

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

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

для обучающихся по выполнению практических занятий

Тема 7. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и
эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

МДК.01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений


**Специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений**

Нефтеюганск
2020

РАССМОТРЕНО

Предметной (цикловой) комиссией
специальных нефтегазовых
дисциплин
протокол № 1 от « 10 » сентября 2020г.

Председатель П(Ц)К

 Ребенок Г.А..

Методические указания разработаны на основании программы профессионального модуля по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Разработчик: Ребенок Г.А. – преподаватель НИК (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Правила выполнения практических работ

Практические работы выполняются в ученической тетради в клетку, на обложке которой должны быть указаны название МДК, индивидуальный вариант по списку в журнале.

Задания практической работы переписывать полностью. При необходимости записи сопровождать схемами, рисунками, таблицами. Записи выполняются чернилами или пастой черного (фиолетового) цвета, четко и разборчиво.. При расчетах следует записать формулу, а только затем числовые вычисления. Выполнение расчетов и их запись должны носить последовательный характер. Не допускается подставлять формулу значения какой-либо величины, а ниже производить вычисления этого числа. Каждое значение начинать с новой страницы.

Графическая часть практической работы выполняется аккуратно, с использованием чертежных инструментов. Все рисунки и схемы должны быть пронумерованы в порядке их расположения. По тексту при оформлении каждой из задач необходимо делать ссылку на номер рисунка или схемы. На рисунках (схемах) необходимо нанести известные и искомые параметры.

При оформлении заданий практической работы должна соблюдаться следующая последовательность (каждый пункт выполняется с красной строки):

1. Задание практической работы,
2. Исходные данные для решения задачи, (единицы измерения перевести в систему СИ);
3. Рисунок (схема),
4. Ниже изложение хода решения задачи с пояснениями,

Студент допускается к экзамену по МДК, если его работы зачтены. Если в работе допущены ошибки работа возвращается студенту. Получив прорецензированную практическую работу, студент должен исправить ошибки и дать необходимые дополнения к ответам, если этого требует рецензия. Работу над ошибками следует проводить в этой же тетради. Если исправлений требуется слишком много, работу следует выполнить заново и сдать ее вместе с ранее выполненной.

Пропущенные практические занятия студент должен отработать на консультации.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №1

Определение дебита и продуктивности нефтяной скважины

Цель: Получить практический навык расчета и оценки дебита и продуктивности несовершенной скважины.

Задание: Определить дебит нефтяной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке, оцените величину коэффициента продуктивности. Исходные данные в таблице 1.1. Ответить на контрольные вопросы.

Методические указания к решению задачи

Расчет проводить в системе СИ, а также учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶Па

Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает продуктивный пласт на всю толщину и забой скважины открытый, т. е. вся вскрытая поверхность забоя является фильтрующей, если же хотя бы одно из условий не выполняется, то скважина является гидродинамически несовершенной (по качеству вскрытия продуктивного пласта; по степени вскрытия продуктивного пласта; характеру вскрытия пласта)

Выбор степени и характера вскрытия осуществляется в зависимости от физических свойств пластов, их толщины, степени неоднородности, способа разработки и т. д.

Степень и имеют важное значение при разработке месторождений нефти и газа, так как они определяют фильтрационные сопротивления, возникающие в призабойной зоне, и, в конечном итоге, производительность скважин.

В настоящее время для оценки дебита (притока) нефтяной скважины при установившемся режиме радиальной фильтрации однородной жидкости используют формулу Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \pi k h \varphi (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot b \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}, \text{ м}^3 / \text{с} \quad (1.1)$$

где r_c - радиус скважины по долоту;

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

$$R_k = \frac{S}{2}, \text{ м} \quad (1.2)$$

Полученный результат Q переведите в т/сут.

Так как дебит скважины главным образом регулируется изменением депрессии на пласт, то для определения продуктивности скважины можно использовать формулу притока:

$$Q = K (P_{пл} - P_{заб})^n \quad (1.3)$$

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

K — коэффициент продуктивности, т/(сут· МПа)

Контрольные вопросы:

1. Перечислите виды несовершенства скважин. Зарисуйте их схематично.

