

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
ДАГЕСТАН**

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Технический колледж им. Р.Н. Ашуралиева»



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

МДК 01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин и
нефтепромыслового оборудования

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

по специальности среднего профессионального образования

21.02.02. Бурение нефтяных и газовых скважин

ДЛЯ СТУДЕНТОВ ОЧНОЙ И ЗАОЧНОЙ ФОРМ ОБУЧЕНИЯ

Махачкала 2020

Рецензенты:

Курбанов Ш.М., Кандидат технических наук, ст. преподаватель кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин» ДГТУ,

Алиев Р.М. доктор технических наук, генерального директор ООО «Геотермнефтегаз»

Методические рекомендации для студентов по выполнению практических (лабораторных) работ по междисциплинарному курсу 01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин и нефтепромыслового оборудования по специальности среднего профессионального образования 21.02.02. Бурение нефтяных и газовых скважин

Разработчик:

Преподаватель специальных дисциплин ГБПОУ РД «Технический колледж им. Р.Н. Ашуралиева» Курбанов Рашид Алибекович

Методические указания для выполнения лабораторных работ являются частью программы подготовки специалистов среднего звена (далее - ППССЗ) по специальности 21.02.02 "Бурение нефтяных и газовых скважин".

Методические указания по выполнению лабораторных работ адресованы студентам очной и заочной формы обучения и включают в себя учебную цель, перечень образовательных результатов, заявленных во ФГОС СПО, краткие теоретические и учебно-методические материалы по теме, вопросы для закрепления теоретического материала, задания для лабораторной работы студентов и инструкцию по ее выполнению

Методические рекомендации для студентов по выполнению лабораторных заданий по междисциплинарному курсу 01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин и нефтепромыслового оборудования по специальности среднего профессионального образования 21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Рассмотрено:

на заседании нефтегазовых дисциплин

Протокол № ____ от «__» _____ 20__ г

Председатель _____/Р.А. Курбанов/

ОГЛАВЛЕНИЕ

Методические указания

по выполнению лабораторного занятия № 1

*Проектирование технологического режима работы скважин,
оборудованных ШСНУ. Контроль за режимом работы скважин 5*

Методические указания

по выполнению лабораторного занятия № 2

*Проектирование технологического режима работы скважин,
оборудованных УЭЦН..... 15*

Методические указания

по выполнению лабораторного занятия № 3

Установление технологического режима работы газовых скважин 25

Методические указания

по выполнению лабораторного занятия № 4

Расчеты термокислотной обработки, гидравлического разрыва пласта 30

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ..... 42

УВАЖАЕМЫЙ СТУДЕНТ!

Методические указания по дисциплине МДК 01.02. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин и нефтепромыслового оборудования» для выполнения лабораторных работ созданы Вам в помощь для работы на занятиях, подготовки к лабораторным работам, правильного составления отчетов.

Все задания к лабораторной работе Вы должны выполнять в соответствии с инструкцией, анализировать полученные в ходе занятия результаты по приведенной методике.

Отчет о лабораторной работе Вы должны выполнить по приведенному алгоритму.

Наличие положительной оценки по лабораторным работам необходимо для получения допуска к экзамену по МДК 01.02. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин и нефтепромыслового оборудования», поэтому в случае отсутствия на уроке по любой причине или получения неудовлетворительной оценки за лабораторную, Вы должны найти время для ее выполнения или пересдачи.

Внимание! Если в процессе подготовки к лабораторным работам или при решении задач у Вас возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения разъяснений или указаний.

Время проведения дополнительных занятий можно узнать у преподавателя.

Методические указания по выполнению лабораторного занятия № 1

Проектирование технологического режима работы скважин, оборудованных ШСНУ. Контроль за режимом работы скважин

Учебная цель: сформировать умение выполнять расчеты по проектированию технологического режима работы скважин, оборудованных ШСНУ

Норма времени: 8 академических часов

Студент должен

уметь:

У10. Устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль

Формируемые компетенции:

ПК 1.2. Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

Общие положения

Установки скважинных штанговых насосов (УСШН) широко применяются для эксплуатации различных категорий скважин. Осложнение условий эксплуатации добывающих скважин расширяет и область применения УСШН. Одна из основных задач проектирования эксплуатации скважин УСШН - обоснование и выбор (на первом этапе - предварительный или ориентировочный) компоновки УСШН для заданных условий эксплуатации.

Под компоновкой СШПУ понимают взаимосвязанную совокупность следующих параметров: диаметр и тип скважинного штангового насоса, глубина его спуска и конструкция колонны НКТ, а также типоразмер предварительно заданного станка-качалки, определяемых на начальном этапе проектирования. На следующем этапе проектирования СШНУ обосновывают конструкцию штанговой колонны, уточняют типоразмер станка-качалки и рассчитывают другие многочисленные характеристики.

Обоснование конструкции штанговой колонны - наиболее ответственный этап проектирования установки, так как штанговая колонна - это тот элемент системы, который, в первую очередь, определяет длительность и безотказность работы установки в целом. Под конструкцией штанговой колонны понимается совокупность диаметров и длин отдельных ступеней штанг, изготовленных из соответствующих сталей. В практике насосной эксплуатации скважин большое распространение получили таблицы АзНИПИнефти.

Режим работы скважинной насосной установки может быть статическим и динамическим. Статический режим - это такой, для которого экстремальные нагрузки практически не зависят от динамических составляющих. Если в общем балансе экстремальных нагрузок динамические нагрузки большие, то режим работы установки называется динамическим. Критерий для определения режима работы установки называется критерием Коши.

При нормальной работе насосной установки наибольшие напряжения действуют в точке подвеса штанг. Различают следующие напряжения, действующие в точке подвеса штанг: максимальное напряжение цикла, минимальное напряжение цикла, амплитудное напряжение цикла, среднее напряжение цикла, приведенное напряжение цикла. В каждом конкретном случае необходимо рассчитать приведенное напряжение цикла и сравнить его с допускаемым приведенным напряжением для различного материала штанг. Колонна штанг считается правильно выбранной, если $\sigma_{пр} \leq [\sigma_{пр}]$

Задание 1.

- Подобрать тип станка – качалки, диаметр и тип насоса, диаметр насосных труб, конструкцию штанговой колонны.
- Рассчитать экстремальные нагрузки на колонну штанг
- Рассчитать приведенное напряжение и сравнить его с допускаемым $[\sigma_{пр}]$
- Установить режимные параметры работы насоса

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1.

№ варианта	1;2	3;4	5;6	7;8	9; 10	11; 12	13; 14
Глубина скважины Н, м	1300	1400	1550	1620	1680	1720	1820
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146	146	146	146	146	146	168
Абсолютное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	18,4	10,8	11,2	1,6	12,1	14,2	14,6
Газовый фактор G_0 , м ³ /т	120	125	130	135	140	56	56
Удельный вес нефти или ее плотность ρ_n , т/м ³	0.843	0.8	0.844	0,84	0.845	0.8	0.8
Содержание воды и продукции n_v , %	20	20	30	30	30	40	80
Плотность газа ρ_g , кг/м	1.7	1.8	1.9	1.6	1.9	1.9	1.2
Плотность воды ρ_v , кг/м ³	1000	1020	1120	1000	1100	1120	1 120
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	5.9	5,9	5.9	6.8	7.5	8.5	8.5
Коэффициент продуктивности К, т/сут · ат	0.25	0.22	0,19	0.22	0.22	0.22	0.5
Коэффициент сжимаемости ϵ	1,12	1.2	1,3	1,2	1,2	1.12	1.12
Забойное давление, $P_{заб}$ МПа	7.5	8,2	8.5	8.6	9,0	9,5	9.5

№ варианта	15,16	17,18	19,20	21,22	23,24	25,26	27,28
Глубина скважины Н, м	1920	2060	2110	2108	2298	2350	2570
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146	146	146	146	146	146	146
Абсолютное пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,6	16,7	17	17,2	19	19,2	20,4
Газовый фактор G_0 , м ³ /т	56	150	165	170	180	190	200
Удельный вес нефти или ее плотность ρ_n , т/м ³	0,8	0,846	0,98	0,848	0,85	0,88	0,85
Содержание воды и продукции n_v , %	50	1	1,5	2	10	-	20
Плотность газа ρ_g , кг/м ³	1,2	1,8	1,8	1,2	1,9	1,2	1,2
Плотность воды ρ_w , кг/м ³	1120	1100	1120	1100	1000	1000	1000
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	8,5	9,8	9,8	9	9,2	9,2	9
Коэффициент продуктивности К, т/сут · ат	0,286	0,6	0,36	0,48	0,32	0,32	0,18
Коэффициент сжимаемости ϵ	1,2	1,2	1,12	1,12	1,12	1,2	1,12
Забойное давление, $P_{заб}$ МПа	9,6	10,6	10,8	11,3	11	12,9	13

Ход лабораторной работы:

1. Внимательно прочитайте задания
2. Выполните расчеты
3. Оформите отчет
4. Запишите выводы
5. Подготовьтесь к защите лабораторной работы по контрольным вопросам

Методические указания по выполнению задачи №1

1. Определяем фактический дебит скважин по уравнению

$$Q\phi = K \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \text{ (т/сут)}, \quad (1)$$

где:

K- коэффициент продуктивности, т/сут · МПа

2. Определяем длину спуска насоса по формуле

$$L = H_{скв} - \frac{(P_{заб} - P_{пр.опт}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g}, \quad (2)$$

Где $\rho_{см}$ плотность смеси (пластовой жидкости), кг/м³.

Оптимальное давление на приеме насоса определяется из выражения

$$P_{пр.опт} = 0,3 \cdot P_{нас}, \quad (3)$$

$\rho_{см}$ - определяется с учетом процентного содержания воды в нефти по формулам

если $n_v > 80\%$, то

$$\rho_{см} = \rho_v \cdot n_v + \rho_n (1 - n_v), \text{ кг/м}^3; \quad (4)$$

если $n_v < 80\%$, то

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + \rho_v \cdot G_o + \left(\rho_v \cdot \frac{n_v}{1 - n_v} \right)}{1 + \frac{n_v}{1 - n_v}}; \text{ кг/м}^3 \quad (5)$$

3. Определяем теоретическую подачу

$$Q_{об.теор.} = Q_{\phi} / (\rho_{см} \cdot \eta), \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (6)$$

где η -коэффициент подачи ($\eta = 0.6-0.8$)

4. По диаграмме Адонина, зная объемную производительность и глубину спуска насоса , находим область , в которой находится станок-качалка и диаметр насоса для заданных условий.

5. Выбираем тип насоса с учетом глубины спуска: невставной (трубный) до 1500 м , вставной свыше 1500 м.

6. Выбираем диаметр НКТ по таблице 2.

Таблица 2.

Тип насоса	Диаметр НКТ. мм	Диаметр насоса, мм
Вставные	60	28,32
	73	38,43
	89	55,56
	114	68,70
Не вставные	48	28,33
	60	43,44
	73	55.56
	89	68.7
	114	93.95

7. Выбираем по рекомендациям таблицы (стр.256 Юрчук А.М. «Расчеты в добыче нефти») или по Номограмме Грузинова конструкцию колонны штанг.

