

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)**



ФИЛИАЛ ФГБОУ ВО «ЮГУ»

**НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ**

**МДК 01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**
специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

**Методические указания к выполнению практических занятий
для обучающихся 4 курса очной и заочной форм обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Нижневартовск, 2021

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 9 от 15.10.2021 г.
Председатель Скобелева И.Е.

УТВЕРЖДЕНО

Председателем методического совета
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
Хайбулина Р.И.
«27» октября 2021 г.

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 4 курса очной и заочной форм обучения образовательных организаций среднего профессионального образования по МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом (далее – ФГОС) по специальности среднего профессионального образования (далее – СПО) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утв. приказом Министерства образования и науки №482 от 12 мая 2014 г.

2. Рабочей программой профессионального модуля ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протокол №3 от 31.08.2021 года.

Разработчик:

Пилипчук Альбина Даниловна, преподаватель высшей квалификационной категории Нефтяного института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Скобелева И.Е., преподаватель высшей квалификационной категории Нефтяного института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Сафина Е.М., инженер отдела экспертизы промышленной безопасности трубопроводов общества с ограниченной ответственностью «НЦТО».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нефтяной институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

ВВЕДЕНИЕ

Цель методических указаний: закрепление полученных теоретических знаний, приобретение расчетных навыков, а также навыков самостоятельной работы с графиками, схемами, таблицами.

Методические указания к выполнению практических работ для обучающихся 4 курса очной и заочной форм обучения по разделу «Контроль и поддержание оптимальных режимов эксплуатации скважин» (глава «Методы воздействия на пласт и призабойную зону пласта») междисциплинарного курса МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений разработаны и составлены в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом (ФГОС) по специальности среднего профессионального обучения (далее – СПО) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утв. приказом Министерства образования и науки №482 от 12 мая 2014 г.

В результате выполнения практических занятий обучающийся должен уметь обосновывать выбранные способы эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, контролировать и поддерживать оптимальные режимы работы и эксплуатации скважин.

В часть методических указаний вошло 6 практических занятий.

Междисциплинарный курс МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений учебного плана и построен с учетом системности, научности, доступности и преемственности; способствует развитию коммуникативной компетенции специалистов.

Результатом освоения МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений является овладение обучающимися видом профессиональной деятельности **Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**, в том числе профессиональными (ПК) и общими (ОК) компетенциями:

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1.	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений.
ПК 1.2.	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.
ПК 1.3.	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях.
ПК 1.4.	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин.
ПК 1.5.	Принимать меры по охране окружающей среды и недр.
ОК 1.	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
ОК 2.	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 3.	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.
ОК 4.	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.
ОК 5.	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
ОК 6.	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.
ОК 7.	Брать на себя ответственность за работу членов команды, за результат выполнения заданий.
ОК 8.	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.
ОК 9.	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями в ходе освоения профессионального модуля обучающийся **должен**

иметь практический опыт:

- контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений;
- контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки месторождений и эксплуатации скважин;
- предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях;
- проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин;
- принимать меры по охране окружающей среды и недр от техногенного воздействия производства.

уметь:

- обрабатывать геологическую информацию о месторождении;
- обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проводить анализ процесса разработки месторождений;
- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль.

знать:

- геофизические методы контроля технического состояния скважины;
- требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений;

- технологию сбора и подготовки скважинной продукции;
- нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону;
- способы добычи нефти.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

№ п/п	Наименование	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
1	2	3	4
1	Практическое занятие №28. Технологический расчёт соляно-кислотной обработки	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК1, ОК2
2	Практическое занятие №29. Технологический расчёт гидравлического разрыва пласта	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК2, ОК3
3	Практическое занятие №30. Расчёт и подбор потребного количества ингибитора	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК1, ОК4
4	Практическое занятие №31. Расчёт закачки полимер-дисперсного состава (ПДС).	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК1, ОК2
5	Практическое занятие №32. Технологический расчёт гидропескоструйной перфорации	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК2, ОК4
6	Практическое занятие №33. Расчёт процесса внутриочагового горения (ВОГ)	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК1, ОК2, ОК5
ВСЕГО:		24	

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №28

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Цель работы:

1. Изучить технологию проведения соляно-кислотной обработки (СКО).
2. Произвести технологический расчет СКО.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Составить опорный конспект, зарисовать схемы.
3. Рассчитать количество химреагентов, объем закачки кислотного раствора и радиус проникновения кислоты.
4. Сделать вывод по работе.

