Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации и переподготовки

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Практикум
для слушателей специальности переподготовки
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения

Гомель 2026

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
С42

Рекомендовано советом института повышения квалификации и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого
(*протокол № 3 от 24.09.2026 г.*)

Составители: *Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев*

Рецензент: заместитель директора БелНИПИнефть по геологии и разработке месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»
А. А. Кудряшов

С42 **Скважинная** добыча нефти и газа : практикум для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост.: Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2026. – 72 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 2 Gb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; ATL Lunux 10.1 ; Adobe Acrobat Reader. – URL: http://elib.gstu.by. – Загл. с титул. экрана.

Изложены задания по расчету оборудования и режимов эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Содержащиеся в практикуме практические задания могут выполняться слушателями как под руководством преподавателя, так и самостоятельно. Приведены краткие теоретические аспекты изучаемых тем, расчетные задачи и исходные данные с вариантами для индивидуального решения.

Для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2026

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

СОДЕРЖАНИЕ

Введение……..…….……..…..……..4
Практическая работа № 1. Источники пластовой энергии, приведенные пластовые давления……..……..……5
Практическая работа № 2. Расчет фонтанного подъемника…...12
Практическая работа № 3. Расчет газлифтного подъемника.....18
Практическая работа № 4. Расчет штанговой глубиннонасосной установки (ШГН)…..……....……22
Практическая работа № 5. Расчет и подбор ЭЦН……..……..27
Практическая работа № 6. Расчет кислотного воздействия на пласт……..……..32
Практическая работа № 7. Расчет продуктивности и приемистости скважин…….……..……..…45
Практическая работа № 8. Расчет параметров процесса освоения скважин…..…….……..……..…52
Практическая работа № 9. Расчет допустимой глубины спуска насосно-компрессорных труб…….……..……..56
Практическая работа № 10. Расчет подъемника газовой скважины…..……...……..61
Практическая работа № 11. Расчет режима работы газовой скважины……....…….……..…68
Литература…..……..……....71

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Скважинная добыча нефти и газа» охватывает широкий перечень тем в области освоения скважин, механизированной и фонтанной эксплуатации скважин, технологических расчетов по подбору внутрискважинного оборудования, ожидаемых дебитов скважин.

Слушателям в рамках данного курса будет предложено ознакомиться с основными расчетными методиками подбора насосного оборудования к скважинам, расчета ожидаемых дебитов, методиками выбора оптимального режима работы скважин и др.

Целью практикума «Скважинная добыча нефти и газа» является формирование навыков и умений в понимании и изучении способов эксплуатации нефтяных и газовых скважин, методов воздействия на их призабойную зону.

Основной задачей выполняемых слушателями практических работ является последовательное освоение базовых теоретических и практических понятий производственных процессов, связанных с объектами добычи скважинной продукции.

Задачи практических работ – освоить расчет основных показателей при: вызове притока жидкости из пласта; планировании способов добычи нефти; расчетах увеличения дебита скважин; подборе скважинного оборудования, применяемого при добыче нефти и газа из скважин.

Теоретические знания, полученные слушателями в ходе изучения лекционного материала, быстрее становятся руководством к действию, если на их основе решаются задачи, даже не очень сложные. В данном практикуме с учетом представлений о сущности процессов, возникающих в пластах при скважинной добыче нефти и газа, приводятся методики решения задач, основанные на полученной в вузе математической подготовке. Современное проектирование выбора необходимого глубинно-насосного оборудования и обоснование оптимальных технологий эксплуатации скважин требуют достаточно сложных расчетов с использованием лицензионных программных продуктов и мощных вычислительных средств. Во многих случаях, однако, применение более простых алгоритмов, лежащих в основе решения задач, рассмотренных в данном практикуме, позволяют получить достаточно адекватные количественные результаты без использования длительных расчетов на основе более сложных моделей.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1
Источники пластовой энергии, приведенные пластовые давления

1.1 Теоретическая часть

Забойное давление в нефтяной скважине с артезианским типом фонтанирования на глубине залегания кровли пласта равно:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} + \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{кп}},\ \text{Па}, \qquad (1.1)$$

где $P_{\text{уст}}$ – избыточное давление на устье скважины, Па; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность скважинной жидкости в стволе, кг/м³; $H_{\text{кп}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Забойное давление в нефтяной фонтанирующей скважине при газожидкостном фонтанировании равно:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} + \overline{\rho}_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{кп}},\ \text{Па}, \qquad (1.2)$$

где $\overline{\rho}_{\text{ж}}$ – средневзвешенная плотность скважинной жидкости в стволе, кг/м³.

При эксплуатации скважины каким-либо механизированным способом во время ее работы в скважине (затрубном пространстве) устанавливается динамический уровень жидкости на $h_{\text{дин}}$, м (от устья) ниже уровня устья, а забойное давление будет равно:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} + \overline{\rho}_{\text{ж}} \cdot g \cdot \left(H_{\text{кп}} - h_{\text{дин}}\right),\ \text{Па}. \qquad (1.3)$$

При остановке не фонтанирующей скважины (механизированная эксплуатация) за счет продолжающегося притока уровень жидкости поднимается. В стволе скважины устанавливается статический уровень, на глубине $h_{\text{ст}}$, м (от устья) ниже уровня устья, тогда давление на забое будет равно:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} + \overline{\rho}_{\text{ж}} \cdot g \cdot \left(H_{\text{кп}} - h_{\text{ст}}\right),\ \text{Па}. \qquad (1.4)$$

Это давление принимают в качестве пластового при длительном простое скважины.

Забойное давление в простаивающей газовой фонтанной скважине (условно пластовое давление) равно:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} \cdot \text{e}^{\frac{3{,}41 \cdot 10^{-2} \cdot \rho_{\text{сг}} \cdot H_{\text{кп}}}{z \cdot T}},\ \text{Па}, \qquad (1.5)$$

где $\rho_{\text{сг}}$ – средневзвешенная плотность газа, кг/м³; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – средняя температура в стволе скважины, °К.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

При фонтанировании газовой скважины забойное давление можно определить из выражения:

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_{\text{уст}}^2 \cdot \mathrm{e}^{2S}} + \theta \cdot g^2,\ \text{Па}, \qquad (1.6)$$

где $S = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot H_{\text{кп}}}{zRT}$; R – газовая постоянная; $\theta = \frac{\lambda z^2 T^2 \left(\mathrm{e}^{2S} - 1\right)}{d^5}$; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, d – внутренний диаметр фонтанных труб (НКТ), м.

Приблизительный расчет забойного (пластового) давления в скважине обычно выполняют путем пересчета высоты столба жидкости (динамического или статического) на давление. Для расчета принимается схема скважины с выделением зон (интервалов), заполненных различными флюидами (рисунок 1.1).

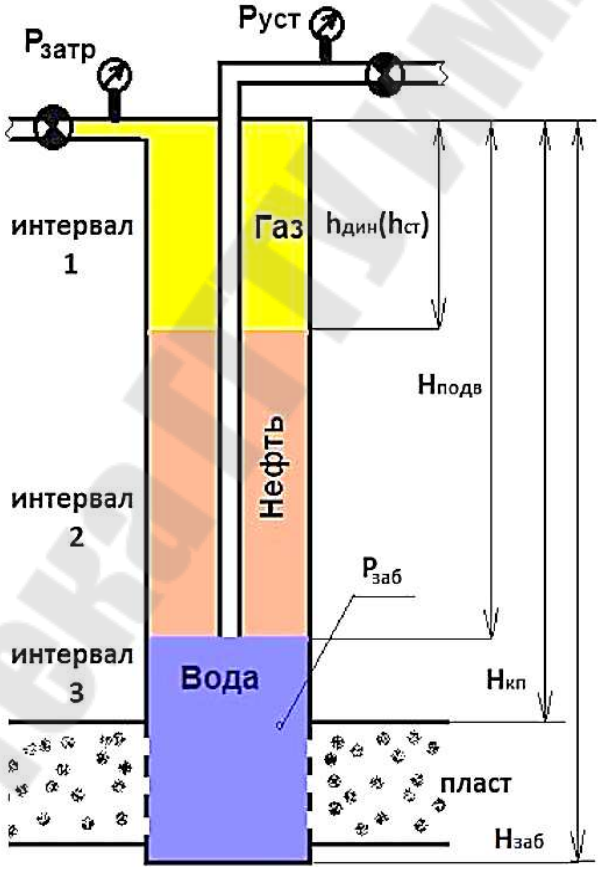


Рис. 1.1. Схема скважины для расчета давления на забое

Интервал 1 от устья скважины до уровня (статического/динамического) жидкости в скважине заполнен газом; интервал 2 от уровня жидкости до глубины спуска НКТ (насоса) заполнен нефтью; интервал 2 от глубины спуска НКТ (насоса) $H_{\text{подв}}$ до верхних от-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

верстий интервала перфорации (кровля пласта) заполнен водой; также считается, что до забоя (до $H_{заб}$) скважина заполнена водой. Поэтому в интервале 1 на уровне жидкости давление определяется столбом газа:

$$P_1 = P_{затр} \cdot e^S, \text{ Па}, \tag{1.7}$$

где $P_{затр}$ – давление газа на устье в затрубном пространстве; S – коэффициент, определяемый по формуле:

$$S = \frac{3,41 \cdot 10^{-2} \cdot \overline{\rho}_г \cdot H_{дин}}{z_{ср} \cdot T_{ср}}. \tag{1.8}$$

Здесь $\overline{\rho}_г$ – относительная (по воздуху) плотность попутного газа; $H_{дин}$ – динамический (статический) уровень жидкости, м; $z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при среднем давлении; $T_{ср}$ – средняя температура газа в затрубном пространстве, °К.

В интервале 2 при достаточно длительной работе скважины располагается чистая нефть, частично дегазированная, поэтому давление у башмака НКТ (у приема насоса) определяют по формуле:

$$P_2 = \left(H_{подв} - h_{дин}\right) \cdot g \cdot \overline{\rho}_н, \text{ Па}, \tag{1.9}$$

где $\overline{\rho}_н$ – средняя плотность нефти в интервале 2, определяемая как среднее значение:

$$\overline{\rho}_н = \frac{\rho_{н.пл} + \rho_{н.дег}}{2}, \text{ кг}/\text{м}^3, \tag{1.10}$$

где $\rho_{н.пл}$ и $\rho_{н.дег}$ – плотность нефти пластовой и дегазированной, кг/м^3.

В интервале 3 работающей скважины находится вода, поэтому давление столба жидкости в этом интервале приближенно определяют из выражения:

$$P_3 = \rho_ж \cdot g \cdot \left(H_{кп} - h_{подв}\right), \text{ Па}, \tag{1.11}$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости в интервале 3, которую определяют по закону аддитивности:

$$\rho_ж = \rho_в \cdot n_в + \rho_{н.пл} \cdot \left(1 - n_в\right), \text{ кг}/\text{м}^3, \tag{1.12}$$

где ρж – плотность пластовой воды, кг/м^3; $n_в$ – обводненность продукции скважины, д. ед.

При высокой степени обводненности скважинной продукции плотность жидкости допустимо принять равной плотности попутно добываемой (пластовой) воды.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Очевидно, что давление на глубине верхних отверстий перфорации будет складываться из давлений (веса) столбов флюидов всех трех интервалов:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{кп}} = P_1 + P_2 + P_3, \text{ Па}, \qquad (1.13)$$

Для объективной оценки забойных и пластовых давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные и пластовые давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через начальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забои скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические (пластовые) давления (рисунок 1.2).

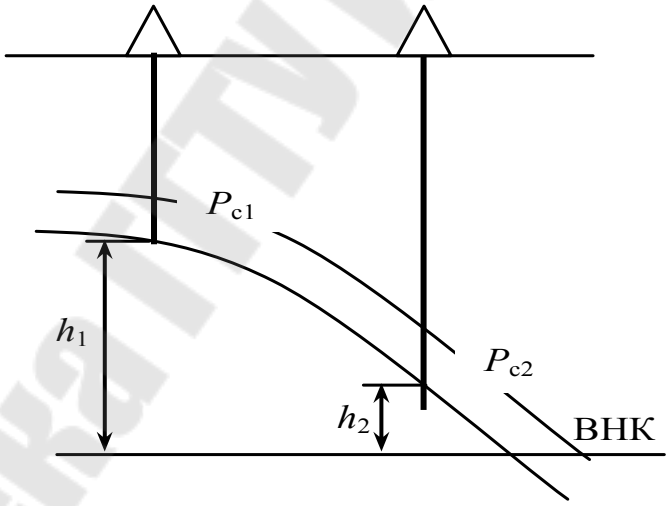


Рис. 1.2. Схема определения приведенного давления

Приведенное давление на ВНК в скважине 1 будет равно:

$$P_1 = P_{c1} + \rho_н \cdot g \cdot \Delta h_1, \qquad (1.14)$$

а скважине 2 приведенное к ВЕК давление будет равно:

$$P_2 = P_{c2} + \rho_н \cdot g \cdot \Delta h_2, \qquad (1.15)$$

где $\rho_н$ – плотность нефти в пластовых условиях; g – ускорение силы тяжести; Δh_1, Δh_2 – разности гипсометрических отметок забоев скважин 1, 2 по отношению к ВНК; P_{c1} и P_{c2} забойные давления в скважинах 1 и 2.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

1.2 Практическая часть

Задача 1.

Рассчитать забойное давление в работающей и остановленной нефтяной и газовой скважине для следующих условий. Атмосферное давление $P_{атм} = 101325$ Па. Плотность пластовой воды $\rho_{пв} = 1040$ кг/м^3; плотность нефти $\rho_н = 850$ кг/м^3; ускорение свободного падения $g = 9{,}8$ м/с^2; средняя плотность нефти в затрубном пространстве $\overline{\rho}_н = 825$ кг/м^3; коэффициент сверхсжимаемости газа при среднем давлении $z_{ср} = 0{,}760$; средняя температура газа в затрубном пространстве, $T_{ср} = 305$ °К; относительная плотность попутного газа по воздуху, $\overline{\rho}_г = 1{,}2$. Исходные данные по вариантам представлены в таблице 1.1.

Задача 2.

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

Замеры сделаны по трем скважинам. В первой скважине текущее пластовое давление $P_{пл1}$, МПа, этаж нефтеносности, считая от плоскости первоначального водонефтяного контакта до забоя, h_1, м; во второй скважине пластовое давление $P_{пл2}$, МПа и этаж нефтеносности h_2, м; в третьей скважине соответственно $P_{пл3}$, МПа и h_3, м. Определить среднее арифметическое давление.

Плотность нефти в пластовых условиях $\rho = 800$ кг/м^3.