8. Определяем фактическое число качаний, зная максимальную длину хода плунжера фактическую производительность по формуле:

$$n = \frac{Q\phi}{F_{пл} \cdot S_{max} \cdot \rho_{см} \cdot 1440}, \quad (7)$$

$$\text{где } F_{пл} = (\pi \cdot D_{пл}^2 / 4) \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2 \quad (8)$$

9. Определяем необходимую мощность и выбираем тип электродвигателя

$$N = 0,000401 \cdot \pi \cdot D_{пл}^2 \cdot S_{пл} \cdot p_{см} \cdot H'_{дин} \cdot ((1 - \eta_{ск} \cdot \eta_{нас}) / (\eta_{нас} \cdot \eta_{ск}) + \eta) \cdot K, \text{ кВт}, \quad (9)$$

$H'_{дин} = H_{скв} - H_{дин}$, превышение над динамическим уровнем, м ,

$H_{дин}$ -динамический столб жидкости , м

$$H_{дин} = \frac{P_{заб} \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g}, \quad (10)$$

$\eta_{нас}$ - КПД насоса $\eta_{нас} = 0,9$

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

K - коэффициент уравновешенности станка-качалки

K=1,2

1. По выбранной конструкции колонны штанг проверяем материал штанг на прочность. Производим расчет экстремальных нагрузок, действующих на штанги

а).Вычисляем критерий Коши

$$F = \pi \cdot n \cdot L / 30 \cdot a, \quad (11)$$

Где n -число качаний балансира в минуту

L- глубина спуска насоса в скважину (м)

a- скорость звука в колонне штанг (м/с)

для одноступенчатой a=4600

для двухступенчатой a=4900

для трехступенчатой a=5300

б) Определяем максимальную нагрузку по формуле Муравьева:

$$P_{max} = P_{жс} + P_{ш}(v + t), \quad (12)$$

Где $P_{жс}$ - полный вес столба жидкости, Н

$$P_{жс} = (F_{пл} \cdot L \cdot \rho_{см} \cdot g) / 10^4, \quad (13)$$

$F_{пл}$ -площадь сечения плунжера, см²

L- глубина спуска насоса, м

$\rho_{см}$ -плотность смеси, кг/м³

$P_{ш}$ -полный вес насосных штанг

$$P_{ш} = q_1 l_1 + q_2 l_2, \text{ Н} \quad (14)$$

Где q_1, q_2 - вес на 1м насосных штанг

$$l_1 = L \cdot n$$

n - процентное соотношение данного диаметра штанг (берется из таблицы стр.256 Юрчук А.М. «Расчеты в добыче нефти»)

l_1 - длина первой ступени штанг, м

l_2 - длина второй ступени штанг, м

$$m = S \cdot n / 1440$$

m - фактор динамичности

$$\nu = (p_{шт} - p_{см}) / p_{шт}$$

ν - коэффициент потери веса штанг в жидкости

$$p_{шт} = 7850 \text{ кг/м}^3$$

по формуле Чарного :

$$P_{max} = P_{жс} + P_{ш} (\nu + S \cdot n^2 / 1800 \cdot \operatorname{tg} \mu / \mu), \quad (15)$$

Где $\operatorname{tg} \mu / \mu$ - коэффициент, учитывающий вибрацию штанг,

μ - параметр характеризующий режим откачки, равный $0,455 \cdot 180 / 3,14 = 25,4$ градус / с

$$\operatorname{tg} \mu / \mu = 25,4 / 0,455 = 0,470 / 0,445 = 1,055$$

в) Определяем минимальную нагрузку по формуле Чарного

$$P_{min} = P_{ш} (\nu - S \cdot n^2 / 2400), \quad (16)$$

г) Определяем диапазон изменения результатов по минимальной и максимальной нагрузкам. Для дальнейших расчетов используем экстремальные значения P_{max}, P_{min}

Рассчитываем максимальное напряжение цикла

$$\sigma_{max} = (P_{max} / f_{шт}) \cdot 10^{-6} \text{ МПа}, \quad (17)$$

$$\text{где } f_{шт} = \pi \cdot d_{шт}^2 / 4$$

Рассчитываем минимальное напряжение цикла

$$\sigma_{min} = (P_{min} / f_{шт}) \cdot 10^{-6} \text{ МПа} \quad (18)$$

Рассчитываем амплитудное напряжение цикла

$$\sigma_a = (\sigma_{max} - \sigma_{min}) / 2, \quad (19)$$

Рассчитываем среднее напряжение цикла

$$\sigma_{cp} = (\sigma_{max} + \sigma_{min}) / 2, \quad (20)$$

Рассчитываем приведенное напряжение цикла

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_{max} \cdot \sigma_a}, \quad (21)$$

Сравниваем полученное значение с допускаемым приведенным напряжением используемой колонны штанг и делаем вывод о правильности выбора колонны штанг.

11. Выбираем оптимальный режим работы станка-качалки выбранной марки. При выборе оптимального режима работы следует исходить из условия получения минимальных напряжений в штангах, а следовательно, и минимальной нагрузки на головку балансира с последующей проверкой прочности штанг на разрыв и выносливость (частотность обрыва). Для указанного условия (минимума напряжений в штангах) основные параметры работы насоса связаны между собой следующей зависимостью:

$$n = 8,9 \cdot \sqrt{\frac{Q}{S^2 \cdot q_{cp}}}; \quad (22)$$

$$F_{пл} = 0,29 \cdot \sqrt{Q \cdot n \cdot q_{cp}}, \quad (23)$$

Где

$$q_{cp} = (q_1 \cdot n_1 + q_2 \cdot n_2) \cdot g / 100, \text{ Н/м}, \quad (24)$$

$$D_{пл} = \sqrt{\frac{F_{пл}}{0,785}}, \quad (25)$$

Для определения наивыгоднейшего режима, соответствующего минимальному напряжению в штангах, возьмем ряд возможных режимов. Вначале задаемся для принятого типа станка-качалки $S_{пл}$ и подсчитываем число качаний по формуле (22), площадь плунжера по формуле (23), максимальную нагрузку по формуле (27), диаметр плунжера по формуле (25).

Затем задаемся стандартными значениями n и находим по формуле соответствующие им значения F_m . На основе вычисленных значений F_m и принятых значений n находим по формуле (26) величину $S_{пл}$

$$S = \frac{11 \cdot Q}{F_{пл} \cdot n}, \quad (26)$$

$$P_{max} = \frac{F_{пл} \cdot \rho \cdot g \cdot L}{10^4} + q_{cp} \cdot L \cdot g \cdot (b + \frac{S \cdot n^2}{1440}), \quad (27)$$

Результаты вычислений сведем в таблицу :

Таблица. Режимные параметры работы штангового насоса

Номер режима	S, м	n	F _{пл} , см ²	D _{пл} , см	P _{max} , Н
При стандартных значениях S					
1					
2					
3					
4					
При стандартных значениях n					
5					
6					
7					

Наивыгоднейшим режимом работы насоса считается тот при котором будут минимальные напряжения в колонне штанг и близкие значения числа качаний и длины хода плунжера к расчетным фактическим данным.

Проверим наиболее близкие к оптимальному режимы на выносливость штанг, характеризующиеся частотой их обрыва.

Ввиду того, что наибольшее число обрывов наблюдается, как правило, в верхней части колонны штанг, расчет ведем для верхней ступени.

$$K = n (D_{пл} / d_{шт}), \quad (28)$$

n - число качаний для данного режима (берется из таблицы),

$D_{пл}$ - диаметр плунжера, см

$D_{шт}$ - диаметр верхней ступени штанг, см.

Наиболее выгодным режимом с обрывов штанг является режим с наименьшим коэффициентом K .

Если полученные расчетным путем режимные параметры ($D_{пл}$ и n) получились нестандартными, принимая для наивыгоднейшего режима стандартный диаметр плунжера, найдем необходимое число качаний в минуту

$$n = n_{расч} (D_{пл,расч} / D_{станд}), \text{ кач/мин}$$

По справочнику для принятого типа станка-качалки наводим стандартные числа качаний. Берем ближайшее большее число качаний. Если же по режиму работы скважины это недопустимо, то необходимо изготовить шкив соответствующего диаметра и установить его на электродвигателе.

Диаметр этого шкива определяется по формуле:

$$d_{эл} = n \cdot d_p \cdot i / n_{эл}, \quad (29)$$

Где d - диаметр шкива редуктора;

i - передаточное число редуктора.

$n_{эл}$ - число оборотов вала электродвигателя в минуту.

n - число качаний в минуту.

Задание 2. Определить по диаграмме работу глубинного штангового насоса (рис. 1.) максимальную и минимальную нагрузки на сальниковый шток, амплитуду колебаний нагрузки, максимальное напряжение в верхней штанге и коэффициент подачи насосной установки. Исходные данные в таблице 3.

Таблица 3. Исходные данные

Наименование исходных данных	ВАРИАНТЫ				
	1,11,21	2,12,22	3,13,23	4,14,24	5,15,25
Масштаб хода	1:15	1:30	1:45	1:45	1:30
Масштаб усилий динамографа на одно деление 100% шкалы ; кН	40	80	100	40	80
Диаметр верхней штанги, мм	19	22	25	22	25
Наименование исходных данных	ВАРИАНТЫ				
	6,16,26	7,17,27	8,18,28	9,19,29	10,20,30
Масштаб хода	1:45	1:15	1:30	1:45	1:15
Масштаб усилий динамографа на одно деление 100% шкалы ; кН	100	40	80	100	40
Диаметр верхней штанги, мм	25	19	25	22	19

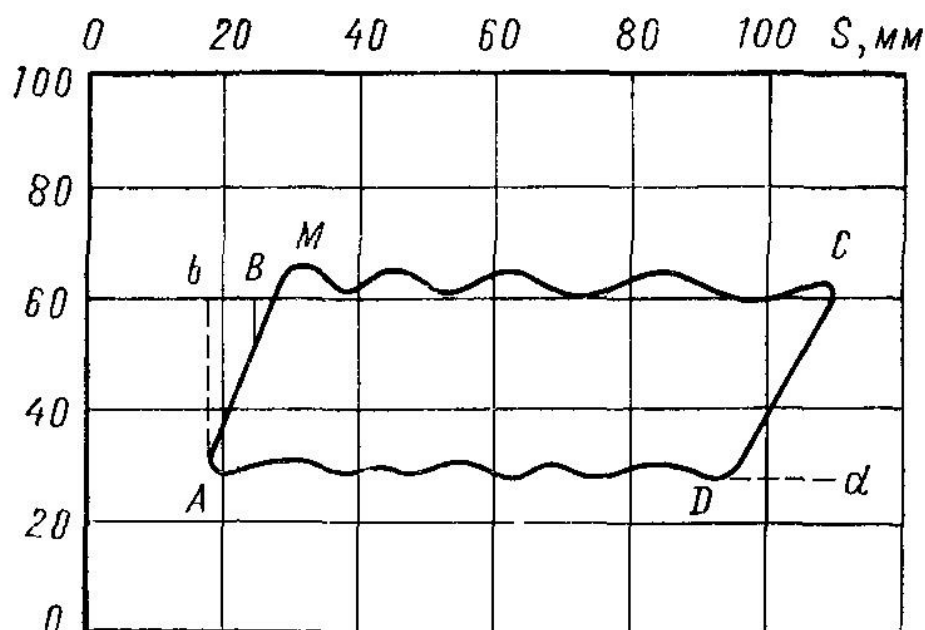


Рисунок 1. Динамограмма работы штангового насоса

Методические указания по выполнению задачи №2

- 1) Определяем максимальное усилие $P_{\max}$ (точка M)
- 2) Определяем минимальное усилие $P_{\min}$ (точка A)
- 3) Определяем амплитуду колебаний нагрузки за 1 цикл (ход верх и вниз)
- 4) Определяем максимальное напряжение в верхней штанге по формуле (17) .
- 5) Определяем потерю хода плунжера (рис 1. отрезок в-В) вследствие деформации насосных штанг и труб .
- 6) Определяем коэффициент подачи насосной установки, учитывающий наполнение насоса и упругие удлинения штанг и труб (равен отношению отрезков).