Формируемые компетенции: ОК1, ОК2; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Соляно-кислотная обработка, в ходе которой растворяются карбонатные породы, является эффективным методом увеличения дебита скважин и

сокращения сроков их освоения. Ее используют для повышения приемистости и предотвращения загрязнения призабойной зоны карбонатного пласта.

Под воздействием соляной кислоты в призабойной зоне скважины (ПЗС) образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин.

Различают следующие разновидности кислотных обработок:

Кислотные ванны предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений от пластовых вод и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования.

Простая кислотная обработка предназначена для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт. Вначале закачивают нефть или воду, затем при открытом за трубном пространстве - расчетное количество приготовленного рабочего раствора соляной кислоты. При этом объем первой порции кислоты рассчитывают так, чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака до кровли пласта.

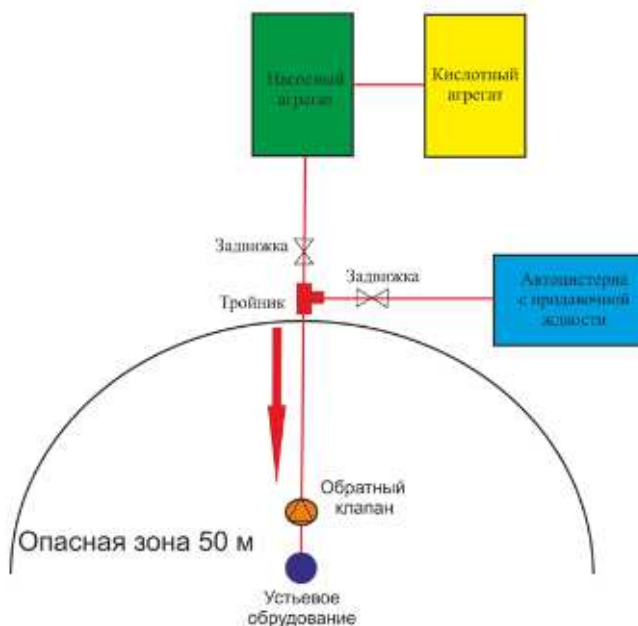


Рисунок 28.1 – Технологическая схема обвязки устья при проведении СКО

Исходные данные для расчета приведены в таблице 28.1

Таблица 28.1 - Исходные данные

Наименование параметра	Значения по вариантам									
	1, 11, 21	2, 12, 22	3, 13, 23	4, 14, 24	5, 15, 25	6, 16, 26	7, 17, 27	8, 18, 28	9, 19, 29	10, 20, 30
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Глубина скважины по вертикали, Н, м	1910	1950	1960	1970	1810	1700	1980	1880	1990	2000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эффективная мощность пласта, $h_{эф}$, м	10	11	14	16	20	18	17	16	15	19
Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	18,6	18,8	18,9	19,0	17,6	16,6	18,5	16,0	18,0	18,9
Общая мощность пласта, h , м	18	19	22	24	28	26	25	24	23	27
Высота зумпфа, $h_з$, м	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Диаметр скважины, $D_{э.к.}$, мм	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
Диаметр НКТ, $d_{нкт}$, мм	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Концентрация кислотного раствора, X , %	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Норма расхода кислотного раствора на 1 м, N , м ³ /м	1,28	1,25	1,22	1,20	1,27	1,28	1,26	1,24	1,26	1,25
Концентрация HCl, Z , %	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Коэффициент проницаемости, $K_{пр}$, мкм ²	0,023	0,02	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,02	0,03

Методические указания к выполнению расчета:

1. Определим потребное количество кислотного раствора для обработки одной скважины по формуле:

$$V_{кр} = N \times h_{эф}, \text{ м}^3 \quad (28.1)$$

где N - норма расхода на 1 м эффективной мощности пласта, м³/м;
 $h_{эф}$ - эффективная мощность пласта, м.

2. Определим объем товарной концентрированной кислоты для 12% раствора по формуле:

$$W_{кр} = A \times X \times V_{кр} \times (B - X) / B \times Z \times (A - X), \text{ м}^3 \quad (28.2)$$

где A и B - числовые коэффициенты; $A = 214$; $B = 226$;
 X - концентрация солянокислотного раствора, %;
 Z - концентрация товарно-соляной кислоты, %;
 $V_{кр}$ - объем кислотного раствора для обработки одной скважины, м³.