Исходные данные по вариантам приведены в таблице 1.2.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 1.1

Исходные данные для расчета к задаче 1

Вариант	$H_{кп}$, м	$H_{подв}$, м	$n_в$,%	$h_{ст}$, м	$h_{дин}$, м	$P_{затр}$, ат
1	1500	1385	0,5	500	1100	0
2	1530	1238	29,0	200	1180	4
3	1560	1425	21,0	350	1290	3
4	1590	1380	90,0	280	1280	6
5	1620	1360	85,0	800	1250	10
6	1650	1475	0,9	900	1320	25
7	1680	1505	2,0	600	1280	20
8	1710	1500	50,0	270	1380	3
9	1740	1600	64,0	440	1300	5
10	1770	1500	75,0	750	1370	8
11	1280	1100	36,0	280	925	2
12	1320	1250	49,0	530	1050	14
13	1360	1140	15,0	400	880	19
14	1400	1200	68,0	340	920	5
15	1440	1375	0,5	800	1020	4
16	1480	1000	29,0	500	700	0
17	1520	1260	21,0	200	925	4
18	1560	1300	90,0	350	1010	3
19	1600	1320	85,0	280	920	6
20	1640	1275	0,9	800	980	10
21	1244	1140	2,0	900	940	25
22	1289	1240	50,0	600	800	14
23	1367	1231	64,0	270	970	3
24	1391	1380	75,0	440	925	5
25	1523	1445	36,0	750	1050	8
26	2045	1615	49,0	280	880	2
27	2167	1500	15,0	530	1100	13
28	3145	1682	68,0	400	1180	19
29	2894	1403	0,5	340	1290	5
30	2532	1888	29,0	800	1280	4

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 1.2

Исходные данные к задаче 2

№	$P_{пл1}$, МПа	h_1, м	$P_{пл2}$, МПа	h_2, м	$P_{пл3}$, МПа	h_3, м
1	30	150	28	200	26	250
2	45	120	40	135	35	180
3	50	100	45	110	40	130
4	35	105	30	115	25	125
5	40	80	38	100	35	120
6	55	95	53	100	51	105
7	75	100	50	125	25	150
8	50	80	45	100	40	120
9	35	85	33	100	31	115
10	38	55	33	75	30	95
11	65	100	55	110	45	150
12	45	130	40	150	35	170
13	48	105	45	125	40	145
14	50	100	45	125	38	150
15	50	130	45	160	35	190
16	30	150	25	175	20	200
17	30	80	25	100	22	120
18	45	105	43	115	40	125
19	50	100	48	150	45	200
20	50	75	45	125	40	225
21	35	150	33	175	30	200
22	40	80	35	100	30	120
23	50	100	45	110	41	130
24	35	80	33	100	30	120
25	40	95	38	100	36	105
26	30	100	28	125	25	150
27	45	100	40	110	35	150
28	50	130	45	150	40	170
29	30	105	28	125	26	145
30	45	100	40	110	35	150

Библиотека ТГТУ им. Лосева

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2
Расчет фонтанного подъемника

2.1 Теоретическая часть

При фонтанной эксплуатации скважин на устье монтируется фонтанная арматура. Фонтанная арматура предназначена:

– для подвески одной или двух колонн фонтанных труб;

– для герметизации и контроля пространства между фонтанными трубами и обсадной колонной;

– для проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины;

– для направления продукции скважины в выкидную линию на замерную установку;

– для регулирования режима работы скважины и осуществления глубинных исследований.

Фонтанная арматура состоит из двух элементов: трубной головки и фонтанной ёлки. Фонтанная ёлка соединена с трубной головкой с помощью переводника.

Трубная головка предназначена для подвески фонтанных труб. Обычно она представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами и запорными устройствами. Один из боковых отводов соединяется с обвязкой скважины, а к другому крепится патрубок для проведения исследовательских работ, который закрывается заглушкой. На крестовину устанавливается переходная катушка (переводник к трубной головке), в которую вворачивается верхний резьбовой конец фонтанных труб. На верхнем фланце переводной катушки укрепляется фонтанная ёлка.

Фонтанная ёлка предназначена для направления и регулирования потока жидкости из фонтанных труб в систему сбора скважинной продукции. Фонтанные ёлки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые. Характерным узлом крестовой арматуры является крестовина с боковым отводом. Для тройниковой фонтанной ёлки характерным узлом является тройник, к которому присоединяется выкидная линия. Фонтанная ёлка состоит из тройника или крестовины, трёх запорных устройств и штуцера (дросселя).

Тройниковые арматуры, как правило, применяются в скважинах, дающих вместе с нефтью абразивный материал – песок, ил.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Запорные устройства, устанавливаемые на фонтанной арматуре, применяются трёх типов:

– прямоточные (шиберные) задвижки,

– краны,

– угловые вентили.

Фонтанная арматура обычно комплектуется задвижками типа ЗМС или кранами типа КППС.

Штуцер или дроссель, предназначен для поддержания заданного режима работы скважин (регулирования потока среды).

Простейший штуцер выполняется в виде диафрагмы с отверстием заданного диаметра, зажимаемой между двумя фланцами выкидной линии. Применяются регулируемые штуцеры, в которых проходное сечение плавно изменяют перемещением конусного штока в седле из твердого материала. Перемещение осуществляется вращением маховика, на штоке которого имеется указатель, показывающий эквивалентный диаметр проходного кольцевого сечения регулируемого штуцера.

Штуцер создаёт дополнительные гидравлические сопротивления при движении жидкости, поскольку он уменьшает проходное сечение в трубной линии. Вследствие этого возникает перепад давления в линиях до штуцера ($P_{буф}$) и после него ($P_{лин}$). Давление в линии до штуцера больше, чем после него; причем, чем меньше диаметр проходного сечения штуцера, тем больше будет перепад давления.

Рабочий манифольд (обвязка устья скважины) предназначен для обвязки фонтанной арматуры с трубопроводом, подающим продукцию скважины на замерную установку. Применяются различные схемы таких обвязок в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. Поэтому эти схемы не стандартизованы, но их узлы комплектуются из элементов заводского изготовления (катушек, клапанов, отводов, фланцев и т.д.).

На обвязке устья скважины установлены вентиль, пробоотборник, штуцер, патрубок с заглушкой и обратный клапан.

Вентиль предназначен для установки манометра (прибора для контроля давления). Монтируется в верхней части обвязки устья скважины.

Пробоотборник предназначен для отбора проб жидкости, поступающей из скважины.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Патрубок предназначен для проведения промывок скважины и выкидной линии, обработок внутренней полости оборудования. Патрубок герметизируется заглушкой.

Обратный клапан предназначен для направления движения жидкости в одну сторону (в сторону выкидной скважины).

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии, поступающей к забою скважины жидкости и газа, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм, переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных труб на трубы меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм.

Глубину спуска фонтанных труб в зависимости от типа скважины определяют из выражения:

$$L = H_{\text{ф}} - \frac{\left(P_{\text{заб}} - P_{\text{нас}}\right)\cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g}, \qquad (2.1)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси, определяется по формуле: $\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + \rho_{\text{н}} \cdot \left(1 - n_{\text{в}}\right)$.

При $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ газ из нефти начинает выделяться в стволе скважины, выше забоя. При $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ движение газожидкостной смеси происходит по всему стволу скважины и трубы спускают до верхних отверстий фильтра: $L = H_{\text{ф}}$.

На практике, исходя из технологических соображений (промывка, освоение скважин) трубы обычно опускают до верхних отверстий фильтра (интервала перфорации).

Диаметр фонтанных труб определяют по формуле А.П. Крылова из условия минимальных потерь давления в колонне, при оптимальном режиме для конца фонтанирования.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

$$d = 188 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{см} \cdot L}{\left(P_1 - P_у\right) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q \cdot g \cdot L}{\rho_{см} \cdot g \cdot L - \left(P_1 - P_у\right) \cdot 10^6}}, \text{ мм} \qquad (2.2)$$

где $P_у$ – давление на устье; $P_1 = P_{нас}$, если $P_{заб} > P_{нас}$; $P_1 = P_{заб}$, если $P_{заб} \leq P_{нас}$; Q – дебит скважины, определяют по формуле притока: $Q = K \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n$, т/сут; n – показатель степени, зависящий от условий фильтрации и составляющий 0,5-1, в расчетах принимаем $n = 1$; K – коэффициент продуктивности, м^3/(сут·МПа).

По найденному расчетному значению диаметра трубы, по внутреннему диаметру, выбираем ближайший меньший стандартный диаметр НКТ по таблице 2.1.

Выбираем тип труб: гладкие или с высаженными концами. Предпочтение отдают гладким трубам.

Выясняем возможность спуска труб в эксплуатационную колонну. Максимальный диаметр спускаемых в скважину труб не должен превосходить:

Диаметр эксплуатационной колонны, мм 146; 168.

Диаметр фонтанных труб, мм 73; 89.

Материал труб подбираем, исходя из расчета на растяжение собственной силы тяжести. Для этого задаются группой прочности стали, например, D, и выписываем значения страгивающей нагрузки для труб ($P_{стр}$).

Определяем предельную глубину спуска труб по формуле:

– для гладких труб:

$$L_{доп} = \frac{P_{стр}^D}{K \cdot q}, \text{ м}, \qquad (2.3)$$

где K – коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,5; q – вес одного погонного метра труб, КН, $q = m \cdot g \cdot 10^{-3}$, где m – масса 1 п. м. труб, кг; g – ускорение свободного падения, м/с^2; $P_{стр}^D$ – значения страгивающей нагрузки для труб марки D.

Если $L_{доп} < L$, то для оставшейся секции колонны труб, длиной $l = L - L_{доп}$ берем более прочную сталь, например K. Допускается длина секции из стали K:

– для гладких труб:

$$l = \frac{P_{стр}^K - P_{стр}^D}{K \cdot q}, \text{ м}, \qquad (2.4)$$

где $P_{стр}^K$ – значения страгивающей нагрузки для труб марки K.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 2.1

Характеристика насосно-компрессорных труб (ГОСТ 3845-75)

Усл. *d* труб, мм	Наружный *d* труб, мм	Толщина стенки, мм	Внутр. *d* труб, мм	Высадка, мм			Наружный диаметр муфты, мм	Длина муфты, мм	Масса, кг		
				Наружный диаметр	Длина до переходной части	Длина переходной части			1 м гладкой трубы	муфты	1 м трубы с муфтой при длине трубы 8 м
Трубы гладкие											
48	48,3	4,0	40,3	-	-	-	56,0	96,0	4,39	0,5	4,46
60	60,3	5,0	50,3	-	-	-	73,0	110,0	8,84	1,3	7,0
73	73,0	5,5; 7,0	62,0; 59,0	-	-	-	89,0	132,0	9,16; 11,39	2,4	9,46; 11,69
89	88,9	6,5	76,0	-	-	-	107,0	146,0	13,22	3,6	13,67
102	101,6	6,5	88,6	-	-	-	121,0	150,0	15,22	4,5	15,78
114	114,3	7,0	100,3	-	-	-	132,5	156,0	18,47	5,1	19,09
Трубы с высаженными наружу концами											
33	33,2	3,5	26,4	37,3	45	25	48,3	89	2,58	0,5	2,67
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	25	56,0	95	3,34	0,7	3,48
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	25	63,5	100	4,39	0,8	4,59
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	25	78,0	126	6,84	1,5	7,2
73	73,0	5,5; 7,0	62,0; 59,0	78,6	95	25	93,0	134	9,16; 11,39	2,8	9,73; 11,96
89	88,9	6,5; 8,0	76,0; 73,0	95,25	102	25	114,3	146	13,22; 15,98	4,2	14,07; 16,83
102	101,6	6,5	88,6	107,95	102	25	127,0	154	15,22	5,0	16,14
114	114,3	7,0	100,3	120,65	108	25	141,3	160	18,47	6,3	19,66

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 2.2

Исходные данные для расчета фонтанного подъемника

Наименование исходных данных	Варианты													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$H_ф$, м	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250
$P_{пл}$, МПа	17,0	17,8	18,5	19,0	19,8	20,0	20,5	21,0	22,0	22,5	23,0	24,0	24,5	25,0
$P_{заб}$, МПа	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5
$P_{нас}$, МПа	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
$P_у$, МПа	1,0	1,2	1,8	2,0	2,2	2,5	3,0	1,0	1,2	1,8	2,0	2,2	2,5	3,0
$D_{э.к.}$, мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168
$K_{пр}$, $м^3$/сут·МПа	8,0	10,0	13,0	15,0	8,0	10,0	13,0	15,0	8,0	10,0	13,0	15,0	13,0	15,0
$\rho_н$, кг/$м^3$	800	810	830	850	800	810	830	850	800	810	830	850	830	850
$\rho_в$, кг/$м^3$	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
$n_в$, %	0	10	20	30	40	0	10	20	30	40	0	10	20	30

Примечания:

$H_ф$, м – расстояние от устья до верхних дыр перфорации; $P_{пл}$, МПа – пластовое давление; $P_{заб}$, МПа – забойное давление; $P_{нас}$, МПа – давление насыщения нефти газом; $P_у$, МПа – давление на устье скважины; $D_{э.к.}$, мм – диаметр эксплуатационной колонны; $K_{пр}$, $м^3$/сут·МПа коэффициент продуктивности скважины; $\rho_н$, кг/$м^3$ – плотность нефти; $\rho_в$, кг/$м^3$ – плотность воды; $n_в$, % – обводненность добываемой продукции.

2.2 Практическая часть

Произвести расчет фонтанного подъемника для условий, приведенных в таблице 2.2.

Библиотека им. И.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3
Расчет газлифтного подъемника

3.1 Теоретическая часть

В зависимости от числа рядов труб газлифтные подъёмники бывают: однорядные, полуторорядные, двухрядные.

При применении однорядного подъемника в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента – газа.

При расчете показателей газлифтной эксплуатации скважин применяют аналитический метод А. П. Крылова.

1. Определяем дебит скважины по уравнению притока, при $n = 1$:

$$Q = K \cdot \left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}\right)^n. \tag{3.1}$$

2. Рассчитываем длину подъемных труб (глубину ввода газа при использовании рабочего газлифтного клапана) при $P_{\text{заб}} > P_1$:

$$L = H - \frac{\left(P_{\text{заб}} - P_1\right) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g}, \tag{3.2}$$

где P_1 – давление у башмака труб, принимают обычно на 0,3...0,4 МПа меньше рабочего давления $P_{\text{р}}$.

$$P_1 = P_{\text{р}} - 0{,}4 \text{ МПа}. \tag{3.3}$$

При $P_{\text{заб}} < P_1$:

$$L = H_{\text{ф}} - \Delta h, \tag{3.4}$$

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

где Δh – расстояние от верхних отверстий интервала перфорации (фильтра) до башмака труб, м.

Принимается условно (Δh = 30-50 м) из технологических соображений установки пакера для того, чтобы закачиваемый газ не мешал нормальному притоку нефти.

3. Диаметр для газлифтного подъемника определяем так же, как и для фонтанного (см. формулу Крылова 2.2).

4. Определяем оптимальный полный удельный расход газа (включая собственный газ скважины) по формуле:

$$R_{\text{о.опт}} = \frac{0{,}388 \cdot L(1-e)}{d^{0,5} \cdot e \cdot \lg \frac{P_1}{P_{\text{у}}}},\ \text{м}^3/\text{т}, \qquad (3.5)$$

где e – относительное погружение башмака труб под уровень жидкости.

$$e = \frac{\left(P_1 - P_{\text{у}}\right) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L}. \qquad (3.6)$$

5. Удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа определяем из выражения:

$$R_{\text{о.нагн}} = R_{\text{о.опт}} - G_{\text{эф}},\ \text{м}^3/\text{т}, \qquad (3.7)$$

где $G_{\text{эф}}$ – эффективный газовый фактор, м^3/т.

$$G_{\text{эф}} = \left[G - \alpha_p \cdot \left(\frac{P_1 + P_{\text{у}}}{2} - P_0\right)\right] \cdot \left(1 - n_{\text{в}}\right), \qquad (3.8)$$

где P_0 – атмосферное давление, P_0 = 0,1 МПа; α – коэффициент растворимости газа в нефти, 1/МПа; $n_{\text{в}}$ – обводненность добываемой продукции, д. ед.

6. Определяем суточный расход газа:

$$V_{\text{о.зак}} = R_{\text{о.нагн}} \cdot Q,\ \text{м}^3/\text{сут}. \qquad (3.9)$$

7. Выясняем необходимость применения пусковых клапанов. Для этого определяем пусковое давление для однорядного подъемника кольцевой системы по формулам:

При $H_{\text{ст}} = 0$: $P_{\text{пуск}} = \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot L \cdot 10^{-6}$, МПа.

При $H_{\text{ст}} > 0$ – вначале определяют превышение уровня жидкости в НКТ над статическим уровнем при продавливании по формуле:

$$\Delta H_{\text{ст}} = \frac{\left(P_{\text{р}} - P_{\text{у}}\right) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g} \cdot \frac{D^2 - d^2}{D^2},\ \text{м} \qquad (3.10)$$

.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

8. Пусковое давление определяем по формуле:

$$P_{\text{пуск}} = \left(L - H_{\text{ст}}\right) \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа.} \qquad (3.11)$$

Если $P_{\text{пуск}} > P_{\text{р}}$ – необходимо применять газлифтные клапаны.

3.2 Практическая часть

Задача.