$$\sigma_a = P_{\max} - P_{\min}, \quad (30)$$

$$\eta = BC / Ad$$

Вопросы для закрепления теоретического материала к лабораторному занятию:

1. Какие виды глубинонасосной эксплуатации вы знаете? Объясните схему работы штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ)
2. Какие типы штанговых скважинных насосов (ШСН) вы знаете? Назовите их отличия преимущества и недостатки
3. Отличие насоса НСН-1 от НСН-2 достоинства и недостатка.
4. Виды плунжеров условия их применения?
5. Каково назначение труб и штанг?
6. Для чего предусмотрено устьевое оборудование насосной установки?
7. Опишите устройство устьевой арматуры АУ-140-50
8. Объясните назначение и устройство станка-качалки

9. Объясните устройство и принцип работы цепного привода штангового скважинного насоса (ШСН)
10. С какой целью уравнивают станки-качалки (СК). Способы уравнивания СК.
11. Какие нагрузки действуют на штанги и станок-качалку при работе ШСНУ?
12. Как выбирают оборудование и устанавливают параметры работы штанговой насосной установки?
13. Объясните причины отличия длины хода плунжера от длины хода полированного штока.
14. Что называют подачей штанговых скважинных установок?
15. Что называется коэффициентом наполнения и коэффициентом подачи ШСНУ?
16. Какие факторы, влияют на подачу штангового скважинного насоса?
17. Объясните направления возможного повышения коэффициента действия штангового насоса
18. Какие виды неполадок можно выявить с помощью динамограмм?
19. Для чего предназначен штанговращатель и где он устанавливается?
20. Как выбирается оборудование и устанавливается оптимальный режим работы ШСНУ
21. Как устанавливается оптимальный режим работы ШСНУ?
22. Когда и как организуют периодическую эксплуатацию насосных скважин, оборудованных ШСНУ?
23. Охарактеризуйте методы борьбы с вредным влиянием газа в скважинах, оборудованных ШСНУ
24. Охарактеризуйте методы борьбы с вредным влиянием песка в скважинах, оборудованных ШСНУ
25. Охарактеризуйте методы борьбы с АСПО в скважинах, оборудованных ШСНУ
26. Охарактеризуйте методы борьбы с водонефтяной эмульсией в скважинах, оборудованных ШСНУ
27. Охарактеризуйте методы борьбы с отложениями солей в скважинах, оборудованных ШСНУ
28. Расскажите об особенностях эксплуатации наклонных и искривленных скважин
29. Расскажите об особенностях эксплуатации малodeбитных скважин, оборудованных ШСНУ
30. Какие приборы используются при измерении нагрузок на штанги
31. Как осуществляют контроль за работой скважин, оборудованных ШСНУ?
32. Объясните теоретическую динамограмму
33. Какие способы определения уровня жидкости в скважине вы знаете?
34. Охарактеризуйте основные направления обеспечения безопасных условий при обслуживании скважин, оборудованных ШСНУ

Методические указания по выполнению лабораторного занятия № 2

Проектирование технологического режима работы скважин, оборудованных УЭЦН

Учебная цель: сформировать умение выполнять расчеты по проектированию технологического режима работы скважин, оборудованных УЭЦН

Норма времени: 6 академических часов

Студент должен

уметь:

У10. Устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль

Формируемые компетенции:

ПК 1.2. Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

Общие положения

Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами занимает на современном этапе развития отечественной нефтедобывающей промышленности особое место. Достаточно сказать, что из основных типов бесштанговых установок: установок погружных центробежных электронасосов (УПЦЭН), установок гидравлических поршневых насосов (УГПН) и установок винтовых электронасосов (УВЭН) - на долю УПЦЭН приходится примерно три четверти всей добываемой в отрасли жидкости.

Эксплуатация скважин бесштанговыми установками характеризуется некоторыми особенностями, связанными с принципом действия и конструкцией самих установок. Рассмотрим принципиальные вопросы эксплуатации добывающих скважин бесштанговыми насосами.

Погружной центробежный насос достаточно чувствителен к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. В зависимости от количества свободного газа фактические характеристики центробежного насоса деформируются, а при определенном газосодержании насос прекращает подавать жидкость (срыв подачи).

Многочисленные промысловые исследования работы ПЦЭН позволили выделить три качественно различных области работы насоса, откачивающего газожидкостную смесь. В первой области, характеризующейся небольшим содержанием свободного газа в откачиваемой жидкости, реальные (фактические) характеристики насоса не отличаются от стеновых характеристик без присутствия свободного газа, а КПД насоса максимален. Давление на приеме насоса, соответствующее небольшому газосодержанию в откачиваемой жидкости, назовем оптимальным давлением на приеме P_{opt} (насос работает

в первой области). Вторая область работы ПЦЭН характеризуется увеличением количества газа на приеме, вследствие чего реальные характеристики отклоняются от стендовых при работе без свободного газа (иногда значительно), но насос сохраняет устойчивую работу при допустимом КПД. Давление на приеме, соответствующее этой области работы насоса со свободным газом, назовем допускаемым давлением на приеме $P_{дон}$. Третья область работы ПЦЭН характеризуется значительным количеством свободного газа на приеме, вследствие чего нарушается устойчивая работа насоса вплоть до срыва подачи. При этом КПД насоса становится равным 0. Давление, соответствующее этой области работы насоса, назовем предельным давлением на приеме $P_{пред}$.

Практика широкого применения ПЦЭН для эксплуатации скважин выявила некоторое несоответствие реальной стендовой характеристики (при испытании насоса на пресной воде) ее паспортной характеристике (при испытании насоса также на пресной воде). Как правило, стендовая (реальная) характеристика располагается несколько ниже паспортной. Характеристикой центробежного насоса называется совокупность графических зависимостей напора H , потребляемой мощности N и КПД η от подачи Q . В технической и справочной литературе для каждого типоразмера ЦЭН имеются паспортные характеристики.

При подборе ПЦЭН для эксплуатации скважин необходимо предварительно скорректировать паспортную характеристику для получения реальной характеристики насоса. Реальную характеристику можно получить после проведения стендовых испытаний каждого насоса при работе его на пресной воде. Однако на практике этот путь не всегда легко осуществим по целому ряду объективных причин. В этих случаях реальную характеристику можно определять, используя паспортную.

1. Для данного насоса выбирают ряд значений подач Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д., часть из которых находится слева, а часть - справа от оптимальной подачи данного насоса $Q_{опт}$ (оптимальная подача соответствует максимальному значению КПД - η_{max})

2. Для выбранных подач с паспортной характеристики этого насоса вычисляют соответствующие им напоры H_1, H_2, H_3, H_4 и т.д.), а также КПД $\eta_1, \eta_2, \eta_3, \eta_4$ и т.д.

3. При соответствующих подачах Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д. рассчитывают снижение напора ΔH

4. Рассчитывают реальные напор H' и КПД η' для принятых подач Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д.

По вычисленным значениям H' и η' строят реальные характеристики $Q_i - H'_i$ и $Q_i - \eta'_i$). Мощностная характеристика $Q - N$ остается без изменений.

Известно множество различных методик подбора установки ПЦЭН как отечественных, так и зарубежных исследователей. Не останавливаясь на рассмотрении существующих методик, отметим, что большинство из них достаточно сложны и требуют большого количества информации. Излагаемый ниже экспресс-метод подбора ПЦЭН базируется на результатах экспериментальных исследований работы погружных центробежных электронасосов на различных нефтяных месторождениях РФ.

Суть метода подбора ПЦЭН заключается в построении гидродинамической характеристики скважины и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H = f(Q)$. Дальнейшее изложение справедливо для прямолинейной индикаторной линии скважины.

$$P_{зab} = P_{пл} - Q/K_{np}, \quad (31)$$

где K_{np} - коэффициент продуктивности скважины, м³/(сут · МПа) ;

Q - дебит скважины, равный подаче насоса, м³/сут.

Давление на приеме насоса

$$P_{np} = P_{заб} - (L \cdot c - H_n) / \rho'_{ж} \cdot g, \quad (32)$$

где $\rho'_{ж}$ - плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса, кг/м³ ;

Принимая давление на приеме оптимальным P_{opt} из (31) получаем

$$H_n = L_c + \frac{(P_{opt} + \frac{Q}{K_{пр}} - P_{пл}) \cdot 10^6}{\rho'_{ж} \cdot g}, \quad (33)$$

Таким образом, по (32) для заданного дебита Q и определенного давления P_{opt} вычисляется глубина спуска насоса H_n . Затем по соответствующим кривым (рисунок 2) в зависимости от обводненности и устьевого давления определяется давление на выкиде насоса $P_{вых}$ при заданной подаче Q .

Давление P_n , необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле

$$P_n = P_{вых} - P_{opt}, \quad (34)$$

При необходимости пересчета давления P_n в напор выражение (33) записывают в виде

$$H = (P_{вых} - P_{opt}) \cdot 10^6 / (\rho'_{ж} \cdot g), \quad (35)$$

Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач), вычисляют для каждого из них соответствующие H_n , $P_{вых}$, $P_n(H)$ и строят графическую зависимость $P_n(H) = f(Q)$, которая совмещается с реальными характеристиками ПЦЭН. Точки пересечения характеризуют возможные совместные (согласованные) режимы работы системы.

После выбора необходимого насоса в соответствии с технической характеристикой установок ПЦЭН определяется полный комплект установки ПЦЭН.

Ход лабораторной работы:

1. Внимательно прочитайте задания
2. Выполните расчеты
3. Оформите отчет
4. Запишите выводы
5. Подготовьтесь к защите лабораторной работы по контрольным вопросам

Задание 1. Рассчитать оптимальное, допускаемое и предельное давление на приеме ПЦЭН. Исходные данные для расчёта в таблице 4.

Таблица 4. Исходные данные для расчета

Наименование данных	Варианты								
	1,11,21,10	6,16,26	7,17,27	8,18,28	9,19,29	2,12,22,20	3,13,23	4,14,24	5,15,25
Давление насыщения, $P_{нас}, МПа$	8,7	6,5	7,4	7,1	7,4	8,3	6,8	7,3	7,1
Вязкость пластовой нефти $M_{н.пл.}, мПа\cdot c$	14,1	17,6	37,5	17,5	17,3	13,1	29,7	29	29
Вязкость дегазированной нефти $M_{н.д.}, мПа\cdot c$	29	31	50	35	35,1	30	49	49	48,9
Обводненность продукции, n_b	0,125	0,4	0,2	0,3	0,7	0,13	0,135	0,5	0,6

Методические указания по выполнению задачи №1

1. Рассчитываем оптимальное давление на приеме насоса:

При $n_b \leq 0,6$:

$$P_{опт} = P_{нас} (0,325 - 0,316 \cdot n_b) \mu_{нд} / \mu_{н.пл} \quad (36)$$

При $n_b \geq 0,6$:

$$P_{опт} = P_{нас} (6,97 \cdot n_b - 4,5 \cdot n_b^2 - 2,43) \mu_{нд} / \mu_{н.пл} \quad (37)$$

2. Рассчитываем допускаемое давление на приеме насоса.