3. В качестве ингибитора применяем Уникол-2, определяем потребное количество ингибитора по формуле:

$$Q_y = 74 \times b \times X \times V_{кр} / (A - X), \text{ дм}^3 \quad (28.3)$$

где b - процент добавки У-2 в соляную кислоту, $b=5\%$.

4. Против выпадения солей железа в соляную кислоту добавляем уксусную кислоту. Определяем количество уксусной кислоты по формуле:

$$Q_{ук} = 1000 \times b \times V_{кр} / C, \text{ дм}^3 \quad (28.4)$$

где **f** - содержание солей железа в соляной кислоте; **f = 0,7 %**.
b - **b = 0,7 + 0,8 = 1,5 %**;
C - концентрация уксусной кислоты, добавляемой в раствор, **C = 80%%**;

5. Для растворения в породе кремнистых соединений, для предупреждения их выпадения в осадок в виде геля кремнистой кислоты, добавляем к соляной кислоте фтористоводородную кислоту HF. Определяем потребное количество HF по формуле:

$$Q_{HF} = 1000 \times b \times V_{кр} / n, \text{ дм}^3 \quad (28.5)$$

где **b** - процент добавки HF к объему раствора, принимаем **b=1%**;
n - концентрация HF, **n = 60%**.

6. В товарной кислоте содержится примесь H₂SO₄ в количестве 0,6%, которая образуется после реакции с углекислотой и известняком. Образованный гипс CaSO₄ в виде кристаллов закупоривает поры пласта, против выпадения гипса к соляной кислоте добавляют BaCl₂.

7. Определяем требуемое количество BaCl₂ по формуле:

$$Q_{BaCl_2} = 21.3 \times V_{кр} \times a \times X / (Z - 0,02), \text{ кг} \quad (28.6)$$

где **a** - содержание H₂SO₄ в соляной кислоте; **a = 0,6 %**.

8. В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения на границе двух сред (нефть-порода) применяется реагент ПБ-10, который одновременно является ингибитором, снижающим скорость реакции между кислотой и породой, что способствует более глубокому проникновению кислоты в породу. Количество ПБ-10 определяем по формуле:

$$Q_{ПБ-10} = V_{кр} \times b, \text{ дм}^3 \quad (28.7)$$

где **b** - процентное содержание ПБ - 10 в кислотном растворе; принимаем **b = 0,01 %**.

9. Определим объем воды для приготовления требуемого кислотного раствора:

$$V_B = V_{кр} - W_{кр} - \sum Q_{доб} \quad (28.8)$$

где $Q_{доб}$ - суммарный расход всех добавок, м³ /1000;

10. В качестве буферной жидкости применяется бланкет.

Бланкет - водный раствор хлористого кальция плотностью 1200 кг/м³. Рассчитаем объем бланкета по формуле:

$$V_{\text{бл}} = (\pi D^2 / 4) \times h_3, \text{ м}^3 \quad (28.9)$$

где **D** - внутренний диаметр скважины, м³;
h₃ - высота зумпфа скважины, м.

11. Для получения 1 м³ раствора хлористого кальция с плотностью 1200 кг/м³ требуется 540 кг хлористого кальция и 0,66 м³ пресной воды. Для изоляции зумпфа требуется следующее количество хлористого кальция:

$$M_{\text{CaCl}_2} = 540 \times V_{\text{бл}}, \text{ кг} \quad (28.10)$$

12. Потребное количество воды для раствора определяем по следующей формуле:

$$V_{\text{В(CaCl}_2\text{)}} = 0.66 \times V_{\text{бл}}, \text{ м}^3 \quad (28.11)$$

13. До закачки раствора соляной кислоты, скважина должна быть заполнена нефтью. Рассчитаем объем выкидной линии диаметром 0,05 м и длиной 100 м.

$$V_{\text{В.Л.}} = (\pi D^2 / 4) \times I_{\text{В.Л.}}, \text{ м}^3 \quad (28.12)$$

14. Объем кислоты, замещающей объем жидкости в НКТ, закачиваемый при открытой затрубной задвижке, равен объему НКТ. Объем НКТ определяем по формуле:

$$V_{\text{НКТ}} = (\pi d^2 / 4) \times L_{\text{НКТ}}, \text{ м}^3 \quad (28.13)$$

где **d** - внутренний диаметр НКТ, **d = 0,062 м**;
L_{НКТ} - длина спущенных НКТ, условно принимаем равной глубине скважины по вертикали **H**, м.

