

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Г.С. Дубинский, Р.Р. Хузин

Технология и техника добычи нефти и газа

Учебно-методическое пособие



Ижевск
2024

ISBN 978-5-4312-1172-0

© Дубинский Г.С., Хузин Р.Р., 2024
© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2024

УДК 622.77(075.8)
ББК 33.36я73
Д793

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензенты: д-р техн. наук, доцент, профессор каф. разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ин-та нефти и газа им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «УдГУ» **О.М. Мирсаетов**,
д-р. техн. наук, профессор, зав. каф. разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ГБОУ ВО «АГНИ» **А.В. Насыбуллин**.

Дубинский Г.С., Хузин Р.Р.

Д793 Технология и техника добычи нефти и газа : учеб.-метод. пособие. [Электрон. ресурс]. – Электрон. (символьное) изд. (2,45 Мб.). – Ижевск : Удмуртский университет, 2024. – 97 с.

Учебно-методическое пособие составлено в соответствии с учебными программами направлений подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии». В пособии представлены практические работы по технологии и технике добычи нефти и газа и приведены краткая теоретическая информация по направлению работ, примеры, методика решения задач и варианты для выполнения работ по темам: пластовые давления и температура, расчет дебита и приемистости скважин, оценка коэффициентов продуктивности и совершенства скважин, расчет закачки воды для ППД, расчет глушения скважин, расчет кислотных обработок призабойной зоны пласта.

Учебно-методическое пособие предназначено студентам бакалавриата и магистратуры, обучающимся по специальностям «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (21.05.06.01), «Бурение нефтяных и газовых скважин» (21.05.06.02), «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Разработка нефтяных месторождений с нефтями повышенной и высокой вязкости в сложных горно-геологических условиях» (21.04.01.01), «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» (21.04.01.02) и других профилей подготовки «Нефтегазовое дело».

Минимальные системные требования:

Celeron 1600 Mhz; 128 Мб RAM; WindowsXP/7/8 и выше;
разрешение экрана 1024×768 или выше; программа для просмотра pdf.

ISBN 978-5-4312-1172-0

© Г.С. Дубинский, Р.Р. Хузин, 2024
© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2024

Дубинский Геннадий Семенович, Хузин Ринат Раисович
Технология и техника добычи нефти и газа
Учебно-методическое пособие

Подписано к использованию 06.05.2024
Объем электронного издания 2,45 Мб
Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, д. 4Б, каб. 021
Тел. : +7(3412)916-364 Email:editorial@udsu.ru

Введение

Настоящее учебно-методическое пособие имеет цель закрепления теоретических знаний по дисциплинам «Технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях», «Скважинная добыча нефти», «Технология и техника повышения нефтеотдачи пласта», «Технологические основы освоения и глушения скважин», а также смежным предметам, обучения навыкам обработки геолого-промысловой информации и использования ее в практических расчетах. К практическим занятиям обучающийся должен быть теоретически подготовлен, прочитав рекомендованную литературу и лекции по соответствующей теме.

В приложениях 1-10 даны варианты для выполнения работ и краткая справочная информация. УМП помогает формированию практических компетенций специалиста и успешному переходу к изучению дисциплины «Разработка месторождений нефти и газа».

Оформление отчетов по практическим занятиям выполняется на листах А4 в соответствии с требованиями нормативных документов. В отчете должно быть представлено теоретическое сопровождение, необходимое для пояснения выполненной работы. Отчет должен содержать расчеты, результаты расчетов и аналитических изысканий. Однозначно должен быть представлен результат, требуемый в задании к работе.

Студенту для сдачи отчета по практической работе необходимо предоставить правильно оформленный отчет и ответить на 2–3 вопроса по теме работы (*образец оформления титульного листа прил. 11*).

Практическая работа № 1. Давление на забое скважины

Забойное давление в нефтяной скважине с артезианским типом фонтанирования равно

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

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 фонтанной скважине равно

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

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 равно

$$P_{\text{заб}} = \overline{\rho}_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_{\text{кп}} - h_{\text{дин}}), \text{ Па} \quad (1.3)$$

$h_{\text{дин}}$ можно определить эхолотом.

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

$$P_{\text{заб}} = \overline{\rho}_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_{\text{кп}} - h_{\text{ст}}), \text{ Па} \quad (1.4)$$

$h_{\text{ст}}$ можно определить эхолотом.

Это давление обычно принимают в качестве пластового при длительном простое скважины.

Забойное давление в стоящей газовой фонтанной скважине (условно пластовое давление) равно

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

где $\rho_{\text{сг}}$ – средневзвешенная плотность газа, кг/м³;

z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

T – средняя температура в стволе скважины, °К;

При фонтанировании газовой скважины забойное давление равно:

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

где $S = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot H_{\text{кп}}}{zRT}$, R – газовая постоянная;

$\theta = \frac{\lambda z^2 T^2 (e^{2S} - 1)}{d^5}$, 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 (рис. 1.1).

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

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

где $P_{\text{затр}}$ – давление газа на устье в затрубном пространстве;

S – коэффициент, определяемый по формуле

$$S = \frac{3,41 \cdot 10^{-2} \cdot \bar{\rho}_g \cdot H_{\text{дин}}}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} \quad (1.8)$$

где $\bar{\rho}_g$ – относительная (по воздуху) плотность попутного газа;

$H_{\text{дин}}$ – динамический (статический) уровень жидкости, м;

$z_{\text{ср}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при среднем давлении;

$T_{\text{ср}}$ – 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:

$$P_2 = (H_{\text{подв}} - h_{\text{дин}}) \cdot g \cdot \bar{\rho}_n, \text{ Па} \quad (1.9)$$

где $\bar{\rho}_n$ – средняя плотность нефти в интервале 2, определяемая как среднее

$$\bar{\rho}_n = \frac{\rho_{\text{н.пл}} + \rho_{\text{н.дег}}}{2}, \text{ кг/м}^3 \quad (1.10)$$

где $\rho_{\text{н.пл}}$ и $\rho_{\text{н.дег}}$ – плотность нефти пластовой и дегазированной, кг/м³.

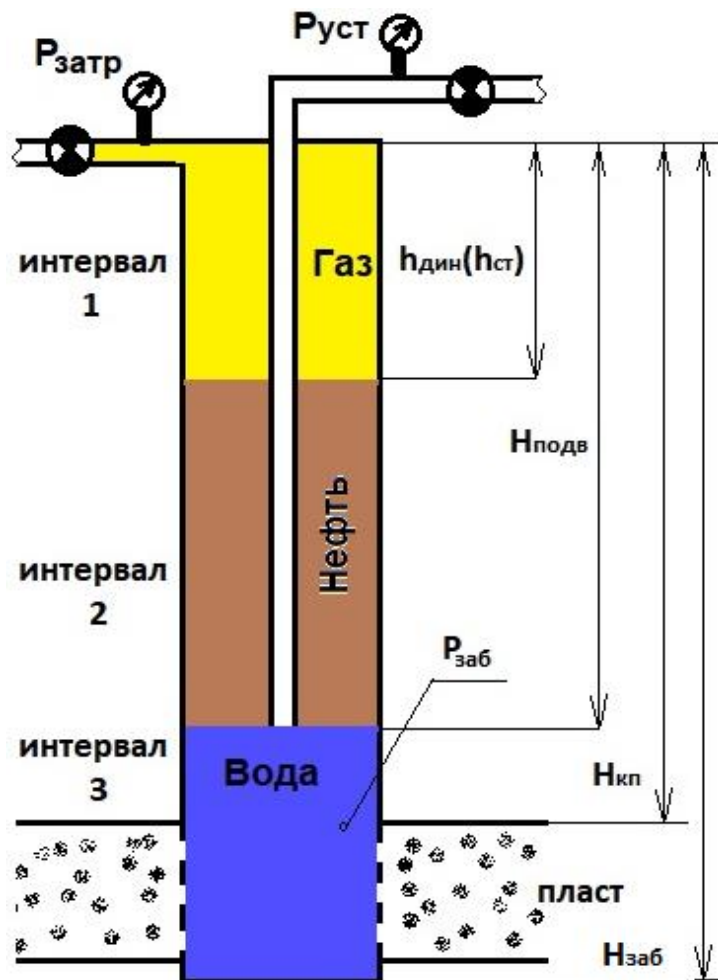


Рисунок 1.1. Схема скважины для расчета давления на забое

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

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_{\text{кп}} - H_{\text{подв}}), \text{ Па} \quad (1.11)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в интервале 3, которую определяют по закону адитивности:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + \rho_{\text{н.пл}} \cdot (1 - n_{\text{в}}), \text{ кг/м}^3 \quad (1.12)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность пластовой воды, кг/м³;

$n_{\text{в}}$ — обводненность продукции скважины, д. ед.

При высоком обводнении скважинной продукции плотность жидкости допустимо принять равной плотности попутной (пластовой) воды.

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

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

Задание к практической работе 1

Рассчитать забойное давление в работающей и остановленной скважине по определенному варианту.

Исходные данные по вариантам представлены в приложении 1.

Общие исходные данные: $P_{\text{атм}} = 101325$ Па. Плотность пластовой воды $\rho_{\text{пв}} = 1040$ кг/м³; плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 850$ кг/м³; ускорение свободного падения $g = 9,8$ м/с²; средняя плотность нефти в затрубном пространстве $\bar{\rho}_{\text{н}} = 825$ кг/м³; коэффициент сверхсжимаемости газа при среднем давлении $z_{\text{ср}} = 0,760$; средняя температура газа в затрубном пространстве, $T_{\text{ср}} = 305$ °К; относительная плотность попутного газа по воздуху, $\bar{\rho}_{\text{г}} = 1,2$;

Вопросы к защите практической работы № 1:

1. Что такое горное давление?
2. Что такое приведенное пластовое давление?
3. От чего зависит пластовое давление?
4. Как влияют свойства пластовых флюидов на пластовое давление?
5. Какое влияние оказывает глубина залегания пласта на пластовое давление?
6. Что такое забойное давление?
7. Что такое пластовое давление?
8. Как определяют пластовое давление?
9. Как определяют забойное давление?
10. Какое отличие плотности у флюидов по стволу скважины и чем обусловлено?
11. Для чего необходимо знание пластового и забойного давлений в скважине?

Практическая работа № 2. Распределение давления по площади залежи

В пластах-коллекторах существует несколько видов давлений – это горное давление (литостатическое или геостатическое), поровое давление (пластовое давление или давление флюидов) и давление, обусловленное эффективными напряжениями скелета пласта (давление между зернами породы или вертикальное напряжение скелета породы). Эти три вида давлений связаны между собой следующей зависимостью:

$$P_r = P_{пл} + P_э,$$

где P_r – полное горное давление;

$P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_э$ – давление, обусловленное эффективным напряжением скелета пласта.

Наиболее важным для разработки является пластовое давление, действующее на флюиды (пластовые вода, нефть, газ) в поровом пространстве пласта. Величина пластового давления зависит от глубины залегания продуктивного пласта, вышележащих горных пород, тектонических сил, температуры, химических процессов происходящих в данной конкретной залежи. Если залежь отличается значительными углами падения, то пластовое давление в верхних и нижних его частях будет различным. Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях будет равно гидростатическому напору столба воды от поверхности до данного подземного пласта.

Пример 1. В антиклинальной ловушке образовалась залежь углеводородов, их снизу подпирает законтурная вода, с контуром питания на поверхности Земли (рис. 2.2). Исследованиями в скважине № 1 была определена глубина уровня ГНК, в скважине № 2 – глубина уровня ВНК. ВНК находится на глубине $H_{ВНК}$, ниже уровня моря, ГНК находится на глубине $H_{ГНК}$. Глубина уровня ГНК четко определяются на каротажных диаграммах (ГИС), в скважинах.

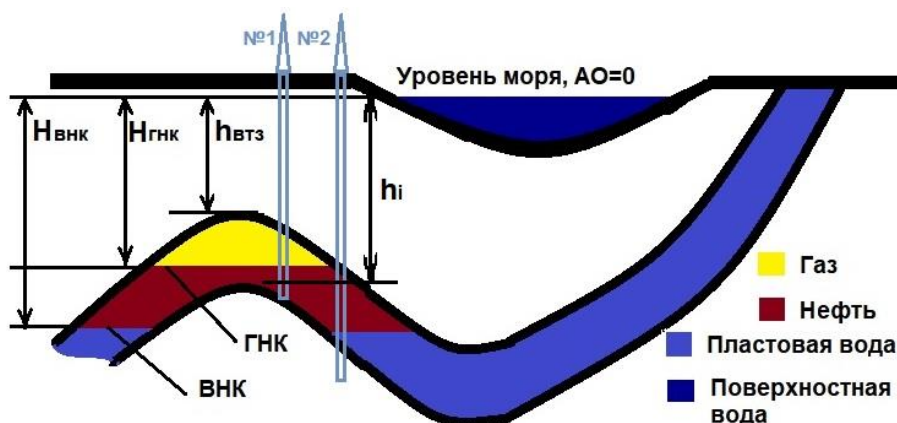


Рисунок 2.2. Профиль 1 сводовой залежи нефти

Давление на глубине ВНК будет равно нормальному гидростатическому:

$$P_{ВНК} = \rho_{пв} \cdot g \cdot H_{ВНК} + P_{атм} \text{ [Па]}, \quad (2.14)$$

где $P_{внк}$ – давление на уровне ВНК, Па;

$\rho_{пв}$ – плотность пластовой воды, приблизительно равна 1000 кг/м^3 ;

$H_{внк}$ – глубина уровня ВНК относительно уровня моря, м;

g – ускорение свободного падения, равное $9,8 \text{ м/с}^2$;

$P_{атм}$ – атмосферное давление, равное 101325 Па ($0,1 \text{ МПа} = 1 \text{ атм}$).

Таким образом, давление на глубине ВНК, определяется из (2.14). Давление на уровне ГНК ($H_{ГНК}$), можно найти из следующего уравнения:

$$P_{ГНК} = P_{ВНК} - \rho_n \cdot g \cdot (H_{ВНК} - H_{ГНК}) \quad (2.15)$$

Аналогично можно найти давление на забое любой скважины в нефтяной части залежи P_i на любой глубине h_i , в диапазоне глубин от $H_{ГНК}$ до $H_{ВНК}$ с применением уравнения:

$$P_i = P_{ВНК} - \rho_n \cdot g \cdot (H_{ВНК} - h_i), \quad (2.16)$$

Пример 2. Залежь в антиклинальной структуре вскрыта единственной скважиной №1 (рис. 2.3). Забой находится в нефтеносной толщине пласта, на глубине h_i (или h_{zi}), это интервал глубин от $H_{ГНК}$ до $H_{ВНК}$. Пластовое давление можно замерить на забое этой скважины P_i (или P_{zi}), например, при испытании скважины. Уровень ГНК хорошо определяется на каротажной диаграмме (ГИС), но уровень ВНК, не будет виден, т. к. он находится глубже, т. е. неизвестна глубина его нахождения.

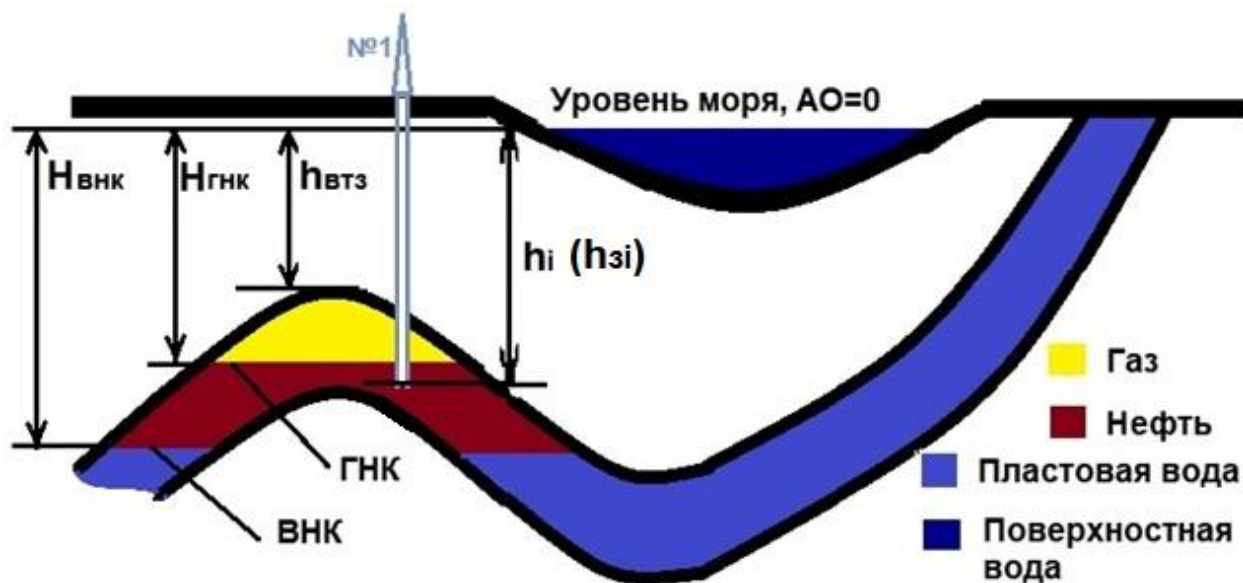


Рисунок 2.3. Профиль 2 сводовой залежи нефти

Определить этот уровень можно по формуле, полученной на основании (2.14) и (2.16):

$$H_{ВНК} = \frac{P_i - P_{атм} - \rho_H \cdot g \cdot h_i}{\rho_{нв} \cdot g - \rho_H \cdot g}, [\text{Па}] \quad (2.17)$$

Залежи с величиной начального пластового давления существенно отличающейся от расчетной, соответствующей нормальному гидростатическому давлению, считаются **залежами с аномальным пластовым давлением**.

В залежах пластовое давление на различных глубинах будет отличаться на постоянное значение C , которое имеет положительное значение при аномально высоком гидростатическом давлении и отрицательное значение при аномально низком.

$$P_{ВНК} = \rho_{нв} \cdot g \cdot H_{ВНК} + P_{атм} + C, [\text{Па}] \quad (2.18)$$

Залежи с **аномально высоким пластовым давлением (АВПД)** могут возникнуть в водоносном пласте, если он эффективно изолирован от окружающих пластов, так что была нарушена непрерывность передачи гидростатического давления до поверхности. Наряду с этим в залежи могли произойти, как одновременно, так и по отдельности следующие процессы, способствующие развитию аномального пластового давления:

- изменение температуры. Возрастание температуры приводит к увеличению давления в изолированной водоносной системе;
- тектоническое поднятие залежи, в результате которого пласт, содержащий углеводороды оказывается на меньшей глубине быстрее, чем происходит отток жидкости из него, или действие такого геологического процесса, как эрозия поверхности, в результате которой срезаются верхние перекрывающие отложения в области питания и тем самым снижающие нагрузку на пласт. И то и другое приводит к тому, что гидростатическое давление в залежи становится слишком большим для глубины залегания.

Аномально низкое пластовое давление (АНПД) может образоваться в результате противоположного явления – опускания залежи.

Значительное различие в солености воды в зависимости от глубины, приводит к тому, что плотность пластовой воды различна от поверхности до глубины, на которой рассчитывается гидростатическое давление, что приводит к неточностям в расчетах, при использовании (2.14).

Нефть, газ и вода находятся в пластах под давлением, которое называется пластовым (или поровым). Величина пластового давления зависит от глубины залегания продуктивного пласта, вышележащих горных пород, тектонических сил, температуры, химических процессов происходящих в данной конкретной

залежи. Если залежь отличается значительными углами падения, то пластовое давление в верхних и нижних его частях будет различным.

Пример 3. Известен уровень глубины ВНК, однако не известно давление на этом уровне и является ли оно гидростатическим или аномальным. Забой скважины номер 1, находится на глубине h_3 в диапазоне глубин от $H_{ГНК}$ до $H_{ВНК}$, т. е. в нефтенасыщенной части пласта (рис. 2.4).

Если полученное в ходе испытаний давление P_3 на забое скважины № 2 отличается от расчетного, можно говорить о возможном наличии аномального пластового давления. В этом случае постоянное значение C , показывающее отклонение от нормального гидростатического, можно определить с помощью следующего уравнения:

$$C = P_3 - \rho_{пв} \cdot g \cdot H_{ВНК} - P_{атм} + \rho_n \cdot g \cdot (H_{ВНК} - h_3), \quad (2.18)$$

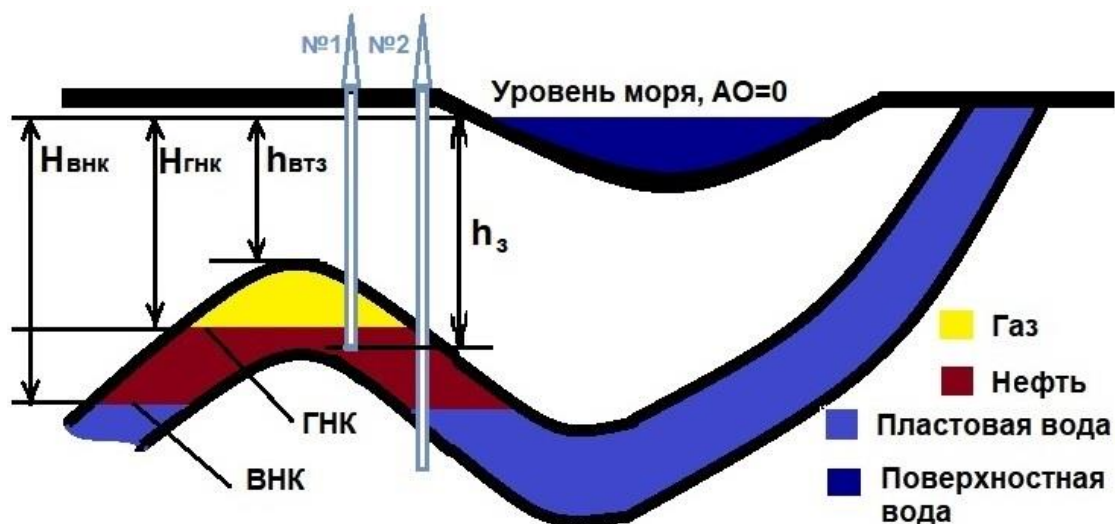


Рисунок 2.3. Профиль 3 сводовой залежи нефти

Задание к практической работе 2

Часть 1. Определить на какой глубине находится уровень ВНК (пример 2) по определенному варианту.

Часть 2. Рассчитать по определенному варианту отклонение гидростатического давления C и определить является ли давление в залежи аномально высоким, аномально низким или соответствует нормальному гидростатическому (пример 3).

