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, принимаем 1,5%;
 c – концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%.

4.3 Интенсификаторы, например, марвелан, в количестве 1...1,5% объема соляного раствора.

4.4 Хлористый барий для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции примесей раствора соляной кислоты с железом, цементом:

$$V_{\text{хб}} = 21,3 * V \left(\frac{a*x}{Z} \right) \frac{1}{P_{\text{хб}}}, \text{ дм}^3 \quad (9.4)$$

где a – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте, $a=0,6\%$;

$P_{\text{хб}}$ - плотность хлористого бария, $P=4 \text{ кг/дм}^3$

5. Определяют количество воды, необходимое для приготовления принятого объема солянокислотного раствора:

$$V_{\text{в}} = V - V_{\text{к}} - \sum V_{\text{р}}, \text{ м}^3 \quad (9.5)$$

где $\sum V_{\text{р}}$ - суммарный объем всех добавляемых реагентов к солянокислотному раствору, м^3

6. Определяют количество раствора, закачиваемого при открытой задвижке затрубного пространства (при отсутствии пакера) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта:

$$V' = 0,785 d_{\text{об}}^2 l + 0,785 d_{\text{вн}}^2 (H - h) + 0,785 D_{\text{д}}^2 h \quad (9.6)$$

7. Количество жидкости, которое закачивают при закрытой задвижке затрубного пространства:

$$V'' = V - V', \text{ м}^3 \quad (9.7)$$

8. Объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр}} = V'' \quad (9.8)$$

9. Выбирают необходимое оборудование (кислотный агрегат, автоцистерны), его количество, характеристики.

10. Выбирают режимы работы агрегата. Для этого, задавшись

производительностью агрегата (q) на II, III и IV передачах определяют необходимое давление нагнетания:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{заб}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{тр}}, \text{ МПа} \quad (9.9)$$

где $P_{\text{заб}}$ - максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа,

Таблица 9.2-Режимы работы кислотного агрегата

Скорость	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа
2	54,9	3,60	33,2
3	104,5	6,85	17,4
4	183,5	12,22	9,7
5	240,0	15,72	7,6

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} + q * 10^{-3} * \frac{86400}{K}; \quad (9.10)$$

$P_{\text{ж}}$ - гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа,

$$P_{\text{ж}} = \rho q H_{\text{ф}}, \quad (9.11)$$

Принимаем $P_{\text{тр}} = 0,5 \dots 1,5$ МПа.

Давление, создаваемое насосом, должно быть достаточным для продавки в пласт раствора:

$$\tau = (V + V_{\text{пр}}) * \frac{10^3}{q3600}, \text{ ч} \quad (9.12)$$

Техническая характеристика агрегата АЗИНМАШ-ЗОО (плунжер диаметром 110мм)

Таблица 9.3-Исходные данные для расчета СКО

Наименование исходных данных	№варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина скважины Н,м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780	1820	1860
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12	14	16
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные трещиноватые известняки					Трещиноватые кавернозные известняки				
Проницаемость пород k , мм ²	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,1
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0	14,5	15,0
Внутренний диаметр скважины D_d , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта $T_{пл}$, °C	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода $d_{об}$, мм	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода $l_{об}$, мм	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Контрольные вопросы

1. Назначение методов воздействия на призабойную зону скважин, классификация методе область применения.
2. Реагенты, применяемые при СКО, их назначение и характеристики.
3. Технология СКО.

Практическая работа № 10

Расчет ГРП

Цель работы: приобретение навыков по расчету гидроразрыва пласта

Задание: рассчитать необходимый объем жидкости разрыва, жидкости песконосителя, продавочной жидкости, вычислить потребное количество агрегатов, определить общую продолжительность процесса ГРП. Составить план проведения работ.

Исходные данные в таблице 10.1.

Методические указания

11. Определить забойное давление гидроразрыва:

$$P_{\text{заб}} = H \cdot \Delta P^*, \text{ МПа} \quad (10.1)$$

где $P_{\text{заб}}$ - забойное давление ГРП, МПа;

H - глубина нижних перфорационных отверстий, взята по вертикали, м;

ΔP^* - градиент давления разрыва пластов, глубина залегания которых превышает 1200 м, МПа; $\Delta P^* = 1,7$ МПа на 100м глубины.

12. Определить устьевое давление гидроразрыва по формуле:

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}} + P_{\text{тр}}, \text{ МПа} \quad (10.2)$$

где $P_{\text{уст}}$ - устьевое давление гидроразрыва, МПа;

$P_{\text{заб}}$ - забойное давление ГРП, МПа;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{\text{тр}}$ - потери давления на трение, МПа.