15. Кислота должна заполнить объем скважины от кровли до подошвы пласта. Объем забоя определяем по формуле:

$$V_{\text{ЗАБ}} = (\pi D^2 / 4) \times h., \text{ м}^3 \quad (28.14)$$

16. Общий объем закачки кислотного состава при открытом затрубном пространстве рассчитаем по формуле:

$$V_{\text{ПР}} = V_{\text{В.Л.}} + V_{\text{НКТ}} + V_{\text{ЗАБ}}, \text{ м}^3 \quad (28.15)$$

17. Радиус проникновения кислоты определяется по формуле:

$$R_{\text{ГРП}} = 0,5 \times \sqrt{(V_{\text{КР}} + 0,785 \times K_{\text{ГРП}} \times D_{\text{СКВ}}^2 \times h_{\text{ЭФ}}) / (0,785 \times K_{\text{ГРП}} \times h_{\text{ЭФ}})}, \text{ м} \quad (28.16)$$

где $K_{\text{ГРП}}$ - коэффициент проницаемости породы пласта, мкм^2 ;
 $h_{\text{ЭФ}}$ - эффективная мощность пласта, м.

Контрольные вопросы:

1. В чем заключается сущность СКО?
2. Охарактеризуйте основные виды кислотных обработок.
3. Какое назначение и основные виды техники при СКО?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №29

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Цель работы:

1. Изучить технологию проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП), оборудование для проведения ГРП.
2. Научиться рассчитывать устьевое и забойное давление гидроразрыва; объемы необходимых материалов и жидкостей для проведения ГРП.

Порядок работы:

1. Изучить общие сведения о гидравлическом разрыве пласта.
2. Произвести расчет технологических параметров ГРП.
3. Сделать вывод по работе.
4. Ответить на контрольные вопросы.

Формируемые компетенции: ОК2, ОК3; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- повышение продуктивности пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создание высокопроницаемого канала притока в поврежденной призабойной зоне.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется с использованием комплекса оборудования, включающего в себя подземную и наземную части.

Наземное оборудование:

- установки подъемные;
- насосные установки;
- пескосмесительные установки;
- автоцистерны;
- блок манифольдов;
- станция контроля;
- устьевая арматура.

Установки подъемные предназначены для спуско-подъемных операций, связанных с подготовкой скважины к проведению ГРП, и проведения работ для освоения скважины после проведения ГРП.

Насосные установки предназначены для нагнетания жидкости разрыва и расклинивающего материала в пласт при гидроразрыве пласта.

Пескосмесительные установки предназначены для транспортировки песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при гидроразрыве пласта.

Автоцистерны используются для транспортировки жидкостей и подачи их в пескосмесительные или насосные установки при гидравлическом разрыве пласта.

Блок манифольдов предназначен для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием при проведении ГРП.

Подземное оборудование :

- насосно-компрессорные трубы;
- пакер.

Насосно-компрессорные трубы предназначены для подачи жидкости-разрыва с устья на забой скважины при проведении ГРП.

Пакер предназначен для разобщения призабойной зоны от верхней части с целью предотвращения порывов эксплуатационной колонны при гидроразрыве пласта.

Таблица 29.1 - Исходные данные для расчета

Данные по скважине	Значения по вариантам									
	1,11	2,12	3,13	4,14	5,15	6,16	7,17	8,18	9,19	10,20
1. Масса пропантанта, т	26	28	29	30	31	32	33	35	36	38
2. Глубина скважины, Н, м	1830	1900	1850	1950	2000	1780	1650	1900	2010	1800
3. Пластовое давление, Р _{пл} , МПа	19	20	18	19	20	17	16	19	19	18
4. Диаметр эксплуатационной колонны, Д _{э.к} , м	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168
5. Диаметр НКТ, d, мм	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
6. Глубина спуска НКТ, L, м	1780	1600	1500	1650	1700	1400	1300	1500	1600	1500
7. Глубина установки пакера, L _{пак.} , м	1770	1580	1470	1600	1670	1360	1270	1480	1570	1450
8. Отклонение по вертикали, ΔН, м	93,6	90	91	92	93	94	88	89	90	91
9. Интервал перфорации, м	1807 - 1816	1880- 1890	1800- 1815	1890- 1900	1900- 1920	1765- 1780	1600- 1610	1890- 1898	1900- 1915	1710- 1725

Методические указания к расчету:

1. Рассчитываем глубину нижних перфорационных отверстий с учетом отклонения скважины от вертикали:

$$H^* = H - \Delta H, \text{ м} \quad (29.1)$$

где **H** - глубина нижних перфорационных отверстий м;
ΔH - отклонение по вертикали, м.