Исходные данные по вариантам для частей 1 и 2 представлены в приложении 2, таблица 2.1.

Общие исходные данные для частей 1–2: $P_{\text{атм}} = 101325$ Па. Плотность пластовой воды $\rho_{\text{пв}} = 1040$ кг/м³; плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 850$ кг/м³; ускорение свободного падения $g = 9,8$ м/с².

Вопросы к защите практической работы № 2:

1. Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах.
2. Физические свойства пластовых флюидов.
3. Что такое горное давление?
4. Приведенное пластовое давление – это ...?
5. Аномально высоким пластовым давлением называется ...?
6. Аномально низким пластовым давлением называется ...?
7. От чего зависит пластовое давление?
8. Как влияют пластовые флюиды (свойства) на пластовое давление?
9. Какое влияние оказывает глубина залегания пласта на пластовое давление?
10. Что такое забойное давление?
11. Что такое пластовое давление?
12. Как определяют пластовое давление?
13. Как определяют забойное давление?
14. Что такое коэффициент аномальности?
15. Какое отличие плотности у флюидов по стволу скважины и чем обусловлено?
16. Для чего необходимо знание пластового и забойного давлений в скважине?
17. Принцип расчета давления на поверхности ВНК.
18. Принцип расчета давления на поверхности ГНК.

Практическая работа № 3. Пластовая температура

Температура на поверхности планеты Земля от высоты участка поверхности над уровнем моря (или нахождение ниже уровня моря), зависит от освещенности участка Солнцем и может меняться в широких пределах. Суточные колебания температуры значительно сокращаются на глубине менее одного метра, а годовые - примерно на глубине 15 метров. Слой (глубина) литосферы, где колебания затухают называют нейтральным слоем, ниже которого температура монотонно и равномерно растет под действием теплового потока, идущего из недр Земли. Температура по мере погружения возрастает, что подтвердили многочисленные исследования и замеры температуры, проводившиеся в скважинах.

На севере Западной Сибири, очень низкие температуры в зимнее время года (до минус 60 °С и ниже), а среднегодовое ее значение может быть ниже минус 10 °С. В этой зоне земных недр встречаются многолетние мерзлые породы (ММП). Эти породы имеют отрицательную или нулевую температуру. ММП могут начинаться с глубины 1–2 м, а толщина таких пород колеблется и на некоторых участках достигает 500÷700 м и более.

Величина изменения температуры с ростом глубины регулируется **геотермической ступенью** и **геотермическим градиентом**:

$$G = \frac{h}{T_h - t_{\text{ср.п}}}, \quad (3.1)$$

где h – глубина замера, м;

T_h – температура на глубине h , °С;

$t_{\text{ср.п}}$ – среднегодовая температура на поверхности Земли, °С.

Геотермическая ступень – это интервал глубины, на котором пластовая температура возрастает на 1 °С. Величина **геотермической ступени** для разных верхних слоев Земли (до глубины 15÷20 км) в среднем составляет 33 м. Различная теплопроводность пород, гидрохимические реакции, циркуляция подземных вод, радиоактивные процессы и другие причины могут обусловить резко различие геотермической ступени в разных частях земного шара.

Геотермический градиент – это прирост температуры горных пород, проходящий на каждые 100 м погружения от зоны постоянной положительной температуры, чаще всего равен 1,8 ÷ 3,7 °С. Типичное значение геотермического градиента, при отсутствии аномалий, составляет 3 °С на 100 метров глубины.

Знание температуры по разрезу залежи необходимо при бурении скважин, составлении технологических схем разработки месторождений, а также

в процессе эксплуатации залежи при проведении различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Задание к практической работе 3

Рассчитать в соответствии с определенным вариантом (приложение 3), используя формулу 3.1, величину геотермической ступени и температуру на глубине 1000, 1250, 1500 м.

Вопросы к защите практической работы № 3:

1. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
2. Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах.
3. Физические свойства пластовых флюидов.
4. Состав и классификация нефтей.
5. Свойства пород-коллекторов.
6. Поддержание пластовой температуры в залежи.
7. Геотермическая ступень – это ...?
8. Геотермический градиент – это ...?
9. Нейтральный слой – это ...?
10. ММП – что это?
11. От чего зависит пластовая температура?
12. Для каких целей используется величина пластовой температуры при дизайне воздействия на пласт?

Практическая работа № 4.

Входной дебит скважин при однорядном размещении

Рассмотрим пример однорядной системы размещения скважин (рис. 4.1).

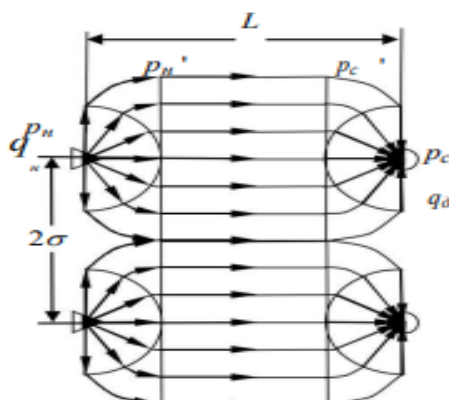


Рисунок 4.1. Схематизация фильтрационных потоков при однорядной системе размещения скважин

Допустим, что фазовые проницаемости флюидов, динамические вязкости для нефти и воды равны. Приведенные в дальнейшем соотношения и уравнения справедливы при соблюдении тождества:

$$q = q^n = q^d.$$

Внутренние сопротивления при течении жидкости вблизи нагнетательной скважины рассчитываются при условии, что плоскорадиальный поток сменяется плоскопараллельным на удалении от скважины $r_{к1} = 2\sigma/\pi$. Это получается из предположения, что полупериметр окружности, обращенной вовнутрь элемента равен расстоянию между скважинами в ряду, то есть формирующемуся прямолинейно параллельному фронту вытеснения $\pi r_{к1} = 2\sigma$.

Таким образом, внутренние фильтрационные сопротивления вблизи нагнетательной скважины при условии плоскорадиального течения будут равны:

$$p_n - p'_n = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} \quad (4.1)$$

Внешние фильтрационные сопротивления между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин будут равны:

$$p'_n - p'_c = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{\mu q L_1}{2\sigma kh} \quad (4.2)$$

где $L_1 = L - 4\sigma/\pi$.

Внутренние сопротивления вблизи добывающих скважин первого ряда при изменении типа течения жидкости

$$p'_c - p_c = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} \quad (4.3)$$

Перепишем выражения для потерь давления ($p_n - p_c$):

$$p_n - p_c = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} + \frac{\mu q L_1}{kh 2\sigma} + \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c}$$

$$p_n - p_c = \mu q \left(\frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} + \frac{L_1}{kh 2\sigma} + \frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} \right) \quad (4.4)$$

$$q = \frac{p_n - p_c}{\mu \left(\frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} + \frac{L_1}{kh 2\sigma} + \frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} \right)}$$

При условии движения реальных жидкостей в выражении изменятся фильтрационные сопротивления, учитывающие динамические и фильтрационные свойства фаз, а также положение фронта вытеснения нефти водой.

Пример 1.

Определение параметров скважин и сетки их размещения

Необходимо выполнить:

- 1) определение входного дебита скважин по жидкости;
- 2) оценить объем геологических и подвижных запасов;
- 3) оценить влияние расстояния между рядами скважин и скважинами в ряду на входной дебит и объем подвижных запасов.

Итоговые показатели представляются в поверхностных условиях в тоннах.

Исходные данные:

- фронт нагнетаемой воды находится в зоне радиального потока нагнетательной скважины;
- учесть фазовые и динамические характеристики для нефти и воды;
- в добывающей и нагнетательной скважине проведен большеобъемный ГРП;
- при расчетах использовать приведенный радиус скважины, учитывающий скин-фактор: $r_{np} = r_c \exp(-S)$.
- данные о пласте и системе размещения скважин представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные о пласте и системе размещения скважин

Параметр	Ед.изм.	величина
Абсолютная проницаемость пласта, k	мД	1
Относительная проницаемость по нефти, k'_n	-	0,6
Относительная проницаемость по воде, $k'_в$	-	0,3
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, h	-	10
Расстояние между рядами скважин, L	м	400
Между скважинами в ряду, 2σ	м	500

Параметр	Ед.изм.	величина
Скин-фактор, S	-	- 6
Радиус скважины по долоту, r_c	м	0,1
Динамическая вязкость нефти, μ_n	сПз	0,8
Динамическая вязкость воды, μ_v	сПз	0,4
Начальная нефтенасыщенность, $S_{нн}$	д.ед.	0,46
Остаточная нефтенасыщенность, $S_{ост.н}$	д.ед.	0,3
Пористость, m	д.ед.	0,145
Забойное давление в нагнетательной скважине, p_n	атм	420
Забойное давление в добывающей скважине, p_c	атм	80
Плотность нефти в поверхностных условиях, ρ	т/м ³	0,85
Объемный коэффициент нефти, b	д.ед.	1,2
Коэффициент охвата пласта воздействием $k_{охв}$	д.ед.	0,6

Примечание: Все величины перевести в единицы системы СИ.

$k_n = k'_n \cdot k$ – фазовая проницаемость коллектора по нефти, м²;

$V_{геол} = L \cdot 2\sigma \cdot h \cdot m \cdot S_{н.н} \cdot \rho / b$ – объем геологических запасов нефти в поверхностных условиях, т;

$$k_{выт} = \frac{S_{н.н} - S_{ост}}{S_{н.н}} \quad (4.5)$$

$Qp = V_{геол} \cdot k_{выт}$ – объем подвижных запасов нефти, т;

Рекомендация: При расчете формулу определения дебита разделить на три слагаемых члена:

- 1) учитывающее внутреннее сопротивление при радиальном течении воды в зоне нагнетания:

$$\frac{\mu_n}{2\pi k_n h} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_{пр}} \quad (4.6)$$

- 2) внешнее сопротивление при прямолинейном течении нефти:

$$\frac{\mu_n L_1}{k_n h 2\sigma} \quad (4.7)$$

- 3) внутреннее сопротивление в зоне радиального потока добывающей скважины

$$\frac{\mu_n}{2\pi k_n h} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_{пр}} \quad (4.8)$$

При анализе влияния расстояния между рядами следует учитывать изменение радиуса зоны с радиальным течением (r_k), принимая во внимание, что возможны варианты, в которых отсутствует участок плоско-параллельного течения L_1 . В таких вариантах следует устанавливать $r_k = L/2$ и $L_1 = 0$.

Решение

Рассчитаем ряд показателей:

1. Приведенный радиус скважины – это модельный радиус совершенной (идеальной) скважины, при котором её расчётная продуктивность совпадает с продуктивностью реальной скважины при прочих равных условиях. После подстановки приведённого радиуса вместо реального радиуса в гидродинамические формулы, описывающие фильтрацию к совершенной скважине, эти формулы становятся пригодными для анализа реальной несовершенной скважины.

$$r_{np} = r_c \exp(-S) = 40,3 \text{ м.}$$

2. Радиус контура питания: $R_k = 2\sigma / \pi = 159,3 \text{ м.}$

3. Длина участка прямолинейного параллельного течения:

$$L_1 = L - 4\sigma / \pi = 81,5 \text{ м.}$$

4. Коэффициент вытеснения нефти:

$$k_{выт} = \frac{S_{н.н} - S_{ост.н}}{S_{н.н}} = 0,3 \text{ д.ед.}$$

5. Коэффициент извлечения нефти:

$$\text{КИН} = k_{выт} \times k_{охв} = 0,2 \text{ д.ед.}$$

6. Объем геологических запасов нефти

$$V_{геол} = L \cdot 2 \cdot \sigma \cdot h \cdot m \cdot s_{н.н.} = 133,4 \text{ тыс м}^3$$

$$Q_{геол} = L \cdot 2 \cdot \sigma \cdot h \cdot m \cdot s_n \cdot \rho / b = 94,5 \text{ тыс.т.}$$

7. Объем извлекаемых запасов нефти

$$Q_{изв} = V_{геол} \cdot \text{КИН} = 27,84 \text{ тыс. м}^3 = 19,7 \text{ тыс. т.}$$

8. Начальный (входной) дебит скважины

$$q_n = \frac{\Delta P}{\frac{\mu_B \left(\ln \frac{R_k}{r_{np}} \right)}{2\pi kh} + \frac{\mu_n L_1}{kh 2\sigma} + \frac{\mu_n \left(\ln \frac{R_k}{r_{np}} \right)}{2\pi kh}} \quad (4.9)$$

9. Рассчитаем знаменатель по частям:

$$\frac{\mu_B \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right)}{2\pi kh} = 29150114469,1$$

$$\frac{\mu_n L_1}{kh 2\sigma} = 21740976645,4$$

$$\frac{\mu_n \left(\ln \frac{R_K}{r_c} \right)}{2\pi kh} = 29150114469,1$$

10. Подставим значения в итоговую формулу п.8 и получим:

$$q_n = 36,7 \text{ м}^3/\text{сут} = 25,997 \text{ т/сут.}$$

Величины в пластовых условиях получим путем умножения результата на плотность нефти и деления на объемный коэффициент.

Для оценки влияния расстояния между рядами скважин на входной (начальный) дебит, при постоянном значении $2\sigma=500$ м, необходимо в последнюю формулу п.п.6,8,9 последовательно вносить изменения в величину L , что повлечет изменение конечного значения. Необходимо учитывать, что расстояние между рядами не должно (и не может) быть меньше контура питания скважин. Результаты расчетов представляются в виде таблицы 4.2.

Таблица 4.2

Оценка влияния расстояния между рядами скважин на входной дебит при постоянном расстоянии между скважинами в ряду

L , м при $2\sigma = 500$	q_n , т/сут	$V_{\text{извл}}$, тонн
100	228,34	4930
150	79,03	7395
200	53,98	9860
250	43,33	12325
300	37,32	14790
350	31,19	17255
400	25,99	19720
450	22,29	22185
500	19,49	24650
550	17,33	27115
600	15,60	29580

Соответствующим образом проводится оценка влияния расстояния между скважинами в ряду на входной (начальный) дебит при постоянной величине L . Результаты расчетов представляются в виде таблицы 4.3.

Таким образом, оптимальным расстоянием между скважинами в ряду принимаем 500 м, при расстоянии между рядами 400 м.

Таблица 4.3

Оценка влияния расстояния между скважинами в ряду на входной дебит, при постоянном расстоянии между рядами

2σ , м при $L = 400$	q_n , т/сут	$V_{\text{извл}}$, тонн
100	4,75	3944
150	7,50	5916
200	10,35	7888

2σ, м при L =400	q_н, т/сут	V_{извл}, ТОНН
250	13,23	9860
300	16,08	11832
350	18,81	13804
400	21,40	15776
450	23,80	17748
500	25,99	19720
550	27,97	21692
600	29,72	23664

Задание к практической работе 4

1. Определить входной дебит скважин по жидкости.
2. Оценить объем геологических и подвижных запасов.
3. Оценить влияние расстояния между рядами скважин и скважинами в ряду на входной дебит и объем подвижных запасов.

Итоговые показатели должны быть представлены в поверхностных условиях, в тоннах.

Общие исходные данные:

Таблица 4.4

Общие исходные данные для расчетов

Параметр	Ед.изм.	величина
Абсолютная проницаемость пласта, k	мД	1
Относительная проницаемость по нефти, $k'_н$	-	0,6
Относительная проницаемость по воде, $k'_в$	-	0,3
Радиус скважины по долоту, r_c	м	0,1
Динамическая вязкость нефти, μ_n	сПз	0,8
Динамическая вязкость воды, μ_v	сПз	0,4
Начальная нефтенасыщенность, S_{nn}	д.ед.	0,46
Остаточная нефтенасыщенность, $S_{ост.н}$	д.ед.	0,3
Пористость, m	д.ед.	0,145
Плотность нефти в поверхностных условиях, ρ	т/м ³	0,85
Объемный коэффициент нефти, b	д.ед.	1,2

Исходные данные:

- Фронт нагнетаемой воды находится в зоне радиального потока нагнетательной скважины;
- Учесть фазовые и динамические характеристики для нефти и воды;
- В добывающей и нагнетательной скважине может быть проведено ГТМ - большеобъемный ГРП, что уменьшает скин-эффект;
- В расчетах использовать приведенный радиус скважины, учитывающий скин-фактор: $r_{np} = r_c \exp(-S)$.
- Данные о пласте и системе размещения скважин по вариантам представлены в приложении 4.

Результаты расчетов должны быть представлены по форме таблиц 4.2 и 4.3. Должен быть дан ответ об оптимальности существующей сетки и параметры оптимальной сетки.

Вопросы к защите практической работы № 4:

1. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
2. Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах.
3. Этапы добычи нефти и газа.
4. Типы пород-коллекторов.
5. Состав и свойства горных пород-коллекторов.
6. Пористость горных пород-коллекторов.
7. Проницаемость горных пород-коллекторов.
8. Фазовая и относительная проницаемости горных пород.
9. Зависимости проницаемости от пористости и размера пор.
10. Законтурное заводнение.
11. Приконтурное заводнение.
12. Внутриконтурное заводнение.
13. Блочное заводнение.
14. Очаговое заводнение.
15. Избирательная система заводнения.
16. Площадное заводнение.
17. Месторождение – это...?
18. Типы месторождения?
19. Залежь – это ...?
20. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства.
21. Какие бывают режимы работы залежи?
22. Что такое система разработки?
23. Основные показатели разработки.
24. Что такое сетка скважин и её параметры?
25. Системы воздействия на пласт...?
26. Формула Дюпюи.
27. Закон Дарси.

Практическая работа № 5.
Расчёт дебита добывающей скважины

Пример 1.

Расчет дебита нефтяной скважины по уравнению Дююи

Формула Дююи:

$$Q_{ж} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu(\ln(\frac{R_k}{r_c}) + S)}, \quad (5.1)$$

где k – проницаемость, $1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2$;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, $1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$;

$P_{заб}$ – забойное давление, $1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$;

Δp – депрессия на пласт, $1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$;

R_k – радиус контура дренирования;

r_c – радиус скважины, принимается равным $0,1 \text{ м}$;

μ_n – вязкость нефти – $1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$;

S – скин фактор. Это параметр, описывающий состояние (степень загрязнения) призабойной зоны пласта: $S = 0$ – идеальная ПЗП; $S < 0$ – ПЗП очищена или улучшена (после освоения скважин, ГРП или ОПЗ); $S > 0$ – ПЗП загрязнена (после вскрытия, глушения скважины или по иным причинам).

b_n – объемный коэффициент нефти;

$$b_n = 1 + 0,00305 \times \Gamma_f.$$

Дано:

$k_{пр} = 500 \text{ мД}$, $\Gamma_f = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $h = 5 \text{ м}$, $\mu_n = 1 \text{ сПз}$, $P_{пл} = 120 \text{ атм}$; $P_{заб} = 80 \text{ атм}$;
 $R_k = 900 \text{ м}$; $r_c = 0,1 \text{ м}$; $S = 0$; $\rho = 0,85 \text{ т}/\text{м}^3$.

Рассчитать: $q_{ж}$, $\text{т}/\text{сут}$

Решение

$$Q_{ж} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot k \cdot h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu (\ln(\frac{R_k}{r_c}) + S)}$$

$$Q_{ж} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 500 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (120 - 80) \cdot 10^5}{10^{-3} (\ln(\frac{900}{0,1}))} = 0,0069 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 596,16 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$b_n = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_f,$$

где b_n – объемный коэффициент нефти, д. ед.;

Γ_f – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Например, при $\Gamma\phi=100 \text{ м}^3/\text{т}$, $b_H = 1,305$, при $\Gamma\phi=330 \text{ м}^3/\text{т}$, $b_H = 2,0$, т. е. объем нефти в пластовых условиях удваивается.

$$b_H = 1 + 0,00305 \cdot 50 = 1,15,$$

то $q_{ж} = Q_{ж} \cdot \rho / b_H = 440.6 \text{ т/сут}$, с учётом плотности нефти и объёмного коэффициента.

Пример 2.

Расчет дебита газовой скважины по уравнению Дюпюи

Формула Дюпюи для газа:

$$Q_{ж} = \frac{\pi k h T_{ст} (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{z \mu T_{пл} P_{ст} (\ln(\frac{R_K}{r_c}) + S)},$$

где h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;

$T_{ст} = 293.15 \text{ °К} = 20 \text{ °С}$ – температура в стандартных условиях;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа (если $z = 1$, газ идеальный);

μ_g – вязкость газа ($1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$);

$T_{пл}$ – пластовая температура;

$P_{ст} = 1 \text{ атм}$.

Дано:

$K = 500 \text{ мД}$, $h = 20 \text{ м}$; $Z = 0.9$; $\mu_g = 0.02 \text{ сПз}$; $T_{пл} = 33 \text{ °С}$; $R_K = 1000 \text{ м}$; $r_c = 0.1 \text{ м}$; $S = 0$ – скин фактор; $P_{пл} = 110 \text{ атм}$; $P_{заб} = 105 \text{ атм}$.

Решение:

$$Q_{ж} = \frac{3.14 \cdot 500 \cdot 10^{-15} \cdot 20 \cdot 293 (110^2 - 105^2) 10^{10}}{0.9 \cdot 0.02 \cdot 10^{-3} \cdot 306 \cdot 1 \cdot 10^5 (\ln(\frac{1000}{0.1}))} = 19,49 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 1683936 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Задание к практической работе 5

Часть 1: Общие исходные данные к заданию часть 1:

$\Gamma\phi = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $P_{пл} = 150 \text{ атм}$; $r_c = 0,1 \text{ м}$.

В соответствии с определенным вариантом (приложение 5) определить дебит нефтяной скважины.

Часть 1: Общие исходные данные к заданию 2:

$Z = 0.9$; $\mu_g = 0.02 \text{ сПз}$; $r_c = 0.1 \text{ м}$; $P_{пл} = 150 \text{ атм}$; $P_{ст} = 1 \text{ атм}$; $T_{ст} = 293.15 \text{ °К} = 20 \text{ °С}$.

В соответствии с определенным вариантом (приложение 5) определить дебит газовой скважины.