Для однорядного газлифтного подъемника кольцевой системы определить глубину ввода газа (длину подъемных труб), диаметр труб, расход, газа, выяснить необходимость применения пусковых клапанов. Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета газлифтного подъемника

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_ф$, м	1600	1650	1670	1680	1700	1710	1720	1670	1805	1390	1330	1730	1820	1850	1880
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,0	14,2	14,4	14,8	15,3	15,8	16,2	17	17,5	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,2
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8	9,2	9,6	8,0	7,8	8,4	9,5	8,4	9,8	9,3	8,8
Устьевое давление $P_у$, МПа	1,0	1,1	1,5	1,2	1,3	1,0	1,2	1,4	1,3	1,5	1,0	1,1	1,3	1,2	1,4
Рабочее давление $P_р$, МПа	8	8,4	8,5	8,7	8,9	9,3	9,7	8,2	7,9	8,6	9,6	8,6	9,9	0,4	8,9
Газовый фактор G, $м^3/т$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Коэффициент растворимости газа в нефти α, 1/МПа	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Коэффициент продуктивности K, $м^3/сут·МПа$	12	14	16	12	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38
Плотность смеси нефти и газа $ρ_{см}$, $кг/м^3$	850	860	870	880	890	900	850	860	870	880	900	850	860	870	880
Статический уровень жидкости $H_{ст}$, м	300	400	300	400	300	400	300	400	300	400	300	400	300	400	300
Обводненность, %	50														

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4
Расчет штанговой глубинно-насосной установки (ШГН)

4.1 Теоретическая часть

Наземное и подземное оборудование ШГН включает:

1. фонтанную арматуру,
2. обвязку устья скважины,
3. станок-качалку,
4. насосно-компрессорные трубы,
5. насосные штанги,
6. штанговый скважинный насос,
7. различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.).

В скважине, оборудованной ШГН, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода (станка-качалки) посредством колонны штанг. Станок-качалка преобразует

вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Примеры условных обозначений насоса:

НВ1БП-44-18-12-2-И – насос вставной, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, безвтулочный, цельный), для эксплуатации с повышенным содержанием песка (более 1,3 г/л), условным размером (диаметром) 44 мм, ходом плунжера 1800 мм, напором 1200 м, 2 группы посадки и износостойкий к агрессивной среде – И.

Насосные штанги предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса. Штанги представляют собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах. Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м – для нормальных условий эксплуатации.

Устьевое оборудование типа ОУ включает устьевой сальник, тройник, крестовину, запорные краны и обратные клапаны.

В шифре станка – качалки типа СКД, например СКД8-3-4000, указано: буквы – станок качалка дезаксиальный, 8 – наибольшая допускаемая нагрузка P_{max} на головку балансира в точке подвеса штанг в тоннах (1т ≈ 10 кН); 3 – наибольшая длина хода устьевого штока в

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

м; 4000 – наибольший допускаемый крутящий момент $M_{кр\,max}$ на ведомом валу редуктора в кгс·м (1 кгс·м = 10^{-2} кН·м).

Электродвигателями к СК служат короткозамкнутые асинхронные во влагоморозостойком исполнении трехфазные электродвигатели серии АО и электродвигатели АО2 и их модификации АОП2.

Расчет ШГН выполняется в следующей последовательности.

Определяем планированный дебит жидкости по уравнению притока при $n = 1$:

$$Q = K \cdot \left(P_{пл} - P_{заб}\right)^n, \ т/сут, \qquad (4.1)$$

где K – коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа); $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Определяем глубину спуска насоса:

$$L_н = H_ф - \frac{\left(P_{заб} - P_{пр.опт}\right) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g}, \ м. \qquad (4.2)$$

Здесь $H_ф$ – глубина верхних дыр (фильтра) интервала перфорации, м; $\rho_{см}$ – средняя плотность поднимаемой насосом пластовой жидкости, кг/м^3; $P_{пр.опт}$ – оптимальное давление на приеме насоса, принимаем 2,5 МПа.

Плотность смеси пластовой жидкости ниже приема насоса при малом газосодержании и обводненности менее 80% определяем по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_в \cdot n_в + \rho_н \cdot \left(1 - n_в\right), \ кг/м^3, \qquad (4.3)$$

где $\rho_в$ и $\rho_н$ – плотность воды и нефти, кг/м^3; $n_в$ – обводненность добываемой продукции, д. ед.

Определяем объемную производительность установки, задавшись предварительно коэффициентом подачи насоса $\alpha_п = 0{,}6$:

$$Q_{об} = \frac{Q \cdot 10^3}{\rho_{см} \cdot \alpha_п}, \ м^3/сут. \qquad (4.4)$$

По диаграмме А. Н. Адонина (рисунок 4.1) для базовых станков-качалок выбираем по найденному дебиту и глубине спуска насоса диаметр насоса и тип станка качалки. По диаграмме А.Н. Адонина на пересечении проекций Q и L находим тип станка-качалки (СК) и диаметр плунжера насоса. При глубине спуска более 1200 м следует применять вставные насосы.

Число качаний станка-качалки вычисляется по формуле:

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

$$n = \frac{Q \cdot 10^3}{1440 \cdot F_{пл} \cdot S \cdot \rho_{см} \cdot \alpha_п}, \text{ кач/мин}, \quad (4.5)$$

где $F_{пл}$ – площадь поперечного сечения плунжера, определяют по справочным таблицам или по формуле:

$$F_{пл} = \frac{\pi \cdot d_н^2}{4}, \text{ м}^2, \quad (4.6)$$

S – длина хода полированного штока СК, м; $d_н$ – диаметр плунжера насоса, м.

Определяют необходимую мощность станка-качалки по формуле Д. В. Ефремова:

$$N = 0,000401 \cdot \pi \cdot d_н^2 \cdot S \cdot n \cdot \rho_{см} \cdot L_н \cdot \left(\frac{1 - \eta_н \cdot \eta_{ск}}{\eta_н \cdot \eta_{ск}} + \alpha_п \right) \cdot K, \text{ кВт}, \quad (4.7)$$

где $\eta_н$ и $\eta_{ск}$ – соответственно КПД насоса и КПД станка-качалки $\eta_н = 0,9$, $\eta_{ск} = 0,82$; $\alpha_п$ – коэффициент подачи насоса; K – коэффициент степени уравновешенности СК, для уравновешенной системы K=1,2.

4.2 Практическая часть

Задача.

Выбрать оборудование и установить параметры работы штанговой скважинной насосной установки (ШГН). Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.1.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

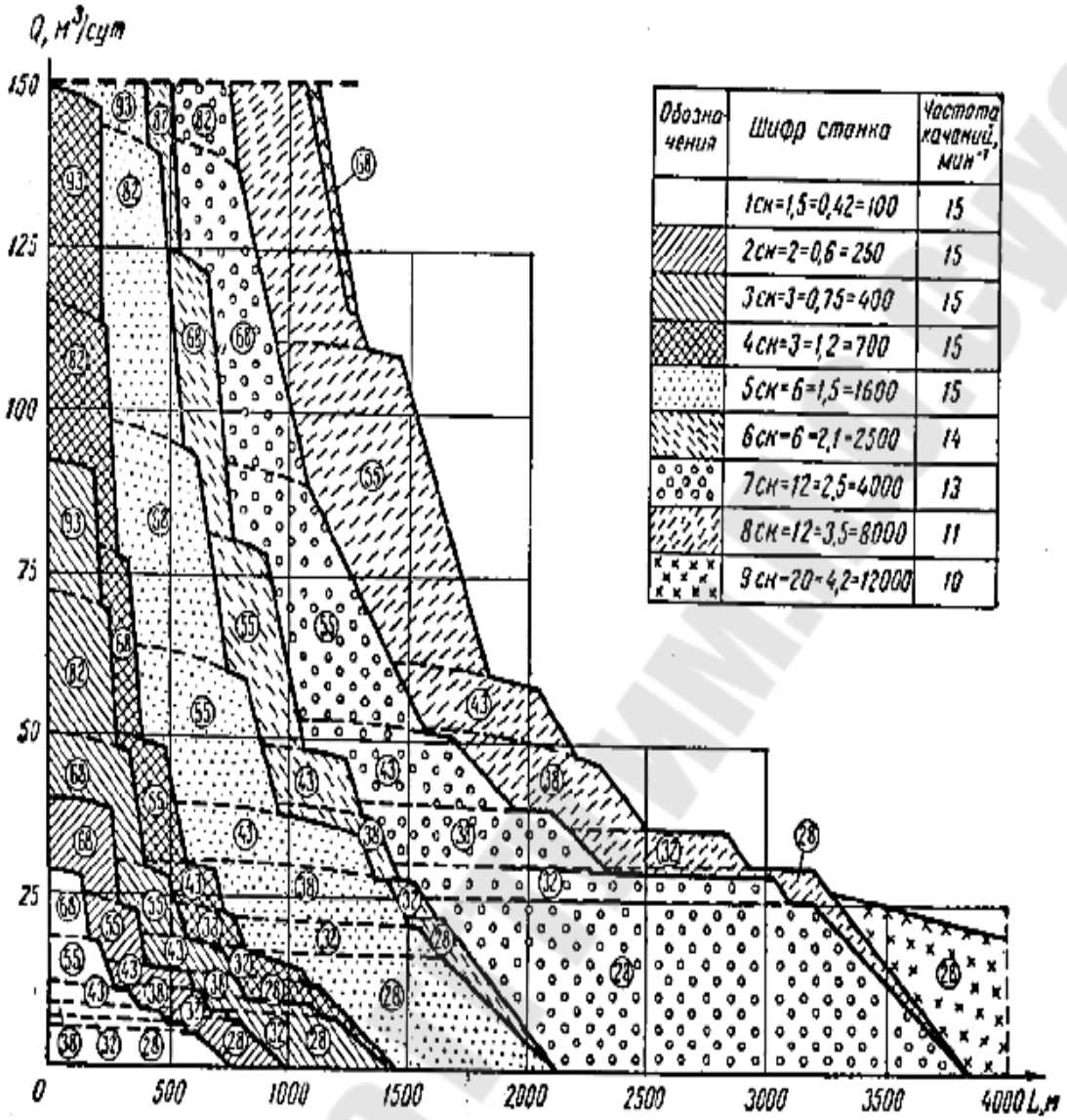


Рис. 4.1. Диаграмма А.Н. Адонина для выбора оборудования штанговой насосной установки. Цифры в кружках – диаметры скважинных насосов

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 4.1

Исходные данные для расчета параметров работы ШГН

Наименование исходных данных	Вариант									
	1/11	**2/12**	**3/13**	**4/14**	**5/15**	**6/16**	**7/17**	**8/18**	**9/19**	**10/20**
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_ф$, м	1850	1900	1845	1890	1899	1860	1870	1880	2000	1850
Диаметр эксплуатационной колоны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,4	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	8,4	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Газовый фактор G, м^3/т	60	44	40	50	53	48	60	66	59	51
Плотность нефти $\rho_н$, кг/м^3	860	845	855	846	821	860	859	830	821	835
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	1100	1090	1088	1100	1095	1085	1100	1090	1100	1001
Плотность газа $\rho_г$, кг/м^3	1,2	1,1	1,1	1,2	1	1,2	1	1	1,2	1,1
Коэффициент продуктивности K, т/сут·МПа	2,8	4,5	6,4	10,1	4,1	3	2,9	5,5	5	6
Обводненность добываемой продукции, %	40	20	30	10	15	25	35	41	16	28

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5
Расчет и подбор ЭЦН

5.1 Теоретическая часть

Расчет и подбор ЭЦН к скважине осуществляется при вводе ее из бурения, переводе на механизированную добычу и оптимизации по принятой в НГДУ методике.

Расчеты и подбор базируются на имеющейся в НГДУ информации: о фактическом коэффициенте продуктивности данной скважины; инклиномограмме обсаженного ствола скважины; газовом факторе; давлениях – пластовом, насыщения и в системе нефтесбора. В процессе подбора необходимо руководствоваться положениями «Универсальной методики подбора УЭЦН – ОКБ БН», при этом в большинстве случаев глубина спуска ЭЦН должна на 300-400 м превышать развиваемый установкой напор (кроме обводненных более чем на 90 % скважин). Давление на приеме насоса в скважинах с газовым фактором более 50 $м^3/м^3$ не должно быть ниже, чем 0,7-0,8 давления насыщения. Установки производительностью менее 50 $м^3$/сут (особенно по фонду скважин, тяжело выходящему на режим и с расчетным притоком менее 60 % от номинальной производительности насоса) должны быть спущены как можно ближе к интервалу перфорации. В случае, если по скважине ожидается значительный вынос механических примесей или отложение солей в насосе допускается спускать ЭЦН без обратного клапана – для возможности последующей промывки/обработки насоса через НКТ; при этом обязательно должны быть предварительно проверены работоспособность обратного клапана замерной установки (ЗУ) «Спутник» и функционирование защиты от турбинного вращения на станции управления ЭЦН.

Результаты подбора (в которых указывается расчетный суточный дебит и напор насоса; максимальный наружный диаметр установки и глубина спуска; расчетный динамический уровень; максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески ЭЦН; а также особые условия эксплуатации – высокая температура жидкости в зоне подвески, расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса, мех. примеси, соли, наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости; и кроме того лицо, несущее персональную ответственность за правильность подбора) со-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

гласуются руководителями технологической и геологической служб НГДУ.

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения – обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486-87, при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486-87, где У – установка; Э – привод от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, $м^3$/сут: 1200 – напор, м; ВК – вариант комплектации; 02 – порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Расчет ЭЦН выполняется в такой последовательности.

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

$$Q = K \cdot \left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}\right)^n, \ м^3/\text{сут}. \qquad (5.1)$$

Выбираем оптимальное давление на приеме насоса в зависимости от обводненности:

$P_{\text{заб. опт}} = 3{,}0$ МПа при $n_{\text{в}} > 50\%$

Глубину спуска насоса определяем из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_{\text{н}} = H_{\text{ф}} - \left(P_{\text{заб}} - P_{\text{заб.опт}}\right) \cdot 10^6 / \left(\rho_{\text{см}} \cdot g\right), \qquad (5.2)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси, которую определяем из соотношения:

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + \rho_{\text{н}} \cdot \left(1 - n_{\text{в}}\right), \ кг/м^3. \qquad (5.3)$$

Для подъема жидкости используем НКТ с наружным диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм.

Вычисляем необходимый напор насоса для подъема жидкости на поверхность:

$$H_{\text{с}} = L_{\text{н}} + \frac{P_{\text{у}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g} + h_{\text{тр}} - h_{\text{г}}, \qquad (5.4)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где $h_{тр}$ – потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приближенно можно принять $h_{тр}$ = 20-40 м.

Снижение напора за счет работы выделившегося из нефти газа определяем из выражения:

$$h_{г} = 0{,}1575 \cdot d_{вн} \cdot G \cdot \left(1 - \sqrt[3]{\frac{P_{у}}{P_{нас}}}\right) \cdot \left(1 - n_{в}\right), \text{ м}. \qquad (5.5)$$

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

Диаметр колонны 140 мм – группа насоса 5, диаметр насоса 92 мм.

Диаметр колонны 146 мм – группа насоса 5А, диаметр насоса 103 мм.

Диаметр колонны 168 мм – группа насоса 6, диаметр насоса 123 мм.

Подбираем комплект оборудования, пользуясь справочной литературой.

Выписываем типоразмеры оборудования в таблицу 5.1, согласно комплектности поставки: двигатель, гидрозащита, станция управления, трансформатор, кабель и т. д.

Таблица 5.1

Комплектность поставки оборудования

Типоразмер насоса	**Двигатель**	**Кабель**		**Гидрозащита**	**Трансформатор**	**Станция управления**
		плоский	круглый			

Проверяем соответствие мощности двигателя условиям откачки, для чего определяем необходимую мощность и сравниваем с мощностью выбранного двигателя $N_{дв} \geq N$. N определяем из выражения:

$$N = \frac{Q \cdot H_{с} \cdot \rho_{см} \cdot g \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot \eta_{н}}, \text{ кВт}, \qquad (5.6)$$

где $\eta_{н}$ – КПД насоса, определяется по рабочей характеристике насоса при заданном дебите Q.

Определяем необходимую длину кабеля:

$$L_{к} = L_{н} + l_{м}, \qquad (5.7)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где $l_м$ – расстояние от скважины до станции управления ≈ 100 м.