2. Определяем забойное давление при ГРП:

$$P_{\text{заб.}} = H^* \cdot \Delta P^*, \text{ МПа} \quad (29.2)$$

где **P_з** - забойное давление ГРП, МПа;
H* - глубина нижних перфорационных отверстий взятых по вертикали, м;
ΔP* - градиент давления, МПа; принимаем 1,7 МПа на 100 м глубины.

3. Определяем потери давления на трение в НКТ (ΔP_{нкТ}):

$$\Delta P_{\text{нкТ}} = 0,011 \cdot L_{\text{нкТ}}, \text{ МПа} \quad (29.3)$$

где **L_{нкТ}** - глубина спуска НКТ, м.

4. Определяем суммарные потери давления на трение:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{нкТ}} + P_{12\text{анн}}, \text{ МПа} \quad (29.4)$$

где **ΔP_{нкТ}** - потери давления в НКТ, МПа;
ΔP_{ман} - потери давления в манифольде, принимаем 1,4 МПа.

5. Определяем устьевое давление при ГРП:

$$P_y = P_{\text{заб.}} - P_{\text{пл}} + \Delta P_{\text{тр.}}, \text{ МПа} \quad (29.5)$$

где **P_y** - устьевое давление ГРП, МПа;
P_{заб} - забойное давление ГРП, МПа;
P_{пл} - пластовое давление, МПа;
ΔP_{тр} - потери давления на трение, МПа.

6. Определяем объём жидкости – песконосителя:

$$V_{\text{песк.}} = \frac{M_n}{K_n}, \text{ м}^3 \quad (29.6)$$

где **M_n** - масса песка, закрепителя трещин, т;
K_n - концентрация песка в 1 м³ жидкости – песконосителя 0,2 т/м³.

7. Рассчитываем объём НКТ на забое ниже пакера:

$$V_{\text{нкТ}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot (H_{\text{нкТ}} - L_{\text{пак}}), \text{ м}^3 \quad (29.7)$$

где **H_{нкТ}** - длина НКТ, м;
d - диаметр НКТ, м;
L_{пак} - глубина установки пакера, м.

8. Рассчитываем объем эксплуатационной колонны ниже пакера:

$$V_{\text{э.к.}} = \frac{\pi \cdot D^2_{\text{ЭК}}}{4} \cdot (H_{\text{н}} - L_{\text{пак}}), \text{ м}^3 \quad (29.8)$$

9. Рассчитываем объем НКТ:

$$V_{\text{НКТ}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_{\text{НКТ}}, \text{ м}^3 \quad (29.9)$$

10. Определяем объём продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр.}} = 1,5 \cdot (V_{\text{НКТ}} + V_{\text{э.к.}}), \text{ м}^3 \quad (29.10)$$

где $V_{\text{НКТ}}$ - объём жидкости в НКТ, м^3 ;
 $V_{\text{э.к.}}$ - объём эксплуатационной колонны, м^3 .

11. Рассчитываем объём жидкости ГРП, исходя из условия, что на 1 метр мощности продуктивного пласта расходуется 4 м^3 жидкости:

$$V_{\text{ж.р}} = 4 \cdot h_{\text{пл}}, \text{ м}^3 \quad (29.11)$$

где $h_{\text{пл}}$ - общая мощность продуктивного пласта, м;

12. Определяем общий объём жидкости, необходимой для проведения ГРП:

$$V = V_{\text{ж.р.}} + V_{\text{буф.}} + V_{\text{песк.}} + V_{\text{пр.}}, \text{ м}^3 \quad (29.12)$$

13. Определяем общую продолжительность процесса ГРП:

$$t = \frac{V_{\text{ж.р.}} + V_{\text{буф.}} + V_{\text{песк.}} + V_{\text{пр.}}}{Q}, \text{ мин} \quad (29.13)$$

где Q - темп закачки $1,5-2,5 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Контрольные вопросы:

1. Какое назначение ГРП?
2. Какая техника используется при ГРП, ее виды и назначение?
3. Какие жидкости используются для ГРП?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 30

РАСЧЁТ И ПОДБОР ПОТРЕБНОГО КОЛИЧЕСТВА ИНГИБИТОРА

Цель работы:

1. Формировать умения: контролировать и поддерживать оптималь-

ные режимы разработки месторождений и эксплуатации скважин;

2. Научиться рассчитывать потребное количество гелеобразующих составов.