2. Основное условия для притока жидкости. Уравнение притока для несовершенной скважины.
3. В чём отличие потенциального и оптимального дебита?
4. Что такое коэффициент продуктивности скважины?
5. Что такое приведенный радиус скважины?

Таблица 1.1 – Исходные данные

Наименование исходных данных	Варианты																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20	17	16	18	20	19	15	16	18	20	21
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13	15	12	14	14	15	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13
Толщина пласта h , м	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8
Вязкость нефти μ , 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	1,5	2,0	2,5	3	1,5	2	2,5	3	1,5	2
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	1,2	1,15	1,2	1,2	1,15	1,2	1,2	1,15	1,2	1,2
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	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2
Расстояние между скважинами S , м	1200	1100	1000	900	930	700	600	1200	1100	1000	900	800	700	600	1000	1200	1100	1000	900	930	700	600	1200	1100	1000
Плотность скважинной смеси ρ , кг/м ³	850	830	890	880	870	840	860	850	830	890	880	870	840	860	850	830	890	880	870	840	860	850	830	890	880
Диаметр скважины по долоту $D_{дол}$, мм	300																								
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины φ_c	0,7																								

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №2

Определение параметров процесса освоения скважины

Цель: получить практический навык расчёта необходимого оборудования и материалов для освоения скважины методом замены жидкости

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 возьмите из таблицы

Методические указания к решению задачи

Расчет проводить в системе СИ, а также учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 10⁶ Па

Рекомендуется следующая последовательность решения задачи.

1. Определяют плотность промывочной жидкости из условия вызова притока:

$$\rho_{пж} = \frac{(P_{пл} - P_{мин})}{L \cdot g}, \text{ кг / м}^3 \quad (2.1)$$

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:

$$V_{пж} = \varphi \left(\frac{\pi D_{в}^2}{4} \right) L, \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

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

D_в — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

4. Определяют количество автоцистерн для доставки промывочной жидкости:

$$n_{ц} = V_{пж} / V_{ц}, \quad (2.3)$$

где V_ц — вместимость выбранного типа автоцистерн, м³.

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

$$P_{max} = L (\rho_{б.р} - \rho_{пж}) g 10^{-6} + P_{тр} + P_{у}, \text{ МПа} \quad (2.4)$$

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

Принимаем условно P_{тр} = 0,5...1 МПа

P_у — противодействие на устье, МПа ; при промывке в амбар P_у = 0 МПа

6. Выбираем тип промывочного агрегата и передачу работ агрегата по характеристике его насоса. Для промывки обычно достаточно одного агрегата, например УН1Т – 100×200, P_{max} = 20 МПа.

7. Составляют схему оборудования скважины и расположения наземного оборудования.

Контрольные вопросы:

1. Назначение освоения скважин. Условие вызова притока.
2. Классификация методов освоения скважин.
3. Какое оборудование и техника применяются при освоении скважины?

Практическая работа № 12

Расчет цементирования скважин под давлением

Цель: Закрепить полученные знания по вопросам цементирования скважин. Получить практический навык расчёта необходимого процесса цементирования скважин.

Задание: Рассчитать параметры для затворения тампонажного раствора. Определить необходимый для закачки объем тампонажного раствора.

Методические указания:

Расчет проводить в системе СИ, а также учитывать соответствие единиц измерения и наличие префиксов. Например, 1 МПа = 106Па

1) Определим температуру на забое скважины по формуле:

$$t_{заб} = t_{ср} + (0,01/0,025) H, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (12.1)$$

Принимая второе слагаемое за 0,025 H и подставив численное значение, получим:

$$t_{заб} = 10 + 0,025 \times 2450 = 71,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2) Выбираем тампонажный цемент для «горячих» скважин (ГЦ), время начала схватывания с момента затворения у которого равно 105 мин. Тогда допустимое время цементирования:

$$T_{доп} = 0,75 T_{зат} = 0,75 \times 105 = 79 \text{ мин}. \quad (12.2)$$

3) Определим объем колонны заливочных труб:

$$V = \Delta \frac{\pi}{4} (d_{в1}^2 h_1 + d_{в2}^2 h_2) \quad (12.3)$$

где $d_{в1}$ и $d_{в2}$ – соответственно внутренние диаметры НКТ диаметром 73 и 89 мм, м;

h_1, h_2 – соответственно длина секций колонны заливочных труб, м;