При $n_b \leq 0,6$:

$$P_{опт} = P_{нас} (0,198 - 0,18 \cdot n_b) \mu_{нд} / \mu_{н.пл} \quad (38)$$

При $n_b \geq 0,6$:

$$P_{опт} = P_{нас} (2,62 \cdot n_b - 1,75 \cdot n_b^2 - 0,85) \mu_{нд} / \mu_{н.пл} \quad (39)$$

2. Рассчитываем предельное давление на приеме насоса.

$$P_{пред} = P_{нас} (0,125 - 0,115 \cdot n_b) \mu_{нд} / \mu_{н.пл} \quad (40)$$

Задание 2. Скорректировать паспортную характеристику ПЦЭН. Исходные данные в таблице 5.

Таблица 5. Исходные данные

Варианты	1,3,5,7,9	2,4,6,8,10	11,13,15,17,19
ПЦЭН	ЭЦН5А-360-600	1ЭЦН6-500-750	ЭЦН5 130-1200
Варианты	22,24,26,28,30	14,12,16,18,20	21,23,25,27,29
ПЦЭН	1ЭЦН6-500-450	1ЭЦН6-250-1050	1ЭЦН6-350-850

Методические указания по выполнению задачи №2

1. По паспортной характеристики данного насоса находим основные параметры для подачи: 100,200,300,400 и 500 м³/сут. и представляем их ниже:

Подача Q, м³/сут 100 200 300 400 500

Напор H, м

КПД, η

2. Рассчитываем снижение напора:

$$\Delta H = 0,92 \cdot H_{onm} / (3,9 + 0,23 \cdot Q_{onm}) \quad (41)$$

Где H_{onm} и Q_{onm} – соответственно паспортные данные напора и подачи на оптимальном режиме работы насоса.

3. Рассчитываем реальный напор H' и КПД η' для принятых Q_1, Q_2, Q_3 и т.д. по формулам:

$$H_i = H_i - \Delta H, \quad (42)$$

$$\eta_i = \eta_i (1 - \Delta H / H_i), \quad (43)$$

4. Результаты представляем в виде таблицы

Подача Q, м ³ /сут							
Напор H', м							
КПД, η'							

5. По вычисленным значениям H' и η' строят реальные характеристики $Q_i - H'$ и $Q_i - \eta'$. Мощностная характеристика остается без изменений (Q-N).

Задание 3. Рассчитать гидродинамическую характеристику скважины, выбрать типоразмер ПЦЭН и глубину его спуска. Исходные данные взять из таблицы 6.

Таблица 6. Исходные данные

Наименование данных	варианты									
	1,11, 21	2,12, 22	3,13, 23	4,14, 24	5,15, 25	6,16, 26	7,17, 27	8,18, 28	9,19, 29	10,20 ,30
Глубина скважины $L_c, \text{м}$	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2080	1900	1970
Пластовое давление, $P_{пл}, \text{МПа}$	19	18,5	19,2	19,5	18,3	18,9	18,1	19,1	19,3	18,4
Коэффициент продуктивности, $K, \text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	29	30	31	33	32	33	34	31	35	32
Объемная обводненность, B	0,25	0,3	0,4	0,5	0,2	0,3	0,35	0,25	0,3	0,2
Плотность воды $\rho_v, \text{кг/м}^3$	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170	1170
Давление на устье $P_y, \text{МПа}$	0,5	0,6	0,5	0,4	0,6	0,7	0,5	0,6	0,4	0,6
Диаметр эксплуатационной колонны $D_{экс}, \text{м}$	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168
Давление насыщения, $P_{нас}, \text{МПа}$	9,9	8,7	8,3	8,9	7,5	7,8	7,8	8,7	9	7,5
Оптимальное давление у приема насоса $P_{опт}, \text{МПа}$	3	2,5	3,1	5,1	4	2	2,5	3	3,2	4
Плотность пластовой нефти, $\rho_{пл}, \text{кг/м}^3$	874	874	895	869	869	872	884	881	869	874
Плотность дегазированной нефти, $\rho_{дн}, \text{кг/м}^3$	893	893	907	893	885	893	895	892	885	893

Методические указания по выполнению задачи №3

1. Вычисляем минимально забойное давление:

$$P_{z.min.} = 0,75 \cdot P_{нас}, \text{ МПа}, \quad (44)$$

Вычисляем дебит скважины:

$$Q\phi = K \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \text{ (т/сут)}, \quad (45)$$

2. Задаемся значениями дебитов (подач): Q_1, Q_2, Q_3 ($\text{м}^3/\text{сут.}$)

3. Вычисляем глубину спуска насоса для заданных подач (при Q_1, Q_2, Q_3)

$$H_H = L_c + \frac{(P_{\text{опт}} + \frac{Q}{K} - P_{\text{пл}}) \cdot 10^6}{\rho'_{\text{ж}} \cdot g}, \text{ м} \quad (46)$$

где L_c – глубина скважины, м

$P_{\text{опт}}$ – оптимальное давление на приеме насоса, МПа

Q – дебит, м³/сут.

K – коэффициент продуктивности, м³/ (сут·МПа)

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление МПа

$\rho'_{\text{ж}}$ – средняя плотность жидкости, кг/м³

$$\rho'_{\text{ж}} = (\rho_{\text{нп}} + \rho_{\text{нд}})/2, \text{ кг/м}^3 \quad (47)$$

4. Для каждой глубины спуска насоса находим (по рис. 2.) давление на выкиде насоса $P_{\text{вых1}}, P_{\text{вых2}}, P_{\text{вых3}}$.

На оси давлений откладывают давление P_y , и проводят линию до пересечения с кривой, соответствующей обводненности, прибавляют глубину спуска насоса H_H . Из данной глубины проводят линию до пересечения с кривой, соответствующей обводненности и получают давление на выкиде насоса $P_{\text{вых}}$.

5. Рассчитываем требуемое давление (давление необходимое для подъема заданного Q на поверхность):

$$P_H = P_{\text{вых}} - P_{\text{онм}}, \text{ МПа} \quad (48)$$

6. Вычисляем требуемые напоры:

$$H = (P_{\text{вых}} - P_{\text{онм}}) \cdot 10^6 / (\rho'_{\text{ж}} \cdot g), \text{ м} \quad (49)$$

7. По результатам расчета строим зависимость $H = f(Q)$. Построенную графическую зависимость совмещают с реальными характеристиками ПЦЭН (справочная книга по добыче нефти под ред. Ш.К. Гиматудинова, стр.360-361). Точка пересечения характеризует возможные совместные режимы работы системы.

8. Рассчитать глубину спуска выбранного насоса по (по формуле 46.)

9. В соответствии с технической характеристикой УПЦЭН, выбираем погружной электродвигатель (справочная книга по добыче нефти под ред. Ш.К. Гиматудинова стр. 384).

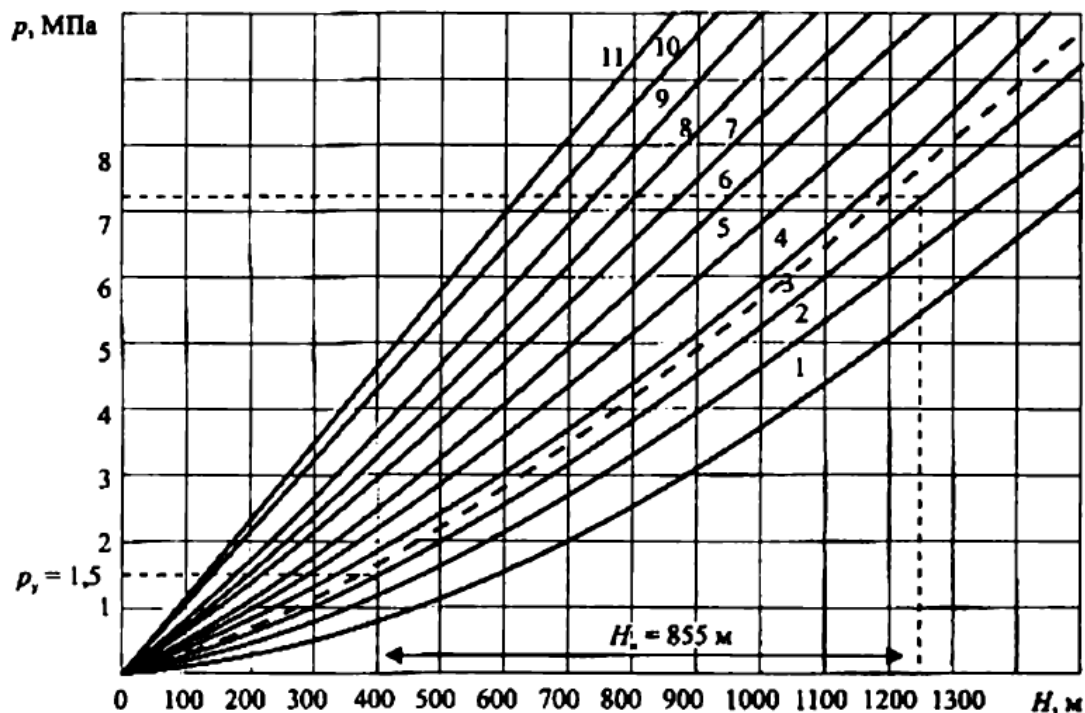


Рисунок 2. Экспериментальные кривые распределение давления ($\rho_v = 1170 \text{ кг/м}^3$). 1,2,3 и т.д. – соответственно при обводненности $B = 0,1; 0,2; 0,3$, и т.д.

10. Определяем основной диаметр агрегата.

Наружный диаметр двигателя, насоса и подъемных труб выбирают с учетом размещения их вместе с кабелем в эксплуатационной колонне данного диаметра. При этом имеют в виду, что погружной агрегат и ближайшие к агрегату трубы составляют жесткую систему и расположение их в скважине должно рассматриваться совместно. Зная глубину спуска, искривленность скважины и состояние эксплуатационной колонны, выбирают допустимые зазор между агрегатом и колонной. От зазора зависят основные размеры насоса и двигателя, связанные с мощностью погруженного агрегата. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор для скважин с диаметром колонн до 219 мм принимают равным 5-10 мм.

Наибольший основной размер погружного агрегата равен разности между внутренним диаметром эксплуатационной колонны и допустимым зазором. Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля (рисунок 3.)

$$D_{max} = \frac{D_{эд}}{2} + \frac{D_H}{2} + h_k + S, \quad (50)$$

где $D_{эд}$ – наружный диаметр электродвигателя

D_H – наружный диаметр насоса;

h_k – толщина плоского кабеля;

S – толщина металлического пояса, крепящего кабель к агрегату.

$h_k = 13,1 \text{ мм}$,

$S = 1 \text{ мм}$.