Вопросы к защите практической работы № 5:

1. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
2. Физические свойства пластовых флюидов.
3. Пористость горных пород.
4. Проницаемость горных пород.
5. Фазовая и относительная проницаемости горных пород.
6. Движение смеси жидкости и газа.
7. Движение смеси нефти, воды и газа в пористой среде.
8. Зависимости проницаемости от пористости и размера пор.
9. Уравнение состояния идеального газа?
10. Уравнение реального газа?
11. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства?
12. Понятие пористости.
13. Понятие проницаемости.
14. Понятие анизотропии.
15. Формула Дюпюи.
16. Закон Дарси.
17. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
18. Пористость горных пород.
19. Методы измерения пористости горных пород.
20. Проницаемость горных пород.
21. Фазовая и относительная проницаемости горных пород.
22. Движение смеси жидкости и газа.
23. Движение смеси нефти, воды и газа в пористой среде.
24. Зависимости проницаемости от пористости и размера пор.
25. Уравнение состояния идеального газа?
26. Уравнение реального газа?
27. Что такое газ и его свойства?
28. Пластовая вода и её свойства?
29. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства?
30. Что такое система разработки?

Практическая работа № 6. Продуктивность и приемистость скважин

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.

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - P_з}, \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}) \quad (6.1)$$

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

$$K = \frac{Q}{P_з - P_{пл}}, \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}) \quad (6.2)$$

Дебит гидродинамически совершенной скважины определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{пл} - P_з)}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (6.3)$$

где R_k – радиус контура питания (дренирования), м;
 r_c – радиус скважины, м.

Отсюда с учетом (6.1) коэффициент продуктивности равен:

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{МПа}), \quad (6.4)$$

Дебит гидродинамически несовершенной скважины, с учетом сопротивлений в призабойной зоне пласта (S – скин-эффект), также определяется по формуле Дюпюи, но с поправкой:

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{пл} - P_з)}{\mu \cdot (\ln \frac{R_k}{r_c} + C + S)}, \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (6.5)$$

Важной характеристикой состояния пласта, выделяемой здесь, является гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{МПа} \cdot \text{с}) \quad (6.6)$$

Она характеризует подвижность нефти в пласте в пределах зоны (радиуса R_k) дренирования скважиной. Если в результате исследования будет определена

гидропроводность, то из (6.6) можно определить проницаемость ПЗП (ухудшенную или улучшенную):

$$k = \frac{\varepsilon\mu}{h}, \text{ мкм}^2 \quad (6.7)$$

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. Запишем формулу Дюпюи для такой скважины

$$Q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{пл} - P_3)}{\mu \cdot \ln \frac{R_{К}}{r_{с.пр}}}, \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (6.8)$$

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

$$r_{с.пр} = r_c \cdot e^{-C}, \text{ м}, \quad (6.9)$$

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

$$S = S1 + S2$$

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

Определение приведенного радиуса по формуле (6.9) 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:

$$\varphi = Q_{\text{нс}} / Q \quad (6.10)$$

Подставив в (6.10) формулу Дюпюи для совершенной и несовершенной скважин, получим:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S}, \quad (6.11)$$

или

$$\varphi = \frac{k_{\text{ПЗП}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{k_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с.пр}}}}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{ПЗП}} (= k_y)$ – проницаемость призабойной зоны пласта с измененной проницаемостью (с кольматацией или наоборот улучшенной после обработки ПЗП, ГРП);

$k_{\text{пл}}$ – проницаемость удаленной зоны пласта (в зоне дренирования), не измененная в сравнении с естественной.

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

$$Q = \frac{2\pi \cdot \bar{k} \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \quad (6.13)$$

Средневзвешенная проницаемость (в зоне дренирования скважины) определяется известной формулой

$$\bar{k} = \frac{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{\frac{1}{k} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_y} + \frac{1}{k_y} \ln \frac{R_y}{r_{\text{с}}}} \quad (6.14)$$

где k – естественная проницаемость удаленной зоны пласта;

k_y – проницаемость породы в призабойной зоне радиусом R_y ;

R_y – радиус зоны ухудшения (улучшения) проницаемости по сравнению с естественной;

$R_{\text{к}}$ – радиус контура питания скважины (радиус дренирования);

$r_{\text{с}}$ – радиус скважины по долоту.

Такие расчеты и построения графиков по зависимости (6.12) 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 неуставившихся режимах работы (методика описана И.Н. Гайворонским, А.А. Мордвиновым). Формулы, приведенные ранее, позволяют записать выражение для коэффициента гидродинамического совершенства скважины в виде:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + C_1 + C_2 + S_1 + S_2} \quad (6.15)$$

В действительности получить величину коэффициента совершенства по формуле (6.13) 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.

Практическая формула для коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\eta_{\phi}}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} \quad (6.16)$$

В формуле (6.14) величина коэффициента продуктивности η_{ϕ} ($=K_{\phi}$) 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 η_{ϕ} характеризует всю зону дренирования от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности ε характеризует удаленную часть пласта с естественными фильтрационными свойствами.

Формула 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 $\varphi_{\text{улучш}} = 1$, то улучшенный (восстановленный) коэффициент продуктивности скважины ($K_{\text{улучш}}$) на основе (6.16) можно прогнозировать:

$$K_{\text{улучш}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{\ln \frac{R_K}{r_c}}, \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{МПа}) \quad (6.17)$$

С учетом (6.17) при сохранении прежней депрессии на пласт можно определить, используя (6.1), потенциальный дебит.

На основании (6.4), (6.5) и (6.12) можно заключить, что

- 1) коэффициент продуктивности ($\eta = K_{\text{пр}}$) зависит от скин-фактора.
- 2) при «+ S» > 0 дебит скважины и коэффициент продуктивности будут меньше потенциальных.

ГТМ по уменьшению «+ S» направлены на интенсификацию притоков нефти к скважинам (гидроразрывы пласта, соляно-кислотные 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 ($k_{\text{охв}}$ и $k_{\text{выт}}$).

Задание к практической работе 6

Общие исходные данные к заданию: $r_c = 0,1$ м; $\mu = 3,5$ мПа·с; $h = 8,0$ м; естественная проницаемость удаленной зоны пласта равна $k = 1,3\bar{k}$ (принято как частный случай и не является установленной зависимостью); радиус ухудшенной призабойной зоны, $r_y = 5$ м;

В соответствии с определенным вариантом (приложение 6) определить:

- коэффициент продуктивности скважины;
- средневзвешенную проницаемость в зоне дренирования, \bar{k} (из выражения 6.13);
- приведенный радиус скважины $r_{c, \text{пр}}$ из (6.8);
- коэффициент гидродинамического совершенства скважины, φ (формула (6.16));
- потенциальный дебит, исходя из возможного достижения $\varphi = 1$ при очистке ухудшенной ПЗП;
- учитывая все определенные величины и потенциальный дебит, сделать заключение о необходимости проведения ГТМ для интенсификации притока, или отсутствии такой необходимости.

Вопросы к защите практической работы № 6:

1. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
2. Условия залегания нефти, газа и воды в продуктивных пластах.
3. Фазовая и относительная проницаемости горных пород.
4. Зависимости проницаемости от пористости и размера пор.
5. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства?
6. Что такое анизотропия и неоднородность пластов?
7. Формула Дюпюи, Закон Дарси.
8. Что такое приведенный радиус скважины?
9. Что такое Скин-эффект?
10. Что такое совершенство скважины, виды несовершенства, коэффициент совершенства?
11. Что такое коэффициент продуктивности?
12. Что такое пьезопроводность?
13. Что такое подвижность пластового флюида?
14. Рассказать о причинах ухудшения ФЕС в ПЗП.
15. Что такое радиус зоны дренирования?
16. Что означает отрицательный скин-эффект и почему?

Практическая работа № 7. Расчет процесса закачки воды

Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость.

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П. Крылова:

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{C_c \cdot \eta}{K_{нрм} \cdot 365 \cdot t \cdot w \cdot C_э}} \cdot (P_{ст} - \overline{P_{пл}} - P_{тр}), \quad (7.1)$$

где C_c – стоимость нагнетательной скважины (1 200 000 руб.);

η – КПД насосного агрегата (принимается = 0,6);

$K_{нрм}$ – коэффициент приемистости нагнетательной скважины (принимается среднюю величину 50 м³/(сут МПа));

t – время работы нагнетательной скважины – принято 12 лет;

w – энергетические затраты на нагнетание 1 м³ воды при повышении давления на 1 МПа, [кВт·ч / м³·МПа] (принимается $w = 0,27$);

$C_э$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, [руб./ кВт·ч] (принимается $C_э = 0,15$);

$P_{ст}$ – гидростатическое давление в скважине глубиной L_c , МПа;

L_c – глубина скважины, м ($L_c = 1200$ м).

Гидростатическое давление в скважине определяется по формуле:

$$P_{ст} = 10^6 \cdot \rho_v \cdot g \cdot L_c$$

где ρ_v – плотность пластовой воды – 1050 кг/м³;

$g = 9,81$ кгс/см² – ускорение силы тяжести;

$\overline{P_{пл}}$ – среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды – 8,5 МПа;

$P_{тр}$ – потери давления при движении воды от насоса до забоя – 3,0 МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины определяется по формуле:

$$P_{забн} = P_{ун} + 10^{-6} \rho_v \cdot g \cdot L_c - P_{тр}; \quad (7.2)$$

здесь $P_{ун}$ – устьевое давление.

Необходимое количество закачиваемой воды V_v (в м³/сут) рассчитывают по формуле:

$$V_v = 1,2 \cdot (V_{нпл} + V_{гсвпл} + V_{впл}) \quad (7.3)$$

где $V_{нпл}$ – объем добываемой из залежи нефти, приведенной к пластовым условиям, м³/сут;

$V_{\text{гсвпл}}$ – объем свободного газа в пласте при и, который добывается вместе с нефтью за сутки, м³/сут;

$V_{\text{впл}}$ – объем добываемой из залежи воды, м³/сут.

Объем нефти в пластовых условиях:

$$V_{\text{нпл}} = 10^3 \cdot Q_{\text{нд}} \cdot b_{\text{нпл}} / \rho_{\text{дн}} \quad (7.4)$$

Объем свободного газа:

$$V_{\text{зсвпл}} = \frac{V_{\text{нпл}} (G_0 - \alpha \cdot \overline{P_{\text{пл}}}) \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{\text{пл}}}{P_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}} \quad (7.5)$$

Объем воды для закачки:

$$V_{\text{спл}} = 10^3 \cdot Q_{\text{в}} \cdot b_{\text{спл}} / \rho_{\text{в}} \quad (7.6)$$

где $Q_{\text{нд}}$ – суточная добыча дегазированной нефти из залежи – 11000т/сут.;

$Q_{\text{в}}$ – количество добываемой из залежи за сутки воды – 5 600 т/сут.;

G_0 – газовый фактор – 60 м³/м³;

$b_{\text{н.пл}}$, $b_{\text{в.пл}}$ – объемные коэффициенты нефти и воды в пластовых условиях, соответственно – 1,15 и 1,01;

α – средний коэффициент растворимости газа в нефти – 5 м³/(м³ МПа);

$T_{\text{пл}}$ – пластовая температура – 303⁰ К.

$\rho_{\text{д.н}}$ – плотность дегазированной нефти – 852 кг/м³;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность нагнетаемой воды – 1050 кг/м³;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа принять – 0,87.

$T_{\text{ст}}$ – стандартная температура – 293⁰ К;

P_0 – атмосферное давление – 0,1 МПа.

Пример решения задачи расчета потребного количества нагнетательных скважин и приемистости

По формулам (7.1 – 7.6) вычисляем параметры ППД водой:

$$P_{\text{ж}} = \sqrt{\frac{120000 \cdot 0,6}{50 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,27 \cdot 0,15}} - (10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 - 8,5 - 3) = 8,1 \text{ Мпа.} \quad (7.7)$$

При этом гидростатическое давление воды в скважине:

$$P_{\text{ст}} = 10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 12,4 \text{ МПа.} \quad (7.8)$$

Давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{зоб} = 8,1 + 10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 - 3,0 = 17,5 \text{ МПа} \quad (7.9)$$

Рассчитываем $V_{нпл}$, $V_{гсвпл}$ и $V_{впл}$:

$$V_{нпл} = 10^3 \frac{11000 \cdot 1,15}{852} = 14,85 \cdot 10^3 \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (7.10)$$

$$V_{гсвпл} = \frac{14,85 \cdot 10^3 (60 - 5 \cdot 8,5) \cdot 0,87 \cdot 0,1 \cdot 303}{8,5 \cdot 293} = 2750 \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (7.11)$$

$$V_{впл} = 10^3 \frac{5600 \cdot 1,01}{10500} = 5387 \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (7.12)$$

По формуле (7.3) суточный объем закачки воды

$$V_{с} = 1,2 (14850 + 2750 + 5387) = 27585 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

Т.е. для заданных условий потребный суточный объем закачки составляет 27585 м³ при давлении на устье нагнетательных скважин $P_{ун} = 8,1$ МПа.

Для заданных условий рассчитываем число n нагнетательных скважин, исходя из гипотезы о равенстве коэффициентов приемистости.

Объем закачки воды в одну нагнетательную скважину:

$$q_{сн} = K_{прм} (P_{зобн} - \overline{P}_{пл}). \quad (7.13)$$

Тогда число нагнетательных скважин:

$$n = V_{с} / q_{сн} \quad (7.14)$$

Рассчитываем приемистость одной скважины:

$$q_{вн} = 50 (17,5 - 8,5) = 450 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

($V_{в}$ определен выше).

Число нагнетательных скважин: $n = 27585 / 450 = 61$ скважин.

В заданных условиях требуется 61 нагнетательная скважина.

Задание к практической работе 7

Общие исходные данные к заданию:

стоимость нагнетательной скважины $C_c = 45\,200\,000$ руб.;

КПД насосного агрегата $\eta = 0,6$;

t – время работы нагнетательной скважины 12 лет;

энергетические затраты на нагнетание 1 м^3 воды при повышении давления на 1 МПа , $w = 0,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{м}^3\cdot\text{МПа}$;
стоимость $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии, $C_э = 6,5 \text{ руб./ кВт}\cdot\text{ч}$;
средняя глубина скважины, $L_c = 1500 \text{ м}$;
среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, $\overline{P_{пл}} = 10,5 \text{ МПа}$;
потери давления на трение при движении воды от насоса до забоя;
 $P_{тр} = 5,0 \text{ МПа}$;
плотность пластовой воды $\rho_в = 1150 \text{ кг/м}^3$;
 $g = 9,81 \text{ кгс/см}^2$ - ускорение силы тяжести;
газовый фактор $G_o = 80 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
объемные коэффициенты нефти и воды в пластовых условиях, соответственно – $b_{н,пл} = 1,2$; $b_{в,пл} = 1,01$;
средний коэффициент растворимости газа в нефти $a = 5 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$;
пластовая температура $T_{пл} = 323 \text{ °К}$;
плотность нагнетаемой воды $\rho_в = 1150 \text{ кг/м}^3$;
коэффициент сверхсжимаемости газа принять $Z = 0,9$.
стандартная температура $T_{ст.} = 293^0 \text{ К}$;
атмосферное давление $P_o = 0,1 \text{ МПа}$.

В соответствии с определенным вариантом (приложение 7) найти:

- потребный суточный объем закачки воды;
- приемистость одной скважины и давление нагнетания на устье;
- необходимое количество нагнетательных скважин.

Вопросы к защите практической работы № 7:

1. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
2. Физические свойства пластовых флюидов.
3. Состав и свойства горных пород и коллекторов.
4. Пористость горных пород.
5. Проницаемость горных пород.
6. Фазовая и относительная проницаемости горных пород.
7. Зависимости проницаемости от пористости и размера пор.
8. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства?
9. Что такое система разработки?
10. Основные показатели разработки?
11. Что такое сетка скважин и её параметры?
12. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов.
13. Техника и технологии воздействия на залежь нефти. Цели и методы воздействия.

14. Какие бывают типы скважин?
15. Какие бывают режимы работы залежи?
16. Системы воздействия на пласт.
17. Законтурная система воздействия.
18. Приконтурная система воздействия на пласт.
19. Внутриконтурная система воздействия на пласт.

Практическая работа № 8.

Расчет параметров глушения скважин

Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения не разрешается на скважинах с пластовым давлением более гидростатического для исключения возможности самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины и ее фонтанирования. На месторождениях с горно-геологическими условиями, допускающими работы в скважине без опасности излива, может быть согласовано проведение ТРС и КРС без глушения. Существуют требования к безопасности при буровых и ремонтных работах («Выписка из приказа Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 534 и ПБНГП»):

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 19 января 2022 года)

XX. Требования безопасности к применению буровых растворов

386. Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих отложений должна определяться для кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.

387. Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

388. В необходимых случаях в рабочем проекте может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

XXXVIII. Требования к ведению работ по ремонту скважин

1246. Агрегаты для ремонта скважин устанавливаются на приустьевой площадке и центрируются относительно устья скважины в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

1247. Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ. Тип, плотность и количество раствора, цикличность глушения определяются заказчиком и отражаются в плане работ.

Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или ГНВП при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Скважины, в продукции которых содержится сернистый водород, создающий угрозу СКР металла обсадных труб, оборудования и лифтовых колонн, должны быть заглушены жидкостью, содержащей нейтрализатор сернистого водорода.

В случае применения в качестве жидкостей глушения растворов на углеводородной основе в инструкции по глушению и плане проведения ремонтных работ должны быть установлены необходимые требования безопасности.

1248. Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения разрешается на скважинах, оборудованных клапанами-отсекателями, и на месторождениях с горно-геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины. Перечень таких скважин по месторождениям (или их отдельным участкам) утверждается организацией, эксплуатирующей ОПО (заказчиком).

Цель глушения скважины – прекращение притока жидкости из пласта в открытой скважине путем создания противодействия на продуктивный пласт жидкостью глушения.

При расчете глушения необходимо определить ряд параметров: плотность (удельный вес) жидкости глушения, объем жидкости глушения, количество циклов, время отстоя между циклами. При отсутствии осложнений при фонтанном или газлифтном способе глушение производится через НКТ с открытой затрубной задвижкой. При всех других способах через затрубное пространство при открытом трубном пространстве, обвязанным с емкостью.

Из документов следует (п. 387), что превышение гидростатического давления над пластовыми давлениями допускается на величину не менее 5–10 %. Но желательно и не более, чтобы не допустить ухудшения ФЕС в ПЗП, либо жидкость глушения должна быть на углеводородной основе (РУО), либо содержать реагенты, сохраняющие ФЕС, может применяться дегазированная нефть соответствующего месторождения. Это должно учитываться при выборе и расчете плотности жидкости глушения.

В необходимых случаях применяют добавку в ЖГ нейтрализатора сернистого водорода. В качестве нейтрализатора сероводорода применяют, например, растворы хлористого натрия с добавками ПАВ, полиглицеринов и др.

Глушение скважины через НКТ

Расчет плотности жидкости глушения

Плотность жидкости глушения (ЖГ), в соответствии с требованиями ПБНГП вычисляют из условия создания столбом ЖГ давления, превышающего текущее пластовое давление, и рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{жг}} = [P_{\text{пл}} \times (1+3\text{б})] / [(H_{\text{кп}} - h_{\text{удл.}}) \times g], \text{ г/см}^3 \quad (7.1)$$

где: $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, атм;

$H_{\text{кп}}$ – расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации, м;

$h_{\text{удл.}}$ – величина удлинения на верхние отверстия перфорации;

3б – запас безопасности работ, принятый в ПБНГП равный в большинстве случаев $3\text{б} = 0,05$ (5 %).

Пример 1.

Дано: $H_{\text{кп}} = 2650$ м; $P_{\text{пл}} = 270$ атм; $h_{\text{удл.}} = 85$ м; $3\text{б} = 0,05$; $g = 9,81$ см²/с.

Рассчитаем плотность ЖГ:

$$\rho_{\text{жг}} = [270 \times (1+0,05)] / [(2655 - 85) \times 0,0981] = 1,12 \text{ (г/см}^3\text{)}$$

(округление до второго знака после запятой)

Расчет объема жидкости глушения

Рассмотрим расчет объема жидкости глушения при глушении в один цикл, в случае спуска подземного оборудования на глубину не более 100 м выше верхних отверстий интервала перфорации и скважина имеет наклонно-направленный или вертикальный ствол. Объем ЖГ определяют из условия полной замены скважинной жидкости жидкостью глушения с использованием формулы:

$$V_{\text{жг}} = 1,1 \times (V_{\text{эк}} - V_{\text{т}}), \text{ м}^3 \quad (7.2)$$

$$\text{где } V_{\text{эк}} = \frac{\pi D_{\text{вэк}}^2}{4} \times H_{\text{з}}, \text{ м}^3 \quad (7.3)$$

$V_{\text{эк}}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны;

$H_{\text{з}}$ – глубина скважины (до текущего забоя, т. е. учитывая зумпф), м;

$D_{\text{вэк}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

1,1 – коэффициент запаса;

$V_{\text{т}}$ – объем жидкости, вытесняемый телом НКТ, м³;

$$V_{\text{т}} = \frac{\pi(d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{внутр}}^2)}{4} \times H_{\text{подв}} \text{ м}^3 \quad (7.4)$$

$d_{\text{вн}}$ и $d_{\text{внутр}}$ – внешний и внутренний диаметры колонны НКТ, м;

$H_{\text{подв}}$ – глубина спуска НКТ, м.

Пример 2.

Дано: $D_{\text{взк}} = 126$ мм ($D_{\text{внеший}} = 146$ мм); НКТ 73мм ($d_{\text{внутр}} = 62$ мм) спущены до $H_{\text{подв}} = 2250$ м; $H_3 = 2710$ м.

1) объем, занимаемый телом колонны НКТ:

$$V_T = (3,14 \times (0,073^2 - 0,062^2) / 4) \times 2250 = 2,62 \text{ (м}^3\text{)}$$

2) объем внутреннего пространства в эксплуатационной колонне:

$$V_{\text{эк}} = [3,14 \times 0,126^2 / 4] \times 2710 = 33,77 \text{ (м}^3\text{)}$$

3) объем жидкости глушения:

$$V_{\text{жг}} = 1,1 \times (33,77 - 2,62) = 34,27 \text{ (м}^3\text{)} \approx 34,3 \text{ (м}^3\text{)}$$

Расчет циклов глушения

Если скважина не соответствует условиям предыдущего примера [$(H_{\text{кп}} - H_{\text{подв}}) > 100$ м; скважина горизонтальная или с горизонтальным забоем], то глушение производят в несколько циклов. Наиболее распространенным является двухцикловое глушение. При этом общий объем ЖГ складывается из двух:

$$V_{\text{ожг}} = (V_{\text{жг1}} + V_{\text{жг2}}), \text{ м}^3 \quad (7.5)$$

$V_{\text{жг1}}$ – объем первого цикла – объем скважины от глубины спуска НКТ до текущего забоя. Рассчитывается по скорректированной формуле (7.3)

$$V_{\text{жг1}} = \frac{\pi D_{\text{взк}}^2}{4} \times H_1 \text{ м}^3 \quad (7.6)$$

где H_1 расстояние по стволу от глубины спуска НКТ до текущего забоя, м.