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

Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля рассчитываем по формуле:

$$D_{max} = \frac{D_{дв}}{2} + \frac{D_н}{2} + h_к + S, \text{ мм}, \quad (5.8)$$

где $D_{дв}$ – диаметр электродвигателя, мм; $D_н$ – наружный диаметр насоса, мм; $h_к$ – толщина плоского кабеля, мм; S – толщина металлического пояса, принимаем $S = 1$ мм.

Основной размер агрегата с учетом насосных труб и круглого кабеля определяем из выражения:

$$A_{max} = \frac{D_{дв}}{2} + \frac{d_м}{2} + d_к, \text{ мм}, \quad (5.9)$$

где $d_м$ – диаметр муфты НКТ, мм; $d_к$ – диаметр круглого кабеля, мм.

5.2 Практическая часть

Задача.

Подобрать расчетным путем оборудования для эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (ЭЦН) и определить необходимую мощность установки.

Условно принять: устьевое давление $P_у = 0{,}8$ МПа; давление насыщения $P_{нас} = 9$ МПа. Недостающие данные взять из таблицы 5.2.

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

Таблица 5.2

Исходные данные для расчета параметров работы ЭЦН

Наименование исходных данных	Вариант									
	1/11	**2/12**	**3/13**	**4/14**	**5/15**	**6/16**	**7/17**	**8/18**	**9/19**	**10/20**
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_ф$, м	1850	1900	1845	1890	1899	1860	1870	1880	2000	1850
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,4	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	8,4	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Газовый фактор G, м^3/т	60	44	40	50	53	48	60	66	59	51
Плотность нефти $\rho_н$, кг/м^3	860	845	855	846	821	860	859	830	821	835
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	1100	1090	1088	1100	1095	1085	1100	1090	1100	1001
Плотность газа $\rho_г$, кг/м^3	1,2	1,1	1,1	1,2	1	1,2	1	1	1,2	1,1
Коэффициент продуктивности K, т/сут·МПа	5,8	6,5	6,4	10,1	4,1	5,5	4,9	5,5	5,8	6,2
Обводненность добываемой продукции, %	40	20	30	10	15	25	35	41	16	28

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6
Расчет кислотного воздействия на пласт

6.1 Теоретическая часть

Обработку призабойной зоны пласта (ОПЗПП) проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Выбор способа ОПЗП осуществляют на основе изучения причин низкой величины продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

ОПЗП проводят только в технически исправных скважинах при герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями.

Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗП с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

Минимальный объем закачиваемого реагента (раствора кислоты) для очистки загрязненной зоны пласта с радиусом $r_{\text{загр}}$ с целью восстановления или улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ПЗП определяют по формуле:

$$V_{\text{зр}}^{\min} = \pi \cdot \left(r_{\text{загр}}^2 - r_{\text{с}}^2 \right) \cdot h_{\text{э}} \cdot m + 0,2, \text{ м}^3, \qquad (6.1)$$

где $r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м; $h_{\text{э}}$ – эффективная толщина пласта, м; m – пористость пласта, д. ед.

Потребный объем товарной (концентрированной) кислоты для приготовления 1 м³ рабочего кислотного раствора заданной концентрации определяют по формуле:

$$W_{\text{тк.уд}} = \frac{10 \cdot K_{\text{р}} \rho_{\text{р}}}{K_{\text{т}}}, \text{ м}^3, \qquad (6.2)$$

где $K_{\text{р}}$ – концентрация рабочего соляно-кислотного раствора, %; $K_{\text{т}}$ – концентрация товарного соляно-кислотного раствора, % (товарная

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

кислота); $\rho_р$ – плотность рабочего раствора кислоты заданной концентрации, кг/м³ (определяют по справочной таблице 6.1.

Потребный объем товарной кислоты для обработки находят по формуле:

$$W_{тк} = W_{тк.уд} \cdot V_{окр}, \qquad (6.3)$$

где $V_{окр} = V_{зр}^{min}$, или определяют оптимальный объем состава на 1 обработку другим путем, например из рекомендуемых табличных объемов (таблица 6.2).

Таблица 6.1

Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при температуре +20 °С (Выписка из РД-39-1-438-80).

Плотность, г/см³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, кг в 1 л	Плотность, г/см³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, кг в 1 л
1,003	I	0,010	1,119	24	0,269
1,008	2	0,020	1,125	25	0,282
1,018	4	0,041	1,129	26	0,294
1,028	6	0,062	1,135	27	0,307
1,088	8	0,083	1,139	28	0,319
1,047	10	0,105	1,145	29	0,332
1,057	12	0,127	1,149	30	0,345
1,063	13	0,140	1,155	31	0,358
1,068	14	0,150	1,159	32	0,371
1,073	15	0,163	1,165	33	0,385
1,078	16	0,172	1,169	34	0,398
1,085	17	0,184	1,172	35	0,411
1,088	18	0,196	1,179	36	0,424
1,098	20	0,720	1,185	37	0,438
1,105	21	0,232	1,189	38	0,452
1,108	22	0,244	1,194	39	0,466
1,115	23	0,257	1,198	40	0,479

Таблица 6.2

Объем раствора соляной кислоты для ОПЗП в зависимости от проницаемости пласта-коллектора и количества проведенных обработок

Количество обработок (№ обработки)	Удельный объем кислотного раствора, м³ на 1 м вскрытой толщины пласта (м³/м)		
	Тип коллектора		
	Малопроницаемый, тонкопористый	Высокопроницаемый	Трещинный
1	0,4-0,6	0,6-1,0	0,6-0,8
2 и более	0,6-1,6	1,0-1,5	1,0-1,5

Библиотека ТГТУ им. О.Ежного

Примечание 1. Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до +30 °С – 2 ч, от +30 до +60 °С – от 1 до 1,5 часов; 2. При температурах более 60 °С время выдержки кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты (определяется по результатам лабораторных исследований на керновом материале).

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции:

– кислотные ванны;

– кислотные обработки различных модификаций и схем;

– промывку пеной или раствором ПАВ;

– гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений);

– циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов;

– многоцикловую очистку с применением пенных систем;

– воздействие на ПЗП с использованием гидроимпульсного насоса;

– ОПЗП с применением самогенерирующихся пенных систем (СГПС);

– воздействие на ПЗП с использованием поверхностно-активных веществ;

– воздействие на ПЗП с использованием растворителей (бутилбензольная фракция, стабильный керосин и др.).

Кислотная обработка.

Для обработки карбонатных коллекторов (составляющие: кальцит, доломита и других солей угольной кислоты), а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (более 10 %) применяют растворы соляной кислоты. Допускается применение растворов сульфаминовой и уксусной кислот.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т. п.), обрабатывают 10-16 % водным раствором соляной кислоты (СКО).

Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают растворами уксусной (до 10 % масс) или сульфаминовой (10 % масс) кислот.

При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты в рабочий раствор

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

добавляют уксусную (CH_3COOH) (до 3-5 % масс) или лимонную (до 2-3 % масс) кислоты для предупреждения неконтролируемого осадкообразования в ПЗП (из раствора продуктов реакции). Так добавляют CH_3COOH при содержании железа в кислоте:

– 0,01-0,1 – 1,0 % CH_3COOH;

– 0,1-0,3 – 1,5 % CH_3COOH;

– 0,3-0,5 – 2,0-3,0 % CH_3COOH.

Введение 4-5 % CH_3COOH от объема кислотного раствора замедляет скорость нейтрализации основной части кислотного состава с карбонатами обрабатываемого пласта. Поэтому CH_3COOH может до некоторой степени быть замедлителем соляной кислоты.

В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокого проникновения активной кислоты в пласт (по простиранию) применяют добавку «замедлителей» кислоты и «отклонителей», это ПАВ, различные реагенты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенные растворы. Например, применяют:

– для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др) и стабилизатор (КМЦ и др);

– для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс) вводят КМЦ или сульфит-спиртовую барду (0,5–3,0 % масс);

– для обработки карбонатных коллекторов в скважинах кислотной эмульсией применяют добавку специальныых эмульгаторов (диамин-диолеат, первичные амины, алкиламиды) в 0,5-1 %-ной концентрации;

– для замедления реакционной способности применяют растворы с алюмосиликатами, замедлителем скорости реакции соляной кислоты.

Есть необходимость в интенсификаторах – поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение. С целью понижения поверхностного натяжения продуктов реакции кислоты с породой, повышения эффективности действия кислотного раствора, облегчения обратного оттока отработавшей кислоты после обработки, в кислотный раствор при подготовке добавляют вещества – интенсификаторы. Это – ПАВ. Наличие ПАВ облегчает проникновение кислотного раствора в микроскопические поры породы. Это необходимо при обработке плотных пород и очистке забоя скважины от оставшихся частиц цемента или твердых отложений.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПАВ облегчают отделение от породы воды и проникновение кислоты через нефтяные пленки, покрывающие поверхность породы и выстилающие поверхность пор, таким образом, кислота активнее вступает в контакт с породой, растворяя ее.

Для гидрофилизации, например, используются следующие неионогенные ПАВ: Неонол СНО 3Б (1-2 %); Превоцел, (1-2 %); Нефтенол (1-2 %); Сульфанол (0,5 %).

Используются и гидрофобизирующие материалы: Синол КАМ (1,5 %) ограничен по температуре применения (80 °С); ИВВ-1 (1 %); Нефтенол ГФ. (0,5 %). Гидрофобизаторы облегчают фильтрацию кислоты в нефтенасыщенных пропластках, снижают проникновение ее в водонасыщеную часть пласта, что сдерживает интенсивную проработку водонасыщенных каналов и ускорение проникновения по ним воды к нефтяным скважинам.

Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технологических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта) подбирают индивидуально.

При обработке терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 % и при загрязнении ПЗП применяют глинокислотные растворы, состоящие из соляной (в растворе 10-12 % масс) и плавиковой (в растворе 3-5 % масс) кислот (ГКР) – глинокислотная обработка, ГКО. Плавиковая (фтористо-водородная) кислота (HF) реагирует с силикатами (кварцем, алюмосиликатами). Для недопущения образования нерастворимого осадка (CaF_2, FeF_2, FeF_3), кольматирующего поровое пространство, она всегда применяется в смеси с соляной кислотой. Так как сочетание HCl+HF хорошо работает при обработке пластов с глинистым цементом, этот раствор получил название глинокислота или грязевая кислота.

Допускается замена плавиковой кислоты на кристаллический бифторидфторид аммония. Объем раствора при глинокислотной обработке подбирают таким образом, чтобы не допустить разрушение минерального скелета пласта.

Часто применяется двухступенчатая обработка терригенных пластов: сначала СКО, затем ГКО. Это позволяет устранить, или сократить количество карбонатов в обрабатываемом пласте и уменьшить риски осадкообразования.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Принято при первичной СКО использовать 0,3-0,4 м³ раствора на 1 погонный метр (п. м.) вскрытой перфорацией толщины пласта. Принятые объемы представлены в таблице 6.2. Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют солянокислотные растворы с добавкой 6-10 % масс азотнокислого натрия.

Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии. При приготовлении раствора можно рассчитывать количество кислоты и воды по концентрации товарной кислоты и требуемой концентрации рабочего раствора. В таблице 6.3 приведена выписка из таблиц для составления рецептур солянокислотных растворов.

Суммарный объем рабочего кислотного раствора рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{окр}} = v_{\text{уд.к}} \cdot h, \qquad (6.4)$$

где $v_{\text{уд.к}}$ – удельный объем кислотного раствора, м³/м; h – эффективная толщина обрабатываемого пласта, м.

Таблица 6.3

Потребное количество кислоты и воды для приготовления солянокислотного раствора

Объем рабочего кислотного раствора, м³	**Концентрация разведенной кислоты, %**			
	8	**10**	**12**	**14**
	Потребное количество $M_{\text{кр}}/M_{\text{в}}$, (кг/м³)			
6	1840/4.38	2330/3.96	2830/3.52	3320/3.40
8	2460/5.84	2330/3.96	3770/4.68	4400/4.16
10	3080/7.30	3890/6.60	4720/5.87	5560/5.14

Примечание к таблице 6.3: в числителе $M_{\text{кр}}$ − количество концентрированной кислоты (27,5%), кг; в знаменателе $M_{\text{в}}$ − количество воды, м³.

Объем кислотного раствора будет равен:

$$V_{\text{кр}} = M_{\text{кр}} \cdot V_{\text{окр}} / 10 \qquad (6.5)$$

и необходимый объем воды:

$$V_{\text{в}} = M_{\text{в}} \cdot V_{\text{окр}} / 10 . \qquad (6.6)$$

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для n % -ного соляно-кислотного раствора может быть также найдено по формуле:

$$W_{\text{тк}} = A \cdot K_{\text{р}} \cdot V_{\text{окр}} \cdot (Б - K_{\text{т}}) / \left(Б \cdot K_{\text{т}} \cdot (A - K_{\text{р}})\right), \qquad (6.7)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где *А* и *Б* – числовые коэффициенты (таблица 6.4); $К_р$ – концентрация рабочего соляно-кислотного раствора, %; $К_т$ – концентрация товарного соляно кислотного раствора, % (товарная кислота).

Таблица 6.4

Значения коэффициентов *А* и *Б* при определении количества товарной кислоты для приготовления солянокислотного раствора

Параметр	Величина параметра						
$К_т$, $К_р$, %	5.15-12.19	13.19-18.11	19.06-24.78	25.75-29.57	29.95-31.52	32.10-33.40	34.42-37.22
Б, *А*	214.0	218.0	221.5	226.0	227.5	229.5	232.0

Пример расчета параметров обработки ПЗП кислотным составом.

Определить необходимое количество соляной кислоты и других химреагентов для первой кислотной обработки ПЗП в нефтяной скважине, имеющей следующую характеристику: глубина 1440 м; пласт представлен песчаником с контактным и глинистым цементом; эффективная толщина пласта 10 м; проницаемость пород $0{,}05 \cdot 10^{-12}$ м²; пластовое давление 10 МПа; пластовая температура 24 °С; ниже интервала перфорации (вскрытой части пласта) в эксплуатационной колонне имеется зумпф глубиной 20 м; 168 мм эксплуатационная колонна с внутренним диаметром $D_{вн}$= 0,15 м; НКТ 73 мм, внутренний диаметр $d_{вн}$ = 0,062 м, глубина подвески $L_{НКТ}$ = 1420 м. Товарная соляная кислота имеет концентрацию $К_т$ = 27,5 %, содержание солей железа 0,5 %; товарная уксусная кислота имеет концентрацию $К_{ту}$ = 70 %.

Решение. Для заданных условий концентрацию кислоты для первичных обработок принимают 8-10 %. Принимаем 10 %. Количество кислоты, расходуемой на 1 погонный м толщины пласта, для нашего случая песчаников составляет 0,4-0,6 м³, принимаем 0,6 м³. В этом случае суммарный объем рабочего кислотного раствора составит:

$$V_{окр} = 0{,}6 \cdot 10 = 6{,}0 \text{ м}^3.$$

На приготовление 6 м³ 10 %-ного рабочего соляно-кислотного раствора, согласно, таблицы 6.3, потребуется 2330 кг 27,5 %-ной HC1 и 3,96 м³ воды.

Количество товарной соляной кислоты для 10%-ного соляно-кислотного раствора может быть также найдено по формуле (6.7):

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

$$W_{\text{тк}} = 214 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (226 - 27{,}5) \big/ \left(226 \cdot 27{,}5 \cdot (214 - 10)\right) = 2{,}01 \text{ м}^3.$$

Принимаем количество товарной кислоты $W_{\text{тк}} = 2{,}01$ м³.