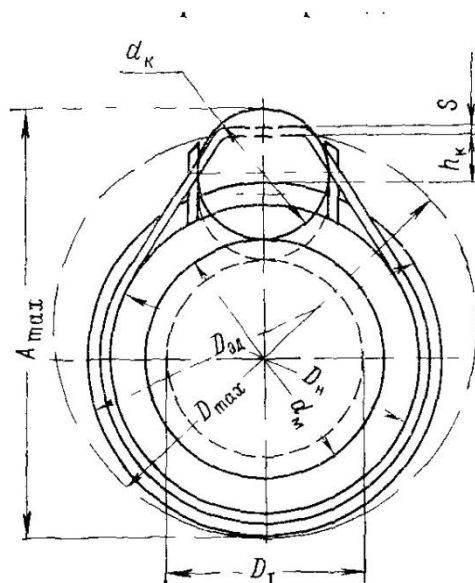


Рисунок 3 . Схема расположения погружного агрегата, насосных труб и кабеля

Основной размер агрегате с учетом насосных труб и круглого кабеля (см. рис.3.)

$$A_{\text{max}} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{d_m}{2} + d_k, \quad (51)$$

где d_m - диаметр муфты насосной трубы, определяется по таблице (Юрчук "Расчеты в добыче нефти, стр. 249) в соответствии с рисунком 4 , $d_k = 32,1 \text{ мм}$ – диаметр круглого кабеля. Кр БКЗх25.

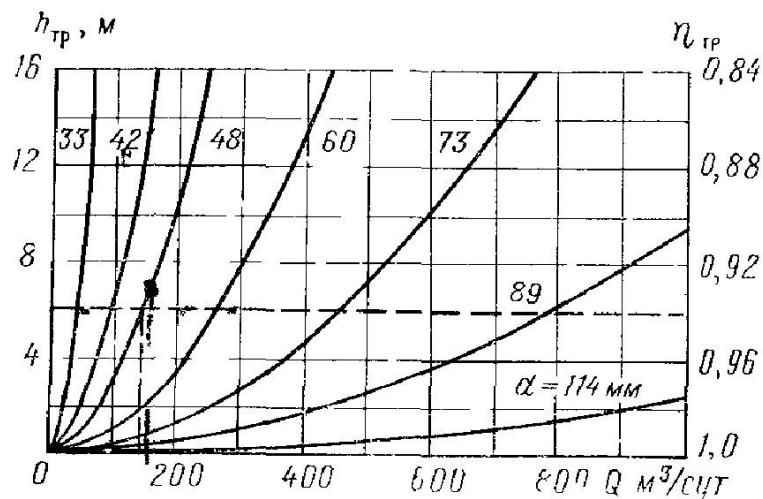


Рисунок 4. Кривые потерь напора в насосных трубах

Для определения диаметра труб необходимо из точки дебита провести вертикаль вверх до пересечения кривых потерь напора в трубах разного диаметра. Затем исходя из предварительно принятого к.п.д. (например 0,94), найти в пересечении указанной вертикали с линией 0,94 необходимый диаметр труб. При пересечении кривых для труб нескольких диаметров предпочтение отдают тому, который дает более высокий к.п.д., учитывая при этом также прочность труб и возможность размещения их в скважине

Если $A_{\max} > D_{\max}$, что может иметь место при большом диаметре насосных труб, то выше агрегата следует установить 10-150м. насосных труб меньшего диаметра, то $A_{\max} < D_{\max}$.

Вопросы для закрепления теоретического материала к лабораторному занятию:

1. Назовите область применения УЭЦНМ)
2. Объясните схему установки погружных электрических центробежных насосов (УЭЦНМ)
3. Перечислите преимущества и недостатки УЭЦНМ
4. Опишите устройство погружного электроцентробежного насоса
5. Назначение гидрозащиты, станции управления, трансформатора, кабельной линии
6. Объясните назначение обратного и спускного клапанов в ЭЦН
7. Классификация УЭЦНМ, по напору, подаче, габариту и исполнению
8. Что значит подобрать УЭЦН к скважине?
9. Оборудование устья скважин с УЭЦН
10. Какие параметры контролируются в процессе эксплуатации УЭЦН?
11. Какие виды работ проводятся при монтаже УЭЦН?
12. Объясните, как проводится пуск ЭЦН в работу?
13. Опишите методы борьбы с вредным влиянием газа в скважинах, оборудованных УЭЦН
14. Назовите область применения, достоинства и недостатки винтовых насосов
15. Опишите устройство и принцип действия винтовых насосов
16. Назовите область применения, достоинства и недостатки диафрагменных насосов
17. Опишите устройство и принцип действия диафрагменных насосов
18. Назовите область применения, достоинства и недостатки гидропоршневых насосов
19. Опишите устройство и принцип действия гидропоршневых насосов
20. Охарактеризуйте основные направления обеспечения безопасных условий при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН

**Методические указания
по выполнению лабораторного занятия № 3
Установление технологического режима работы газовых скважин**

Учебная цель: сформировать умение выполнять расчеты по установлению технологического режима работы газовых скважин

Норма времени: 90 минут

Студент должен

уметь:

У10. Устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль

Формируемые компетенции:

**ПК 1.2. Контролировать и поддерживать оптимальные режимы
разработки и эксплуатации скважин**

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

Общие положения

Процесс эксплуатации газовых скважин характеризуется некоторыми особенностями, связанными со свойствами продукции. Так как процесс эксплуатации таких скважин осуществляется при повышенных давлениях на устье, к герметичности газовых скважин предъявляются повышенные требования. Обычно в добывающую скважину спускаются фонтанные трубы и комплекс скважинного оборудования, включающий пакеры, клапаны-отсекатели, циркуляционные и ингибиторные клапаны, замки, посадочные ниппели, телескопические соединения, скважинные камеры, уравнильные клапаны и др. Один из основных вопросов при эксплуатации газовых скважин – определение диаметра подъемных труб.

Одним из критериев при расчете диаметра подъемника газовой скважины является обеспечение выноса с забоя твердых или жидких частиц, содержащихся в продукции.

Вынос твердых и жидких частиц зависит от скорости газа. По мере подъема газа в трубах скорость возрастает вследствие увеличения объема (расхода) газа при уменьшении давления. Поэтому расчет выполняют для условий башмака фонтанных труб. Глубину спуска труб в скважину принимают с учетом продуктивной характеристики пласта и технологического режима эксплуатации скважины. Целесообразно трубы спускать до нижних отверстий перфорации. Если трубы спущены до верхних отверстий перфорации, то скорость газового потока в эксплуатационной колонне напротив перфорированного продуктивного пласта снизу вверх возрастает от нуля до некоторого значения. А значит, в нижней части или вплоть до башмака не обеспечивается вынос твердых и жидких частиц. Тогда нижняя часть пласта отсекается песчано-глинистой пробкой или жидкостью, при этом дебит скважины уменьшается. Согласно опытным данным, минимальная скорость выноса жидких и твердых частиц с забоя составляет 5—10 м/с. Тогда максимальный диаметр труб, при котором частицы породы и жидкостки выносятся на поверхность:

$$d = \sqrt{\frac{Q_0 \cdot P_0 \cdot Z_3 \cdot T_3}{\pi \cdot \theta_{кр} \cdot T_0 \cdot P_3}}, \quad (52)$$

где Q_0 — дебит скважины при стандартных условиях (давление = 0,1 МПа, температура = 293 °K);

P_3, T_3 — давление и температура газа на забое;

z_0 — коэффициент сжимаемости газа соответственно при условиях T_0, P_0 и T, P

$\theta_{кр}$ — критическая скорость выноса твердых и жидких частиц.

При эксплуатации газоконденсатных скважин из газа выделяются жидкие углеводороды (газоконденсат), которые создают в фонтанных трубах двухфазный поток. Чтобы предотвратить накопление жидкости на забое и снижение дебита, газоконденсатная скважина должна эксплуатироваться с дебитом не меньше минимально допустимого, обеспечивающего вынос газоконденсата на

$$Q_0 = 0.111 \cdot d^{2.5} \sqrt{\frac{P_3}{M_0 \cdot T_3 \cdot z_3^2}} \quad (53)$$

где M_0 — молекулярная масса газа.

Отсюда диаметр труб

$$d = 0.415 \cdot \sqrt[5]{Q_0^2 \cdot M \cdot T_3 \cdot Z_3^2 / P_3} \quad (54)$$

Фактический диаметр фонтанных труб выбирают с учетом стандартных диаметров. При расчетах определяющим фактором является вынос частиц породы и жидкости на поверхность.

Ход лабораторной работы:

1. Внимательно прочитайте задания
2. Выполните расчеты
3. Оформите отчет
4. Запишите выводы
5. Подготовьтесь к защите лабораторной работы по контрольным вопросам

Задание 1. Рассчитать диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы диаметром $d_m = 0,002$ м, вязкость газа составляет $\mu_g = 1,5 \cdot 10^{-5}$ Па·с.

Данные для расчёта возьмите в таблице 8

Таблица 8. Исходные данные к задачам 1,2,3

Варианты	1, 11, 21	2, 12, 22	3, 13, 23	4, 14, 24	5, 15, 25	6, 16, 26	7, 17, 27	8, 18, 28	9, 19, 29	10, 20, 30
Глубина скважины L_c , м	2500	2400	2300	2200	2100	2000	1900	1800	1700	1600
Забойное давление P_3 , МПа	39	38	37	36	35	34	33	32	31	30
Дебит скв. $V_r \cdot 10^3$, тыс м ³ /сут.	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7

Общие исходные данные: плотность газа $p_{\Gamma} = 1,08 \text{ кг/м}^3$, $a = 0,06 \cdot 10^{-4}$, параметр $\epsilon = 2,2 \cdot 10^{-10}$, забойная температура $T = 330 \text{ К}$, коэффициент сжимаемости газа $z_{\text{заб.}} = 0,8$

Методические указания по выполнению задачи №1

1. Определяем параметр Архимеда

$$A_r = \frac{d_T^3 \cdot \rho_g \cdot (\rho_T - \rho_{\Gamma})}{\mu_{\Gamma}^2}, \quad (55)$$

где d_T – диаметр твердой частицы, м

ρ_T – плотность твердых частиц, кг/м^3 ($\rho_T = 2400 \text{ кг/м}^3$)

Выделяем режим течения

$A_r \leq 36$ – ламинарный режим

$36 < A_r < 8300$ – переходный режим

$A_r > 8300$ – турбулентный режим

2. Определяем критическую скорость

ламинарный режим:

$$V_{\text{кр.т}} = d^2 \cdot g \cdot (\rho_T - \rho_{\Gamma}) / (18 \cdot \mu_2) \quad (56)$$

переходный режим:

$$V_{\text{кр.т}} = 0,78 \cdot d_T^{0,43} \cdot (\rho_T - \rho_{\Gamma}) \quad (57)$$

турбулентный режим:

$$V_{\text{кр.т}} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_T \cdot (\rho_T - \rho_{\Gamma})}{\rho_{\Gamma}}} \quad (58)$$

где ρ_{Γ} – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м^3 ;

μ_2 – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, $\text{Па} \cdot \text{с}$

3. Определяем скорость выноса песка

$$V_r = 1,2 \cdot V_{\text{кр.т}}, \text{ м/с} \quad (59)$$

4. Вычисляем внутренний диаметр подъемника

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \cdot \sqrt{\frac{V_r \cdot T_{\text{заб}} \cdot z_{\text{заб}}}{V_{\Gamma} \cdot P_3 \cdot T_{\text{ст}}}}, \text{ м} \quad (60)$$

где V_r – дебит газа, $\text{тыс.м}^3/\text{сут}$

полученное значение $d_{\text{вн}}$ округляют до ближайшего меньшего стандартного значения.

Задание 2. Рассчитать диаметр подъемника, если в продукции содержится также вода. Исходные данные брать из таблицы 8.