Объем второго цикла – объем скважины от устья скважины до приема насоса. Это разница между общим объемом глушения и объемом первого цикла:

$$V_{\text{жг2}} = (V_{\text{ожг}} - V_{\text{жг1}}), \text{ м}^3 \quad (7.7)$$

или

$$V_{\text{жг2}} = 1,1 \times (V_{\text{экп}} - V_T), \text{ м}^3 \quad (7.8)$$

где $V_{\text{экп}}$ объем эксплуатационной колонны до глубины НКТ, м.

В случае, если при расчете $V_{\text{жг2}}$ меньше $V_{\text{жг1}}$, то глушение производится тремя и более циклами. Количество циклов $n_{\text{цикл}}$ определяется по формуле:

$$n_{\text{цикл}} = V_{\text{жг}} / V_{\text{жг2}}, \text{ единиц} \quad (7.9)$$

Указание: количество округляется до целого числа в большую сторону.

При глушении скважины за три цикла и более, объем глушения каждого цикла рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{ц}} = 1,1 \times (V_{\text{экп}} - V_T), \text{ м}^3 \quad (7.10)$$

Где все обозначения и символы соответствуют вышеприведенным.

Пример 3.

Дано: $V_{жг} = 48 \text{ м}^3$ – полный объем жидкости глушения; $V_{жг2} = 18 \text{ м}^3$ – объемом второго цикла глушения.

Рассчитываем количество циклов по формуле (7.9):

$$n_{цикл} = 48 / 18 = 2,7 \approx 3 \text{ цикла}$$

Расчет времени отстоя между циклами

После первого цикла глушения происходит осаждение ЖГ от уровня башмака НКТ до текущего забоя, скважину герметично закрывают для технологической паузы на время, рассчитанное по формуле:

$$T = H_1 / v_o, \text{ час.} \quad (7.11)$$

где H_1 – расстояние по стволу от глубины спуска НКТ до текущего забоя, м;
 v_o – скорость оседания, м/час.

В «Правилах ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97)», утвержденных Минтопэнерго РФ скорость оседания принята $v_o = 0,04 \text{ м/сек}$ (144 м/час).

Пример 4

Дано:

$D_{вэж} = 126 \text{ мм}$ ($D_{внешний} = 146 \text{ мм}$); НКТ 73мм ($d_{внутр} = 62 \text{ мм}$) спущены до $H_{подв} = 1250 \text{ м}$; $H_з = 2710 \text{ м}$.

1) объем, занимаемый телом колонны НКТ:

$$V_T = (3,14 \times (0,073^2 - 0,062^2) / 4) \times 1250 = 1,46 \text{ (м}^3\text{)}$$

2) объем жидкости глушения:

$$V_{жг} = 1,1 \times (33,77 - 1,46) = 35,46 \text{ (м}^3\text{)} \approx 35,5 \text{ (м}^3\text{)}$$

3) объем первого цикла по формуле (7.6):

$$V_{жг1} = \frac{3,14 \cdot 0,126^2}{4} \times (2710 - 1250) = 18,2 \text{ (м}^3\text{)}$$

4) объем второго цикла по формуле (7.7):

$$V_{жг2} = 35,5 - 18,2 = 17,3 \text{ (м}^3\text{)}$$

5) количество циклов:

$$n_{цикл} = 35,5 / 17,3 = 2,05 \approx 3 \text{ цикла}$$

6) объем внутреннего пространства эксплуатационной колонны до глубины спуска НКТ:

$$V_{эж} = [3,14 \times 0,126^2 / 4] \times 1250 = 15,6 \text{ (м}^3\text{)}$$

7) Рассчитаем объем цикла глушения при трех циклах этого процесса:

$$V_{\text{ц}} = 1,1 \times (15,5 - 1,46) = 15,4 \text{ (м}^3\text{)}$$

8) Продолжительность технологической паузы между циклами глушения:

$$T = 1460 / 144 = 10,14 \text{ (час)}.$$

Глушение через затрубное пространство

Данный способ глушения аналогичен предыдущему. Разница в сравнении с глушением через НКТ в том, что глушение проводится в два цикла. Происходит увеличение времени технологической паузы между циклами (так как жидкость глушения будет оседать от некоторого расстояния от устья скважины, а не от приема насоса).

Расчет глубины, с которой будет оседать жидкость глушения первого цикла, производится по формуле:

$$H_{\text{но}} = V_{\text{жг1}} / (V_{1\text{м э/к}} - V_{1\text{м НКТ внеш.}}),$$

где: $V_{\text{жг1}}$ – объем первого цикла глушения;

$V_{1\text{м э/к}}$ – внутренний объем 1 погонного метра э/к;

$V_{1\text{м НКТ внеш}}$ – объем 1 погонного метра НКТ по наружному диаметру.

Все эти объемы определяются из справочных таблиц или рассчитываются по стандартной формуле

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \times 1, \text{ м}^3 \quad (7.12)$$

В (7.12) подставляют соответствующие внутренний диаметр эксплуатационной колонны или наружный диаметр НКТ (в метрах). Время отстоя рассчитывается аналогично времени отстоя по формуле (7.11).

Пример 5

Дано: исходные данные из предыдущих примеров.

$$V_{\text{жг1}} = 5,7 \text{ м}^3; V_{1\text{м э/к}} = 3,14 \times 0,126^2 / 4 = 0,0125 \text{ м}^3;$$

$$V_{1\text{м НКТ внеш}} = 3,14 \times 0,073^2 / 4 = 0,0042 \text{ м}^3; H_3 = 2710 \text{ м};$$

$$H_{\text{подв}} = 2250 \text{ м}; v_0 = 144 \text{ м/ч} - \text{ скорость оседания ЖГ};$$

1) Глубина начала оседания ЖГ: $H = 5,7 / (0,0125 - 0,0042) = 687 \text{ м};$

2) Продолжительность технологической паузы между циклами глушения:

$$T = (2710 - 687) / 144 = 14,05 \text{ (часа)}$$

Задание к практической работе 8

Общие исходные данные к заданию: $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; $D_{\text{вЭК}} = 126 \text{ мм}$ ($D_{\text{внешний}} = 146 \text{ мм}$); НКТ 73мм ($d_{\text{внутр}} = 62 \text{ мм}$); $v_o = 144 \text{ м/ч}$ - скорость оседания ЖГ.

В соответствии с определенным вариантом (приложение 8) выполнить расчет глушения скважины по обратной схеме, с определением всех технологических параметров:

- плотности жидкости глушения;
- объема жидкости глушения;
- необходимое количество циклов глушения и объемов ЖГ по циклам;
- времени технологической паузы между циклами;
- необходимость добавления химических реагентов.

Вопросы к защите практической работы № 8:

1. Что такое скважина?
2. Перечислить последовательность операций при глушении скважины.
3. Что такое глушение скважины?
4. Виды и схемы глушения скважин.
5. Жидкости глушения и область их применения.
6. Для чего производят глушение скважин?
7. Почему может возникнуть необходимость глушения скважины за несколько циклов?
8. От каких параметров скважины и пласта зависят параметры глушения?
9. Что делается для предохранения пласта от повреждения при глушении?
10. Кто принимает решение о необходимости глушения.
11. В каких случаях можно не глушить скважину?
12. Нужна ли жидкость глушения после успешного глушения скважины? Объяснить отсутствие необходимости в ЖГ, или необходимость некоторого объема ЖГ.
13. Какие вещества используют для утяжеления ЖГ?

Практическая работа № 9. Кислотное воздействие на призабойную зону пласта

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 (возможно и кислоты) для очистки загрязненной зоны пласта с радиусом $r_{\text{загр}}$ с целью восстановления или улучшения ФЕС ПЗП определяют по формуле:

$$V_{\text{ЗР}}^{\text{min}} = \pi \cdot (r_{\text{загр}}^2 - r_c^2) \cdot h_{\text{э}} \cdot m + 0,2 \text{ , м}^3 \quad (9.1)$$

где r_c – 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:

$$W_{\text{Тк.уд}} = \frac{10 \cdot K_p \cdot \rho_p}{K_T}, \text{ м}^3 \quad (9.2)$$

где K_p – концентрация рабочего соляно кислотного раствора, %;

K_m – концентрация товарного соляно-кислотного раствора, % (товарная кислота);

ρ_p – плотность рабочего раствора кислоты заданной концентрации, кг/м³ (определяют по справочным таблицам, см. приложение 9).

Потребный объем товарной кислоты для обработки находят по формуле:

$$W_{\text{ТК}} = W_{\text{ТК.уд}} \cdot V_{\text{окр}} \quad (9.3)$$

где $V_{\text{окр}} = V_{\text{ЗР}}^{\text{min}}$, или определяют оптимальный объем состава на 1 обработку другим путем, например из рекомендуемых табличных объемов (таблица 9.1).

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 (СППС);
- воздействие на ПЗП с использованием поверхностно-активных веществ;
- воздействие на ПЗП с использованием растворителей (бутилбензолная фракция, стабильный керосин и др.).

Таблица 9.1

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

Количество обработок (№ обработки)	Удельный объем кислотного раствора, м ³ на 1 м вскрытой толщины пласта (м ³ /м)		
	Тип коллектора		
	Поровый		
	Малопроницаемый, тонкопоровый	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

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.

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 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 специальных эмульгаторов (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламиды) в 0,5–1 %-ной концентрации;
- для замедления реакционной способности применяют растворы с алюмосиликатами, замедлителем 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. 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 водонасыщенную 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 геологических 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 $\text{HCl} + \text{HF}$ хорошо работает при обработке пластов с глинистым цементом, этот раствор получил название глинокислота или грязевая кислота.

Допускается замена плавиковой кислоты на кристаллический бифторид 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.

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 табл. 9.1. Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют соляно-кислотные растворы с добавкой б÷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 9.2 приведена выписка из таблиц для составления рецептов солянокислотных растворов.

Таблица 9.2

Потребное количество кислоты и воды для приготовления солянокислотного раствора

Объем рабочего Кислотного раствора, м ³	Концентрация разведенной кислоты, %			
	8	10	12	14
	Потребное количество $M_{кр}/M_{в}$, (кг / м ³)			
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 табл. 9.2: в числителе $M_{кр}$ – количество концентрированной кислоты (27,5%), кг; в знаменателе $M_{в}$ – количество воды, м³.

Общий объем рабочего кислотного раствора рассчитывают по формуле:

$$V_{окр} = v_{уд.к} \cdot h, \quad (9.4)$$

где $v_{уд.к}$ – удельный объем кислотного раствора, м³/м;

h – эффективная толщина обрабатываемого пласта, м.

$$V_{кр} = M_{кр} \cdot V_{окр} / 10 \quad (9.5)$$

и воды

$$V_{в} = M_{в} \cdot V_{окр} / 10, \quad (9.6)$$

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

$$W_{тк} = A \cdot K_p \cdot V_{окр} \cdot (B - K_m) / (B \cdot K_m \cdot (A - K_p)), \quad (9.7)$$

где А и Б – числовые коэффициенты (таблица 9.3)

K_p – концентрация рабочего соляно кислотного раствора, %;

K_m – концентрация товарного соляно кислотного раствора, %(товарная кислота).

Таблица 9.3

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

Параметр	Величина						
$K_m, K_p, \%$	5.15÷12.19	13.19÷18.1 1	19.06÷24.7 8	25.75÷29.5 7	29.95÷31.5 2	32.10÷33.4 0	34.42÷37.2 7.22
Б, А	214.0	218.0	221.5	226.0	227.5	229.5	232.0

Пример 1

Методика расчета параметров обработки ПЗП кислотным составом

Задание: 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 $0,05 \times 10^{-12} \text{ м}^2$; 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 $D_{\text{вн}} = 0,15 \text{ м}$; НКТ 73 мм, внутренний диаметр $d_{\text{вн}} = 0,062 \text{ м}$, глубина подвески $L_{\text{НКТ}} = 1420 \text{ м}$.

Товарная соляная кислота имеет концентрацию $K_T = 27,5 \%$, содержание солей железа 0,5 %; товарная уксусная кислота имеет концентрацию $K_{\text{ту}} = 70 \%$.

Решение

Для заданных условий концентрацию кислоты для первичных обработок принимают 8–10 %. Принимаем 10 %.

Количество кислоты, расходуемой на 1 м толщины пласта, для нашего случая песчаников составляет 0,4–0,6 м³, принимаем 0,6 м³. В этом случае общий объем рабочего кислотного раствора составит

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

На приготовление 6 м³ 10 %-ного рабочего солянокислотного раствора, согласно, табл. 9.2 (можно рассчитать), требуется 2330 кг 27,5 %-ной HCl и 3,96 м³ воды.

Количество товарной соляной кислоты для 10% -ного соляно-кислотного раствора может быть также найдено по формуле (9.5):

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

Принимаем количество товарной кислоты $W_{mk} = 2,01 \text{ м}^3$

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

$$Q_{ук} = C_{иг} \cdot V_{окр} = 0,01 \cdot 6 = 0,06 \text{ м}^3 \quad (9.8)$$

Чтобы не допустить выпадение из прореагировавшего соляно-кислотного раствора, содержащихся в нем солей железа и др. добавляется уксусная кислота в количестве:

$$Q_{ук} = C_{ук} \cdot V_{окр} / K_{ту}, \text{ м}^3 \quad (9.9)$$

где $C_{ук} = (f + 0,8)$ – процентная доля добавки уксусной кислоты к объему раствора;

f – содержание в товарной соляной кислоте солей железа, примем частный случай $f = 0,7 \%$; $V_{окр}$ – объем соляно-кислотного раствора;

c – концентрация уксусной кислоты.

$$C_{ук} = 0,7 + 0,8 = 1,5 \%$$

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

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 солянокислотный раствор добавляют хлористый барий.

Формула для определения количества хлористого бария

$$Q_{хб} = 21,3 \cdot V_{окр} \cdot (a \cdot K_p / K_m - 0,02), \quad (9.10)$$

где a – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте;

K_p – концентрация рабочего соляно-кислотного раствора;

K_m – концентрация товарной кислоты.

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

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

(в расчете плотность хлористого бария 4000 кг/м^3).

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.

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

$$Q_{\text{инт}} = V_{\text{окр}} \cdot C_{\text{инт}} \quad (9.11)$$

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

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

$$V_{\text{в.раб}} = V_{\text{окр}} - W_{\text{тк}} - \Sigma Q, \quad (9.12)$$

где $V_{\text{окр}}$ – объем рабочего соляно-кислотного раствора;

$W_{\text{тк}}$ – объем концентрированной товарной соляной кислоты ($W_{\text{тк}} = 2,01 \text{ м}^3$);

ΣQ – суммарный объем всех добавок к соляно-кислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий, интенсификатор).

Подставим количество «присадок»: $\Sigma Q = 0,12 + 0,006 + 0,06 = 0,186 \text{ м}^3$.

Подставим все данные в (9.12): $V_{\text{в.раб}} = 6 - 2,01 - 0,186 = 3,804 \text{ (м}^3) \approx 3,8 \text{ м}^3$.

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

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

$$q_{\text{в}} = (\rho_2 - \rho) \cdot V_{\text{окр}} / (\rho - 1), \quad (9.13)$$

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

$$q_{\text{к}} = (\rho - \rho_1) \cdot V_{\text{окр}} / (\rho_3 - \rho), \quad (9.14)$$

где $q_{\text{в}}$ и $q_{\text{к}}$ – объемы добавляемых воды и товарной кислоты, м^3 ;

$V_{\text{окр}}$ – 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 $L_{нл} = 100$ м [формула (9.13)], промылочные трубы (НКТ) диаметром 0,062 м, длиной $L_{НКТ} = 1420$ м [формула (9.4)] и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта [формула (9.15)], всего $V_{нефти} = 4,59$ м³. 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 м³ нефти (9.17).

$$V_{нл} = \frac{\pi \cdot d_{нл}^2}{4} \cdot L_{нл}, \text{ м}^3 \quad (9.15)$$

Подставим значения и рассчитаем: $V_{нл} = 0,00302 \cdot 100 = 0,3$ (м³)

$$V_{НКТ} = \frac{\pi \cdot d_{НКТ}^2}{4} \cdot L_{НКТ}, \text{ м}^3, \quad (9.16)$$

Подставим значения и рассчитаем: $V_{пром.труб} = 0,00302 \cdot 1420 = 4,29$ (м³).

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

$$V_{продавки} = V_{нл} + V_{НКТ}, \text{ м}^3 \quad (9.17)$$

Подставим значения и рассчитаем (продавка нефтью): $V_{нефти} = 0,3 + 4,29 = 4,59$ м³.

Давление на выкиде насоса

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 $P_{опрес} = 15$ МПа. Т. к. СКО производится первый раз, рекомендуется создавать давление плавно до 8÷12 МПа.

Гидростатическое давление столба нефти в скважине рассчитывается по формуле:

$$P_{ж} = \rho_n \cdot g \cdot H, \quad (9.18)$$

где ρ_n – плотность дегазированной нефти, $\rho_n = 890$ кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²;

H – глубина скважины, м.

$$P_{ж} = 890 \cdot 9,81 \cdot 1420 \cdot 10^{-3} = 11,4 \text{ МПа.}$$

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

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

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

$$T_3 = (V_{окр} + V_{нефти}) \cdot 10^3 / (q \cdot 3600) \quad (9.19)$$

где $V_{общий}$ – общий объем соляно-кислотного раствора, м³;

$V_{нефти}$ – объем нефти для вытеснения соляной кислоты в пласт, м;

q – объемная скорость закачки насосным агрегатом – расход жидкости, л/с

3600 – коэффициент перевода расхода из секундного в часовой.

На насосном агрегате установлен расход $q = 7$ л/с (см. возможные режимы в приложении 9, табл. 9.5–9.6).

Подставим значения и рассчитаем:

$$T_3 = (6+4,59) \cdot 10^3 / 7 \cdot 3600 = 0,42 \text{ час.} \approx 25 \text{ мин.}$$

Время реакции соляно-кислотного раствора с горной породой и кольмантантами 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 агрегаты (табл. 9.4 и 9.5 приложения 9). После продавливания кислотного раствора в пласт закрывают задвижки на нагнетательной линии, оставляют скважину для реакции солянокислотного раствора с породой и следят по манометру 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.

Пример 2

Методика расчета параметров обработки ПЗП кислотным составом при известном радиусе зоны ухудшения проницаемости

Дано: Исследованиями установлен радиус зоны ухудшения проницаемости вокруг нефтяной скважины с параметрами, приведенными в примере 1, $R_y = 2,0$ м; пористость пласта равна $m = 18\%$.

Решение

Расчет объема рабочего кислотного раствора выполним по формуле (9.1):

$$V_{\text{окр}}^{\text{min}} = \pi \cdot (R_y^2 - r_c^2) \cdot h_3 \cdot m + 0,2 \text{ , м}^3 \quad (9.20)$$

Подставим значения:

$$V_{\text{окр}}^{\text{min}} = 3,14 \cdot (2^2 - 0,075^2) \cdot 10 \cdot 0,18 + 0,2 = 22,78 \text{ (м}^3) \approx 22,8 \text{ м}^3$$

После определения минимального объема рабочего кислотного раствора остальные параметры СКО определяются по методике, представленной в теоретической части и примере 1.

Пример 3

Методика расчета параметров обработки ПЗП глинокислотным составом

Выбирается скважина, удовлетворяющая критериям применимости технологии. Выбрана скважина с достаточными подвижными остаточными запасами нефти в зоне дренирования, значительно снизившимся дебитом и выявленным ухудшением состояния ПЗП.

Исходные данные по скважине:

Диаметр скважины: 0,15 м;

Перфорированная толщина пласта: $h=2,5$ м;

Пористость пласта равна $m = 18 \%$;

Текущее пластовое давление: $P_{\text{пл}} = 14,5$ МПа;

Глубина забоя скважины: $H_{\text{заб}} = 2115,7$ м;

Глубина зумпфа скважины: $h = 43,2$ м;

Глубина спуска НКТ: $H_{\text{спуска}} = 1350$ м;

Наружный диаметр НКТ: $D_y = 0,073$ м;

Дебит нефти до обработки: $Q_n = 0,7$ т/сут;

Начальный дебит нефти: 18 т/сут.

Установлен радиус зоны загрязнения в ПЗП $R_y = 1,5$ м, поэтому расход глинокислоты по формуле (9.20) равен:

$$V_{\text{окр}}^{\text{min}} = 3,14 \cdot (1,4^2 - 0,075^2) \cdot 2,5 \cdot 0,18 + 0,2 = 2,96 \text{ (м}^3\text{)} \approx 3,0 \text{ м}^3 \quad (9.21)$$

Растворяющая способность глинокислоты (12% HCl + 3% HF) по каолину 27,5 кг/м³, СК₂₀ = 43,1 г/м² × ч. Определяем потребность в товарных кислотах на приготовление 1 м³ глинокислотного раствора имеющего состав «12 % HCl+3% HF» при плотности товарной соляной кислоты 1,137 г/см³ (концентрация 27,5%), товарной фтористоводородной (плавиковой) кислоты – 1,082 г/см³ (концентрация 24 %) при температуре 20 С°. Максимальное время выдерживания глинокислоты на реагирование в таких пластовых условиях составляет 2–3 часа.

Сначала определяется расход товарной соляной кислоты на приготовление 1 м³ ее раствора 12 % концентрации. Плотность 12 % раствора соляной кислоты и содержание кислоты в 1 л товарного продукта равны 1,057 г/см³ и 0,314 кг/л соответственно.

Потребный объем товарной кислоты на приготовление 1 м³ кислотного состава заданной концентрации определяется:

$$V_T = \frac{10a_3\rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 12 \cdot 1,057}{0,314} = 404 \text{ л}, \quad (9.22)$$

где V_T – объем товарной кислоты, л;

a_3 – заданная концентрация кислоты в составе, %;

ρ_3 – плотность раствора кислоты заданной концентрации, г/см³;

A – концентрация товарной кислоты, кг/л.

Весовое содержание плавиковой кислоты в 1 л товарного продукта равно 0,26 кг. При этом плотность кислотного раствора принимается по 12 % HCl. Объем товарной плавиковой кислоты определяется по следующей формуле:

$$V_T = \frac{10a_3\rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,057}{0,260} = 122 \text{ л}. \quad (9.23)$$

По таблице 9.4 выбирается стабилизатор для кислотного раствора.