13. Определить потери давления на трение:

$$P_{\text{тр}} = P_{\text{нкт}} + P_{\text{ман}}, \text{ МПа} \quad (10.3)$$

где $P_{\text{нкт}}$ - потери давления в НКТ ; МПа, $P_{\text{нкт}} = 1,1$ МПа на каждые 100 м;

$P_{\text{ман}}$ - потери давления в манифольде, $P_{\text{ман}} = 1,4$ МПа; .

$$P_{\text{нкт}} = 0,011 \cdot L_{\text{нкт}}, \text{ МПа} \quad (10.4)$$

где $L_{\text{нкт}}$ - глубина спуска НКТ, м.

14. Определить общий объем жидкости для проведения ГРП по формуле:

$$V = V_{\text{ж.р.}} + V_{\text{буф}} + V_{\text{пес}} + V_{\text{прод}}, \text{ м} \quad (10.5)$$

где $V_{\text{ж.р.}}$ - объём жидкости разрыва, м³;
 $V_{\text{буф}}$ - объём буферной жидкости, м³; $V_{\text{буф}} = 10 \text{ м}^3$,
 $V_{\text{пес}}$ - объём жидкости песконосителя, м³;
 $V_{\text{прод}}$ - объём продавочной жидкости, м³.

15. Определить общий объём жидкости песконосителя:

$$V_{\text{п}} = M_{\text{п}} / K_{\text{п}}, \text{ м}^3 \quad (10.6)$$

где $M_{\text{п}}$ - масса (количество) песка закрепителя трещин.
 По данным отечественной практики $M_{\text{п}} = 10 - 30 \text{ т}$ на один гидроразрыв;
 $K_{\text{п}}$ - концентрация песка в 1 м жидкости песконосителя, т/м³; $K_{\text{п}} = 0,2 \text{ т/м}^3$

16. Определить общий объём продавочной жидкости:

$$V_{\text{прод}} = 1,5 (V_{\text{нкт}} + V_{\text{л.к}}), \text{ м}^3 \quad (10.7)$$

где $V_{\text{нкт}}$ - объём жидкости в НКТ, м³;
 $V_{\text{л.к}}$ - объём жидкости в эксплуатационной колонне, м против обрабатываемого пласта.

17. Определить объём жидкости гидроразрыва из условия 4 м³ жидкости гидроразрыва на 1 м толщи продуктивного пласта:

$$V_{\text{ж.р.}} = h_{\text{пл}} \cdot 4, \text{ м}^3 \quad (10.8)$$

где $V_{\text{ж.р.}}$ - объём жидкости гидроразрыва, м³;
 $h_{\text{пл}}$ - общая мощность обрабатываемого пласта, м;

18. Определить потребное количество агрегатов 4АН - 700:

$$N_1 = K_3 (16,67 \cdot Q \cdot P) / (W_{\text{к}} \cdot n), \text{ шт} \quad (10.9)$$

где K_3 - коэффициент запаса гидравлической мощности, необходимой для осуществления процесса, для установок типа АН -700 принимается равным 1,3;

$16,67 \cdot Q \cdot P_y$ - произведение темпа закачки жидкости и устьевого давления, равное гидравлической мощности, потребной на осуществление гидроразрыва, кВт;
 $Q = 1,5 / 2,5, \text{ м}^3/\text{мин}$.

$W_{\text{к}}$ - полезная гидравлическая мощность насоса, кВт для установки 4АН - 700

$W_{\text{к}} = 452 \text{ кВт}$;

n - коэффициент технического состояния насоса, принимается в зависимости от срока службы насоса (0,5 - 0,8).

В связи с накопленным опытом работ по проведению ГРП, техническим состоянием 4АН - 700, - принимаем один агрегат резервный.

19. Определить количество пескосмесительных агрегатов по загрузочному объёму их бункеров:

$$N_2 = M_n / V_{\text{бунк}}, \text{ шт} \quad (10.10)$$

где M_n - масса песка;

$V_{\text{бунк}}$ - объем бункера, м³; $V_{\text{бунк}} = 9 \text{ м}^3$.

20. Определить количество вспомогательных агрегатов ЦА-320:

$$N_3 = (K_3 \cdot Q_{\text{нас}} \cdot n) / q, \text{ шт} \quad (10.11)$$

где q - темп закачки жидкости ГРП, м³/мин; $q = 2,5 \text{ м}^3/\text{мин}$

$Q_{\text{нас}}$ - производительность агрегата ЦА-320 м³/мин; $Q_{\text{нас}} = 1,32 \text{ м}^3/\text{мин}$.