Так как с завода кислота поставлена не ингибированная, то выбираем ингибитор коррозии «Катион А», добавляем в концентрации $C_{\text{иг}} = 0{,}01$ % от объема рабочего раствора. Формула расчета:

$$Q_{\text{ук}} = C_{\text{иг}} \cdot V_{\text{окр}} = 0{,}001 \cdot 6 = 0{,}006 \text{ м}^3.$$

Чтобы не допустить выпадение из прореагировавшего солянокислотного раствора, содержащихся в нем солей железа добавляется уксусная кислота в количестве:

$$Q_{\text{ук}} = C_{\text{ук}} \cdot V_{\text{окр}} \big/ K_{\text{ту}}, \text{ м}^3$$

где $C_{\text{ук}} = (f + 0{,}8)$ – процентная доля добавки уксусной кислоты к объему раствора; f – содержание в товарной соляной кислоте солей железа, примем частный случай $f = 0{,}7$ %; $V_{\text{окр}}$ – объем соляно-кислотного раствора; $C_{\text{ук}}$ – концентрация уксусной кислоты.

$$C_{\text{ук}} = 0{,}7 + 0{,}8 = 1{,}5 \text{ %}.$$

$$Q_{\text{ук}} = 1{,}5 \cdot 6/70 = 0{,}12 \text{ м}^3.$$

В товарной соляной кислоте могут быть примеси, например, в кислоте второго сорта содержится серная кислот до 0,6 %, которая при реакции с углекислым кальцием образует гипс, который выпадает в виде кристаллов, а они блокируют каналы фильтрации. Для недопущения образования кристаллов гипса в соляно-кислотный раствор добавляют хлористый барий.

Формула для определения количества хлористого бария:

$$Q_{\text{хб}} = 21{,}3 \cdot V_{\text{окр}} \cdot \left(\alpha \cdot K_{\text{р}} \big/ K_{\text{т}} - 0{,}02\right),$$

где α – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте; $K_{\text{р}}$ – концентрация рабочего соляно-кислотного раствора; $K_{\text{т}}$ – концентрация товарной кислоты.

Если для обработки поступила кислота II сорта, то потребуется добавка хлористого бария в количестве:

$$Q_{\text{хб}} = 21{,}3 \cdot 6 \cdot (0{,}6 \cdot 10/27{,}5 - 0{,}02) = 25{,}3 \text{ кг} = 0{,}006 \text{ м}^3$$

(в расчете плотность хлористого бария 4000 кг/м³).

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяют различные ПАВ, которые одновременно могут быть ингибитором и активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой (замедлителем). Большое снижение (в несколько раз) скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Необходимое количество интенсификатора составляет $C_{инт}$ = 1-1,5 % объема рабочего соляно-кислотного раствора (принимаем $C_{инт}$ = 1 %),

$$Q_{инт} = V_{окр} \cdot C_{инт}.$$

Подставим значения величин: $Q_{инт} = 6 \cdot 0{,}01 = 0{,}06$ м^3.

После определения количества всех компонентов можно определить необходимое количество воды для приготовления принятого объема соляно-кислотного раствора, со всеми добавками, по формуле:

$$V_{в.раб} = V_{окр} - W_{тк} - \Sigma Q,$$

где $V_{окр}$ – объем рабочего соляно-кислотного раствора; $W_{тк}$ – объем концентрированной товарной соляной кислоты ($W_{тк}$ = 2.01 м^3); ΣQ – суммарный объем всех добавок к соляно-кислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий, интенсификатор).

Подставим количество «присадок»:

$$\Sigma Q = 0{,}12 + 0{,}006 + 0{,}0{,}06 = 0{,}186 \text{ м}^3.$$

Тогда $V_{в.раб} = 6 - 2{,}01 - 0{,}186 = 3{,}804$ (м^3) $\approx 3{,}8$ м^3.

После приготовления рабочего соляно-кислотного раствора проверяют ареометром полученную концентрацию HCl в растворе ($K_р$). Если $K_р$ не соответствует проектной, то добавляют в раствор воду или товарную кислоту.

При концентрации HCl $K_р > 10$ % количество необходимой добавки воды определяют по формуле:

$$q_в = (\rho_2 - \rho) \cdot V_{окр} / (\rho - 1).$$

Если концентрация HCl $K_р < 10$ %, количество добавляемой соляной кислоты определяют по формуле:

$$q_к = (\rho - \rho_1) \cdot V_{окр} / (\rho_3 - \rho),$$

где $q_в$ и $q_к$ – объемы добавляемых воды и товарной кислоты, м^3; $V_{окр}$ – объем рабочего соляно-кислотного раствора (в нашем случае 10 % концентрации); ρ – плотность раствора заданной концентрации; ρ_1 и ρ_2 – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации; ρ_3 – плотность товарной (концентрированной) соляной кислоты.

До закачки соляной кислоты в скважину необходимо заполнить нефтью. При закачке кислоты в скважину и далее в пласт необходимо, чтобы она заполнила нагнетательную линию от насосного агрегата диаметром $d_{нл}$ = 0,062 м, длиной $L_{н.л}$ = 100 м, промывочные трубы (НКТ) диаметром 0,062 м, длиной $L_{НКТ}$ = 1420 м и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта, всего объем нефти будет ра-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

вен $V_{\text{нефти}} = 4{,}59$ м^3. После этого устье скважины герметизируют, и раствор под давлением закачивают в призабойную зону пласта. Для продавки всего объема раствора соляной кислоты в пласт требуется 4,59 м^3 нефти.

$$V_{\text{нл}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{нл}}^2}{4} \cdot L_{\text{нл}},\ \text{м}^3.$$

Подставим значения и рассчитаем: $V_{\text{нл}} = 0{,}00302 \cdot 100 = 0{,}3$ м^3.

$$V_{\text{НКТ}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2}{4} \cdot L_{\text{НКТ}},\ \text{м}^3.$$

Подставим значения и рассчитаем:

$$V_{\text{НКТ}} = 0{,}00302 \cdot 1420 = 4.29\ \text{м}^3.$$

Определение объема жидкости для вытеснения и продавки в пласт кислотного раствора:

$$V_{\text{нефти}} = V_{\text{нл}} + V_{\text{НКТ}},\ \text{м}^3.$$

Подставим значения и рассчитаем (продавка нефтью):

$$V_{\text{нефти}} = 0{,}3 + 4{,}29 = 4{,}59\ \text{м}^3.$$

Определим давление нагнетания на выкиде насосного агрегата при закачке жидкости в скважину. Давление нагнетания не должно превышать давление гидроразрыва пласта и давление опрессовки эксплуатационной колонны $P_{\text{опрес}} = 15$ МПа. Т. к. СКО производится первый раз, рекомендуется создавать давление плавно до 8-12 МПа.

Гидростатическое давление столба нефти в скважине рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H,$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность дегазированной нефти, принимаем $\rho_{\text{н}} = 890$ кг/м^3; g – ускорение свободного падения, $g = 9{,}81$ м/с^2; H – глубина скважины, м.

$$P_{\text{ж}} = 890 \cdot 9{,}81 \cdot 1420 \cdot 10^{-6} = 12{,}4\ \text{МПа}.$$

Следовательно, при беспакерной продавке в пласт, давление на агрегате не должно превысить $P_{\text{max.прод}} = 15$ МПа. Репрессия на пласт составит 16,4 МПа.

Если принять, что давление гидроразрыва превышает $P_{\text{ГРП}} = 30$ МПа, то такое давление продавки может быть разрешено.

Продолжительность закачки и продавки в пласт кислотного раствора рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{з}} = \left(V_{\text{окр}} + V_{\text{нефти}}\right) \cdot 10^3 \Big/ \left(q \cdot 3600\right).$$

где $V_{\text{окр}}$ – общий объем соляно-кислотного раствора, м^3; $V_{\text{нефти}}$ – объем нефти для вытеснения соляной кислоты в пласт, м; q – объемная ско-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

рость закачки насосным агрегатом – расход жидкости, л/с; 3600 – коэффициент перевода расхода из секундного в часовой.

На насосном агрегате установлен расход q = 7 л/с. Подставим значения и рассчитаем:

$$T_з = (6 + 4,58)\cdot 10^3 \,/\, (7\cdot 3600) = 0,42 \text{ час} \approx 25 \text{ мин}.$$

Время реакции соляно-кислотного раствора с горной породой и кольматантами в зависимости от давления и температуры колеблется от 2 до 30 часов.

Обработка может при определенных геолого-физических условиях проводиться в две стадии:

1) для очистки и расширения трещин, находящихся вблизи ствола скважины, с закачкой небольшого объема раствора соляной кислоты;

2) для обработки удаленных зон с форсированной закачкой раствора соляной кислоты повышенной концентрации и большего объема.

Для соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважин применяются специальные насосные агрегаты. После продавливания кислотного раствора в пласт закрывают задвижки на нагнетательной линии, оставляют скважину для реакции соляно-кислотного раствора с породой и следят по манометру на устье скважины за скоростью снижения давления.

По истечении установленного времени реакции приступают к очистке призабойной зоны скважины от продуктов реакции путем промывки, свабирования, глубинно-насосным или компрессорным способом. После этого скважину исследуют на приток для оценки эффективности соляно-кислотной обработки. После освоения скважины и получения притока нефти с газом скважину передают в эксплуатацию.

6.2 Практическая часть

Задача.

Общие исходные данные к задаче: в вариантах с терригенным коллектором, он представлен песчаником с контактным и глинистым цементом; $D_{вэк}$ =150 мм ($D_{внешний}$ = 168 мм); Давление опрессовки эксплуатационной колонны (на устье) равно: $P_{опр}$ = 15 МПа при $H_з \le 2000$ м, $P_{опр}$ = 25 МПа при $H_з \ge 2000$ м; НКТ с воронкой спущены до нижних отверстий интервала перфорации; плотность дегазирован-

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ной нефти, $\rho_н$ = 890 кг/м^3; добавка ингибитора коррозии в кислотный раствор $C_{иг}$ = 0,01%; необходимое количество интенсификатора $C_{инт}$ = 1-5 %; g = 9,81 м/с²; товарная уксусная кислота имеет концентрацию $K_{ту}$ = 70 %; на насосном агрегате устанавливается расход жидкости, q = 7,5 л/с.

Вскрытая толщина пласта, планируемая к обработке:

$$h_э = H_{кп} - H_{пп}.$$

Нагнетательная линия от насосного агрегата собрана длиной $L_{н.л}$ = 100 м из труб с внутренним диаметром $d_{нл}$ = 62 мм, технологическая колонна труб (НКТ) в скважине в соответствии с таблицей исходных данных для расчета 6.5 спущена до нижних отверстий интервала перфорации (подошва пласта).

Принять давление гидроразрыва горных пород (давление, при котором в породе возникает сеть микротрещин и начинается интенсивное поглощение жидкости, находящейся в скважине) расчетным по формуле:

$$P_{грп} = 0,0083 \cdot H_{кп} + 0,66 \cdot P_{пл},\ \text{МПа}.$$

Выполнить расчет кислотной обработки ПЗП, с определением технологических параметров:

– определить состав (рецепт) кислотного раствора и его объем, с расчетом потребного количества товарных реагентов и кислоты;

– определить максимальное допустимое давление при кислотной обработке ПЗП и время закачки кислотного раствора.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 6.5

Исходные данные для расчета кислотной обработки

Вариант	$H_{кп}$, м	$H_{пп}$, м	пласт	m, %	$R_у$, м	НКТ: $d_{вн}$, мм	$K_т$, %	f, %	a, %
1	1385	1395	карбонаты	12	2,2	73	34,0	0,3	0,6
2	1438	1525	карбонаты	14	2,5	73	34,0	0,5	0,6
3	1425	1450	карбонаты	12	2,1	73	34,0	0,7	0,6
4	2562	2584	карбонаты	15	3,4	73	27,5	0,3	0,3
5	1380	1400	карбонаты	20	3,8	73	34,0	0,3	0,6
6	1360	1378	терригенный	25	3,0	60	27,5	0,5	0,4
7	1475	1505	терригенный	25	2,1	60	27,5	0,7	0,3
8	1505	1530	терригенный	28	2,2	60	27,5	0,3	0,4
9	1569	1605	терригенный	29	3,6	60	27,5	0,5	0,3
10	1610	1635	терригенный	13	2,3	60	27,5	0,7	0,4
11	1665	1690	терригенный	29	1,9	60	27,5	0,3	0,3
12	1232	1275	карбонаты	35	2,4	73	34,0	0,5	0,4
13	1250	1280	карбонаты	22	2,9	73	34,0	0,7	0,6
14	1430	1455	карбонаты	21	3,8	73	34,0	0,3	0,6
15	1390	1395	карбонаты	19	3,5	73	34,0	0,5	0,6
16	1375	1405	карбонаты	20	2,2	73	34,0	0,7	0,6
17	1380	1412	терригенный	24	2,5	60	34,0	0,3	0,4
18	1510	1515	терригенный	27	2,1	60	27,5	0,5	0,3
19	1490	1555	терригенный	14	3,8	60	27,5	0,7	0,4
20	1520	1595	терригенный	21	3,0	60	27,5	0,3	0,3
21	1575	1635	карбонаты	24	2,1	60	27,5	0,5	0,4
22	1740	1839	карбонаты	27	2,2	73	27,5	0,7	0,3
23	2240	2284	карбонаты	14	3,6	73	27,5	0,3	0,4
24	1231	1362	карбонаты	15	2,3	73	34,0	0,5	0,6
25	1380	1386	карбонаты	18	1,9	73	34,0	0,7	0,6
26	1545	1548	терригенный	19	2,4	73	34,0	0,3	0,6
27	2015	2040	терригенный	21	2,9	60	34,0	0,5	0,6
28	2000	2032	карбонаты	12	3,8	60	34,0	0,7	0,4
29	2682	2704	карбонаты	15	3,5	60	27,5	0,3	0,3
30	2003	2015	карбонаты	15	2,2	60	27,5	0,5	0,4

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7
Расчет продуктивности и приемистости скважин

7.1 Теоретическая часть

Коэффициент продуктивности скважин – это отношение ее дебита Q к перепаду между пластовым $P_{пл}$ и забойным $P_з$ давлениями $\Delta P = P_{пл} - P_з$ при этом, замеренном дебите. ΔP еще называют депрессией на пласт:

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}},\ \text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}). \qquad (7.1)$$

Коэффициент приемистости скважин – это отношение ее приемистости ($Q_в$ – расход воды, закачиваемый в нагнетательную скважину) к перепаду между забойным $P_{заб}$, при котором замерена приемистость, и пластовым $P_{пл}$ давлениями $\Delta P = P_{заб} - P_{пл}$:

$$K = \frac{Q_в}{P_{заб} - P_{пл}},\ \text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}). \qquad (7.2)$$

Дебит гидродинамически совершенной скважины определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh\cdot(P_{пл} - P_{заб})}{\mu\cdot\ln\frac{R_к}{r_с}},\ \text{м}^3/\text{с}, \qquad (7.3)$$

где $R_к$ – радиус контура питания (дренирования), м; $r_с$ – радиус скважины, м; μ – вязкость пластовой жидкости, мПа·с; h – мощность коллектора, м; k – проницаемость пласта, мкм^2.

Отсюда с учетом (7.1) коэффициент продуктивности равен:

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu\cdot\ln\frac{R_к}{r_с}},\ \text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}). \qquad (7.4)$$

Дебит гидродинамически несовершенной скважины, с учетом сопротивлений в призабойной зоне пласта, также определяется по формуле Дюпюи, но с поправкой:

$$Q = \frac{2\pi kh\cdot(P_{пл} - P_{заб})}{\mu\cdot\left(\ln\frac{R_к}{r_с} + C + S\right)},\ \text{м}^3/\text{с}, \qquad (7.5)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где C – коэффициент гидродинамического совершенства; S – скин-фактор.

Важной характеристикой состояния пласта, выделяемой здесь, является его гидропроводность:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu},\ \text{мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{мПа} \cdot \text{с}). \qquad (7.6)$$

Она характеризует подвижность нефти в пласте в пределах зоны (радиуса $R_к$) дренирования скважиной. Если в результате исследования будет определена гидропроводность, то из (7.6) можно определить проницаемость ПЗП (ухудшенную или улучшенную):

$$k = \frac{\varepsilon\mu}{h},\ \text{мкм}^2. \qquad (7.7)$$

Приведенные выше формулы справедливы для случая исследования гидродинамически совершенной скважины (вскрывшей пласт на всю его толщину и имеющей открытый забой), а измеряемые величины (дебит, динамическая вязкость и др.) приведены к пластовым условиям.