Таблица 9.4

Стабилизаторы, применяемые для кислотного раствора

Стабилизатор	Пластовая температура, °С	Содержание железа, Fe ⁺³ , %	Концентрация стабилизатора, %
Уксусная кислота	<60	<0,1	1,0
		<0,2	1,5
		<0,5	3,0
Лимонная кислота	<90	<0,3	0,5
		<0,5	1,0

Сульфат натрия	<110	<0,3	0,08
Уксусная и лимонная кислота	<120	<0,2	2,0÷4,0
КРАСТ	<140	<0,3	0,07

В нашем случае при содержании в соляной кислоте железа 0,1–0,3 % в качестве стабилизатора выбирается уксусная кислота в количестве 2 %. Концентрация товарной уксусной кислоты равна 80 %.

$$Q_{\text{ук}} = \frac{10 \cdot 2,0 \cdot 1,057}{0,856} = 24,7 \text{ л}, \quad (9.24)$$

где $Q_{\text{ук}}$ – объем уксусной кислоты, л.

Для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии при закачке кислоты в ПЗП используют ингибиторы коррозии, рекомендуемые концентрации которых представлены в таблице 9.5

Таблица 9.5

Рекомендуемые концентрации

Ингибитор	Массовая концентрация к объему раствора кислоты, %	Пластовая температура, °С
Формалин	0,60–0,80	менее 20
Уникол ПБ-5	0,25–0,50	
Катапин-А	0,05–0,10	
Катапин-К	0,05–0,10	20-40
Катапин-А	0,05–0,10	
Уротропин	0,20–0,25	
И-1-А+Уротропин	0,10+0,40	
И-1-Ф+Уротропин+иодистый калий	0,40+0,80+0,01	До 130

В качестве ингибитора выбран реагент Катапин-А концентрацией 0,7 %. Объем ингибитора определяется следующим образом.

$$Q_{\text{инг}} = \frac{1000 \cdot 0,7 \cdot 1,057}{95 \cdot 1,05} = 7,4 \text{ л}, \quad (9.25)$$

где $Q_{\text{инг}}$ – объем ингибитора, л.

Добавка в раствор кислоты ПАВ типа АНП-2 приводит к гидрофобизации гидрофильных участков поверхности каналов фильтрации, тем самым ухудшаются условия смачивания поверхности каналов водой. В результате обработки пласта растворами ПАВ проницаемость пород по нефти увеличивается, а по воде уменьшается.

Необходимое количество ПАВ рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{пав}} = \frac{10 \cdot 0,1 \cdot 1,057}{1,05} = 1 \text{ л}, \quad (9.26)$$

где $Q_{\text{пав}}$ – объем раствора ПАВ, л.

$$Q_{\text{в}} = 1000 - 404 - 122 - 24,7 - 7,4 - 1 \approx 441 \text{ л}, \quad (9.27)$$

где $Q_{\text{в}}$ – объем воды.

Одновременно аналогичным образом готовят солянокислотный раствор для предварительного выщелачивания карбонатной составляющей породы (первый этап ГКО), что предупреждает выпадение осадка при взаимодействии глиноуксусной кислоты с карбонатным материалом. Объем СКР сравнительно невелик, в пределах $0,5 \text{ м}^3$ на метр толщины обрабатываемого интервала.

В таблице 9.6 показано количество компонентов для приготовления 3 м^3 глиноуксусной кислоты и $0,5 \text{ м}^3$ соляной кислоты.

Таблица 9.6

**Расчетное потребное количество компонентов (реагентов)
для приготовления 3 м^3 глиноуксусной кислоты (грязевой кислоты)
и $0,5 \text{ м}^3$ соляной кислоты**

Реагенты	Ед. изм.	глиноуксусная (3 м^3)	соляная кислота ($0,5 \text{ м}^3$)
27 % - ная соляная кислота (товарная)	л	1212	202
40 % - ная плавиковая кислота (товарная)	л	366	-
70 % - ная уксусная кислота	л	74,1	12,35
ПАВ АНП-2	л	3	0,5
Техническая вода	л	1323	220,5
Ингибитор коррозии Катапин-А	л	29,6	3,7

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью. Интервал ствола ниже продуктивного пласта (зумпф) изолируют закачкой бланкета – концентрированного раствора хлористого кальция. Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса закачивают раствор CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 .

Для получения 1 м^3 раствора хлористого кальция плотностью 1200 кг/м^3 требуется 540 кг CaCl_2 и $0,66 \text{ м}^3$ воды. Количество хлористого кальция и воды рассчитывается по следующей формуле:

$$M_{\text{СКВ}} = 0,785 \cdot D_{\text{ЭК}}^2 \cdot h \cdot m = 0,785 \cdot 0,127^2 \cdot 43,2 \cdot 540 = 295,36 \text{ кг} \quad (9.28)$$

где $M_{\text{СКВ}}$ – масса концентрированного раствора хлористого кальция, кг;

$D_{\text{ЭК}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонной, м;

h – глубина зумпфа скважины, м;

m – масса $1 \text{ м}^3 \text{ CaCl}_2$, кг/м^3 .

Требуемое количество воды равно 0,48 кг.

После приготовления глинокислотного раствора ареометром проверяется полученная концентрация раствора HCl и HF, если она не соответствует заданной, то к раствору добавляется вода или концентрированная кислота.

До закачки кислоты скважину необходимо заполнить нефтью. При закачке кислоты необходимо, чтобы нефть заполнила выкидную линию диаметром 0,076 м, длиной 15 м от насосного агрегата, промывочные трубы диаметром 0,073 м, длиной 2072,5 м и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта. После этого устье скважины герметизируются и раствор под давлением закачивается в призабойную зону пласта.

$$V_{\text{вл}} = \frac{\pi d_{\text{вл}}^2}{4} \cdot L_{\text{вл}} = \frac{3,14 \cdot 0,076^2}{4} \cdot 15 = 0,068 \text{ м}^3, \quad (9.29)$$

где $V_{\text{вл}}$ – объем нефти, необходимый для заполнения выкидной линии, м^3 ;

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

$L_{\text{вл}}$ – длина выкидной линии, м.

$$V_{\text{пт}} = \frac{\pi d_{\text{пт}}^2}{4} L_{\text{пт}} = \frac{3,14 \cdot 0,073^2}{4} \cdot 2072,5 = 8,67 \text{ м}^3 \quad (9.30)$$

где $V_{\text{пт}}$ – объем нефти, необходимый для заполнения промывочных труб, м^3 ;

$d_{\text{пт}}$ – диаметр промывочных труб, м;

$L_{\text{пт}}$ – длина промывочных труб, м.

$$V_{\text{пп}} = \frac{\pi d_{\text{эк}}^2}{4} h_{\text{пп}} = \frac{3,14 \cdot 0,127^2}{4} \cdot 2,5 = 0,031 \text{ м}^3, \quad (9.31)$$

Где $V_{\text{пп}}$ – объем нефти, необходимый для заполнения части ствола скважины от подошвы до кровли пласта, м^3 ;

$d_{\text{эк}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$h_{\text{пп}}$ – толщина продуктивного пласта, м.

Объем нефти, необходимый для вытеснения глинокислоты из НКТ в пласт, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{вл}} + V_{\text{пт}} + V_{\text{пп}} = 8,78 \text{ м}^3. \quad (9.32)$$

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникала на большее расстояние от скважины. Радиус обработанной зоны увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает коррозию последнего.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче и не превышало давление опрессовки колонны

(в противном случае требуется закачка с пакером). В таблице 9.6 приложения 9 приведена техническая характеристика агрегата СИН32.

Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом $q=2,5$ л/с.

Гидростатическое давление столба нефти рассчитывается по формуле:

$$P_{жс} = \rho g(H - h') = 890 \cdot 9.81(2075,5 - 2.5) \cdot 10^{-6} = 18,09 \text{ МПа}, \quad (9.33)$$

где $P_{жс}$ – гидростатическое давление столба жидкости, МПа;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Максимальное забойное давление рассчитывается по формуле:

$$P_{заб} = P_{пл} + \frac{q'}{K} = 14,5 + \frac{2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{0,144} = 34 \text{ МПа}, \quad (9.34)$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

q' – теоретическая подача насоса, л/с;

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

Для определения потерь давления на трение сделаем расчеты:

$$v = \frac{q}{0,785d^2} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,073^2} = 0,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (9.35)$$

где v – скорость движения жидкости по трубам, м/с;

d – диаметр НКТ, м.

$$Re = \frac{v' d \rho}{\mu} = \frac{0,6 \cdot 0,073 \cdot 886}{9,6 \cdot 10^{-3}} = 4042,4, \quad (9.36)$$

где Re – число Рейнольдса (4042,4 – значит режим турбулентный);

v' – скорость движения жидкости по трубам, м/с;

d – диаметр НКТ, м; ρ – плотность нефти, кг/м³;

μ – вязкость нефти, мПа·с.

$$\gamma = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{4042,4^{0,25}} = 0,0397, \quad (9.37)$$

где γ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Потери давления на трение равны:

$$P_{тр} = \frac{\gamma v^2 H \rho}{2d} = \frac{0,0397 \cdot 0,6^2 \cdot 2072,5 \cdot 890 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 0,073} = 0,02 \text{ МПа}, \quad (9.38)$$

где $P_{тр}$ – давление на трение, МПа.

Таким образом, давление на выкиде насоса равно:

$$P_{\text{вык}} = P_{\text{заб}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{тр}} = 34 - 18,09 + 0,02 = 16 \text{ МПа.} \quad (9.39)$$

При работе агрегата на второй скорости при подаче насоса 2,5 л/с давление на выходе насоса составляет 16 МПа.

Итак, при закачке кислотного раствора агрегат СИН32 работает на второй скорости при диаметре плунжера 100 мм. При этом давление на выкиде насоса обеспечивает закачку кислоты в пласт.

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

$$\tau = \frac{(V_{\text{общ}} + V_{\text{H}}) \cdot 1000}{3600 \cdot q} = \frac{(3 + 8,78) \cdot 1000}{3600 \cdot 2,5} = 1,3 \text{ ч,} \quad (4.20)$$

где τ – время нагнетания и продавки кислотного раствора в пласт, ч;

$V_{\text{общ}}$ – общий объем глинокислотного раствора, м³;

V_{H} – объем нефти для вытеснения глинокислоты в пласт, м³.

Задание к практической работе 9

Общие исходные данные к заданию: в вариантах с терригенным коллектором, он представлен песчаником с контактными и глинистыми цементами; $D_{\text{вжк}} = 150$ мм ($D_{\text{внешний}} = 168$ мм); Давление опрессовки эксплуатационной колонны (на устье) равно: $P_{\text{опр}} = 15$ МПа при $H_{\text{з}} \leq 2000$ м, $P_{\text{опр}} = 25$ МПа при $H_{\text{з}} \geq 2000$ м; НКТ с воронкой спущены до нижних отверстий интервала перфорации; плотность дегазированной нефти, $\rho_{\text{H}} = 890$ кг/м³; добавка ингибитора коррозии в кислотный раствор $C_{\text{ит}} = 0,01\%$; необходимое количество интенсификатора $C_{\text{инт}} = 1 \div 5 \%$; $g = 9,81$ м/с²; товарная уксусная кислота имеет концентрацию $K_{\text{ту}} = 70\%$; на насосном агрегате устанавливается расход жидкости, $q = 7,5$ л/с.

Вскрытая толщина пласта, планируемая к обработке: $h_{\text{э}} = H_{\text{кп}} - H_{\text{пл}}$.

Нагнетательная линия от насосного агрегата собрана длиной $L_{\text{н.л}} = 100$ м из труб с внутренним диаметром $d_{\text{вл}} = 62$ мм, технологическая колонна труб (НКТ) в скважине в соответствии с приложением 9 и 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:

$$P_{\text{грп}} = 0,0083 \times H_{\text{кп}} + 0,66 \times P_{\text{пл}}, \text{ [МПа]}$$

В соответствии с определенным вариантом (приложения 8 и 9) 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;

Указание: 1) глубина подвески из приложения 8 не принимается в расчет;

2) выполнить расчет для случаев с известным радиусом зоны ухудшенной проницаемости и с неопределенным радиусом.

Вопросы к защите практической работы № 9:

1. Виды обработок призабойной зоны пласта.
2. Методы воздействия на ПЗП с малым радиусом действия.
3. Методы воздействия на ПЗП с большим радиусом действия.
4. Химические вещества и агенты, применяемые для обработок ПЗП.
5. Что такое ГТМ?
6. Изменением каких параметров пласта и системы разработки можно увеличить дебиты скважин?
7. По каким показателям оценивают успешность ГТМ?
8. Перечислить технологии воздействия на ПЗП.
9. К механическим методам воздействия на ПЗП относят ...?
10. К химическим методам воздействия на призабойную зону относят...?
11. К физическим методам воздействия на призабойную зону относят...?
12. Перечислить основные способы улучшения сообщаемости пласта и скважины с небольшим радиусом действия.
13. Перечислить основные способы улучшения сообщаемости пласта и скважины с большим радиусом действия.
14. Описать классификацию методов воздействия на пласт.
15. Перечислить виды кислотных обработок ПЗП.
16. Перечислить схемы кислотных обработок ПЗП.
17. Какие обработки ПЗП с применением ПАВ бывают?
18. Состав и свойства горных пород и коллекторов и их учет при выборе метода воздействия на ПЗП.
19. Пористость и проницаемость горных пород.
20. Фазовая и относительная проницаемости горных пород.
21. Зависимости проницаемости от пористости и размера пор.
22. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства.

23. Состав и свойства горных пород и коллекторов.
24. Цели и методы воздействия на пласт.
25. Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства.
26. Методы интенсификации?
27. От каких величин зависит плотность кислотного раствора и его объем для проведения обработки ПЗП?
28. С какой целью и что добавляют в кислотные растворы для СКО?
29. Как определяется потребный объем любого реагента для очистки ПЗП?

Практическая работа № 10.

Промывка ствола и забоя скважины

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, продуктивные пласты, которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаными породами, в поступающем в скважину флюиде содержится большое количество твердых мехпримесей и в том числе песка. При определенных скоростях движения жидкости или газа, недостаточных для выноса механических частиц (мехчастиц) к устью скважины, мехчастицы и песок осаждаются на забое, и могут образовать пробку в стволе скважины. Также, вследствие абразивного воздействия механических примесей (песка) преждевременно выходит из строя погружное и устьевое скважинное оборудование. Наличие песка значительно осложняет эксплуатацию как фонтанных, так и механизированных скважин. Песок, проникая внутрь скважинного насоса (штангового, ЭЦН и др.), приводит к быстрому износу узлов (клапанов, плунжера, втулок, лопаток, направляющих аппаратов и т. д.), истирает их поверхность; заклинивает насос, вызывает перегрузку и продольный изгиб штанг, провоцирует обрывы штанг, перегрузку узлов станка-качалки и двигателя СК или ПЭД. При фонтанной эксплуатации изнашиваются штуцеры и вся устьевая арматура. Происходит повышенный износ колонн НКТ и штанг. Все меры, предпринимаемые для недопущения появления мехпримесей в скважинах, не исключают полностью вредное влияние этого фактора.

После различного рода воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) в скважину выносятся продукты реакции, агрессивные агенты и т. д., также накапливаются эти вещества и в пристволевой части пласта. Могут возникать осложнения в виде различного рода осадков, пробок, коррозионного воздействия и т. п. Т. е. требуется очистка ствола скважины от этих мехпримесей и агентов.

Таким образом, можно сказать, что существует настоятельная необходимость периодической промывки скважин, или сразу же после окончания различного рода обработок ПЗП. Отметим также, что на чистки и промывки ствола скважин затрачивается более 45 % времени от всего объема ремонта. Промывка скважин нацелена на очистку нижней части ее ствола от накопившегося песка и других загрязнений, различных отложений на внутренней стенке эксплуатационной колонны.

Процесс промывки основан на использовании энергии струи жидкости, закачиваемой в скважину, для разрушения песчаной пробки или иных отложений и выноса составляющих их мехпримесей и других веществ на поверхность.

В качестве промывочной жидкости (ПЖ) используется нефть, вода, растворы ПАВ или растворители, реже – глинистый раствор. ПЖ выбирают в зависимости от величины пластового давления, свойств пород, составляющих пласт, характера отложений (пробки) и характеристики добываемой из скважины жидкости. Если коллекторы содержат глины, набухающие при соприкосновении с водой, песчаные пробки в зоне продуктивного пласта лучше промывать нефтью. Но если пробка имеет значительную высоту, то до интервала перфорации ее можно промывать водой, а затем нефтью или специальным раствором.

Если в процессе промывки при вскрытии фильтра возможен выброс или фонтанирование, необходима ПЖ такой плотности, которая обеспечит давление столба жидкости в скважине в момент вскрытия отверстий фильтра не менее пластового (см. расчеты для глушения скважины).

Глинистый раствор применяется для промывки скважин, когда невозможно создать противодействие на пласт столбом другой ПЖ.

Хорошие результаты показывают операции по промывке песчаных пробок пенами и газожидкостными смесями. Промывка забоев и стволов скважин возможна прямая, обратная, комбинированная и непрерывная. В последнее время для промывок используют технологии с ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба, или коилтубинг).

При **прямой промывке** ПЖ нагнетается через колонну промывочных труб (НКТ) с воронкой-пером на конце, спущенную в скважину. Частицы размытой пробки вместе с жидкостью выносятся из скважины по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной промывочных труб. По мере вымывания пробки добавляют промывочные трубы, которые постепенно и осторожно опускают, приближая воронку-перо к кровле (верхней кромке) пробки. При спуске промывочные трубы удерживают постоянно на весу (не разгружают на пробку). Для такой промывки могут быть использованы ГНКТ, с которыми эта операция выполняется более технологично.

При **обратной промывке** скважины ПЖ нагнетают в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ, а жидкость с мехпримесями и другими загрязнителями поднимается по промывочным трубам. Таким образом, достигается увеличение скорости восходящего потока жидкости и сокращается время выноса «грязи» с забоя скважины. При обратной промывке противодействие на пласт больше, чем при прямой промывке.

Комбинированная промывка заключается в периодическом изменении направления движения промывочной жидкости. Для размыва пробки промывочную жидкость нагнетают в промывочные трубы, т. е. ведут прямую промывку. После частичного размыва пробки для ускорения выноса размытой породы на поверхность направление движения промывочной жидкости изменяют,

переключая последнюю в кольцевое пространство, т. е. ведут обратную промывку. После выноса размытой пробки или части отложений на поверхность жидкость вновь направляют в промывочные трубы для размыва новой порции пробки; затем направление жидкости изменяют в том же порядке. Комбинированная промывка имеет все преимущества прямой и обратной промывки.

Промывка скважин аэрированной жидкостью или пенными системами применяется для определенной категории скважин. Рекомендуется применение в скважинах, эксплуатируемых механизированным способом без фонтанных проявлений, с небольшим столбом жидкости в скважине и с рыхлой, неуплотненной песчаной пробкой. Преимущества этого способа: исключается или значительно сокращается поглощение ПЖ пластом; ускоряется процесс ввода скважины в эксплуатацию после удаления пробки; появляется возможность очистки зумпфа (колонны ниже отверстий фильтра), что обеспечивает в дальнейшем создание свободного объема для накопления осаждающихся на забое мехпримесей и песка в период последующей эксплуатации скважины, а значит, способствует увеличению межремонтного периода (МРП) ее работы.

При промывке нефтью или раствором на углеводородной основе (РУО) вследствие более высокой вязкости нефти и РУО (в сравнении с водой) показатели промывки улучшаются, требуется меньше времени и полнее используется мощность насосного агрегата.

Гидравлический расчет промывки скважины

Расчет сводится к определению величины гидравлических потерь при движении жидкости по трубам при прямой и обратной промывках.

Гидравлические потери обусловлены в основном глубиной скважины и ее диаметром, типо-размером промывочных труб, физическими свойствами ПЖ, ее расходом и количеством выносимых мехчастиц (песка). Количество мехпримесей характеризуют КВЧ – количество взвешенных частиц.

Скорость подъема по стволу скважины, вымываемых мехчастиц (песка) равна

$$v_{\text{под}} = v_{\text{вп}} - w_{\text{оч}}, \text{ м/с}, \quad (10.1)$$

где $v_{\text{вп}}$ — скорость восходящего потока ПЖ, м/с;

$w_{\text{оч}}$ — средняя скорость свободного падения мехчастиц и песка в жидкости (критическая скорость, меньше которой промывка не может быть), м/с.

Обычно принимают, что минимальная величина $v_{\text{под}}^{\text{мин}} = \frac{v_{\text{вп}}}{2}$

Время, необходимое для подъема твердых частиц (песчинок) после размытия песчаной пробки с глубины H , составит:

$$t = \frac{H}{v_{\text{ВП}}}$$

Если принять, что при $v_{\text{ВП}} = 2w_{\text{оч}}$, то предотвращается рост концентрации мехчастиц и песка (КВЧ) в эксплуатационной колонне или в насосных трубах в процессе промывки скважин, то минимальная скорость подъема размытого песка трубах определяется так:

$$v_{\text{ПОД}} = v_{\text{ВП}} - \frac{v_{\text{ВП}}}{2} = \frac{v_{\text{ВП}}}{2}, \text{ м/с} \quad (10.2)$$

При **прямой промывке** гидравлические потери в промывочных трубах равны

$$h_{\text{ГПТ}} = \lambda \frac{L}{d_{\text{ВН}}} \cdot \frac{v_{\text{ПР}}^2}{2} \rho_{\text{ПЖ}}, \text{ Па} \quad (10.3)$$

где $h_{\text{ГПТ}}$ – потери напора в трубах, Па;

L – длина колонны промывочных труб (или H_3 - глубина забоя), м;

$d_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр промывочных труб, м;

$v_{\text{ПР}}$ – линейная скорость нисходящего потока жидкости в промывочных трубах (скорость промывки), м/с;

$\rho_{\text{ПЖ}}$ – плотность жидкости, кг/м³;

λ – коэффициент трения (табл. 10.1).