21. Определить общую продолжительность процесса

$$t = (V_{\text{ж-р}} + V_{\text{буф}} + V_{\text{пес}} + V_{\text{прод}}) / q, \text{ мин} \quad (10.12)$$

Таблица 10.1 - Исходные данные

№ вар	L_c , м	h , м	d , мм	$\rho_{\text{ж}}$ кг/м ³	$\mu_{\text{ж}}$ Па*с	V	$\rho_{\text{п}}$ кг/м ³	$C_{\text{п}}$ кг/м ³
1	2450	6,5	89	940	0,3	0,2	2500	2500
2	2380	7	73	920	0,29	0,25	2500	2600
3	2800	8	89	930	0,28	0,25	2500	2700
4	2940	9	73	950	0,27	0,28	2600	2800
5	3100	12	89	890	0,31	0,27	2600	2900
6	3250	11	73	895	0,32	0,29	2600	3000
7	3410	10	89	910	0,33	0,3	2500	2600
8	2900	8	89	920	0,28	0,3	2500	2500
9	3300	5	89	930	0,29	0,3	2600	2700
10	3600	8,5	73	940	0,30	0,29	2500	2900

Контрольные вопросы

- 1 Назначение методов воздействия на призабойную зону скважин, классификация методов, область применения.
- 2 Гидравлический разрыв пласта (ГРП), его сущность, область применения, схема проведения.
- 3 Давление разрыва.
- 4 Жидкости разрыва.
- 5 Песок, предназначенный для заполнения трещин.
- 6 Выбор скважин для проведения ГРП.

Практическая работа № 11 Расчет глушения скважины

Цель работы: приобретение расчётных навыков при выборе способа и жидкость глушения.

Задание: Выберите способ, жидкость глушения, необходимое оборудование, материалы, их количество для глушения скважины. Составьте схему размещения и обвязки наземного оборудования и план работ. Исходные данные по вариантам - в таблице 11.2.

Методические указания

1. Выбирают способ глушения в зависимости от пластового давления, приемистости и литологии пласта, вида спущенного в скважину оборудования, вида применяемой жидкости. Глушение может производиться следующими способами:

а) Полной заменой скважинной жидкости, если колонна НКТ или хвостовик спущены до продуктивного пласта: башмак колонны НКТ или насос находятся выше пласта, но пласт имеет хорошую проницаемость; при значительной величине пластового давления; поднасосная жидкость может быть продавлена без опасности ухудшения проницаемости ПЗП.

б) Частичной заменой скважинной жидкости (без задавки в пласт), если проницаемость ПЗП низкая и есть опасность загрязнения пласта продавочной жидкостью при небольшой величине пластового давления, при насосном способе эксплуатации

2. Определяют плотность жидкости глушения из условия создания противодействия на пласт по формуле:

- при полной замене жидкости

$$p_{г\text{л}} = \frac{(P_{\text{пл}} + (0,1..0,25)P_{\text{пл}})10^6}{L \cdot g}, \quad \text{кг/м}^3 \quad (11.1)$$

где $(0,1..0,25) P_{\text{пл}}$ - величина противодавления на пласт согласно требованиям правил безопасности ведения работ. Па [см. 18, стр. 44].

- при частичной замене жидкости

$$p_{г\text{л}} = \frac{(P_{\text{пл}} + (0,1..0,25) \cdot P_{\text{пл}})10^6 - p_{\text{см}} \cdot g \cdot H}{L_{\text{н}} \cdot g} + p_{\text{см}}, \quad \text{кг/м}^3 \quad (11.2)$$

3, Выбирают жидкость глушения в соответствии с рассчитанной плотностью и особенностью пласта.

Для глушения применяют жидкости:

- а) техническую воду, обработанную ПАВ пластовую воду - для пород с проницаемостью более 0,16 мкм² и пористостью более 16%, плотностью до 1120...1190 кг/м³;
- б) водный раствор хлористого кальция (плотностью до 1396 кг/м³), хлористого натрия (плотностью до 1175 кг/м³), обработанные ПАВ;
- в) глинистый раствор (плотностью до 1700 кг/м³) - для песчаных коллекторов с проницаемостью более 0,2 мкм²;
- г) гидрофобно —эмульсионные растворы (ГЭР) – стабилизированные полиамидами и содержащие при необходимости утяжелители (барий, гематит и др.), плотностью от 950 до 2000 кг/м³ - для любого типа коллекторов.

4. Определяют объем жидкости глушения

- при полной замене скважинной жидкости:

$$V_{\text{гл}} = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot L \cdot \varphi, \quad \text{м}^3 \quad (11.3)$$

где $D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;
 φ - коэффициент запаса количества жидкости глушения,
 $\varphi = 1,05..1,1$.

- при частичной замене скважинной жидкости;

$$V_{\text{гл}} = 0,785 D_{\text{вн}}^2 \cdot L_{\text{н}} \cdot \varphi, \quad \text{м}^3 \quad (11.4)$$

5. Определяют количество материалов для приготовления растворов CaCl_2 ; NaCl_2 или глинистого раствора.