Дебит гидродинамически несовершенной скважины приравнивают к дебиту воображаемой совершенной скважины, которая при аналогичных геолого-физических условиях будет иметь дебит равный

реальной скважине, но ее радиус ($r_{с.пр}$) будет меньше реального. За-

пишем формулу Дюпюи для такой скважины в таком виде:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \ln \dfrac{R_к}{r_{с.пр}}},\ \text{м}^3/\text{с}, \qquad (7.8)$$

где $r_{с.пр}$ – приведенный радиус скважины (м), соответствующий радиусу воображаемой совершенной скважины.

$$r_{с.пр} = r_с \cdot e^{-C},\ \text{м}, \qquad (7.9)$$

где $C = C_1 + C_2$ – это коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по двум типам: $C_1 = f(\delta = b/h)$ – учитывает несовершенство по степени вскрытия, $C_2 = f(n, d, L, D)$ – учитывает несовершенство по характеру вскрытия.

Здесь $\delta = b/h$ – степень вскрытия, n – плотность перфорации; D – диаметр скважины; d – диаметр отверстий перфорации; L – глубина

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

перфорационных отверстий. Важна величина $a = d/D$ (диаметр отверстий перфорации / диаметр скважины).

$$S = S_1 + S_2. \tag{7.10}$$

где S_1 – коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта из-за несовершенства скважины по качеству первичного вскрытия (загрязнение пласта); S_2 – коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта из-за несовершенства скважин по качеству вторичного вскрытия – возникновение зоны кольматации вокруг перфорационных каналов.

Для совершенной скважины $r_{пр} = r_с$, для несовершенных $r_{пр} < r_с$, а для скважин с коэффициентом совершенства $\varphi > 1$ значение $r_{пр} > r_с$.

Определение приведенного радиуса по формуле (7.9) очень затруднительно.

Гидродинамическое совершенство скважин.

Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем, принятой за эталон, при прочих равных условиях принято называть коэффициентом гидродинамического (не)совершенства:

$$\varphi = Q_{нс}/Q. \tag{7.11}$$

Подставив в (6.11) формулу Дюпюи для совершенной и несовершенной скважин, получим:

$$\varphi = \frac{\ln \dfrac{R_к}{r_с}}{\ln \dfrac{R_к}{r_с} + S}, \tag{7.12}$$

или

$$\varphi = \frac{k_{ПЗП} \ln \dfrac{R_к}{r_с}}{k_{пл} \ln \dfrac{R_к}{r_{с.пр}}}, \tag{7.13}$$

где $k_{ПЗП}$ (= $k_у$) – проницаемость призабойной зоны пласта с измененной проницаемостью (с кольматацией или наоборот улучшенной после обработки ПЗП, ГРП); $k_{пл}$ – проницаемость удаленной зоны пласта (в зоне дренирования), не измененная в сравнении с естественной.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Если допустить, что изменение проницаемости породы по радиусу фильтрации происходит ступенчато, то при расчете дебита скважины в формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \bar{k} h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \dfrac{R_к}{r_с}}. \tag{7.14}$$

Средневзвешенная проницаемость (в зоне дренирования скважины) определяется известной формулой:

$$\bar{k} = \frac{\ln \dfrac{R_к}{r_с}}{\dfrac{1}{k} \ln \dfrac{R_к}{R_у} + \dfrac{1}{k_у} \ln \dfrac{R_у}{r_с}}, \tag{7.15}$$

где k – естественная проницаемость удаленной зоны пласта; $k_у$ – проницаемость породы в призабойной зоне радиусом $R_у$; $R_у$ – радиус зоны ухудшения (улучшения) проницаемости по сравнению с естественной; $R_к$ – радиус контура питания скважины (радиус дренирования); $r_с$ – радиус скважины по долоту.

Расчеты и построения графиков по зависимости (6.13) осложнены и занимают много времени. В практике разработки месторождений важно знать потенциальные возможности каждой скважины. Определение коэффициента гидродинамического совершенства проводят по результатам исследования скважин на установившихся и неустановившихся режимах работы.

Формулы, приведенные выше, позволяют записать выражение для коэффициента гидродинамического совершенства скважины в виде:

$$\varphi = \frac{\ln \dfrac{R_к}{r_с}}{\ln \dfrac{R_к}{r_с} + C_1 + C_2 + S_1 + S_2}. \tag{7.16}$$

В действительности получить величину коэффициента совершенства по формуле (7.16) не представляется возможным, поскольку неизвестны фактические значения коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Для реальной скважины никто не может сказать, например, какого размера получились реальные перфорационные каналы, каково их гидродинамическое состояние и т. п.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Практическая формула для коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\eta_ф}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{R_к}{r_с}. \qquad (7.17)$$

В формуле (7.17) величина коэффициента продуктивности $\eta_ф$ ($=K_ф$) определяется по результатам исследования скважин на приток, т.е. по индикаторной диаграмме. Величина коэффициента гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu},\ \text{мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{мПа} \cdot \text{с})$$

определяется по углу наклона прямолинейного участка КВД, построенной в координатах $\Delta P(t)$-ln$t$. Коэффициент продуктивности $\eta_ф$ характеризует всю зону дренирования от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности ε характеризует удаленную часть пласта с естественными фильтрационными свойствами.

Формула (7.17) является более точной и более практичной по сравнению с другими формулами. При расчетах следует все величины привести в систему СИ. Выявление степени ухудшения состояния ПЗП показывает потенциальную возможность увеличения дебита скважины. Оперативное определение продуктивности скважины и ее гидродинамического совершенства позволяет оценить необходимость проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию притока флюидов в скважину.

Если предположить, что в результате ГТМ будет достигнут коэффициент совершенства $\varphi_{улучш} = 1$, то улучшенный (восстановленный) коэффициент продуктивности скважины ($K_{улучш}$) на основе (7.17) можно прогнозировать:

$$K_{улучш} = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_к}{r_с}},\ \text{м}^3 / (\text{МПа} \cdot \text{с}). \qquad (7.18)$$

С учетом (7.18) при сохранении прежней депрессии на пласт можно определить, используя (7.1), потенциальный дебит.

На основании (7.4), (7.5) и (7.13) можно заключить, что

1) коэффициент продуктивности ($\eta = K_{пр}$) зависит от скин-фактора.

2) при «+ S» > 0 дебит скважины и коэффициент продуктивности будут меньше потенциальных.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

ГТМ по уменьшению «+ *S*» направлены на интенсификацию притоков нефти к скважинам (гидроразрывы пласта, солянокислотные обработки и т. д.).

Уменьшение величины положительных «*S*» до «0» и ниже способствует улучшению условий повышения коэффициентов извлечения нефти (КИН) за счет повышения коэффициентов охвата и вытеснения ($k_{охв}$ и $k_{выт}$).

7.2 Практическая часть

Задача.

Общие исходные данные к заданию: r_c = 0,1 м; μ = 3,5 мПа·с; h = 8,0 м; естественная проницаемость удаленной зоны пласта равна

$k = 1{,}3\overline{k}$ (принято, как частный случай и не является установленной

зависимостью); радиус ухудшенной призабойной зоны, r_y = 5 м;

В соответствии с определенным вариантом (таблица 7.1) определить:

– коэффициент продуктивности скважины;

– средневзвешенную проницаемость в зоне дренирования, $\overline{k}$ (из выражения 7.15);

– приведенный радиус скважины $r_{с.пр}$ из (7.9);

– коэффициент гидродинамического совершенства скважины, φ (формула (7.17));

– потенциальный дебит, исходя из возможного достижения φ = 1 при очистке ухудшенной ПЗП;

– учитывая все определенные величины и потенциальный дебит, сделать заключение о необходимости проведения ГТМ для интенсификации притока, или отсутствии такой необходимости.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Таблица 7.1

Исходные данные для расчета гидродинамических характеристик пласта

Вариант	Пластовое давление, $P_{пл,атм}$	Забойное давление в доб. скв., P_c, атм	Радиус контура дренир., $R_к$, м	Дебит скв., $Q_ж$, м³/сут	Гидропроводность, ε, мкм²·м/(мПа·с)
1	143,0	110,0	250	2,5	0,0441
2	156,0	120,0	260	9,7	0,0787
3	149,5	115,0	275	4,2	0,0561
4	145,6	112,0	100	12,8	0,1045
5	162,5	125,0	120	21,3	0,2222
6	169,0	130,0	130	43,7	0,3128
7	117,0	90,0	140	20,6	0,3169
8	123,5	95,0	150	37,6	0,4707
9	130,0	100,0	170	13,5	0,1278
10	136,5	105,0	160	11,4	0,1051
11	159,5	110,0	190	14,4	0,0832
12	174,0	120,0	110	9,7	0,0496
13	166,8	115,0	140	31,1	0,2499
14	162,4	112,0	200	51,4	0,2928
15	181,3	125,0	105	71,7	0,4487
16	188,5	130,0	180	64,3	0,3622
17	130,5	90,0	220	35,4	0,3238
18	137,8	95,0	210	48,3	0,3254
19	145,0	100,0	180	55,2	0,4765
20	152,3	105,0	590	14,3	0,1384
21	159,5	110,0	145	18,3	0,1041
22	174,0	120,0	165	12,7	0,0824
23	124,0	75,0	180	20,7	0,1893
24	166,8	115,0	130	7,3	0,0502
25	162,4	112,0	250	37,9	0,2594
26	181,3	125,0	190	27,4	0,2921
27	179,4	130,0	140	60,5	0,4571
28	124,2	90,0	130	33,4	0,3543
29	117,8	95,0	165	48,3	0,6007
30	124,0	100,0	250	46,3	0,5618

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 8
Расчет параметров процесса освоения скважин

8.1 Теоретическая часть

Движение жидкости или газа из пласта в скважину возможно лишь при условии, если:

$$P_{пл} > P_{заб} + P_{доп}, \qquad (8.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $P_{доп}$ – давление, необходимое для преодоления сопротивлений при течении жидкости (газа) в призабойной зоне пласта, МПа.

Забойное давление определяется по формуле:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot H + P_{у}, \text{ Па}, \qquad (8.2)$$

где $\rho \cdot g \cdot H = P_{ст}$ – давление столба жидкости плотностью ρ (кг/м^3), высотой H (м); g – ускорение свободного падения, м/с^2; $P_{у}$ – давление на устье скважины, Па.

При открытой скважине $P_{у} = 0$. Все способы вызова притока из пласта основаны на снижении забойного давления.

Величину забойного давления можно уменьшить двумя путями:

– снижением плотности жидкости в скважине;

– снижением уровня жидкости в скважине.

При бурении и ремонте скважин выбор плотности скважинной жидкости (или раствора) должен предусматривать создание гидростатического давления на забое, превышающего пластовое давление на величину не менее 10% для скважин глубиной до 1200 м, 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

Если обозначить превышение давления столба жидкости над пластовым через K, то

$$\rho \cdot g \cdot H = K \cdot P_{пл}. \qquad (8.3)$$

Снижение плотности жидкости заключается в замене скважной жидкости на более легкую – замена растворов и рассолов на техническую воду, нефть, аэрированные жидкости, пенные системы, использование специальных технологий и технических средств.

При замене жидкости разница их плотностей не должна быть более 0,5-0,6 г/см^3.

При большей разнице плотностей темпы снижения противодавления на пласт должны быть ограничены.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Снижение уровня жидкости в скважине достигается глубинными насосами, поршневанием, нагнетанием компрессором инертного газа, нагнетанием природного газа из соседней скважины, техническими средствами.

Снижение уровня глубинными насосами не рекомендуется в скважинах, в которых возможно их засорение песком (например, после гидроразрыва пластов, пескоструйной перфорации и т.п.)

Выдавливание жидкости газом заключается в нагнетании сжатого газа в пространство между колонной НКТ (подъемные трубы) и обсадной колонной скважины (межтрубное пространство). Газ вытесняет скважинную жидкость через подъемные трубы наружу с одновременным газированием и тем самым уменьшает ее плотность. Газ можно нагнетать и в подъемные трубы. Снижение уровня в скважине (Z) нагнетанием газа возможно:

– при нагнетании газа в межтрубное пространство:

$$Z_1 = H_{\max} \cdot \frac{V_{\text{м}}}{V_{\text{к}}},\ \text{м}, \tag{8.4}$$

– при нагнетании газа в колонну НКТ:

$$Z_2 = H_{\max} \cdot \frac{V_{\text{т}}}{V_{\text{к}}},\ \text{м}, \tag{8.5}$$

где $H_{\max}$ – максимальная глубина уровня скважинной жидкости от устья при максимальном давлении компрессора (газовой скважины), м; $V_{\text{м}}$ и $V_{\text{т}}$ – соответственно объем одного метра межтрубного и трубного пространства, м^3; $V_{\text{к}}$ – объем 1 м обсадной колонны, м^3.

$$H_{\max} = \frac{P_{\max}}{\rho \cdot g},\ \text{м}, \tag{8.6}$$

где $P_{\max}$ – максимальное давление компрессора, Па.

Если давление нагнетания газа для вытеснения жидкости через башмак колонны НКТ недостаточно, то сжатый газ может поступать в НКТ через специальные отверстия, выполненные в муфтах труб, называемые пусковыми. Давление столба газированной жидкости значительно меньше, что обуславливает вытеснения жидкости через следующие пусковые отверстия. Таким способом вытеснение продолжается до заданной величины депрессии на пласт.

Максимальное забойное давление при вытеснении жидкости газом равно сумме рабочего давления газа у башмака колонны труб НКТ и давления столба жидкости от башмака до забоя:

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{г}} \cdot g \cdot L + g \cdot \left(H - L\right),\ \text{Па}, \tag{8.7}$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где L – глубина спуска колонны труб НКТ, м; $\rho_г$ – плотность газа (например, азот $\rho = 1{,}250$ кг/м^3); $\rho_ж$ – плотность скважинной жидкости, кг/м^3.

При поршневании количество жидкости, которое необходимое извлечь из скважины, определяется как:

$$Q = 0{,}785 \cdot \left(d_0^2 - D_{НКТ}^2 + d_{НКТ}^2 \right) \cdot L, \text{ м}^3, \qquad (8.8)$$

где d_0 – внутренний диаметр обсадной колонны, м; $D_{НКТ}$ – наружный диаметр НКТ, м; $d_{нкт}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Количество жидкости, извлекаемой за каждый рейс поршня, определяется по формуле:

$$Q_n = 0{,}785 \cdot \left(d_{НКТ}^2 - d_к^2 \right) \cdot z, \text{ м}^3, \qquad (8.9)$$

где $d_к$ – диаметр каната, на котором поднимается – опускается поршень (сваб), м; z – среднее погружение поршня под уровень, м.

8.2 Практическая часть

Задача.

Столб жидкости в скважине плотностью ρ и высотой H создает давление, превышающее пластовое на 5 %. Диаметр каната для поршневания 0,0185 м, глубина спуска поршня $z = 150$ м. Максимальное давление, развиваемое компрессором 15 МПа. Диаметр эксплуатационной колонны 127 мм (с толщиной стенки $\delta = 7$ мм).

Определить забойное давление при освоении скважины разными способами: снижением плотности жидкости, вытеснением сжатым газом, поршневанием. Определить величину плотности скважинной жидкости, при которой будет происходить приток, глубину снижения уровня жидкости в скважине, объемы извлекаемой жидкости поршневанием.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.1.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Таблица 8.1

Исходные данные для расчета параметров освоения скважины

Вариант	*H*, м	*L*, м	Пластовое давление, МПа	Диаметр НКТ, мм	Плотность газа, кг/м^3
1	1950	1600	18,5	60	1,10
2	2200	1800	21,3	73	1,11
3	1850	1550	20,0	60	1,12
4	1900	1450	21,0	73	1,14
5	1960	1700	23,0	89	1,15
6	2000	1600	23,5	102	1,10
7	2100	1800	24,5	60	1,11
8	2150	1550	24,8	73	1,12
9	2300	1450	25,6	89	1,14
10	2350	1700	26,3	102	1,15
11	1950	1600	22,0	60	1,10
12	2200	1800	24,5	73	1,11
13	1850	1550	21,4	89	1,12
14	1900	1450	22,4	102	1,14
15	1960	1700	23,5	60	1,15
16	2000	1600	24,0	73	1,10
17	2100	1800	24,5	89	1,11
18	2150	1550	25,0	102	1,12
19	2300	1450	25,5	60	1,14
20	2350	1700	26,5	73	1,15

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 9
Расчет допустимой глубины спуска насосно-компрессорных труб

9.1 Теоретическая часть

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) предназначены для добычи жидкости и газа, нагнетания их в скважину, подвески насосного и технологического оборудования, проведения ремонтных работ. По конструкции могут быть гладкими (неравнопрочными) и с высаженными концами (равнопрочными) (рисунок 9.1).