Методические указания по выполнению задачи №2

1. Вычисляем критическую скорость выноса жидких капель

$$V_{\text{к.р.ж.}} = \frac{16,47(45 - 0,455 \cdot P_3)^{0,25}}{\sqrt{P_3}}, \text{ м/с} \quad (61)$$

2. Определяем скорость выноса капель воды

$$V_r = 1,2 \cdot V_{к.р.ж.}, м/с \quad (62)$$

3. Определяем необходимый диаметр НКТ в метрах по формуле (60). Принимаем стандартный диаметр.

Задание 3. Рассчитать минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки. Данные для расчета возьмите в таблице 8.

Методические указания по выполнению задачи №3

1. Определяем минимальную скорость газа, при которой не происходит их осаждения водяных капель

$$V_{г.0.min} = \frac{1.23 \cdot (45 - 0.45 P_3)^{0.25}}{\sqrt{0.45 \cdot P_3}} \quad (63)$$

2. Рассчитываем минимальный дебит газа

$$V_{г.min} = \frac{V_{г.min} \cdot T_{ст} \cdot P_{заб} \cdot \pi \cdot d_{вн}^2}{4 \cdot P_0 \cdot z_{заб} \cdot T_{заб}} \quad (64)$$

3. Сделать вывод, по каким причинам необходимо ограничить дебит газовой скважины.

Задание 4. Определите диаметр подъемных труб, максимально возможный дебит (пропускную способность при отборе газа через фонтанные трубы и через обсадную колонну). Необходимо также рассчитать диаметр штуцера для газовой скважины. Исходные данные для расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9. Исходные данные к задаче

Вариант	1, 11, 21	2, 12, 22	3, 13, 23	4, 14, 24	5, 15, 25	6, 16, 26	7, 17, 27	8, 18, 28	9, 19, 29	10, 20, 30
Дебит газовой скв. $Q \cdot 10^3, м^3/сут$	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300
Забойное давление $P_3, МПа$	19,2	19,4	9,6	9,8	9,10	10,2	10,4	10,6	10,8	11,0

Общие исходные данные: пластовая температура $T = 310 K$, диаметр обсадной колонны $D = 127 мм$ (площадь сечения $F = 0,0128 м^2$), температура газа на устье $T = 300 K$, коэффициент сжимаемости газа $z = 0,9$, универсальная газовая постоянная $R = 51,5$, коэффициент расхода – 0,95.

Методические указания по выполнению задачи №4

1. Определяем внутренний диаметр труб в метрах

$$d = 72,1 \cdot \sqrt{\frac{Q \cdot T \cdot z}{P_3 \cdot 10^6}}, \text{ где } P_3 \text{ в Па} \quad (65)$$

2. Определяем критическую скорость газа

$$V_{кр} = 3,33 \cdot \sqrt{R \cdot T}, \text{ м/с} \quad (66)$$

3. Максимальный суточный дебит газа при отборе его через НКТ

$$Q_{НКТ} = V_{кр} \cdot f \cdot 86400, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (67)$$

где f – площадь сечения НКТ, м^2

4. Максимальный суточный дебит газа при отборе его через эксплуатационную колонну

$$Q_{экс} = 86400 \cdot V_{кр} \cdot F, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (68)$$

5. Определяем диаметр штуцера

$$d = 83,4 \cdot \sqrt{\frac{Q}{\mu \cdot P_y}}, \text{ мм} \quad (69)$$

где $P_y = 0,9$

6. Определяем к каким нежелательным последствиям может привести работа скважины на максимальном дебите.

Вопросы для закрепления теоретического материала к лабораторному занятию:

1. Изложите особенности конструкции газовых скважин
2. Охарактеризуйте состав внутрискважинного оборудования газовых скважин
3. Устьевое оборудование газовых скважин
4. Как определяют диаметр фонтанных труб для газовой скважины?
5. Как установить технологический режим работы газовой скважины?
6. Какие причины влияют на ограничение дебита газовой скважины
7. Что такое гидраты? Опишите методы борьбы с гидратами
8. Опишите оборудование устья газовых скважин

Методические указания
по выполнению лабораторного занятия № 4
Расчеты термокислотной обработки, гидравлического разрыва пласта

Учебная цель: сформировать умение выполнять расчеты основных параметров термокислотной обработки и гидравлического разрыва пласта

Норма времени: 6 академических часов

Студент должен
уметь:

У10. Устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль

Формируемые компетенции:
ПК 1.2. Контролировать и поддерживать оптимальные режимы
разработки и эксплуатации скважин

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями

Общие сведения

Методы увеличения производительности скважин (методы интенсификации притока) играют сегодня существенную роль. Известно большое количество различающихся по принципу действия методов увеличения производительности скважин, но не все они получили одинаковое распространение на практике.

Термокислотная обработка предназначена для увеличения притока продукции из пласта за счет растворения твердых осадков (парафин, смолы и т.д.) и повышения эффективности кислотной обработки. Обработка ведется в два этапа: на первом этапе - термическая обработка, при которой температура на забое повышается до температуры выше температуры плавления осадков; на втором этапе - обычная солянокислотная обработка раствором повышенной температуры.

Термокислотная обработка базируется на экзотермической реакции раствора соляной кислоты с магнием. Так, при взаимодействии 18,61 л 15%-ного раствора HCl с 1 кг магния выделяется 18 987 кДж теплоты. При этом кислота нейтрализуется полностью. Максимально возможное повышение температуры нейтрализованной кислоты равно примерно 243 °С.

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления; определение вида трещины и расчет ее размеров.

Ход лабораторной работы:

1. Внимательно прочитайте задания
2. Выполните расчеты
3. Оформите отчет
4. Запишите выводы
5. Подготовьтесь к защите лабораторной работы по контрольным вопросам

Задание 1. Требуется определить необходимое количество товарной соляной кислоты и химических реагентов, а также эффективность термокислотной обработки забоя.

Таблица 10. Исходные данные к задаче

Наименование исходных данных	Варианты							
	1.11. 21.9	2.12. 22.19	3.13. 23.29	4.14. 24.10	5.15. 25.20	6.16. 26.30	7.17. 27	8.18. 28
Глубина скважины Н, м	1420	1425	1430	1435	1440	1145	1450	1458
Эффективная мощность пласта h, м	10	15	20	11	16	18	10	15
Забой открытый чистый без пробки								
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны D, м	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Скважина эксплуатируется штанговыми насосами								
Диаметр промывочных труб d, м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Начальный дебит нефти Q _н , т/сут	20	25	28	30	22	24	27	30
Текущий дебит нефти Q _т , т/сут	5	7	9	10	5	6	7	8
Температура на забое 308К, Вода отсутствует								

Методические указания по выполнению задачи №1

Для повышения фильтрационной способности призабойной зоны намечается термокислотная обработка, состоящая из двух фаз: первая фаза - термохимическая обработка, при которой солянокислотный раствор и поверхность забоя нагреваются до 348 - 363 К; вторая фаза - обычная солянокислотная обработка призабойной зоны, но более эффективная, вследствие высокой температуры нагретой соляной кислоты.

В качестве химического реагента примем металлический магний. Для первой фазы обработки рекомендуется 15%-ный раствор HCl в количестве 0,1 м³ на 1 кг магния, который в результате реакции его с кислотой выделяет 4520 ккал теплоты. Принимается, что на 1 м эффективной мощности пласта необходимо 0,8 м³ соляно-кислотного раствора. Для h = __ м потребуется всего __ м³, из них 4 м для первой фазы обработки и __ м для второй фазы.

При температуре плавления парафина $T_{нд} = 328$ К достаточно подогреть соляно-кислотный раствор и поверхность забоя до $T_k = 353$ К. Пусть начальная температура солянокислотного раствора $T_n = 293$ К. Тогда необходимое количество магния для повышения температуры $W = 4$ м³ кислотного раствора от 293 до 353 К можно определить по формуле:

$$Q_m = \frac{W(T_k - T_n)}{6.03} \quad (70)$$

Найденное количество магния вполне соответствует лабораторной норме 1 кг на 0,1 м³ 15%-ного солянокислотного раствора. Для принятых в первой фазе обработки 4 м³ раствора надо взять 40 кг магния.

Из формулы (70) можно найти и температурный перепад ($T_k - T_n$), принимая количество магния по опытным данным.

Определим, как изменится концентрация 4 м³ 15%-ного солянокислотного раствора после растворения в нем Q_М= 40 кг магния. Процент уменьшения концентрации кислотного раствора, нейтрализующегося полностью, найдем по формуле:

$$x = \frac{A \cdot Q_M}{3,3A \cdot W + Q_M} \quad (71)$$

где A - коэффициент, который при концентрации кислоты до 18% равен 218, а при концентрации до 12% - 214 (см. табл. 11).

Таблица 11.

Z, x	B, A	Z, x	B, A
5,15-12,19	214	29,95-31,52	227,5
19,19-18,11	218	32,10-33,22	229,5
19,06-24,78	221,5	34,42-37,22	232
25,75-29,57	226	-	-
Здесь x- концентрация солянокислотного раствора, %. Z- концентрация кислоты, %			

По формуле (71) получим

$$x = \frac{218 \cdot 40}{3,3A \cdot 218 \cdot 4 + 40} = 3\%$$

Следовательно, концентрация 15%-го раствора соляной кислоты уменьшится на 3% и составит 12%.

Количество магния, необходимое для снижения концентрации кислотного раствора от 15 до 12%, можно определить по формуле:

$$Q_M = 3.33 \cdot W \left(\frac{A_1 \cdot x_1}{A_1 - x_1} - \frac{A_2 \cdot x_2}{A_2 - x_2} \right) \quad (72)$$

где x₁ и x₂: - начальная и остаточная концентрация кислотного раствора; A₁ и A₂ -числовые коэффициенты.

Задаваясь значением остаточной концентрации кислотного раствора x₂= 12% можно определить первичную концентрацию его x₁, необходимую для проведения первой термохимической фазы обработки забоя скважины путем реакции Q_М= 40кг магния с кислотным раствором W= 4 м³:

$$x_1 = \frac{A_1 \cdot B}{A_1 + B} \quad (73)$$

Где постоянная B находится из выражения:

$$B = \frac{Q_M}{3.33 \cdot W} + \frac{A_2 \cdot x_2}{A_2 - x_2} \quad (74)$$

для второй фазы обработки вслед за нагретой кислотой закачиваем 2,4 м³ кислоты 12%-ной концентрации. Растворяющая способность нагретого раствора в 3-4 раза выше, чем раствора, закачиваемого в скважину при T= 293 К. Поэтому закачку в пласт как нагретой, так затем и холодной кислоты надо вести без перерыва.

Осваивать скважину после обработки необходимо по возможности скорее, пока не снизилась температура жидкости на забое.

Надо иметь в виду, что скорость растворения магния в соляно-кислотном растворе быстро уменьшается с повышением давления. Если скорость растворения при атмосферном давлении принять за 100%, то при давлении 1 МПа скорость растворения составляет 62%, при 2 МПа - 36%, при 3 МПа - 21% и при 6 МПа - 6%. Поэтому при термохимической фазе

обработки надо следить за давлением нагнетания кислоты и за уровнями жидкости (нефти) в затрубном пространстве.

Металлический магний употребляется в стружках или в прутках, которые спускают на забой в реакционном наконечнике. Для стружек трудно рассчитать объем реакционного наконечника и выдержать определенный режим закачки, так как они имеют различную толщину и плотность упаковки.