Таблица 10.1

Коэффициент трения в промывочных трубах (для воды)

Условный диаметр труб, D_y , мм	48	60	73	89	114
Коэффициент трения, λ	0,040	0,037	0,035	0,034	0,032

Потеря напора при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве определяется из выражения:

$$h_{\text{ГКП}} = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_{\text{ЭК}} - D_y} \cdot \frac{v_{\text{ВП}}^2}{2} \rho_{\text{ПР}}, \text{ Па}, \quad (10.4)$$

где φ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь напора из-за содержания в жидкости песка (по опытным данным $\varphi = 1,12 \div 1,20$);

D_y – наружный диаметр промывочных труб, м;

$v_{\text{ВП}}$ – скорость восходящего потока ПЖ, м/с;

$D_{\text{ЭК}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Для определения гидравлических потерь $h_{\text{ГПТ}}$ и $h_{\text{ГКП}}$ при **обратной промывке** пользуются теми же формулами, но только формула (10.3) принимается для восходящего потока, а формула (10.4) – для нисходящего:

$$h_{\text{ГПТ}}^{\text{обр}} = \varphi \cdot \lambda \frac{L}{d_{\text{ВН}}} \cdot \frac{v_{\text{ВП}}^2}{2} \rho_{\text{ПЖ}}, \text{ Па} \quad (10.5)$$

$$h_{\text{ГКП}}^{\text{обр}} = \lambda \cdot \frac{L}{D_{\text{ЭК}} - D_{\text{У}}} \cdot \frac{v_{\text{ПР}}^2}{2} \rho_{\text{ПЖ}}, \text{ Па} \quad (10.6)$$

Коэффициент φ надо учитывать при определении потерь напора в восходящем потоке, т. е. в промывочных трубах, связи с разностью статических напоров в промывочных трубах и в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и колонной НКТ, обусловленной содержанием мехпримесей и песка в восходящем потоке, т.е. создается дополнительный напор.

Потери напора на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и кольцевом пространстве определяют по формуле К.А. Апрессова

$$h_{\text{ур.плот}} = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_{\text{ПЖ}}}{f} \left[\frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_{\text{ПЖ}}} \left(1 - \frac{w_{\text{ОЧ}}}{v_{\text{ВП}}} \right) - 1 \right], \text{ Па} \quad (10.7)$$

где m – объем пустот между отдельными частицами песка, занимаемый жидкостью, $m = 0,3 \div 0,45$;

F – площадь сечения внутреннего пространства в эксплуатационной колонне, м^2 ;

l – высота промытой пробки по длине одной трубы, м ;

f – площадь сечения внутреннего кольцевого пространства в эксплуатационной колонне при прямой промывке или сечения НКТ при обратной промывке, м^2 ;

$\rho_{\text{П}}$ – плотность песка, $\text{кг}/\text{м}^3$ (для кварцевого песка $\rho_{\text{П}} = 2650 - 2700 \text{ кг}/\text{м}^3$);

$\rho_{\text{ПЖ}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$v_{\text{ВП}}$ – скорость восходящего потока ПЖ, $\text{м}/\text{с}$;

$w_{\text{ОЧ}}$ – средняя скорость свободного падения мехчастиц и песка в жидкости, $\text{м}/\text{с}$.

Потери напора на преодоление сопротивлений в промывочном вертлюге $h_{\text{верт}}$ и в шланге $h_{\text{ш}}$ могут быть приняты по экспериментальным данным суммарно (табл. 10.2). При обратной промывке эти сопротивления обычно отсутствуют.

Общие гидравлические потери напора при промывке слагаются:

$$h = h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ур.плот}} + h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}}, \text{ Па} \quad (10.8)$$

Потери напора в промывочном вертлюге и шланге

Расход, л/с	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
$h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}}, \times 10^5 \text{ Па}$	0,4	0,8	1,2	1,7	2,2	2,9	3,7	4,4	11,0	20
$h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}}, \text{ м вод.ст.}$	4	8	12	17	22	29	36	43	105	200

Гидравлические потери в нагнетательной линии по аналогии с (10.3):

$$h_{\text{нагн}} = \lambda \frac{l_{\text{нагн}}}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{v_{\text{пр}}^2}{2} \rho_{\text{пж}}, \text{ Па} \quad (10.3a)$$

Давление на давлении на выкиде насосного агрегата определяется суммой потерь и равно:

$$P_{\text{ва}} = h = h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ур.плот}} + h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}} + h_{\text{нагн}}, \text{ Па} \quad (10.9)$$

или

$$P_{\text{ва}} = \frac{h}{10^5} = \frac{h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ур.плот}} + h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}} + h_{\text{нагн}}}{10^5}, \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}, \quad (10.9a)$$

Давление на забое скважины (на башмаке НКТ, глубине спуска) равно:

$$P_3 = 10 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot L + h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ур.плот}}, \text{ Па} \quad (10.10)$$

где $\rho_{\text{пж}}$ – плотность жидкости в скважине, кг/м³.

Мощность необходимая для промывки определяется из формулы:

$$N = \frac{P_{\text{ва}} \cdot Q \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot \theta}, \text{ (кВт)} \text{ или } N = \frac{h \cdot Q \cdot \rho_{\text{пж}}}{75 \cdot \theta} \text{ (л.с.)} \quad (10.11)$$

где N – мощность, кВт (л.с.);

$P_{\text{ва}}$ – давление на давлении на выкиде насосного агрегата определяемое суммой потерь, Па;

h – общие гидравлические потери напора, м;

Q – производительность насосного агрегата, л/с;

θ – к.п.д. насосного агрегата;

$\rho_{\text{пж}}$ – плотность жидкости, г/см³.

Время необходимое для подъема размытой пробки на поверхность после промывки каждой промывочной трубы до чистой воды, определяется:

$$T = \frac{L}{v_{\text{под}}} \quad (10.12)$$

где $v_{\text{под}}$ – скорость подъема размытой породы, м/с;

L – высота подъема вымытых мехпримесей (глубина спуска НКТ), м.

Использование максимальной мощности насосного агрегата можно определить из выражения:

$$K_{\text{иа}} = \frac{N}{N_{\text{max}}} \times 100, \% \quad (10.13)$$

где N_{max} – максимально возможная мощность двигателя агрегата по его характеристике.

Размывающая сила струи ПЖ равна

$$P_{\text{рс}} = 2,04 \cdot \frac{Q^2}{f_c F} \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}, \quad P_{\text{рс}} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{Q^2}{f_c F}, \text{ кПа} \quad (10.14)$$

где Q – производительность насосного агрегата, л/с;

f_c – площадь поперечного сечения струи ПЖ, нагнетаемой в скважину, см²;

F – площадь поперечного сечения внутреннего пространства в эксплуатационной колонне, см².

Расчеты давления на выкиде насоса, на забое скважины, использования мощности и времени для обратной промывке аналогичен расчету прямой промывки.

Гидравлический расчет промывки нефтью или РУО ведется аналогично расчету промывки водой. При этом меняется только значение λ – коэффициента трения. Его рассчитывают для ламинарного и турбулентного режимов движения промывочной жидкости, с учетом числа Рейнольдса (Re).

$$\text{Турбулентный режим } \lambda_{\text{турб}} = \frac{0,3164}{\sqrt{Re_{\text{турб}}}} \quad (10.15)$$

$$\text{Ламинарный режим } \lambda_{\text{л}} = \frac{64}{Re_{\text{л}}} \quad (10.16)$$

Число Рейнольдса определяют при движении жидкости по трубам:

$$Re_{\text{л}} = \frac{v_{\text{нкт}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} \quad (10.17)$$

при движении жидкости в кольцевом пространстве:

$$Re_{\text{к}} = \frac{v_{\text{к}} \cdot (D_{\text{ЭК}} - D_{\text{У}})}{\nu}, \quad (10.18)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти,

v – скорость движения жидкости.

Справочные данные для расчета промывки приведены в приложении 10 табл. 10.2— 10.8.

Пример 1.

Гидравлический расчет промывки (забойной песчаной пробки)

Задача: сделать гидравлический расчет промывки забоя скважины, при этом определить давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя, давление на забое скважины, время на промывку пробки, разрушающее действие струи ПЖ.

Исходные данные: глубина скважины $H = 1000$ м; диаметр эксплуатационной колонны (ЭК) $D_{ЭК} = 168$ мм; диаметр промывочных труб $D_y = 73$ мм; максимальный размер частиц (зерен песка) $\delta_{ч} = 1$ мм; песчаная пробка в ЭК перекрывает интервал перфорации.

Промывка ведется насосным агрегатом СИН35 (УНБ-200×50 – характеристики в табл. 10.3 и 10.4 приложения 10) на шасси «УРАЛ-4320» с плунжером $\varnothing 125$ мм. Плотность промывочной жидкости $\rho_{ПЖ} = 1000$ кг/м³. Нагнетательная линия длиной $l_{нагн} = 20$ м из труб $\varnothing 73$ мм ($D_{вн} = 62$ мм).

Прямая промывка.

Таблица 10.3

Расчет скоростей движения ПЖ при промывке (по таблицам 10.5 и 10.6 приложения 10)

Скорость	Подача насосного агрегата, л/с	Скорость нисходящего движения ПЖ в НКТ73 мм, м/с	Скорость восходящего движения ПЖ в кольцевом пространстве, м/с
I	1,4	0,4634	0,1036
II	2,6	0,8606	0,1924
III	3,7	1,2247	0,2738
IV	5,1	1,6881	0,3774
V	6,6	2,1846	0,4884
VI	9,2	3,0452	0,6808

1. Скорость подъема размытой пробки после ее промывки каждой свечой до чистой воды по формуле (10.1):

при работе агрегата на I скорости

$$v_{под1} = 0,1036 - 0,095 = 0,0086 \text{ м/с}$$

при работе агрегата на II скорости

$$v_{под2} = 0,1924 - 0,095 = 0,0974 \text{ м/с}$$

при работе агрегата на III скорости

$$v_{под3} = 0,2738 - 0,095 = 0,1788 \text{ м/с}$$

при работе агрегата на IV скорости

$$v_{под4} = 0,3774 - 0,095 = 0,2729 \text{ м/с}$$

при работе агрегата на V скорости

$$v_{\text{под5}} = 0,4884 - 0,095 = 0,3934 \text{ м/с}$$

при работе агрегата на VI скорости

$$v_{\text{под6}} = 0,6808 - 0,095 = 0,5858 \text{ м/с}$$

2. Гидравлическое сопротивление при движении жидкости в 73-мм трубах по формуле (10.3):

$$h_{\text{гпт}} = \lambda \frac{L}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{v_{\text{пр}}^2}{2} \rho_{\text{пж}}$$

где $\lambda = 0,035$ — коэффициент трения при движении воды в 73-мм трубах (см. табл. 10.1);

$d_{\text{вн}} = 0,062$ м — внутренний диаметр 73-мм промывочных труб;

$v_{\text{пр}}$ — скорость нисходящего потока жидкости в 73-мм трубах (находится интерполированием из табл. 10.5 приложения 10);

$g = 9,81$ м/с² — ускорение свободного падения. Скорость движения жидкости в центральных трубах в см/с (приведена в табл. 10.5 приложения 10).

Подставив числовые значения в формулу, получим:

при работе агрегата на I скорости

$$h_{\text{гпт1}} = \lambda \frac{L}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{v_{\text{пр}}^2}{2} \rho_{\text{пж}} = 0,035 \frac{1000}{0,062} \cdot \frac{0,4634^2}{2} 1000 = 606121 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на II скорости

$$h_{\text{гпт2}} = 0,035 \frac{1000}{0,062} \cdot \frac{0,8606^2}{2} 1000 = 2090491 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на III скорости

$$h_{\text{гпт3}} = 0,035 \frac{1000}{0,062} \cdot \frac{1,2247^2}{2} 1000 = 4233564 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на IV скорости

$$h_{\text{гпт4}} = 0,035 \frac{1000}{0,062} \cdot \frac{1,6881^2}{2} 1000 = 8043464 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на V скорости

$$h_{\text{гпт5}} = 0,035 \frac{1000}{0,062} \cdot \frac{2,1846^2}{2} 1000 = 13470709 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на VI скорости

$$h_{\text{гпт6}} = 0,035 \frac{1000}{0,062} \cdot \frac{3,0452^2}{2} 1000 = 26174491 \text{ Па.}$$

3. Гидравлическое сопротивление при движении смеси жидкости с песком в кольцевом пространстве скважины (10.4):

$$h_{\text{ГКП}} = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_{\text{ЭК}} - D_{\text{У}}} \cdot \frac{v_{\text{ВП}}^2}{2} \rho_{\text{ПР}}$$

где $\varphi = 1,1 \div 1,2$ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь в результате присутствия песка в жидкости;

λ – коэффициент трения при движении воды в кольцевом пространстве (величина определяется по разности диаметров 168-мм и 73-мм и равна $150 - 73 = 77$ мм здесь 150 мм – внутренний диаметр 168-мм труб), что почти соответствует 89-мм трубам, для которых $\lambda = 0,034$ (см. табл. 10.1);

$D_{\text{У}} = 0,073$ м – наружный диаметр промывочных 73-мм труб;

$v_{\text{ВП}}$ – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве в см/с (определяется интерполированием по табл. 10.6 приложения 10).

Определим сопротивление, возникающее при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве:

при работе агрегата на I скорости

$$h_{\text{ГКП1}} = \varphi \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_{\text{ЭК}} - D_{\text{У}}} \cdot \frac{v_{\text{ВП}}^2}{2} \rho_{\text{ПР}} = 1,2 \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{150 - 73} \cdot \frac{0,1036^2}{2} 1000 = 28,4 \approx 28 \text{ Па}$$

при работе агрегата на II скорости

$$h_{\text{ГКП2}} = 1,2 \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{150 - 73} \cdot \frac{0,1924^2}{2} 1000 = 98,1 \approx 98 \text{ Па}$$

при работе агрегата на III скорости

$$h_{\text{ГКП3}} = 1,2 \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{150 - 73} \cdot \frac{0,2738^2}{2} 1000 = 198,6 \approx 197 \text{ Па}$$

при работе агрегата на IV скорости

$$h_{\text{ГКП4}} = 1,2 \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{150 - 73} \cdot \frac{0,3774^2}{2} 1000 = 374,2 \approx 374 \text{ Па}$$

при работе агрегата на V скорости

$$h_{\text{ГКП5}} = 1,2 \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{150 - 73} \cdot \frac{0,4884^2}{2} 1000 = 622,2 \approx 622 \text{ Па}$$

при работе агрегата на VI скорости

$$h_{\text{ГКП6}} = 1,2 \cdot 0,34 \cdot \frac{1000}{150 - 73} \cdot \frac{0,6808^2}{2} 1000 = 1208,97 \approx 1208 \text{ Па}$$

4. Потери напора на уравновешивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и кольцевом пространстве определяются по формуле К.А. Апрезова (см. табл. 10.7 приложения 10):

$$h_{\text{ур.плот}} = \frac{(1-m) \cdot F \cdot l \cdot \rho_{\text{ПЖ}}}{f} \cdot \left[\frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_{\text{ПЖ}}} \left(1 - \frac{w_{\text{ОЧ}}}{v_{\text{ВП}}} \right) - 1 \right], \text{ Па} \quad (10.19)$$

где $m = 0,3$ – пористость песчаной пробки;

$F = 177 \text{ см}^2$ – площадь сечения 168-мм эксплуатационной колонны;

$l = 12 \text{ м}$ – высота пробки, промытой за один прием (длина двухтрубной свечи труб);

f – площадь сечения кольцевого пространства скважины в см^2 (между 168-мм и 73-мм трубами);

$\rho_{\text{п}} = 2,6$ – относительная плотность песка;

$\rho_{\text{ж}} = 1$ – относительная плотность воды;

$W_{\text{оч}}$ – скорость свободного падения песчинок (критическая скорость, определяется по табл. 10.8 приложения 10).

При работе агрегата на I скорости

$$h_{\text{ур.плот1}} = \frac{(1-0,3) \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 1000}{0,0135} \cdot \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{0,095}{0,1036} \right) - 1 \right] = -8636 \text{ Па.}$$

Перераспределение давлений, с учетом результата в п. 1, показывает, что на I скорости промывка неэффективна.

при работе агрегата на II скорости

$$h_{\text{ур.плот2}} = \frac{(1-0,3) \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 1000}{0,0135} \cdot \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{0,095}{0,1924} \right) - 1 \right] = 3483 \text{ Па}$$

при работе агрегата на III скорости

$$h_{\text{ур.плот3}} = \frac{(1-0,3) \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 1000}{0,0135} \cdot \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{0,095}{0,2738} \right) - 1 \right] = 7686 \text{ Па}$$

при работе агрегата на IV скорости

$$h_{\text{ур.плот4}} = \frac{(1-0,3) \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 1000}{0,0135} \cdot \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{0,095}{0,3774} \right) - 1 \right] = 10413 \text{ Па}$$

при работе агрегата на V скорости

$$h_{\text{ур.плот5}} = \frac{(1-0,3) \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 1000}{0,0135} \cdot \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{0,095}{0,4884} \right) - 1 \right] = 12052 \text{ Па}$$

при работе агрегата на VI скорости:

$$h_{\text{ур.плот6}} = \frac{(1-0,3) \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 1000}{0,0135} \cdot \left[\frac{2600}{1000} \left(1 - \frac{0,095}{0,6808} \right) - 1 \right] = 14461 \text{ Па}$$

5. Гидравлическое сопротивление в шланге и вертлюге при движении ПЖ определяется опытным путем, по замерам, проведенным ранее, принимается из табл. 10.2

при работе агрегата на II скорости: $(h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}})_2 = 0,4 \times 10^3 \text{ Па}$

при работе агрегата на III скорости: $(h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}})_3 = 0,7 \times 10^3 \text{ Па}$

при работе агрегата на IV скорости: $(h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}})_4 = 1,2 \times 10^3 \text{ Па}$

при работе агрегата на V скорости: $(h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}})_5 = 2 \times 10^3 \text{ Па}$

при работе агрегата на VI скорости: $(h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}})_6 = 3,8 \times 10^3 \text{ Па}$

6. Гидравлическое сопротивление в нагнетательной линии от насоса до шланга с вертлюгом равно:

при работе агрегата на II скорости:

$$h_{\text{нагн2}} = \lambda \frac{l_{\text{нагн}}}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{v_{\text{пр}}^2}{2} \rho_{\text{пж}} = 0,035 \frac{20}{0,062} \cdot \frac{0,8606^2}{2} 1000 = 4179 \text{ Па}$$

при работе агрегата на III скорости

$$h_{\text{нагн3}} = 0,035 \frac{20}{0,062} \cdot \frac{1,2247^2}{2} 1000 = 8466 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на IV скорости

$$h_{\text{нагн4}} = 0,035 \frac{20}{0,062} \cdot \frac{1,6881^2}{2} 1000 = 16088 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на V скорости

$$h_{\text{нагн5}} = 0,035 \frac{20}{0,062} \cdot \frac{2,1846^2}{2} 1000 = 26938 \text{ Па.}$$

при работе агрегата на VI скорости:

$$h_{\text{нагн6}} = 0,035 \frac{20}{0,062} \cdot \frac{3,0452^2}{2} 1000 = 52342 \text{ Па.}$$

7. Давление на давлении на выкиде насосного агрегата определяется суммой потерь (10.9) и равно:

$$P_{\text{ва}} = h = h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ур.плот}} + h_{\text{верт}} + h_{\text{ш}} + h_{\text{нагн}}, \text{ Па}$$

при работе агрегата на II скорости:

$$P_{\text{ва2}} = 2090491 + 98 + 3483 + 0,4 \times 10^3 + 4179 = 2098651 \text{ Па} \approx 2,1 \text{ МПа}$$

при работе агрегата на III скорости:

$$P_{\text{ва3}} = 4233564 + 197 + 7686 + 0,7 \times 10^3 + 8466 = 4250613 \text{ Па} \approx 4,3 \text{ МПа}$$

при работе агрегата на IV скорости:

$$P_{\text{ва4}} = 8043464 + 374 + 10413 + 1,2 \times 10^3 + 16088 = 8071539 \text{ Па} \approx 8,1 \text{ МПа}$$

при работе агрегата на V скорости:

$$P_{\text{ва5}} = 13470709 + 622 + 12052 + 2 \times 10^3 + 26938 = 13512321 \text{ Па} \approx 13,5 \text{ МПа}$$

при работе агрегата на VI скорости:

$$P_{\text{ва6}} = 26174491 + 1208 + 14461 + 3,8 \times 10^3 + 52342 = 26246302 \text{ Па} \approx \\ \approx 26,2 \text{ МПа}$$

8. Давление на забое скважины при промывке (на глубине спуска промывочной воронки-башмака НКТ) равно (10.10):

при работе агрегата на II скорости:

$$P_{\text{з2}} = 10 \cdot \rho_{\text{пж}} \cdot L + h_{\text{ГКП}} + h_{\text{ур.плот}} = 10 \cdot 1000 \cdot 1000 + 98 + 3483 = 10003581 \\ \text{Па} \approx 10 \text{ МПа} = 100 \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}$$

при работе агрегата на III скорости:

$$P_{33} = 10 \cdot 1000 \cdot 1000 + 197 + 7686 = 10007883 \text{ Па} \approx 10 \text{ МПа} = \\ = 100,1 \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}$$

при работе агрегата на IV скорости:

$$P_{34} = 10 \cdot 1000 \cdot 1000 + 374 + 10413 = 10010787 \text{ Па} \approx 10,0 \text{ МПа} = \\ = 100,1 \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}$$

при работе агрегата на V скорости:

$$P_{35} = 10 \cdot 1000 \cdot 1000 + 622 + 12052 = 10012674 \text{ Па} \approx 10,0 \text{ МПа} = \\ = 100,1 \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}$$

при работе агрегата на VI скорости:

$$P_{36} = 10 \cdot 1000 \cdot 1000 + 1208 + 14461 = 10015669 \text{ Па} \approx 10,0 \text{ МПа} = \\ = 100,2 \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}$$

9. Мощность необходимая для промывки определяется по формуле (10.11):

при работе агрегата на II скорости:

$$N_2 = \frac{P_{\text{ва}} \cdot Q}{10^3 \cdot \theta} = \frac{2098651 \cdot 2,6 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 6,82 \text{ кВт}$$

при работе агрегата на III скорости:

$$N_3 = \frac{4250613 \cdot 3,7 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 19,66 \text{ кВт}$$

при работе агрегата на IV скорости:

$$N_4 = \frac{8071539 \cdot 5,1 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 51,46 \text{ кВт}$$

при работе агрегата на V скорости:

$$N_5 = \frac{13512321 \cdot 6,6 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 111,48 \text{ кВт}$$

при работе агрегата на VI скорости:

$$N_6 = \frac{26246302 \cdot 6,6 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 216,54 \text{ кВт}$$

Мощность двигателя насосного агрегата 210 кВт (285 л.с.), таким образом промывку можно вести на скоростях II ÷ V. На VI скорости мощность агрегата не позволяет вести промывку.