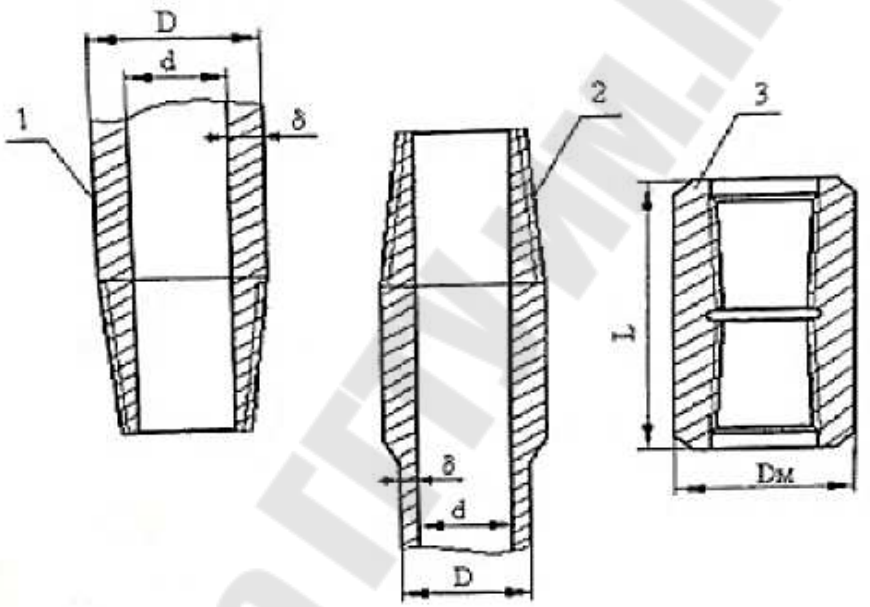


Рис. 9.1. Насосно-компрессорные трубы: 1 – неравнопрочные; 2 – равнопрочные; 3 – соединительная муфта. *D* – наружный диаметр НКТ; *d* – внутренний диаметр НКТ; δ – толщина стенки; $D_М$ – диаметр муфты; *L* – длина муфты.

Трубы с гладкими концами имеют постоянный по длине диаметр, поэтому и в месте нарезания резьбы они ослаблены. Трубы с высаженными концами имеют утолщенные концы с нарезанной резьбой, поэтому прочность трубы не уменьшается.

Осевые растягивающие силы, действующие на НКТ, могут вызвать разрыв колонны и нарушение муфтового соединения. Наибольшее усилие испытывает труба, находящаяся у устья скважины. Оно определяется по формуле:

$$Q_n = 0,785 \cdot \left(d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{к}}^2 \right) \cdot z, \text{ м}^3, \qquad (9.1)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где $P_{тр}$ – собственный вес труб, Н; $P_{ж}$, $P_{ш}$, $P_{об}$ – соответственно вес жидкости, насосных штанг (для глубинно-насосных труб) и подвешенного на трубах оборудования, Н.

Гладкие трубы являются неравнопрочными, т.к. прочность в нарезанной части составляет 80-85 % от прочности ненарезанной. Для труб с высаженными наружу концами прочность по телу соответствует прочности по нарезанной части трубы.

Для одноразмерной НКТ предельная глубина спуска равна:

$$l = \frac{P}{K \cdot q_{тр}},\ м, \qquad (9.2)$$

где P – страгивающая нагрузка для неравнопрочных труб или нагрузка, соответствующая пределу текучести, для равнопрочных труб, Н; K – коэффициент запаса прочности (1,3-1,5); $q_{тр}$ – вес 1 метра труб, Н/м.

Для двухразмерной колонны длины нижней и верхней секций:

$$l_1 = \frac{P_1}{K \cdot q_{тр}},\ м; \qquad (9.3)$$

$$l_2 = \frac{P_2}{K \cdot q_{тр}},\ м. \qquad (9.4)$$

При расчете колонны НКТ с высаженными наружу концами расчет ведут по телу трубы, исходя из растяжения от собственного веса:

$$P = F \cdot \sigma_{тек},\ Н, \qquad (9.5)$$

где F – площадь сечения трубы, м^2; $\sigma_{тек}$ – предел текучести материала труб, Па.

Для глубинно-насосного способа эксплуатации допускаемая глубина спуска НКТ равна:

$$l_{доп} = \frac{P}{\left(q_{тр} + q_{ш} + q_{ж}\right) \cdot K},\ м, \qquad (9.6)$$

где $q_{ш}$ – вес 1 погонного м штанг, Н; $q_{ж}$ – вес 1 м столба жидкости, Н.

Вес одного метра столба жидкости рассчитывается по формуле:

$$q_{ж} = \frac{\pi}{4} \cdot \left(d_{НКТ}^2 - d_{шт}^2\right) \cdot \rho_{ж} \cdot q,\ кг, \qquad (9.7)$$

где $d_{нкт}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $d_{шт}$ – наружный диаметр штанг, м; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м^3.

Площадь сечения трубы определяется по формуле:

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot \left(d_{\text{нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2 \right), \text{ м}^2, \qquad (9.8)$$

где $d_{\text{нар}}$, $d_{\text{вн}}$ – наружный и внутренний диаметр НКТ, м.

9.2 Практическая часть

Задача 1.

Определить предельно-допустимую глубину спуска ступенчатой колонны равнопрочных НКТ исходя из условия прочности на разрыв. Исходные данные приведены в таблице 9.1. Дополнительные данные для задачи приведены в таблицах 9.2 и 9.3.

Таблица 9.1

Исходные данные для расчета допустимой глубины спуска ступенчатой колонны равнопрочных НКТ

Вариант	Плотность нефти, кг/м^3	Плотность воды, кг/м^3	Диаметр ступеней, d_1/d_2, мм	Группа прочности стали
1	850	1050	73/60	D
2	855	1075	89/60	D
3	860	1100	89/73	D
4	565	1120	73/60	K
5	874	1050	89/60	K
6	850	1075	89/73	K
7	855	1100	73/60	E
8	860	1120	89/60	E
9	565	1050	89/73	E
10	874	1075	73/60	L
11	850	1100	89/60	L
12	855	1120	89/73	L
13	860	1050	73/60	D
14	565	1075	89/60	K
15	874	1100	89/73	E
16	850	1120	73/60	L
17	855	1050	89/60	D
18	860	1075	89/73	K
19	565	1100	89/60	E
20	874	1120	89/73	L

Библиотека ТПУ им. Л.О. Сухого

Таблица 9.2

Дополнительные данные для определения глубины спуска НКТ

Условный диаметр, $d_у$, мм	Внутренний диаметр, $d_{вн}$, мм	Наружный диаметр, $d_{нар}$, мм	Вес 1 м труб $q_{тр}$, Н/м
60	50,3	60,3	68,4
73	62,0	73,0	91,6
89	76,0	88,9	132,2
102	88,6	101,6	152,2

Таблица 9.3

Дополнительные данные для определения глубины спуска НКТ

Дополнительные данные для определения глубины спуска НКТ	Предел текучести стали (σ тек), МПа
D	380
K	500
E	550
L	650

Задача 2.

По условию задачи 1 определить предельно-допустимую глубину спуска ступенчатой колонны гладких НКТ. Величины страгивающих нагрузок представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4

Исходные данные для определения глубины спуска гладких НКТ

Условный диаметр, $d_у$, мм	Страгивающая нагрузка для резьбового соединения неравнопрочных труб, кН			
	D	K	E	L
60	208,0	274,0	301,5	356,0
73	294,0	387,0	426,0	505,0
89	446,0	585,0	645,0	722,5
102	459,0	608,0	664,0	785,0

Задача 3.

Определить допустимую глубину спуска насосных труб при глубиннонасосной эксплуатации (для случая поднятия штангового насоса при заклиненном плунжере).

Исходные данные представлены в таблице 9.5.

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

Таблица 9.5

Исходные данные для расчета глубины спуска ШГН

Вариант	Диаметр НКТ, мм	Группа стали	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м^3	Плотность воды, кг/м^3	Обводненность продукции, %
1	60	D	25	850	1050	25
2	73	D	16	855	1075	35
3	89	D	16	860	1100	45
4	60	K	22	565	1120	47
5	73	K	19	874	1050	74
6	89	K	25	850	1075	85
7	60	E	16	855	1100	25
8	73	E	16	860	1120	35
9	89	E	22	565	1050	45
10	60	L	19	874	1075	47
11	73	L	25	850	1100	74
12	89	L	16	855	1120	85
13	60	D	16	860	1050	25
14	73	D	22	565	1075	35
15	89	K	19	874	1100	45
16	60	K	25	850	1120	47
17	73	L	16	855	1050	74
18	89	L	16	860	1075	85
19	73	E	22	565	1100	35
20	89	E	19	874	1120	45

Дополнительные данные: значения предела текучести для равнопрочных труб приведены в таблице 9.3. Вес 1 м штанг приведен в таблице 9.6.

Таблица 9.6

Вес 1 погонного метра штанг

Диаметр штанг, мм	Вес 1 м штанг, Н/м
16	16,7
19	23,5
22	31,4
25	41,0

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 10
Расчет подъемника газовой скважины

10.1 Теоретическая часть

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, уравнительные 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 этих частиц зависит от скорости газового потока у башмака труб $W_{\text{г}}'$. Основное условие выноса следующее:

$$W_{\text{г}}' = 1,2 \cdot W_{\text{кр}}, \tag{10.1}$$

где $W_{\text{кр}}$ – критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке во взвешенном состоянии, м/с.

Расчет выноса твердых частиц.

В этом случае критическая скорость зависит от режима течения газа и диаметра выносимых частиц. Режим течения определяется параметром Рейнольдса

$$\text{Re} = W_{\text{крт}} \cdot d_{\text{т}} \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}} \tag{10.2}$$

или параметром Архимеда

$$\text{Ar} = d_{\text{т}}^3 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot g \cdot \frac{(\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{г}})}{\mu_{\text{г}}^2}, \tag{10.3}$$

где $d_{\text{т}}$ – диаметр твердой частицы, м; $\rho_{\text{т}}$ – плотность твердых частиц, кг/м^3 (при расчетах принимают $\rho_{\text{т}} = 2400$ кг/м^3). Выделяют три режима течения:

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

– ламинарный $\mathrm{Re} \le 2$ или $\mathrm{Ar} \le 36$; (10.4)

– переходный $2 < \mathrm{Re} \le 500$ или $36 < \mathrm{Ar} \le 83000$; (10.5)

– турбулентный $\mathrm{Re} > 500$ или $\mathrm{Ar} > 83000$. (10.6)

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

– ламинарный режим:

$$W_{\text{крт}} = d_{\text{т}}^3 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot g \cdot \frac{(\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{г}})}{18\mu_{\text{г}}}; \quad (10.7)$$

– переходный режим:

$$W_{\text{крт}} = \frac{0,78 \cdot d_{\text{т}}^{0,43} \cdot (\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{г}})^{0,715}}{\rho_{\text{г}}^{0,285} \cdot \mu_{\text{г}}^{0,43}}; \quad (10.8)$$

– турбулентный режим:

$$W_{\text{крт}} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_{\text{т}} \cdot (\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{г}})}{\rho_{\text{г}}}}, \quad (10.9)$$

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м^3; $\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па·с.

Из уравнения притока газа по заданному дебиту рассчитывают забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_{\text{пл}}^2 - a \cdot V_{\text{г}} - b \cdot V_{\text{г}}^2}. \quad (10.10)$$

Или по заданному забойному давлению вычисляют дебит. Внутренний диаметр (м) подъемника определяют из выражения:

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{г}} \cdot P_0 \cdot T_{\text{заб}} \cdot Z_{\text{заб}}}{W'_{\text{г}} \cdot P_{\text{заб}} \cdot T_{\text{ст}}}}, \quad (10.11)$$

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

Длина подъемника принимается равной глубине скважины, поэтому давление и температура у башмака подъемника равны соответственно забойным.

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

Расчет выноса жидких капель.

Критическая скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины равна:

$$W_{\text{крж}} = 16,47 \cdot (45 - 0,455 \cdot P_{\text{заб}})^{0,25} \cdot \frac{1}{\sqrt{P_{\text{заб}}}}, \quad (10.12)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

где $P_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Если в продукции скважин имеются твердые и жидкие частицы, то при расчете диаметра подъемника из полученных двух значений диаметра выбирают наименьшее.

Иногда при расчете диаметра подъемника принимают:

$$W_r' = 5\text{-}10 \text{ м/с}.$$

Расчет диаметра подъемника из условия минимальных (заданных) потерь давления в трубах.

Диаметр подъемника можно определить из условия минимальных (заданных) потерь давления в подъемнике. При глубине спуска подъемника до забоя внутренний диаметр равен:

$$d_{вн} = \sqrt[5]{\frac{1{,}325\cdot 10^{-12}\cdot \lambda \cdot Z_{ср}^2 \cdot V_г^2 \cdot \left(e^{2s}-1\right)\cdot T_{ср}^2}{\left(P_{заб}^2 - P_у^2\right)\cdot e^{2s}}}, \qquad (10.13)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений; $Z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа (при $P_{ср}$ и $T_{ср}$); $T_{ср}$ – средняя температура в скважине, К; $V_г$ – дебит газа, тыс. м^3/сут; $P_у$ – давление на устье скважины, Па; s – показатель степени:

$$s = \frac{0{,}03415\cdot L_с \cdot \overline{\rho}_г}{Z_{ср}\cdot T_{ср}}; \qquad (10.14)$$

$$P_{ср} = \frac{P_у + P_{заб}}{2}; \qquad (10.15)$$

$$T_{ср} = \frac{T_{заб} - T_у}{\ln \frac{T_{заб}}{T_у}}. \qquad (10.16)$$

Здесь $\overline{\rho}_г$ – относительная по воздуху плотность газа.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима движения газа по трубе и поверхности стенок труб.

Выражение для сопротивления в случае ламинарного течения. Если режим ламинарный (Re < 2300), то λ не зависит от шероховатости и его определяют по формуле $\lambda = 64/\text{Re}$.

При турбулентном режиме течения λ зависит от Re и δ и его определяют по формуле:

$$\lambda = \frac{0{,}25}{\left[\lg\left(\frac{5{,}62}{\text{Re}^{0{,}9}} + \frac{\delta}{7{,}41}\right)\right]^2}.$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

При больших скоростях (дебит больше значения минимального дебита Q_{min}) наступает турбулентная автомодельность и тогда λ не зависит Re.

$$\lambda = \left(\frac{1}{2 \cdot \frac{\lg 7,4}{\delta}} \right)^2 .$$

В целом коэффициент сопротивления фонтанных труб, кроме шероховатости, зависит от местных сопротивлений и неровностей в местах их соединения, от наличия в потоке твёрдых и жидких примесей и других факторов. Сопротивление труб меняется в процессе эксплуатации скважины по мере изменения шероховатости поверхности труб. В области автомодельности для труб диаметром 63 мм значения λ колеблется в пределах 0,01-0,02 и при расчётах принимают равным 0,014.

Можно воспользоваться гораздо более простой зависимостью для λ:

$$\lambda = 0,111 \cdot \sqrt[4]{\frac{l_к}{d_{вн}}}.$$

Здесь величину абсолютной шероховатости $l_к$ для новых стальных труб НКТ можно принять равной 0,00005 м.

Вычисление по формуле (10.13) проводят методом итераций, так как коэффициент гидравлических сопротивлений неизвестен.

10.2 Практическая часть

Пример расчета диаметра подъемных труб.