Определим размеры реакционного наконечника для спуска магния в прутках. В эксплуатационную колонну диаметром 0,15 м можно опустить наконечник диаметром 0,1 м. Стержни магния диаметром $d_n = 0,04$ м и длиной 0,6 помещают в наконечнике диаметром 0,1 м пачками по три стержня.

Подсчитаем объем и массу одной пачки прутков в трубе диаметром 0,1 м и длиной 1 м = 10 дм.

Объем прутков

$$V = \frac{3\pi d_n^2 \cdot L}{4} = 3 \cdot 0.758 \cdot 0.4^2 \cdot 10 = 3.77 \text{ дм}^3 \quad (75)$$

Масса прутков при плотности металлического магния $\rho = 1,77 \text{ кг/дм}^3$.

$$G = V \cdot \rho = 3.77 \cdot 1.77 = 6.67 \text{ кг} \quad (76)$$

Так как по мере прокачивания соляной кислоты через реакционный наконечник количество магния непрерывно уменьшается, то для равномерности процесса (достижения одинаковой температуры нагрева кислоты) скорость закачки кислоты следует непрерывно уменьшать. Поэтому для выполнения расчета мы разобьем весь процесс растворения стержней магния на пять интервалов с постепенным уменьшением, диаметра а следовательно, объем аи массы стержней.

Уменьшение диаметра стержней для I интервала принимаем с 4 до 3,5 см, для II - с 3,5 до 3 см, для III интервала - с 3 до 2 см, для IV интервала - с 2 до 1 см и для V интервала с 1 см до 0. На основе этих данных вычисляем объем 15%-ного кислотного раствора; время, потребное для прокачки через наконечник всего объема 15%-го раствора; скорость закачки - в м³/ч.

В результате подсчета по приведенной схеме получим следующий режим закачки при атмосферном давлении (табл. 12)

Термограммы показывают, что практически в реакционном наконечнике на забое скважины процесс протекает несколько быстрее, чем по расчету (примерно на 20%). Поэтому температура раствора получается выше расчетной, а содержание остаточной активной HCl в кислотном растворе ниже 12%.

Для снижения температуры раствора следует повысить скорость закачки на 20% против расчетной. Тогда режим закачки будет соответствовать приведенному в таблице 12.

Таблица 12. Режим закачки

Интервал	Продолжительность зачки, мин	Объем закачиваемого раствора, м	Скорость закачки, м/ч
I	4,5	0,95	12,5
II	4	8	12
III	8	1,25	9,4
IV	7	0,75	6,5
V	3	0,25	5
Всего	26,5	4	-

Таблица 13. Режим закачки с повышенной скоростью

Интервал	Продолжительность закачки, мин	Объем закачиваемого раствора, м	Скорость закачки, м/ч
I	3,8	0,95	15
II	3,3	8	14,4
III	6,7	1,25	11,3
IV	5,8	0,75	7,8
V	2,5	0,25	6
Всего	22,1	4	-

Если в процессе закачки солянокислотного раствора давление повышается, то режим следует откорректировать на соответствующее давление, так как давление тормозит реакцию кислоты с магнием. По данным УФНИИ, увеличение давления снижает скорость реакции в следующих пределах:

$\Delta P, \text{МПа}$	$\Delta \vartheta, \%$
0,5	20
1,5	38
1,5	53

Чтобы избежать во время термохимической обработки возникновения высоких давлений в затрубном пространстве, влияющих на скорость реакции, следует открыть затрубное пространство и исключить предварительную подкачку нефти. Количество продажной нефти берется в объем 0,05м промывочных труб плюс объем забоя скважины (считая по диаметру 0,25м долота) в пределах обрабатываемого интервала (6м) (мощность пласта - h):

$$V_n = \frac{\pi}{4} (0.05^2 \cdot 1000 + 0.25^2 \cdot 6), \text{м} \quad (77)$$

Количество концентрированной товарной соляной кислоты, содержащей 27,5% HCl, необходимой для приготовления 4м³ 15% -ного и ____ м³ 12%-ной кислоты, найдем из соотношения:

$$W_k = \frac{w}{a} \quad (78)$$

где W - количество солянокислотного раствора, м³; a - переводной коэффициент

Таблица 14.

Концентрация разбавленной кислоты, %	Концентрация товарной нефти						
	31	30	29	28	27	26	25
8	4,325	4,16	4	3,847	3,69	3,357	3,392
9	3,82	3,68	3,54	3,4	3,26	3,13	3
10	3,42	3,295	0,173	0,047	2,92	2,8	2,686
11	3,1	2,98	2,87	2,755	2,645	2,535	2,43
12	2,825	2,72	2,615	2,514	2,412	2,31	2,217
13	2,6	2,5	2,408	2,312	2,217	2,125	2,038
14	2,4	2,31	2,227	2,135	2,048	1,964	1,883
15	2,23	2,145	2,076	1,983	1,903	1,824	1,75

Для 15%-го раствора находим путем интерполяции, $a = 1,943$; а для 12%-го - $a = 2,463$. Так как товарная соляная кислота обычно содержит окислы железа (Fe_2O_3), то для предупреждения выпадения солей железа при нейтрализации соляной кислоты в породе необходимо добавить к солянокислотному раствору техническую уксусную кислоту в количестве:

$$Q_y = \frac{1000 \cdot v}{c} \cdot (W_1 + W_2), \text{ дм}^3 \quad (79)$$

Здесь v - добавка уксусной кислоты в % к объему раствора, $v = (f \cdot \text{содержание в солянокислотном растворе } FeO_3, \%)$;

W_1 и W_2 - объемы 15 и 12%-ного солянокислотного раствора;

C - концентрация товарной уксусной кислоты (обычно 80%). Принимая $f = 0,2\%$, находим $v = 0,2 + 0,8 = 1\%$ в качестве интенсификатора, понижающего поверхностное натяжение отреагировавшего солянокислотного раствора и способствующего лучшему удалению его из призабойной зоны, принимаем 1%-ный препарат ДС, который активно понижает скорость реакции соляной кислоты с породой. При плотности товарной соляной кислоты $1,139 \text{ т/м}^3$ масса ее составит $3,04 \cdot 1,139 = 3,46 \text{ т}$.

Для термохимической обработки в качестве ингибитора необходимо применять И-1-А с добавкой - 0,05% уротропина при обязательном исключении из смеси серной кислоты во избежание образования осадка гипса.

Для определенного эффекта, ожидаемого от термокислотной обработки скважины, найдем дополнительное количество нефти, которое будет получено за время работы скважины с повышенным дебитом, на 1 т затраченной концентрированной HCl.

Для этого задаемся продолжительностью эффекта в 4 месяца (120 дней), в течение которых начальный дебит скважины после отработки Q_H снижается до текущего дебита Q_m равномерным понижением.

Количество нефти, полученной за 4 месяца после отработки, составит:

$$W_{об} = (W_{нач} + Q_{тек}) \cdot \frac{\text{эффекта (в сут)}}{2}, \text{ т} \quad (80)$$

добыча за это же время без обработки составит:

$$Q'_{об} = Q_{тек} \cdot \text{продолжительность эффекта} = Q_{тек} \cdot 120$$

Общий прирост добычи нефти получен в результате обработки составит:

$$(Q_{об} - Q_{тек}), \text{ т}$$

Средний прирост добычи нефти от обработки на 1 т израсходованной концентрированной соляной кислоты равен

$$(Q_{об} - Q'_{об}) / 3,46, \text{ т}$$

Задание 2 Рассчитать основные технологические показатели ГРП для скважин, геолого-эксплуатационные данные по которым приведены в таблице 15.

Таблица 15. Исходные данные к задаче

№ п/п	Глубина скважины	Глубина фильтров СКВ.	Дебит скважины			Р _{пл}
			Нефти	Воды	Жидкости	
1	1480	1400-1448	0,5	0,5	0,9	18
2	1485	1492-1530	0,5	1,6	2,1	18
3	1490	1554-1590	0,5	1,7	2,2	18
4	1495	1520-1528	0,6	1,9	2,4	18
5	1500	1530-1550	0,7	2	2,6	18
6	1505	1536-1542	0,8	2,1	2,8	18
7	1510	1516-1526	0,9	2,2	3	18
8	1515	1517-1538	1	2,3	3,2	18
9	1520	1518-1539	1,1	2,4	3,4	18
10	1525	1520-1540	1,2	25	3,6	18
11	1530	1521-1541	1,3	2,6	3,8	18
12	1535	1522-1542	1,4	2,7	4	18
13	1540	1523-1563	1,5	2,8	4,2	18
14	1545	1524-1544	1,6	2,9	4,4	18
15	1550	1525-1545	1,7	3	4,6	18
16	1555	1526-1546	1,8	3,1	4,8	18
17	1560	1527-1547	1,9	3,2	5	18
18	1565	1528-1548	2	3,3	5,2	18
19	1570	1529-1549	2,1	3,4	5,4	18
20	1575	1530-1550	2,2	3,5	5,6	18
21	1580	1531-1551	2,3	3,6	5,8	18
22	1595	1532-1552	2,4	3,7	6	18
23	1600	1533-1553	2,5	3,8	6,2	18
24	1605	1534-1554	2,6	3,9	6,4	18
25	1610	1535-1555	2,7	4	6,6	18
26	1615	1636-1556	2,8	4,1	6,8	18
27	1620	1537-1557	2,9	4,2	7	18
28	1625	1538-1558	3	4,3	7,2	18
29	1630	1539-1560	3,1	4,5	7,4	18

Необходимо определить следующие показатели: давление разрыва; допустимое давление на устье скважины (при проведении процесса без пакера); объем жидкости разрыва; количество песка, концентрация песка в жидкости-песконосителе; объем жидкости-песконосителя; объем продажной жидкости; общую продолжительность процесса ГРП; тип и число необходимых насосных агрегатов.

Методические указания по выполнению задачи №2

Определяем давление разрыва по формуле:

$$P_{\text{разрыв}} = P_{\text{вг}} - P_{\text{пл}} + \sigma_p \quad (81)$$

где $P_{вг}$ - вертикальное горное давление, МПа
 P_r - пластовое давление, равное 18МПа
 σ_p - давление расслоения пород (равное 1,5 МПа)
 Вертикальное горное давление определяем по формуле:

$$P_{вг} = H \cdot p_n \cdot g \quad (82)$$

где H - глубина залегания пласта (нижних отверстий фильтра), м;
 p_n - средняя плотность вышележащих пород, $кг/м^3$ $p_n=2500кг/м^3$

ГРП можно проводить как через эксплуатационную колонну, так и через колонну НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допустимое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения. Определим допустимое давление на устье скважины (в случае проведения процесса непосредственно через эксплуатационную колонну без установки пакера) по формуле:

$$P_y = \frac{D_H^2 - D_B^2}{D_H^2 + D_B^2} \cdot \frac{\sigma_{тек}}{K} + P_{пл} + p_{ж,р} \cdot g \cdot (h - L) \quad (83)$$

где D_H - наружный диаметр обсадных труб, равный 16,8 см;
 D_e - внутренний диаметр обсадных равный, равный 14,3см;
 $\sigma_{тек}$ - предел текучести для труб из стали группы прочности С, равный 320МПа
 K - запас прочности (принимая $K=1,5$) h - потери напора на трение в обсадной колонне, м;
 $p_{ж,р}$ - плотность жидкости разрыва (принимая $p_{ж,р}=950кг/м^3$)
 P_r - пластовое давление, МПа;
 L - Глубина скважины, м

Для определения потерь напора на трение в обсадной колонне необходимо знать расход жидкости через колонну (грубы) в процессе разрыва. Этот расход определяем на основе зависимости $P_{зab} = f(Q)$, которую строят по фактическим данным испытания скважины на приемистость Q при различных явлениях на забое.