10. Время необходимое для подъема размытой пробки на поверхность после промывки каждой промывочной трубы до чистой воды, рассчитываем по формуле (10.12):

при работе агрегата на I скорости:

$$T_1 = \frac{1000}{0,0086} = 116279 \text{ с} = 1938,0 = 32,3 \text{ час}$$

(подтверждение неэффективности промывки в таком режиме)

при работе агрегата на II скорости:

$$T_2 = \frac{1000}{0,0974} = 10267 \text{ с} = 171,1 = 2,9 \text{ час}$$

при работе агрегата на III скорости:

$$T_3 = \frac{1000}{0,1788} = 5593 \text{ с} = 93,2 = 1,6 \text{ час}$$

при работе агрегата на IV скорости:

$$T_4 = \frac{1000}{0,2729} = 3664 \text{ с} = 61,1 = 1,0 \text{ час}$$

при работе агрегата на V скорости:

$$T_5 = \frac{1000}{0,3786} = 2641 \text{ с} = 44,0 = 0,7 \text{ час}$$

11. Использование максимальной мощности насосного агрегата рассчитываем по формуле (10.13):

при работе агрегата на II скорости:

$$K_{иа2} = \frac{N}{N_{max}} \times 100 = \frac{6,82}{169} \times 100 = 4,0 \%$$

при работе агрегата на III скорости:

$$K_{иа3} = \frac{N}{N_{max}} \times 100 = \frac{19,66}{169} \times 100 = 11,6 \%$$

при работе агрегата на IV скорости:

$$K_{иа4} = \frac{N}{N_{max}} \times 100 = \frac{51,46}{169} \times 100 = 30,4 \%$$

при работе агрегата на V скорости:

$$K_{иа5} = \frac{N}{N_{max}} \times 100 = \frac{111,48}{169} \times 100 = 66 \%$$

12. Размывающая сила струи ПЖ рассчитывается по формуле (10.14):

$$P_{pc} = 2,04 \cdot \frac{Q^2}{f_c F} \text{ кгс/см}^2 \text{ (ат)}, \quad P_{pc} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{Q^2}{f_c F}, \text{ кПа}$$

где Q – производительность насосного агрегата, л/с;

$f_c = 30,2 \text{ см}^2$ – площадь поперечного сечения струи ПЖ, нагнетаемой в скважину через НКТ 73 мм;

$F = 177 \text{ см}^2$ – площадь поперечного сечения внутреннего пространства в эксплуатационной колонне 168 мм.

при работе агрегата на II скорости:

$$P_{pc2} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{2,6^2}{30,2 \cdot 177} = 0,253 \text{ кПа}$$

при работе агрегата на III скорости:

$$P_{pc3} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{3,7^2}{30,2 \cdot 177} = 0,512 \text{ кПа}$$

при работе агрегата на IV скорости:

$$P_{pc4} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{5,1^2}{30,2 \cdot 177} = 0,973 \text{ кПа}$$

при работе агрегата на V скорости:

$$P_{pc5} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{6,6^2}{30,2 \cdot 177} = 1,630 \text{ кПа}$$

Заключение: наиболее оптимальной для промывки в заданных условиях можно принять V скорость агрегата, как второй вариант – IV скорость.

Задание к практической работе 10

В соответствии с определенным вариантом (таблица 10.1 приложения 10) выполнить гидравлический расчет промывки забоя скважины, при этом определить давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя, давление на забое скважины во время промывки, время на промывку пробки, разрушающее действие струи ПЖ. Определить наиболее эффективный режим промывки (скорость на раздаточной коробке насосного агрегата).

Общие исходные данные к заданию: промывка ведется насосным агрегатом СИН35 (УНБ-200×50 - характеристики в табл. 10.3 и 10.4 приложения 10) на шасси «УРАЛ-4320» с плунжером Ø 125 мм при глубине скважины $H_3 \leq 1500$ м; на шасси «КАМАЗ-43118» с плунжером Ø 125 мм при глубине скважины $H_3 > 1500$ м. Нагнетательная линия длиной $l_{нагн} = 20$ м из труб Ø73 мм ($D_{вн}=62$ мм). Кровля пробки в скважине расположена в 2 м над кровлей продуктивного пласта.

Вопросы к защите практической работы № 10:

1. Виды и схемы промывки скважины.
2. Как определяют необходимую скорость промывки, какой критерий эффективности промывки?
3. Какие цели могут ставиться перед промывкой скважины?
4. Чем обусловлены потери напора на уравнивание столбов жидкости в промывочных трубах и кольцевом пространстве?
5. По каким причинам возникают дополнительные гидравлические потери напора при промывке скважины?
6. Отличаются ли давления на забое скважины при промывке по прямой и обратной схемам, если да, то как и по каким причинам?
7. Для такой схемы промывки могут быть использованы ГНКТ?
8. Какие растворы (жидкости) используют в качестве промывочной жидкости (ПЖ) и по каким критериям их выбирают?
9. В каких случаях применяется промывка скважин аэрированной жидкостью или пенными системами?
10. По каким причинам возникает пробка на забое скважины?
11. Какую опасность представляет накопление мехпримесей в стволе скважины?
12. Какой процесс при прямой промывке происходит эффективнее, чем при обратной и почему?
13. Какой процесс при обратной промывке происходит эффективнее, чем при прямой и почему?
14. Нужно ли контролировать плотность промывочной жидкости (ПЖ) и от чего зависит выбор плотности ПЖ?

Библиографический список

1. Андриасов Р.С. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров [и др.] Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М., Недра, 1983. – 455 с.
2. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа: учеб. для вузов / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин [и др.]; Под ред. Э.А. Бакирова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Гайворонский И.Н. Гидродинамическое совершенство скважин / И.Н. Гайворонский, А.А. Мордвинов – М., 1983. – 36 с. (Обзор информ. Сер. Нефтепромысловое дело).
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Изд. «Недра», 1998. – 365 с.
5. Зейгман Ю.В. Справочник нефтяника / Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. – 2-е изд. доп. и перераб. – Уфа. Тау, 2005. – 272 с.
6. Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учебное пособие / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2007. – 232 с.
7. Мордвинов А.А. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: метод. указания / А.А. Мордвинов, Е.Л. Полубоярцев, О.А. Миклина. – Ухта: УГТУ, 2006. – 31 с.
8. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие / Мулявин С. Ф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. Места хранения: IER ИЭР О 16-6/237 <https://search.rsl.ru/ru/record/01005509527>
9. Пятибрат В.П. Точные решения некоторых задач упругого режима фильтрации для линейных нефтяных и газовых пластов в рамках закона фильтрации Дарси [Текст]: учебное пособие / В.П. Пятибрат, В.А. Соколов. – Ухта: УГТУ, 2010. – 173 с.
10. Росляк А.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.Т. Росляк, С.Ф. Санду. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 152 с.
11. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014 – 127 с.
12. Судо М.М. Нефть и углеводородные газы в современном мире / М.М. Судо, Р.М. Судо. – Изд. ЛКИ, 2013. – 256 с.
13. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
14. Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.

Приложения

Приложение 1

Варианты к практической работе № 1

Таблица 1.1

Варианты к заданию

Вариант	$H_{кп}, \text{ м}$	$H_{подв}, \text{ м}$	$n_v, \%$	$h_{ст}, \text{ м}$	$h_{дин}, \text{ м}$	$P_{затр}, \text{ ат}$
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
31.	3005	1240	21,0	500	1250	12
32.	3266	1283	90,0	200	1320	7
33.	2741	1362	85,0	350	980	3
34.	2390	1380	0,9	280	1080	5
35.	2653	1518	2,0	800	1300	8
36.	2421	1839	50,0	900	1370	2
37.	3306	2160	64,0	600	1500	14
38.	2687	1638	75,0	270	1320	19
39.	2015	1489	36,0	440	1009	5
40.	2731	1525	49,0	750	1200	4
41.	2380	1881	15,0	280	1321	19
42.	2645	1235	68,0	530	905	5
43.	2415	1280	0,5	400	880	4
44.	3300	1357	29,0	340	947	0
45.	2682	1375	21,0	800	1075	10
46.	2280	1781	19,0	480	1121	9

Приложение 2
Варианты к практической работе № 2

Таблица 2.1

Варианты к частям 1 и 2

Вариант	Часть 1		Часть 2		
	P_3 , МПа	h_3 , м	P_3 , МПа	$H_{ВНК}$, м	h_3 , м
1.	14,87	1410	13,00	1390	1385
2.	15,19	1530	13,17	1250	1238
3.	15,49	1485	12,69	1430	1425
4.	15,83	1540	13,78	1390	1380
5.	16,13	1545	13,63	1375	1360
6.	16,48	1605	14,47	1480	1475
7.	16,79	1610	14,52	1510	1505
8.	17,11	1665	15,41	1590	1569
9.	17,49	1705	15,38	1620	1610
10.	17,74	1725	16,62	1675	1665
11.	13,17	1280	16,05	1740	1732
12.	12,69	1219	15,19	1300	1250
13.	13,78	1330	15,49	1350	1430
14.	13,63	1310	15,83	1400	1390
15.	14,47	1390	16,13	1450	1375
16.	14,52	1390	16,48	1500	1480
17.	15,41	1480	16,79	1550	1510
18.	15,38	1490	17,11	1600	1590
19.	16,62	1600	17,49	1650	1620
20.	16,05	1523	17,74	1700	1675
21.	13,17	1239	18,50	1750	1740
22.	12,69	1219	33,00	3266	3240
23.	13,78	1307	25,20	2741	2731
24.	13,63	1291	25,15	2390	2380
25.	14,47	1423	26,67	2653	2645
26.	14,52	1315	24,90	2421	2415
27.	15,41	1467	28,90	3306	3300
28.	31,38	3045	25,90	2687	2682
29.	29,62	2894	21,45	2015	2003
30.	26,05	2532	19,52	1895	1888
31.	29,19	2850	14,10	1244	1240
32.	32,17	3146	12,93	1289	1283
33.	28,15	2741	12,95	1367	1362
34.	24,59	2390	13,64	1391	1380
35.	27,70	2653	15,87	1523	1518
36.	26,00	2421	19,08	2045	2039
37.	33,69	3291	21,98	2167	2160
38.	25,97	2517	32,50	3145	3138
39.	21,21	2015	28,90	2894	2889
40.	27,88	2711	25,86	2532	2525
41.	24,79	2380	18,54	1888	1881
42.	25,86	2525	13,26	1240	1235
43.	24,48	2389	12,48	1283	1280
44.	33,79	3300	13,95	1362	1357
45.	26,23	2562	13,38	1380	1375
46.	24,20	2362	12,08	1290	1270

Приложение 3
Варианты к практической работе № 3

Таблица 3.1

Варианты к заданию

Вариант	h - глубина замера температуры, м	T _h – температура замеренная на глубине h, °С	t _{ср.п} – среднегодовая температура на поверхности, °С
1.	650	17,1	1
2.	650	20,5	6
3.	650	25,9	7
4.	650	40,5	5
5.	650	19,5	-5
6.	650	9,3	-8
7.	650	8,5	-7
8.	650	13,0	-10
9.	650	17,0	0
10.	500	19,0	2
11.	500	25,1	5
12.	500	21,5	2
13.	500	21,0	3
14.	500	10,0	-9
15.	500	12,0	-5
16.	500	9,3	-7
17.	500	7,8	-10
18.	500	13,5	-5
19.	500	17,9	1
20.	500	19,5	3
21.	650	15,1	0
22.	650	20,5	5
23.	650	23,0	6
24.	650	8,0	-7
25.	650	11,0	-4
26.	650	9,3	-6
27.	650	5,9	-8
28.	650	13,5	-2
29.	650	18,0	2
30.	650	19,1	4
31.	500	15,1	0
32.	500	20,5	5
33.	500	21,9	6
34.	500	7,5	-7
35.	500	11,4	-4
36.	500	9,3	-6
37.	500	2,9	-8
38.	500	16,0	-2
39.	500	18,0	2
40.	500	19,9	4
41.	650	15,1	0
42.	650	20,5	5
43.	650	25,0	6
44.	650	8,7	-7
45.	650	11,2	-4
46.	450	20,0	10

Приложение 4
Варианты к практической работе № 4

Таблица 4.1

Варианты к заданию

Вариант	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, h , м	Расстояние между скважинами в ряду, 2σ , м	Расстояние между рядами скважин, L , м	Скин-фактор, S	Забойное давление в добывающей скважине, p_c , атм	Забойное давление в нагнетательной скважине, p_n , атм	Коэффициент охвата пласта воздействием, $k_{охв}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	3	200	400	-5,2	130,0	168,0	0,70
2.	4	200	400	-4	131,7	170,0	0,50
3.	5	200	400	-5	126,9	164,3	0,60
4.	6	200	400	-6	137,8	177,4	0,75
5.	7	200	400	-3	136,3	175,6	0,65
6.	8	300	500	-6,1	144,7	185,6	0,72
7.	9	300	500	-5,4	145,2	186,2	0,63
8.	10	300	500	-3,5	154,1	196,9	0,57
9.	12	300	500	-4,9	153,8	196,6	0,80
10.	14	300	500	1	166,2	211,4	0,68
11.	16	400	600	0	160,5	204,6	0,59
12.	15	400	600	4	151,9	194,3	0,45
13.	13	400	600	2	154,9	197,9	0,47
14.	11	400	600	-4,7	158,3	202,0	0,48
15.	3,5	400	600	-6	161,3	205,6	0,79
16.	4,5	500	550	-5,3	164,8	209,8	0,70
17.	5,5	500	550	-4,1	167,9	213,5	0,50
18.	6,5	500	550	-1,5	171,1	217,3	0,60
19.	7,5	500	550	-3,8	174,9	221,9	0,75
20.	8,5	500	550	-5,8	177,4	229,9	0,65
21.	9,5	600	600	2	185,0	239,0	0,72
22.	10,5	600	600	3	330,0	413,0	0,63
23.	11,5	600	600	4	252,0	319,4	0,57
24.	12,5	600	600	0,5	251,5	318,8	0,80
25.	13,5	600	600	-4	266,7	337,0	0,68
26.	16,5	550	500	-4,3	249,0	315,8	0,59
27.	2,6	550	500	-3	289,0	363,8	0,45
28.	3,7	550	500	-2	259,0	327,8	0,47
29.	4,8	550	500	-5	214,5	274,4	0,48
30.	5,3	550	500	-2,5	195,2	251,2	0,79
31.	6,2	450	400	1	141,0	186,2	0,64
32.	7,8	450	400	0	129,3	172,2	0,54
33.	8,2	450	400	4	129,5	172,4	0,62
34.	9,7	450	400	2	136,4	180,7	0,73
35.	10,7	450	400	-7	158,7	207,4	0,62
36.	11,3	350	450	-4,5	185,6	226,0	0,55

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
37.	12,8	350	450	-5,3	219,8	280,8	0,47
38.	13,2	350	450	-4,1	325,0	407,0	0,48
39.	14,7	350	450	-1,5	289,0	363,8	0,79
40.	15,8	350	450	-3,8	258,6	327,3	0,64
41.	16,2	250	350	-5,3	185,4	239,5	0,54
42.	5,8	250	350	-4	132,6	176,1	0,62
43.	6,7	250	350	-4,5	124,8	166,8	0,73
44.	7,3	250	350	-5,9	139,5	184,4	0,62
45.	8,8	250	350	-3	133,8	177,6	0,85
46.	12,1	350	450	-3,1	325,0	407,0	0,48

Приложение 5
Варианты к практической работе № 5

Таблица 5.1

Варианты к заданию, часть 1

Вариант	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, h , м	Проницаемость коллектора, k , мД	Радиус контура дренирования, R_k , м	Скин-фактор, S	Забойное давление в добывающей скважине, p_c , атм	Динамический коэффициент вязкости, μ_n , мПа·с	Плотность нефти, ρ , кг/м ³
1.	3	150	250	-5,2	110	3,0	860
2.	4	200	260	-4	120	2,7	850
3.	5	50	275	-5	115	2,5	850
4.	6	230	100	-6	112	30,0	920
5.	7	100	120	-3	125	32,0	910
6.	8	35	130	-6,1	130	24,3	890
7.	9	68	140	-5,4	90	15,4	880
8.	10	47	150	-3,5	95	2,6	850
9.	12	250	170	-4,9	100	11,5	870
10.	14	400	160	1	105	14,6	870
11.	16	500	190	0	110	8,0	865
12.	15	30	110	4	120	9,0	865
13.	13	450	140	2	115	3,0	850
14.	11	500	200	-4,7	112	2,7	850
15.	3,5	600	105	-6	125	2,5	850
16.	4,5	350	180	-5,3	130	30,0	930
17.	5,5	200	220	-4,1	90	32,0	930
18.	6,5	120	210	-1,5	95	24,3	920
19.	7,5	100	180	-3,8	100	15,4	910
20.	8,2	400	240	4,1	114	3,0	850
21.	8,5	1000	590	-5,8	105	2,6	840
22.	9,5	420	145	2	110	11,5	880
23.	10,5	75	165	3	120	14,6	890
24.	11,5	150	130	4	115	8,0	880
25.	12,5	200	250	0,5	112	9,0	870
26.	13,5	50	190	-4	125	15,4	900
27.	16,5	230	140	-4,3	130	2,6	820
28.	2,6	100	130	-3	90	11,5	890
29.	3,7	35	165	-2	95	14,6	920
30.	4,8	68	250	-5	100	8,0	855
31.	5,3	47	290	-2,5	105	9,0	860
32.	6,2	250	330	1	110	3,0	850
33.	7,8	400	175	0	120	2,7	850
34.	8,2	500	245	4	115	2,5	850
35.	9,7	30	235	2	112	30,0	940
36.	10,7	450	215	-7	125	32,0	940
37.	11,3	500	105	-4,5	130	24,3	940
38.	12,8	600	180	-5,3	90	11,5	900
39.	13,2	350	220	-4,1	95	14,6	900
40.	14,7	200	210	-1,5	100	8,0	870
41.	15,8	120	145	-3,8	105	9,0	870
42.	16,2	100	165	-5,3	112	15,4	890
43.	5,8	1000	130	-4	125	2,6	850
44.	6,7	420	250	-4,5	130	11,5	880
45.	7,3	75	190	-5,9	90	14,6	890
46.	8,8	700	150	-3	95	3,1	855

Варианты к заданию, часть 2

Вариант	Эффективная газонасыщенная толщина пласта, h , м	Проницаемость коллектора, k , мД	Радиус контура дренирования, R_k , м	Скин-фактор, S	Забойное давление в газодобывающей скважине, p_c , атм	Пластовая температура, $T_{пл}$, °С
1.	3	150	950	-5,4	110	70,0
2.	4	200	760	-4	120	40,0
3.	5	50	475	-5	115	33,0
4.	6	230	900	-2,5	112	38,0
5.	10	400	700	-3	114	43,0
6.	7	100	820	-3	125	41,0
7.	8	35	830	-5,2	130	55,0
8.	9	68	740	-2,8	142	58,0
9.	10	47	650	-3,5	135	49,0
10.	12	250	570	-4,9	130	36,0
11.	14	400	160	1	145	38,0
12.	16	500	190	0	110	47,0
13.	15	30	110	4	120	49,0
14.	13	450	140	2	115	51,0
15.	11	500	600	-5	112	43,0
16.	3,5	600	805	-8	125	35,0
17.	4,5	350	180	-4,3	130	30,0
18.	5,5	200	720	-5,1	90	32,0
19.	6,5	120	210	-1,5	95	34,3
20.	7,5	100	880	-3,8	100	25,4
21.	8,5	1000	1590	-2,3	105	81,0
22.	9,5	420	145	2	110	28,5
23.	10,5	75	165	3	120	44,6
24.	11,5	150	130	4	115	48,0
25.	12,5	200	250	0,5	112	39,0
26.	13,5	50	1190	-4	125	55,4
27.	16,5	230	1140	-6	130	32,6
28.	2,6	100	1130	-3	90	41,5
29.	3,7	35	1165	-2	95	34,6
30.	4,8	68	1250	-3,5	100	38,0
31.	5,3	47	1290	-2,5	105	39,0
32.	6,2	250	330	1	110	33,0
33.	7,8	400	175	0	120	42,7
34.	8,2	500	245	4	144	32,5
35.	9,7	30	235	2	112	30,0
36.	10,7	450	215	-3	129	32,0
37.	11,3	500	105	-5,2	139	24,3
38.	12,8	600	180	-5,3	130	41,5
39.	13,2	350	720	-5,1	95	44,6
40.	14,7	200	210	-1,5	140	48,0
41.	15,8	120	345	-3,8	135	39,0
42.	16,2	100	465	-4,3	122	35,4
43.	5,8	1000	530	-4	125	42,6
44.	6,7	420	250	-5,5	130	41,5
45.	7,3	75	490	-4,9	140	54,6
46.	8,8	700	450	-3	145	53,1

Приложение 6
Варианты к практической работе № 6

Таблица 6.1

Варианты к заданию

Вариант	Пластовое давление, $P_{пл}, атм$	Забойное давление в добывающей скважине, $P_c, атм$	Радиус контура дренирования, $R_k, м$	Дебит скважины, $Q_{ж}, м^3/сут$	Гидропроводность, $\epsilon, мкм^2 \cdot м / (мПа \cdot с)$
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
31.	130,2	105,0	290	42,1	0,4911
32.	151,8	110,0	330	6,3	0,0447
33.	165,6	120,0	175	16,9	0,1055
34.	158,7	115,0	245	12,7	0,0845
35.	154,6	112,0	235	7,2	0,0491
36.	172,5	125,0	215	21,2	0,1715
37.	179,4	130,0	105	1,0	0,0056
38.	124,2	90,0	180	19,7	0,1793
39.	137,8	95,0	220	52,8	0,4243
40.	145,0	100,0	210	50,4	0,3226
41.	152,3	105,0	145	43,4	0,3178
42.	162,4	112,0	165	74,2	0,4737
43.	181,3	125,0	130	15,3	0,1256
44.	188,5	130,0	250	18,6	0,1075
45.	130,5	90,0	490	17,3	0,2796
46.	137,8	95,0	450	6,5	0,0812