D-коэффициент сжимаемости продажной жидкости, равный 1,01-1,10 (принимая 1,02).

$$V = 1,02 \times 0,785 (0,0622 \times 1600 + 0,0762 \times 800) = 4,9 + 3,7 = 8,6 \text{ м}^3.$$

4) Определим время, необходимое для полного заполнения колонны заливочных труб при работе одним агрегатом ЦА-320 М на скорости при диаметре втулок 115 мм:

$$T_3 = \frac{1000V}{60q_v} \quad \text{мин} \quad (12.4)$$

$$T_3 = \frac{1000 \times 8,6}{60 \times 16,1} = 9 \quad \text{мин}$$

Время вымыва излишка тампонажного раствора при обратной промывке при работе одним агрегатом ЦА-320 М на IV скорости:

$$T_в = 1000 \times 8,6 / 60 \times 10,7 = 14 \text{ мин}.$$

Время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт:

$$T = T_{доп} - (T_3 + T_в + T_0), \text{ мин} \quad (12.5)$$

$$T = 79 - (9 + 14 + 7) = 49$$

где T_0 – время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента (5-10 мин).

5) Определим объем тампонажного раствора, который можно закачать в пласт за 49 мин:

$$V_{тр} = 0,3 \times 49 = 14,7 \text{ м}^3.$$

Однако раствор, исходя из приемистости пласта, закачивают в несколько приемов. Поэтому принимаем $V_{тр} = 7 \text{ м}^3$.

6) Определим плотность тампонажного раствора по формуле:

$$P_{мр} = \frac{(1+m)p_ц p_ж}{p_ж + mp_ц} \quad (12.6)$$

где, m – жидкостно-цементное отношение ($m=0,4/0,5$);

$p_ц$ и $p_ж$ – плотность соответственно тампонажного цемента и жидкости затворения, т/м^3 .

Тогда:

$$P_{мр} = \frac{(1+0,5)3,15 \times 1,0}{1,0 + 0,5 \times 3,15} = 1,84 \text{ т/м}^3$$

7) Определим количество сухого цемента, необходимое для приготовления 7 м³ раствора, определяем по формуле:

$$G = \frac{1}{1+m} P_{мр} V_{мр} \quad (12.7)$$

Подставив численные значения, получим:

$$G = \frac{1}{1+0,5} 1,84 \times 7 = 8,6 \text{ т.}$$

Количество тампонажного материала, которое необходимо заготовить с учетом потерь при его затворении, составит:

$$G_1 = K_1 \times G, \quad (12.8)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери затворении тампонажного материала (при использовании цементосмесительных машин $K_1 = 1,01$, при затворении вручную $K_1 = 1,05 - 1,15$)

Тогда: $G_1 = 1,01 \times 8,6 = 8,7 \text{ т.}$

8). Определим количество жидкости, необходимой для затворения тампонажного материала, по формуле:

$$V_{ж} = \frac{K_2 G m}{P_{ж}} \quad (12.9)$$

где K_2 – коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении ($K_2 = 1,05 - 1,10$).

$$V_{ж} = \frac{1,05 \times 8,6 \times 0,5}{1,0} = 4,5 \text{ м}^3$$

Вывод: Для проведения цементирования скважин при полученных исходных данных необходимо 4,5 м³ жидкости для приготовления цементного раствора, 8,7 т сухого цемента, для получения необходимой плотности цементного раствора 1,84 т/м³

Контрольные вопросы

1. Назначение цементирования
2. Виды цементирования
3. Требования к цементному раствору
4. От чего зависит объем цементного раствора
5. Оборудование, применяемое для цементирования скважин.

Таблица 15.1 Исходные данные

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
глубина скважины м;	2450	2650	2300	2250	2450	2500	2150	2000	2700	2450
диаметр эксплуатационной колонны мм;	168	146	168	168	146	146	168	146	168	146
приемистость скважины м ³ /мин;	0,3	0,5	0,8	0,4	0,6	0,6	0,7	0,4	0,4	0,6
в скважину спущена комбинированная колонна заливочных труб диаметром мм	73x89									
среднегодовая температура воздуха °С	10	12	14	12	11	14	13	12	12	11