5.1 Количество утяжелителей (CaCl_2 ; NaCl_2 , глины):

$$M_{\text{ут}} = \frac{(p_{г\text{л}} - p_{\text{в}}) \cdot p_{\text{ут}}}{p_{\text{ут}} - p_{\text{в}}} \cdot V_{г\text{л}}, \quad \text{кг} \quad (11.5)$$

5.2 Количество воды (пресной или пластовой):

$$V_6 = \frac{V_{2л} \cdot \rho_{2л} - M_{ум}}{\rho_6}, \quad \text{м}^3 \quad (11.6)$$

где $\rho_{ут}$ — плотность применяемого утяжелителя,

$$\begin{aligned} \rho_{\text{NaCl}} &= 1850 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_{\text{CaCl}_2} &= 2200 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_{\text{гл}} &= 2700 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

6. Количество жидкости для долива при подъеме НКТ.

- без жидкости:

$$V_{\partial} = \frac{M_{\text{нкт}}}{\rho_m}, \quad \text{м}^3 \quad (11.7)$$

- с жидкостью:

$$V_{\partial} = \frac{M_{\text{нкт}}}{\rho_m} + 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L, \quad \text{м}^3 \quad (11.8)$$

где ρ_m — плотность металла, $\rho_m = 7850 \text{ кг/м}^3$;

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр НКТ, м;

$M_{\text{нкт}}$ - масса колонны НКТ, кг.

$$M_{\text{нкт}} = m \cdot L,$$

где m — масса 1 п. м. труб, кг/м.

7. Выбирают промывочный агрегат, исходя из необходимого давления на устье при глушении скважины. Обычно $P_y < 5 \text{ МПа}$ для условий Башкирии и Татарии.

8. Количество автоцистерн:

$$n_{ц} = \frac{V_{2л} \cdot \rho_{2л}}{q}, \quad (11.9)$$

где q — грузоподъемность автоцистерн, т, (приложение 3), (таблица 29).

9. Составляют схему размещения и объезды наземного оборудования и план работ при глушении скважин.

Таблица 11 – Исходные данные

Параметры	Варианты									
	1-3	4-6	7-9	10-12	13-15	16-18	19-21	22-24	25-27	28-30
Расстояние до зоны перф., Нф, м	1875	1915	1810	1910	1830	1850	1860	1900	1870	1890
Диам.экспл. колонны, Д _э , мм	168	146	146	168	146	168	168	168	168	168
Пластовое давление, Р пл, МПа	21,37	22,63	18,59	19,92	19,18	19,48	20,07	21,30	20,38	21
Диам. НКТ, d, мм	60	60	60	60	73	73	60	60	60	60
Глубина спуска НКТ или насоса, L (Лн),м	1875	1915	1100	1170	1140	1180	1350	1460	1400	1440
Обводнённость, пв, %	12	20	16	20	20	20	24	26	30	32
Плотность воды, ρ_v кг/м ³	1000	1020	1020	1010	1000	1020	1010	1000	1010	1020

Контрольные вопросы

1. Оборудование, используемое при глушении скважин.
2. Комплекс подготовительных работ при глушении скважин
3. Глушение скважин.
4. Выбор жидкости глушения.

Список литературы

1. Арбузов, В.Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Электронный ресурс]: Практикум / Арбузов В.Н., Курганова Е.В. - Томск: ТПУ, 2015. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=672983>
2. Покрепин, Б.В. Эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (МДК 01.02) [Текст]: учебное пособие /Б.В. Покрепин, - Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 605с

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица 1.Размерности величин, используемых в нефтепромысловой практике в системе СИ

Величина	Отраслевое обозначение	Обозначение в системе СИ	Соотношение
1	2	3	4
Длина	м	м	
Площадь	м ²	м ²	
Объем	м ³	м ³	
Масса	т	кг	1т = 10 ³ кг
Время (*)	сут.	с	1 сут = 86400 с.
Вес	кгс	Н	Кгс = 9,8 Н
Давление	кгс/см ²	Па	1 кгс/см ² = 0,98*10 ⁶ Па 1Па = 1Н/м ² 1МПа = 10 ⁶ Па 1 кгс/см ² = 0,98*10 ⁻¹ МПа
Дебит (*) массовый	т/сут	кг/с	1т/сут = 11,57*10 ⁻³ кгс/с
объемный	м ³ /сут	м ³ /с	1м ³ /сут = 11,57*10 ⁻⁶ м ³ /с 1м ³ /сут = 11,57см ³ /с
Плотность	г/см ³	кг/м ³	1г/см ³ = 1т/м ³ = 10 ³ кг/м ³
Вязкость динамическая	П, сП	Па*с	1П = 10 ² сП = 10 ⁻¹ Па*с 1сП = 10 ⁻³ Па*с = 1мПа*с
кинематическая	Ст, сСт	м ² /с	1Ст = 10 ² сСт = 10 ⁻⁴ м ² /с 1сСт = 10 ⁻⁶ м ² /с

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Диаграмма Адонина