Приложение 7
Варианты к практической работе № 7

Таблица 7.1

Варианты к заданию

Вариант	Средний коэффициент проницаемости нагнетательной скважины, $K_{прм}$, м ³ /сут · МПа	Забойное давление в добывающей скважине, P_c , атм	Плотность дегазированной нефти $\rho_{д.н.}$, кг/м ³	Суточная добыча дегазированной нефти из залежи $Q_{нд}$, т/сут	Суточная добыча попутной воды из залежи $Q_{в.}$, т/сут.
1.	350	110	860	13470	19243
2.	170	110	880	29690	39350
3.	250	120	850	12894	19837
4.	150	115	850	22460	37433
5.	500	112	920	24054	43735
6.	130	125	910	1500	3000
7.	170	130	890	2500	4386
8.	240	90	880	3000	3409
9.	390	95	850	20000	23529
10.	450	100	870	11030	15110
11.	600	105	870	30340	75850
12.	270	110	865	2780	4633
13.	145	120	865	3870	7036
14.	169	115	850	5570	11140
15.	157	112	850	1000	1754
16.	136	125	850	3950	4489
17.	350	130	930	1950	2294
18.	250	90	930	2860	3918
19.	150	95	920	8320	20800
20.	500	100	910	14360	29917
21.	130	105	840	21350	36810
22.	170	110	880	24650	36250
23.	240	120	890	22340	29013
24.	390	115	880	19639	22574
25.	450	112	870	17520	30737
26.	600	125	900	16450	18693
27.	270	130	820	15870	18671
28.	145	90	890	2500	3425
29.	169	95	920	3100	10333
30.	157	100	855	19000	22353
31.	736	105	860	9030	13682
32.	480	110	850	20340	23651
33.	380	120	850	2380	3967
34.	500	115	850	3270	5945
35.	130	112	940	1230	2460
36.	170	125	940	1350	2368
37.	240	130	940	2730	3102
38.	390	90	900	4430	5212
39.	450	95	900	5520	7562
40.	600	100	870	3810	9525
41.	340	105	870	7260	11710
42.	460	112	890	15490	28164
43.	470	125	850	11470	22940
44.	500	130	880	6340	11123
45.	248	90	890	8140	9250
46.	530	95	855	10290	12106

Приложение 8
Варианты к практической работе № 8

Таблица 8.1

Варианты к заданию

Вариант	$P_{пл}, \text{МПа}$	$H_3, \text{м}$	$H_{кп}, \text{м}$	$h_{уд}, \text{м}$	НКТ: $d_{вн}, \text{мм}$	$H_{подв}, \text{м}$
1.	14,87	1400	1385	0	73	1005
2.	30,79	3250	3057	92	73	1600
3.	16,19	1530	1438	24	73	1238
4.	16,49	1560	1425	31	73	1425
5.	16,83	1590	1380	45	73	1380
6.	12,83	1620	1360	3	60	1320
7.	17,48	1650	1475	25	60	1415
8.	18,79	1680	1505	41	60	1400
9.	15,11	1610	1569	67	60	1569
10.	17,49	1740	1610	89	60	1610
11.	17,74	1770	1665	45	60	1465
12.	13,17	1280	1232	37	73	1032
13.	12,69	1320	1250	14	73	1150
14.	13,78	1460	1430	9	73	1300
15.	13,63	1400	1390	11	73	1290
16.	14,47	1440	1375	28	73	1195
17.	14,52	1480	1380	24	60	1480
18.	15,41	1520	1510	31	60	1460
19.	15,38	1560	1490	45	60	1440
20.	16,62	1600	1520	63	60	1470
21.	16,05	1640	1575	45	60	1205
22.	13,17	1844	1740	37	73	1690
23.	22,69	2289	2240	14	73	1240
24.	13,78	1367	1231	9	73	1031
25.	13,63	1391	1380	11	73	1280
26.	14,47	1553	1545	28	73	1500
27.	24,52	2045	2015	88	60	1415
28.	15,41	2167	2000	84	60	1300
29.	31,38	3145	2682	73	60	1682
30.	29,62	2894	2003	101	60	1703
31.	26,05	2532	1888	96	60	1678
32.	29,19	3005	2900	98	73	1240
33.	32,17	3266	2883	89	73	1283
34.	28,15	2741	2362	26	73	1362
35.	24,59	2390	1780	37	73	1380
36.	27,70	2653	2518	84	73	1518
37.	26,00	2421	2039	73	60	1839
38.	33,69	3306	2160	78	60	2060
39.	25,97	2687	2538	67	60	2138
40.	21,21	2015	1989	65	60	1897
41.	27,88	2731	2525	97	60	1525
42.	24,79	2380	1881	83	73	1480
43.	25,86	2645	2235	75	73	1235
44.	24,48	2415	2280	66	73	1280
45.	33,79	3300	3257	102	73	1657
46.	26,23	2682	2375	94	73	1875

Приложение 9
Варианты и данные к практической работе № 9

Таблица 9.1

Варианты к заданию

Вариант	$H_{кп}$, м	$H_{пл}$, м	пласт	m , %	R_y , м	НКТ: $d_{вн}$, мм	K_m , %	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
31.	1888	1904	карбонаты	14	2,5	60	27,5	0,7	0,3
32.	2900	2919	карбонаты	17	2,1	73	27,5	0,3	0,4
33.	2883	2901	карбонаты	16	3,8	73	27,5	0,5	0,3
34.	2362	2400	карбонаты	18	3,0	73	27,5	0,7	0,4
35.	1780	1797	карбонаты	13	2,1	73	34,0	0,3	0,6
36.	2518	2550	карбонаты	15	2,2	73	34,0	0,5	0,6
37.	2039	2071	терригенный	21	3,6	60	34,0	0,7	0,6
38.	2160	2192	терригенный	22	2,3	60	34,0	0,3	0,6
39.	2538	2570	терригенный	24	2,2	60	34,0	0,5	0,4
40.	1989	2010	терригенный	13	2,5	60	27,5	0,7	0,3
41.	2525	2543	карбонаты	13	2,1	60	27,5	0,3	0,4
42.	1881	1903	карбонаты	18	3,8	73	27,5	0,5	0,3
43.	2235	2252	карбонаты	15	3,0	73	27,5	0,7	0,4
44.	2280	2309	карбонаты	17	2,1	73	27,5	0,3	0,3
45.	3257	3284	терригенный	14	2,2	73	27,5	0,5	0,4
46.	2375	2409	терригенный	16	3,6	73	34,0	0,7	0,6

Таблица 9.2

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

Плотность г/см ³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, кг в 1 л	Плотность г/см ³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl, кг в 1 л
1,003	1	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	0,220	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 9.3

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

Плотность г/см ³	Концентрация CH ₃ COOH, %	Содержание CH ₃ COOH, кг в 1 л	Плотность г/см ³	Концентрация CH ₃ COOH, %	Содержание CH ₃ COOH, кг в 1 л
0,9996	1	0,010	1,0288	22	0,226
1,0012	2	0,020	1,0301	23	0,237
1,0025	3	0,030	1,0313	24	0,248
1,0040	4	0,040	1,0326	25	0,258
1,0055	5	0,050	1,0338	26	0,269
1,0069	6	0,060	1,0349	27	0,279
1,0083	7	0,071	1,0361	28	0,290
1,0097	8	0,081	1,0372	29	0,301
1,0711	9	0,091	1,0384	30	0,312
1,0125	10	0,101	1,0395	31	0,322
1,0739	11	0,112	1,0406	32	0,333
1,0754	12	0,122	1,0417	33	0,344
1,0768	13	0,132	1,0428	34	0,355
1,0782	14	0,143	1,0438	35	0,365
1,0795	15	0,153	1,0449	36	0,376
1,0209	16	0,163	1,0459	37	0,387
1,0223	17	0,174	1,0469	38	0,398
1,0236	18	0,184	1,0479	39	0,409
1,0250	19	0,195	1,0488	40	0,420
1,0263	20	0,205	1,0498	41	0,430
1,0276	21	0,216	1,0507	42	0,441
...
1,0685	70	0,748	1,0661	90	0,960
1,0700	80	0,835	1,0498	100	1,050

Таблица 9.4

Насосные кислотные агрегаты (кислотовозы)

Модель	Шасси	Марка насоса	Максимальное давление, МПа	Максимальный расход, л/с	Объем ёмкости, м ³
СИН32	Урал/Камаз	СИН32	до 50	до 25,7	5,5; 7; 8,2
СИН32.64	Камаз/МАЗ	СИН64	до 105	до 40	10
СИН37	Шасси, полуприцеп, прицеп	центробежный КМХ 65-40-200			7; 8,2; 10; 12; 13,7
СИН32.46	Камаз	СИН46	до 24	до 3,33	4×0,7
СИН32.36	Камаз	СИН32	до 50	до 25,7	12

Таблица 9.5

Установка насосная для кислотной обработки СИН32

Технические характеристики		
Транспортная база (шасси)	УРАЛ-4320	КАМАЗ-43118
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	169 (230)/210 (285)	206 (280)/221 (300)
Трехплунжерный насос высокого давления	СИН32	
Диаметр плунжеров, мм	100, 125	
Наибольшее давление, МПа при диаметре плунжера:		
100 мм	50	
125 мм	32	
Наибольшая идеальная подача, л/с при диаметре плунжера:		
100 мм	12,6	16,6
125 мм	19,5	25,7
Вместимость ёмкости, м ³	5,5; 7	5,5; 7; 8,2*
КПД установки (не менее), %	80	

* вариант ёмкости 8 м³ для длиннобазного КАМАЗ

Таблица 9.6

Техническая характеристика агрегата СИН32 (выписка из паспорта СИН32.00.00.000 ПС). Рабочие характеристики установок при частоте вращения выходного вала двигателя 1600 об/мин.

Передача	Число оборотов коренного вала трехплунжерного насоса в мин.	Плунжер Ø 100 мм		Плунжер Ø 125 мм	
		Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с
Рабочие характеристики установки на шасси Урал-4320					
1	Не рабочая				
2	46,1	50,0*	2,2	32,0*	3,4
3	87,7	28,5	4,2	18,5	6,5
4	133,3	18,7	6,4	12,0	10,0
5	200,0	12,3	9,7	7,9	15,1
Рабочие характеристики установки на шасси КамАЗ-43118 с КП 144					
1	Не рабочая				
2	48,2	50,0*	2,5	32,0*	3,8
3	78,2	30,0	4,0	19,3	6,2
4	127,8	18,5	6,5	11,8	10,2
5	195,5	12,0	10,0	7,7	15,6

* Давление ограничено предохранительным клапаном

Приложение 10
Варианты к практической работе № 10

Таблица 10.1

Варианты к заданию

Вариант	$H_{кп}, м$	$H_{шт}, м$	$H_3, м$	ЭК: $D_{ок} \times \delta, мм$	НКТ: $D_y \times \delta, мм$	$\delta_ч=1 мм$	$\rho_{пж}, кг/м^3$
1.	1385	1395	1400	140×7	73×5,5	0,23	1000
2.	2335	2352	2545	168×9	73×7,0	2,40	1295
3.	1438	1525	1530	146×7	73×7,0	0,25	1100
4.	1425	1450	1560	140×7	73×5,5	0,30	1000
5.	1380	1400	1590	146×8	73×7,0	0,35	1300
6.	1360	1378	1620	140×7	60×5,0	0,40	1300
7.	1475	1505	1650	146×8	60×5,0	0,45	1180
8.	1505	1530	1680	168×7	60×5,0	0,50	1150
9.	1569	1605	1610	146×7	60×5,0	0,60	1170
10.	1610	1635	1740	146×9	60×5,0	0,11	1250
11.	1665	1690	1770	168×7	60×5,0	0,13	1180
12.	1232	1275	1280	146×8	73×5,5	0,15	1150
13.	1250	1280	1320	140×7	73×7,0	0,17	1170
14.	1430	1455	1460	146×8	73×5,5	0,19	1270
15.	1390	1395	1400	146×7	73×7,0	0,21	1005
16.	1375	1405	1440	146×8	73×7,0	1,00	1010
17.	1380	1412	1480	140×8	60×5,0	1,20	1015
18.	1510	1515	1520	140×7	60×5,0	1,40	1200
19.	1490	1555	1560	146×8	60×5,0	1,60	1000
20.	1520	1595	1600	168×7	60×5,0	1,80	1100
21.	1575	1635	1640	168×7	60×5,0	2,00	1000
22.	1740	1839	1844	168×7	73×5,5	2,20	1015
23.	2240	2284	2289	168×7	73×5,5	2,40	1200
24.	1231	1362	1367	146×7	73×5,5	2,60	1250
25.	1380	1386	1391	146×8	73×5,5	2,80	1010
26.	1545	1548	1553	146×8	73×5,5	3,00	1300
27.	2015	2040	2045	146×9	60×5,0	0,45	1300
28.	2000	2032	2167	168×9	60×5,0	0,50	1300
29.	2682	2704	3145	168×9	60×5,0	0,60	1300
30.	2003	2015	2894	168×11	60×5,0	0,11	1300
31.	1888	1904	2532	168×10	60×5,0	0,13	1180
32.	2900	2919	3005	168×12	73×7,0	0,15	1150
33.	2883	2901	3266	168×11	73×5,5	0,17	1170
34.	2362	2400	2741	168×9	73×7,0	0,19	1300
35.	1780	1797	2390	168×8	73×5,5	0,21	1300
36.	2518	2550	2653	168×9	73×7,0	1,00	1250
37.	2039	2071	2421	168×8	73×7,0	1,20	1180
38.	2160	2192	3306	168×9	73×5,5	1,40	1150
39.	2538	2570	2687	168×10	73×7,0	1,60	1170
40.	1989	2010	2015	168×9	73×7,0	1,80	1080
41.	2525	2543	2731	168×10	73×7,0	2,00	1095
42.	1881	1903	2380	168×8	73×5,5	2,20	1115
43.	2235	2252	2645	168×9	73×7,0	2,40	1185
44.	2280	2309	2415	168×10	73×7,0	0,19	1115
45.	3257	3284	3300	168×11	73×7,0	0,21	1270
46.	2375	2409	2682	168×10	73×7,0	1,00	1220

Таблица 10.2

Характеристики некоторых насосных агрегатов для различных технологий воздействия на ПЗП

Модель агрегата	Шасси	Мощность приводная, л.с.	Производительность, л/с	Давление максимальное, МПа	Применение
СИН31.75	Полу-прицеп	2500	61,1	105	Для ГРП
СИН31.71	КАМАЗ	1 400	32,0	105	Для ГРП
СИН31.34	Камаз	1160	28,9	105	Универсальная НУ
СИН31.30	Камаз	800 (2x400)	31x2	70	Универсальная НУ
СИН31.64	Камаз/Урал	800	27,6	105	Универсальная НУ
СИН35.53	МАЗ/Камаз	420	40,0	105	Многофункциональная НУ
СИН35.36	МАЗ	500	19,3	105	Для цементирования скважин

Таблица 10.3

Характеристики насосного агрегата УНБ200×50 (или СИН35, аналог ЦА-320) ГОСТ 28922-91

Технические характеристики		
Транспортная база (шасси)	УРАЛ-4320	КАМАЗ-43118
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	169 (230)/210 (285)	206 (280)/221 (300)
Трехплунжерный насос высокого давления	СИН32	
Диаметр плунжеров, мм	100, 125	
Наибольшее давление, МПа при диаметре плунжера:		
100 мм	50	50
125 мм	32	32
Максимальная подача, л/с при диаметре плунжера:		
100 мм	12,6	16,6
125 мм	19,5	25,7
Плотность перекачиваемых растворов, кг/м ³	1000-2100	
Водоподающий насос:	центробежный ЦНС 38-154	
-наибольшая подача, л/с (м ³ /ч)	10,5 (38)	
-наибольшее давление, МПа	1,54	
Привод центробежного насоса	Дизель	
Вместимость ёмкости, м ³	6	5
КПД установки (не менее), %	80	80

Таблица 10.4

**Техническая характеристика агрегата СИН35.64
(выписка из паспорта СИН35.64.00.000 ПС)**

Скорости	Число оборотов вала двигателя в минуту	Число оборотов насоса в минуту	Плунжер Ø100 мм		Плунжер Ø 125 мм		Плунжер Ø 140 мм	
			Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с
I	1200	18,6	70*	0,9	32*	1,4	32*	1,8
II		33,1	70*	1,6	32*	2,6	32*	3,3
III		46,8	70*	2,3	32*	3,7	32*	4,6
IV		65,0	51	3,3	32	5,1	26	6,5
V		83,1	40	4,2	25	6,6	20	8,3
VI		115,6	28	5,9	18	9,2	14	11,5
VII		163,8	20	8,3	13	13,0	10	16,3
VIII		227,7	14	11,6	9	18,1	7	22,7
IX		292,0	11	14,9	7	23,2	5	29,2

Примечание: 1) * – Давление ограничено (или ограничивается) предохранительным клапаном.
2) Запрещается работать при оборотах насоса более 400 об/мин. 3) Насос высокого давления трехплунжерный СИН64.00.100.000

Таблица 10.5

Скорость нисходящего потока жидкости в промывочных трубах (в см/с)

Расход ПЖ, л/с	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм			
	60	73	89	114
1	49,5	33,1	22,0	12,6
2	99,0	66,2	44,0	25,2
3	148,5	99,3	66,0	37,8
4	198,0	132,4	88,0	50,4
5	247,5	165,5	110,0	63,0
6	297,0	198,6	132,0	75,6
7	346,5	231,7	154,0	88,2
8	396,0	264,8	176,0	100,8
10	495,0	331,0	220,0	126,0
15	742,6	496,6	330,0	189,0

Таблица 10.6

Скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве (в см/с)

Расход ПЖ, л/с	Диаметр эксплуатационной колонны, мм											
	114			141			168			194		
	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм											
	60	73	60	73	60	73	89	60	73	89	114	
1	19,7	26,6	10	11,5	6,75	7,4	8,72	4,76	5,0	5,6	7,3	
2	39,4	53,2	20	23,0	13,5	14,8	17,5	9,4	10,0	11,2	14,5	
3	59,0	79,8	30	34,5	20,2	22,2	26,2	14,3	15,0	16,8	21,8	
4	78,8	106,4	40	46,0	27,0	29,6	34,9	18,9	20,0	22,4	29,2	
5	98,4	133,0	50	57,5	33,8	37,0	43,6	23,6	25,0	28,0	36,5	
6	118,0	159,6	60	69,0	40,5	44,5	52,3	28,4	30,0	33,7	43,5	

7	137,8	186,2	70	80,5	47,3	51,8	61,1	33,0	35,0	39,2	50,8
8	157,6	212,8	80	92,0	54,0	59,2	69,8	37,8	40,0	44,8	58,0
10	197,0	266,0	100	115,0	67,5	74,0	87,2	47,2	50,0	56,0	73,0
15	295,0	399,0	150	172,5	101,0	111,0	131,0	70,7	75,0	84,0	109,5

Таблица 10.7

Потери напора $h_{ур.плот}$ на уравнивание разности плотностей жидкости в трубах и затрубном пространстве, м вод. ст.

Диаметр эксплуатационной колонны, $D_{эк}$ мм	Диаметр промывочных труб D_y , мм							
	прямая промывка				обратная промывка			
	60	73	89	114	60	73	89	114
114	19	25	21	-	47	32	35	-
141	15	18	19	27	76	51	47	-
168	14	16	16	21	105	70	64	27
194	13	15	15	18	145	96	86	36

Таблица 10.8

Критическая скорость падения песчинок $v_{кр}$

Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с	Максимальный размер зерен, мм	Скорость свободного падения, см/с
0,01	0,01	0,23	2,80	1,00	9,5
0,03	0,07	0,25	3,00	1,20	11,02
0,05	0,19	0,30	3,50	1,40	12,54
0,07	0,36	0,35	3,97	1,60	14,0
0,09	0,60	0,40	4,44	1,80	14,9
0,11	0,90	0,45	4,9	2,00	15,7
0,13	1,26	0,50	5,35	2,20	16,5
0,15	1,67	0,60	6,25	2,40	17,2
0,17	2,14	0,70	7,07	2,60	17,9
0,19	2,39	0,80	7,89	2,80	18,6
0,21	2,60	0,90	8,7	3,00	19,2

Приложение 11
Образец оформления титульного листа

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Практическая работа № _____

«Технология и техника добычи нефти и газа»

ВАРИАНТ № ____

Выполнил студент гр. _____
шифр группы подпись, дата инициалы, фамилия

Принял _____
Должность преподавателя подпись, дата инициалы, фамилия

Ижевск 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Практическая работа № 1. Давление на забое скважины	4
Практическая работа № 2. Распределение давления по площади залежи	8
Практическая работа № 3. Пластовая температура	13
Практическая работа № 4. Входной дебит скважин при однорядном размещении	15
Практическая работа № 5. Расчёт дебита добывающей скважины	22
Практическая работа № 6. Продуктивность и приемистость скважин	25
Практическая работа № 7. Расчет процесса закачки воды	31
Практическая работа № 8. Расчет параметров глушения скважин	36
Практическая работа № 9. Кислотное воздействие на призабойную зону пласта	43
Практическая работа № 10. Промывка ствола и забоя скважины	62
Библиографический список	78
Приложения	79
Варианты к практической работе № 1	79
Варианты к практической работе № 2	80
Варианты к практической работе № 3	81
Варианты к практической работе № 4	82
Варианты к практической работе № 5	84
Варианты к практической работе № 6	86
Варианты к практической работе № 7	87
Варианты к практической работе № 8	88
Варианты и данные к практической работе № 9	89
Варианты к практической работе № 10	92
Образец оформления титульного листа	96

ОПИСАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ ИЗДАНИЯ:

Интерфейс электронного издания (в формате pdf) можно условно разделить на 2 части.

Левая навигационная часть (закладки) включает в себя содержание книги с возможностью перехода к тексту соответствующей главы по левому щелчку компьютерной мыши.

Центральная часть отображает содержание текущего раздела. В тексте могут использоваться ссылки, позволяющие более подробно раскрыть содержание некоторых понятий.

МИНИМАЛЬНЫЕ СИСТЕМНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ:

Минимальные системные требования: Celeron 1600 Mhz; 128 Мб RAM; Windows XP/7/8 и выше; 8x CDRом; разрешение экрана 1024×768 или выше; программа для просмотра pdf.

СВЕДЕНИЯ О ЛИЦАХ, ОСУЩЕСТВЛЯВШИХ ТЕХНИЧЕСКУЮ ОБРАБОТКУ И ПОДГОТОВКУ МАТЕРИАЛОВ:

Оформление электронного издания : Издательский центр «Удмуртский университет».

Компьютерная верстка: Т.В. Опарина

Подписано к использованию 06.05.2024
Объем электронного издания 2,45 Мб
Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Ломоносова, д. 4Б, каб. 021
Тел. : +7(3412)916-364 E-mail: editorial@udsu.ru