Исходные данные:

- глубина скважины $L_с$ = 2500 м;
- плотность газа $\rho_г$ = 1,06 кг/м^3;
- забойное давление $P_{заб}$ = 39,03 МПа;
- температура на забое $T_{заб}$ = 337 °К;
- температура на устье $T_у$ = 304,13°К;
- температура стандартная $T_{ст}$ = 293 °К;
- дебит газа $V_г = 1,15 \cdot 10^3$ тыс. м^3/сут;
- динамическая вязкость газа $\mu_г = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Па·с;

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

– коэффициент сжимаемости газа на забое $Z_{заб} = 0{,}811$;

– коэффициент сжимаемости газа средний $Z_{ср} = 0{,}811$,

– твердые частицы диаметром $d_т = 0{,}002$ м;

– давление на устье $P_у = 31{,}13$ МПа.

Решение:

1. Рассчитываем по формуле (10.3) параметр Архимеда, исходя из условий задачи:

$$\mathrm{Ar} = d_т^3 \cdot \rho_г \cdot g \cdot \frac{(\rho_т - \rho_г)}{\mu_г^2} = 0{,}002^2 \cdot 1{,}06 \cdot 9{,}81 \cdot \frac{2400 - 1{,}06}{\left(1{,}4 \cdot 10^{-5}\right)^2} = 1018183.$$

Так как Ar = 1018183 > 83000, то режим течения, в соответствии с (10.6), турбулентный, а критическую скорость рассчитываем по формуле (10.9):

$$W_{крт} = 5{,}46 \cdot \sqrt{\frac{d_т \cdot (\rho_т - \rho_г)}{\rho_г}} = 5{,}46 \cdot \sqrt{\frac{0{,}002 \cdot (2400 - 1{,}06)}{1{,}06}} = 11{,}62 \text{ м/с}.$$

По формуле (10.1) определяем $W_г' = 1{,}2 \cdot 11{,}62 = 14$ м/с.

Внутренний диаметр подъемника вычисляем по формуле (10.11).

$$d_{вн} = 0{,}1108 \cdot \sqrt{\frac{V_г \cdot P_0 \cdot T_{заб} \cdot Z_{заб}}{W_г' \cdot P_{заб} \cdot T_{ст}}} = 0{,}1108 \cdot \sqrt{\frac{1{,}15 \cdot 10^3 \cdot 0{,}1 \cdot 337 \cdot 0{,}811}{14 \cdot 39{,}03 \cdot 293}} = 0{,}05 \text{ м}.$$

Выбираем трубы с условным диаметром 60 мм; их внутренний диаметр $d_{вн} = 0{,}0503$ м.

2. Критическую скорость выноса жидких капель вычисляем по формуле (10.12).

$$W_{кржк} = 16{,}47 \cdot (45 - 0{,}455 \cdot P_{заб})^{0{,}25} \cdot \frac{1}{\sqrt{P_{заб}}} =$$

$$= 16{,}47 \cdot (45 - 0{,}455 \cdot 39{,}03)^{0{,}25} \cdot \frac{1}{\sqrt{39{,}03}} = 6{,}76 \cdot \text{м/с}.$$

По формуле (10.1) рассчитываем:

$$W_г' = 1{,}2 \cdot W_{кр} = 1{,}2 \cdot 6{,}76 = 8{,}11 \text{ м/с}.$$

По формуле (10.11) находим диаметр подъемника, обеспечивающий вынос жидкости из скважины.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

$$d_{\text{вн}} = 0{,}1108 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{г}} \cdot P_0 \cdot T_{\text{заб}} \cdot Z_{\text{заб}}}{W'_{\text{г}} \cdot P_{\text{заб}} \cdot T_{\text{ст}}}} =$$

$$= 0{,}1108 \cdot \sqrt{\frac{1{,}15 \cdot 10^3 \cdot 0{,}1 \cdot 337 \cdot 0{,}811}{8{,}11 \cdot 39{,}03 \cdot 293}} = 0{,}0645 \text{ м}.$$

Учитывая, что в соответствии с (10.11) внутренний диаметр подъемника 0,05 < 0,0645, оставляем выбранный ранее диаметр подъемника 60 мм, $d_{\text{вн}} = 0{,}0503$ м.

3. Рассчитываем внутренний диаметр подъемника газовой скважины, исходя из заданных потерь давления в подъемнике.

По формуле (10.16) вычисляем $T_{\text{ср}}$ – среднюю температуру в скважине, °К:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{заб}} - T_{\text{у}}}{\ln\left(\frac{T_{\text{заб}}}{T_{\text{у}}}\right)} = \frac{337 - 304{,}13}{\ln\left(\frac{337}{304{,}13}\right)} = 319{,}699 \ ^\circ\text{К}.$$

Находим s – показатель степени:

$$s = \frac{0{,}03415 \cdot L_{\text{с}} \cdot \overline{\rho}_{\text{г}}}{Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} = \frac{0{,}03415 \cdot 2500 \cdot 1{,}06}{0{,}811 \cdot 319{,}699} = 0{,}34904.$$

Рассчитываем λ – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0{,}111 \cdot \sqrt[4]{\frac{l_{\text{к}}}{d_{\text{вн}}}} = 0{,}0933.$$

Внутренний диаметр подъемника газовой скважины $d_{\text{вн}}$ – рассчитываем по формуле (10.13):

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{1{,}325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot Z_{\text{ср}}^2 \cdot V_{\text{г}}^2 \cdot \left(\text{e}^{2s} - 1\right) \cdot T_{\text{ср}}^2}{\left(P_{\text{заб}}^2 - P_{\text{у}}^2\right) \cdot \text{e}^{2s}}} =$$

$$= \sqrt[5]{\frac{1{,}325 \cdot 10^{-12} \cdot 0{,}0933 \cdot 0{,}811^2 \cdot 1150^2 \cdot \left(2{,}71^{(2 \cdot 0{,}34904)} - 1\right) \cdot 319{,}699^2}{\left(39{,}03^2 - 31{,}13^2\right) \cdot 2{,}71^{(2 \cdot 0{,}34904)}}} =$$

$$= 0{,}07189 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр подъемника газовой скважины, исходя из заданных потерь давления в подъемнике равен $d_{\text{вн}} = 0{,}07189$ м.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

Задача.

Рассчитать:

– диаметр подъемника, если в продукции скважины имеются твердые частицы;

– оптимальный диаметр подъемника, если в продукции скважины содержится также жидкая фаза;

– внутренний диаметр подъемника газовой скважины исходя из заданных потерь давления в подъемнике для следующих условий: L_c – глубина скважины, м $\rho_г$ – плотность газа, кг/м^3, $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $P_у$ – давление на устье, МПа; $T_{заб}$ – температура на забое, °К; $T_у$ - температура на устье, °К; $T_{ст}$ – температура стандартная, °К; $V_г$ – дебит газа, тыс. м^3/сут; $\mu_г$ – динамическая вязкость газа, Па·с; $Z_{заб}$ – коэффициент сжимаемости газа на забое; $Z_{ср}$ – коэффициент сжимаемости газа средний 0,811; $d_т$ – твердые частицы диаметром, м.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 10.1

Таблица 10.1

Исходные данные для расчета диаметра подъемника газовой скважины

Вар.	L_c	$\rho_г$	$P_{заб}$	$P_у$	$T_{заб}$	$T_у$	$V_г$	$\mu_г$	$Z_{заб}$	$d_т$
1	2500	1,06	39,03	31,13	337	304,13	$1{,}15\cdot10^3$	$1{,}4\cdot10^{-5}$	0,811	0,002
2	2100	1,2	40,0	31,74	330	306,2	$1{,}24\cdot10^3$	$1{,}0\cdot10^{-5}$	0,852	0,002
3	2300	1,5	35,5	28,20	320	302,15	$1{,}05\cdot10^3$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	0,824	0,002
4	2200	1,02	32,8	25,82	326	306,51	$1{,}36\cdot10^3$	$1{,}6\cdot10^{-5}$	0,808	0,002
5	2400	2,2	34,6	27,64	318	308,35	$1{,}46\cdot10^3$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	0,880	0,002
6	2500	2,04	38,8	30,82	306	298,42	$1{,}52\cdot10^3$	$2{,}0\cdot10^{-5}$	0,842	0,002
7	2300	1,8	36,6	27,64	332	302,15	$1{,}81\cdot10^3$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	0,864	0,002
8	2000	1,08	37,4	29,88	348	308,32	$1{,}93\cdot10^3$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	0,848	0,002
9	2200	2,08	35,08	28,84	336	302,24	$2{,}00\cdot10^3$	$1{,}4\cdot10^{-5}$	0,836	0,002
10	2400	2,4	33,06	24,45	352	312,84	$1{,}68\cdot10^3$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	0,828	0,002
11	2300	2,00	33,8	23,82	355	315,02	$1{,}45\cdot10^3$	$1{,}9\cdot10^{-5}$	0,856	0,002
12	2100	1,9	32,84	22,68	342	302,52	$1{,}54\cdot10^3$	$2{,}0\cdot10^{-5}$	0,826	0,002
13	2000	1,04	31,09	21,86	348	304,12	$1{,}34\cdot10^3$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	0,839	0,002
14	2500	1,6	34,08	26,54	336	304,28	$1{,}88\cdot10^3$	$1{,}4\cdot10^{-5}$	0,848	0,002
15	2400	1,04	35,8	27,46	323	302,15	$1{,}72\cdot10^3$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	0,858	0,002

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 11
Расчет режима работы газовой скважины

11.1 Теоретическая часть

Расчет минимального дебита обводненной газовой скважины.

Режим работы газовой скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока, а также имеющимся в наличие оборудованием.

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = a \cdot V_{\text{г}} + b \cdot V_{\text{г}}^2,$$

где a и b – числовые коэффициенты, соответственно, ((МПа)²·сут)/м^3 и ((МПа)^2·сут^2)/м^6, $V_{\text{г}}$ – дебит газа, приведенный к нормальным условиям, м^3/сут.

При этом учитывается большое количество факторов, ограничивающих дебит газовой скважины. К основным из этих факторов относятся: вынос частиц горной породы из пласта в скважину; образование водяного конуса; образование конденсата в пласте или скважине; чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т.д.

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение – поступление жидкой фазы (воды или конденсата).

В этом случае необходимо определение минимального дебита газовой скважины, при котором еще не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

Минимальный дебит газовой скважины (м^3/с), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле (при глубине спуска подъемника до забоя):

$$V_{\text{г min}} = \frac{W_{\text{гв min}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot P_{\text{заб}} \cdot \pi d_{\text{вн}}^2}{4 \cdot P_0 \cdot Z_{\text{заб}} \cdot T_{\text{заб}}}. \qquad (11.1)$$

Минимальная скорость газа (м/с), при которой не образуется пробка воды определяется из выражения:

$$W_{\text{гв min}} = \frac{1,23 \cdot \left(45 - 0,45 \cdot P_{\text{заб}}\right)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{\text{заб}}}}, \qquad (11.2)$$

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

а минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка конденсата определяется так:

$$W_{\text{гк min}} = \frac{1,71\cdot\left(67-0,45\cdot P_{\text{заб}}\right)^{0,25}}{\sqrt{0,45\cdot P_{\text{заб}}}}, \qquad (11.3)$$

где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа.

11.2 Практическая часть

Пример расчета минимальный дебит обводненной газовой скважины.

Исходные данные:

– внутренний диаметр скважины $d_{\text{вн}}$ = 0,062 м,

– забойное давление $P_{\text{заб}}$ = 16 МПа,

– температура на забое $T_{\text{заб}}$ = 330 °К,

– коэффициент сжимаемости на забое $Z_{\text{заб}}$ = 0,83.

Необходимо рассчитать:

– минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки;

– при каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждения конденсата на забое скважины?

Решение.

1. Вычисляем по формуле (11.2) минимальную скорость газа, при которой не происходит осаждения водяных капель:

$$W_{\text{гв min}} = \frac{1,23\cdot\left(45-0,45\cdot 16\right)^{0,25}}{\sqrt{0,45\cdot 16}} = 1,14 \text{ м/с}.$$

По формуле (11.1) рассчитываем минимальный дебит газа, при котором не образуется на забое жидкостная пробка:

$$V_{\text{г min}} = \frac{1,14\cdot 293\cdot 16\cdot 3,14\cdot 0,062^2}{4\cdot 0,1\cdot 0,83\cdot 330} = 0,5888 \text{ м}^3/\text{с}$$

или

$$V_{\text{г min}} = 0,5888\cdot 86400 = 5,087\cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таким образом, минимальный дебит данной газовой скважины, при котором не будет образования водяной пробки на забое, равен 50870 м^3/сут.

2. Минимальную скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность, вычисляем по формуле (11.3):

Библиотека ГГТУ им.П.О.Сухого

$$W_{\text{гк min}} = \frac{1,71\cdot\left(67-0,45\cdot 16\right)^{0,25}}{\sqrt{0,45\cdot 16}} = 1,77 \text{ м/с}.$$

Определяем по (11.1) минимальный дебит газа:

$$V_{\text{г min}} = \frac{1,77\cdot 293\cdot 16\cdot 3,14\cdot 0,062^2}{4\cdot 0,1\cdot 0,83\cdot 330} = 0,9142 \text{ м}^3/\text{с}$$

или

$$V_{\text{г min}} = 0,9142\cdot 86400 = 78987 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Задача.

Рассчитать:

– минимальный дебит обводненной газовой скважины без образования на забое водяной пробки;

– при каком минимальном дебите газовой скважины не будет происходить осаждения конденсата на забое скважины?

Для следующих исходных данных:

– $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр скважины, м;

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

– $T_{\text{заб}}$ – температура на забое, °К;

– $Z_{\text{заб}}$ – коэффициент сжимаемости газа на забое.

Исходные данные представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Исходные данные для расчета режима работы газовой скважины

Вариантз	$d_{\text{вн}}$	$P_{\text{заб}}$	$T_{\text{заб}}$	$Z_{\text{заб}}$
1	0,0620	16,0	330	0,83
2	0,0503	15,4	293	0,81
3	0,0300	14,5	306	0,88
4	0,0620	15,2	315	0,80
5	0,0503	13,4	323	0,84
6	0,0300	14,3	288	0,83
7	0,0503	12,5	312	0,85
8	0,0620	13,8	326	0,82
9	0,0300	14,5	302	0,84
10	0,0503	15,4	320	0,81
11	0,0620	12,8	280	0,88
12	0,0300	15,8	302	0,80
13	0,0620	14,6	295	0,84
14	0,0503	14,3	335	0,85
15	0,0300	16,0	282	0,81

Библиотека ТГТУ www.lib.tstu.ru

Литература

1. Скважинная добыча нефти. Методические указания по подготовке к практическим занятиям, контрольной работе и организации самостоятельной работы для студентов направления 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» всех форм обучения. Составитель С.Н. Нагаева. Сургут: ТИУ. – 2022. – 40 с.
2. Техника и технология добычи нефти и газа. Учебно-методическое пособие к практическим занятиям. Составитель: Сидоркин Д. И. Уфа: ССП УГНТУ «ИДПО», 2014. – 34 с.
3. Дубинский Г. С., Хузин Р. Р. Технология и техника добычи нефти и газа: учеб.-метод. пособие. [Электрон. ресурс]. – Электрон. (символьное) изд. (2,45 Мб.). – Ижевск: Удмуртский университет, 2024. – 97 с.
4. Скважинная добыча нефти. Методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Скважинная добыча нефти». Составитель А.П. Янукян. Нефтеюганск: «Югорский Государственный университет». 2024. – 34 с.
5. Захаров, А. В. Скважинная добыча нефти и газа: практикум / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 69 с.
6. Атвиновская Т. В. Скважинная добыча нефти и газа: практикум / Т. В. Атвиновская // М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 39 с.
7. Основы нефтегазового дела: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост. В.А. Моренов, Е.Л. Леушева, И.Р. Раупов. СПб, 2020. – 52 с.
8. Арбузов, В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях: практикум для студентов направления «Нефтегазовое дело» / В.Н. Арбузов, Е.В. Курганова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 83 с.

Библиотека ГГТУ им. П.О. Сухого

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Практикум
для слушателей специальности переподготовки
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения

Составители: Демяненко Николай Александрович
Ткачев Виктор Михайлович

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 05.11.26.
Рег. № 39Е.
http://www.gstu.by

Библиотека ГГТУ им. П.О.Сухого