Это зависимость позволяет определить давление разрыва пласта (рис.5).

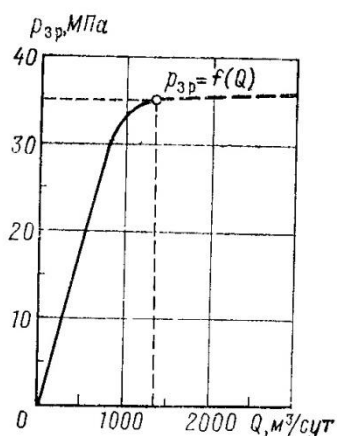


Рисунок 5.

Как видно из графика, при давлении 35 МПа приемистость скважины составила 1300 $м^3/сут$ и в дальнейшем она растет почти без увеличения давления. Это означает, что при давлении 35 МПа произошел разрыв пласта. Примем расход $Q = 200 м^3/с$. Для этого расхода при вязкости жидкости $\mu = 0,25$ и глубине скважины 1750 м с диаметром колонны 168мм потери напора составят 75 , а для скважины глубиной H они будут пропорционально равны.

$$P_{\text{заб}} = P_y + H_{\text{pg}} - h_{\text{pg}} \quad (84)$$

Если полученное значение забойного давления окажется меньше, чем необходимое давление разрыва, то

$$P_y = P_{\text{заб}} + H_{\text{pg}} - h_{\text{pg}} = P_{\text{раз}} - p_g(H-h), \text{ Мпа} \quad (85)$$

Если подсчитанное значение устьевого давления больше допустимого значения, то ГРП необходимо проводить с установкой пакера для предохранения эксплуатационной колонны от воздействия избыточных давлений.

Объем жидкости разрыва не поддается точному расчету. По опытным данным, значение его колеблется в пределах $5 - 10 \text{ м}^3$. Принимаем для каждой скважины средний объем жидкости разрыва $V_p = 8 \text{ м}^3$ нефти.

Количество песка $G_{\text{п}}$, потребное для гидроразрыва, так же нельзя рассчитать. Поданным отечественной практики количество песка обычно принимают равным 10-30 тонн на один гидроразрыв. Принимаем $G_{\text{п}} = 15 \text{ т} = 15000 \text{ кг}$.

Концентрация песка C зависит от вязкости жидкости-песконосителя и темпа ее закачки. Обычно для нефти вязкости $5 \cdot 10^{-2} \text{ Па}$ с значение ее колеблется в пределах 150 - 300 кг/м³ принимаем $C = 250 \text{ кг/м}^3$.

Объем жидкости-песконосителя при принятых количестве песка и его концентрации в жидкости составит:

$$V_{\text{ж.н}} = \frac{G_{\text{п}}}{C} = \frac{15000}{250} = 60 \text{ м}^3 \quad (86)$$

Объем продажной жидкости принимают на 20-30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с песком.

$$V_{\text{пр}} = \frac{\kappa \cdot \pi \cdot d_e^2 \cdot H}{4}, \quad (87)$$

где d_e - внутренний диаметр труб, на которых спущен пакер, т.е. труб, по которым закачивают жидкость с песком (для 73-мм труб $d_e = 0.06 \text{ м}$);

κ - коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб (равен 1,3);

H - глубина спуска труб, м; (т.к. трубы допущены на 10 м выше верхних отверстий фильтра).

Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из соотношения:

$$t = \frac{V_p + V_{\text{ж.н}} + V_{\text{пр}}}{Q},$$

где Q - расход рабочих жидкостей, равный согласно принятой скорости их нагнетания $0,03 \text{ м}^3 / \text{с}$;

V_p - объем жидкости разрыва ($V_p = 8 \text{ м}^3$);

$V_{\text{ж.н}}$ - объем жидкости песконосителя ($V_{\text{ж.н}} = 60 \text{ м}^3$)

$V_{\text{пр}}$ - объем продажной жидкости.

Число насосных агрегатов

Если принять агрегаты 4 АН-700, то с учетом их подачи, равной $0,0123 \text{ м}^3/\text{с}$ (см. табл. Орчук Расчеты в добыче нефти)

$$N = \frac{q}{q_{\text{ар}}} + 1, \quad (88)$$

$q = \frac{12,3 \text{ л}}{\text{с}}$, $q_{\text{ар}} = 3 \text{ л/с}$ - производительность одного агрегата.

Определить увеличение проницаемости призабойной скважины после гидроразрыва (допускается, что образовалась одна горизонтальная трещина в этой зоне).

Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \left(Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}} \right), \quad (89)$$

где C - эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;

Q - расход жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{мин}$;

μ - вязкость жидкости разрыва, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

t_p - время закачки жидкости разрыва, мин;

k - коэффициент проницаемости для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

$C = 0,02$

$Q = 0,03 \text{ м}^3/\text{с}$

$k = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

$\mu = 0,25 \text{ Па} \cdot \text{с}$

$t_p = 4,4 \text{ мин} = 264 \text{ с}$

Подставим приведенные данные в формулу:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \left(0,03 \cdot \sqrt{\frac{0,025 \cdot 264}{0,02 \cdot 10^{-12}}} \right)^{0,5} = 13 \text{ м} \quad (90)$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины определяем по формуле:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12} \quad (91)$$

где k_m - проницаемость трещины, м^2

ω - ширина трещины, см

Принимая ω равной 0,1см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 0,01}{12} = 83,3 \cdot 10^{-9}, \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны определяем по формуле:

$$k_{\text{п.з.}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot h + k_T \cdot \omega}{h + \omega}, \quad (92)$$

где $k_{\text{п}}$ - проницаемость пласта ($k_{\text{п}} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

H - мощность пласта, м;

ω - ширина трещины, ($\omega = 0,001 \text{ м}$).

Подставляем эти данные в формулу (92).

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта ($k_{\text{п}} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), то проницаемость призабойной скважины в радиусе распространения трещины увеличится в:

$$\frac{k_{\text{п.з.}}}{k_{\text{п}}} = \dots \quad (93)$$

Таким образом, в результате создания одной единственной трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в десятки и более раз.

Проницаемость всей дренажной системы скважины вычисляют по формуле:

$$k_{\text{дс}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot k_{\text{пз}} \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}{k_{\text{пз}} \cdot \lg \frac{R_k}{r_T} + k_{\text{п}} \cdot \lg \frac{r_T}{r_c}}, \quad (94)$$

где R_k - радиус контура области питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами (принимается равным 100м);

r_c - радиус забоя скважины ($r_c = 0,075 \text{ м}$);

r_T - радиус трещины ($r_T = 13 \text{ м}$).

Определить ожидаемый прирост дебита скважины после ГРП.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k_{\text{п}} \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (95)$$

где Q - дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$k_{\text{п}}$ - проницаемость пласта ($k_{\text{п}} = 0,02 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h - эффективная мощность пласта, м

ΔP - депрессия на забое

$$(\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = 18,0 - 16,0 = \text{МПа}), \quad (96)$$

μ - динамическая вязкость нефти (принимается равной 0,8 МПа)

Сравним посчитанные по формуле (96) значения дебитов с фактическими.

Максимальный дебит скважины после ГРП определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины равным радиусу трещины ($r_c = r_T$);

$$Q = \frac{2\pi \cdot k_n \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot 2,3 \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (97)$$

где k_n - проницаемость пласта, m^2

r_T - радиус трещины ($r_T = 13 м$)

Подставим имеющиеся данные по формуле (96), получим значения максимального дебита.

При ГРП жидкость закачивается по обсадной колонне при давлении на устье 16,95 МПа при помощи цементировочных агрегатов ЦА-320М. Для принятого темпа закачки жидкостей ($q = 15 л/с$) необходимое число агрегатов при одном резервном составит

$$N = \frac{q}{q_{ag}} + 1, \quad (98)$$

где $q_{ag} = 5,1 л/с$ - производительность одного агрегата на второй скорости при $p = 18,2 МПа$. Следовательно, по формуле (98)

Для максимального снижения потерь напора во всасывающей части насоса при закачке вязких жидкостей с песком и для получения номинальной подачи необходимо, чтобы на приеме насосных агрегатов был напор в 0,1 - 0,2 МПа

Для вспомогательных работ и для закачки в скважину жидкости-песконосителя с песком применяем цементировочные агрегаты низкого давления.

Для смешивания песка с жидкостью применяем специальный пескосмесительный агрегат ЗПА, имеющий бункер на 8 т песка, и механическую лопастную мешалку

Контроль за концентрацией песка в рабочей жидкости осуществляется специальными ареометрами, шкала которых показывает концентрацию песка в $кг/м^3$

Допустим, для доставки к скважине рабочей жидкости применены автоцистерны 4-ЦР емкостью по 10 $м^3$. В этом объеме рабочей жидкости может находиться во взвешенном состоянии в зависимости от вязкости жидкости 2-4 $м^3$ песка. Эти автоцистерны имеют насосы подачи 10-20 л/с с давлением на выкиде 0,3 МПа, которые служат для заполнения цистерн и для закачки жидкости и пескосмесительный агрегат.

Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины r_c после принимается радиусу трещины r_T

$$n = Q_2 / Q_1 = \frac{\lg \frac{R_k}{r_c}}{\lg \frac{R_k}{r_T}}, \quad (99)$$

где Q_2 и Q_1 - дебит скважины соответственно до и после гидроразрыва,
 $R_k = 250 м$; $r_c = 0,075 м$; $r_T = 5,7 м$

Фактическая эффективность может быть несколько ниже, так как при движении жидкости по трещинам, заполненным песком, наблюдается неучитываемый формулой небольшие потери напора.

Вопросы для закрепления теоретического материала к лабораторному занятию:

1. Что понимается под призабойной зоной пласта?
2. Как классифицируются методы обработки призабойной зоны пласта, области применения.
3. Опишите физико-химические процессы при солянокислотной обработке (СКО).
4. Перечислите реагенты, применяемые при солянокислотной обработке, и назовите их назначение
5. Изложите последовательность приготовления солянокислотного раствора
6. Какие виды кислотных обработок вам известны?

7. Опишите последовательность операций при простой кислотной обработке
8. Опишите физико-химические процессы при термокислотной обработке (ТКО)
9. Изложите технологию проведения термокислотной обработки
10. Объясните сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) и назовите область его применения
11. Какие материалы применяются при ГРП? Назовите требования, предъявляемые к ним
12. Опишите схему проведения ГРП
13. Объясните сущность гидropескоструйной перфорации (ГПП) и назовите область ее применения
14. Какие материалы применяются при ГПП? Назовите требования, предъявляемые к ним
15. Опишите схему проведения ГПП
16. Виброобработка скважин, применяемые материалы и оборудование, схема процесса
17. Опишите термические методы воздействия на призабойную зону скважин
18. Изложите сущность термогазохимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону скважин
19. Изложите сущность внутрислоистой термохимической обработки

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. Н.; Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. "Недра", 1989.
2. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., "Недра", 1978.
3. Истомин А. З., Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., "Недра", 1979.
4. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., "Недра", 1985.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008
6. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010
7. Справочная книга по добыче нефти под ред. Ш.К. Гиматудинова