Порядок работы:

1. Изучить общие сведения.
2. Изучить краткую характеристику технологии закачки ГОС.
3. Произвести расчет потребного количества материалов для осуществления технологического процесса.
4. Начертить схему расположения оборудования при проведении технологии.
5. Составить опорный конспект.
6. Сделать вывод по работе.

Формируемые компетенции: ОК4; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Практика борьбы с коррозией, асфальтосмолопарафиновыми отложениями, выпадениями солей и появление механических примесей показывает, что наиболее эффективным способом удаления накоплений является ингибирование и подбор необходимого реагента.

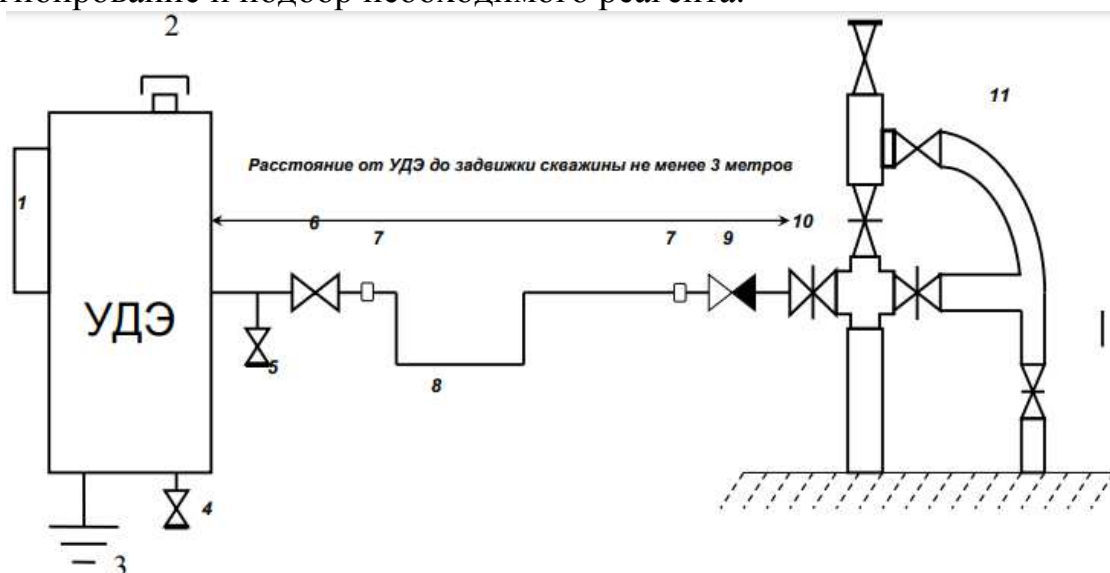


Рисунок 30.1 – Принципиальная схема расположения УДЭ

- 1 – Эл.щит УДЭ; 2 – Заправочная орловина; 3 – Контур заземления; 4 – Дренажный вентиль с заглушкой; 5 – Стравливающий вентиль с заглушкой (может находиться внутри УДЭ); 6 – Запорный вентиль УДЭ; 7 – БРС; 8 – Гидро – затвор; 9 – Обратный клапан; 10 – Задвижка скважины; 11 - Скважина

Подачу ингибитора коррозии в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующими способами:

1. Периодическая закачка (задавка) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.
2. Периодическое дозирование (подача) ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство скважины).

3. Постоянное дозирование (подача) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозирующей установки (УД, УДХ).

4. Постоянное дозирование (подача) ингибитора на прием насоса с помощью дозирующей установки (УД, УДХ) и специальных трубок, которые при подземном ремонте устанавливаются с внешней стороны НКТ.

5. Непрерывное дозирование растворимого твердого ингибитора из скважинного контейнера.

Методические указания к выполнению работы:

Таблица 30.1 - Исходные данные для расчёта

Параметры	Варианты		
	1-10	11-20	21-30
Дебит скважины по воде, Q_v м ³ /сут.	174	189	195
Расход диспергатора (ТХ-1907), m_o м ³	15	18	20
Время предохранения скважины, $t_{сут.}$	165	175	180
Производительность насоса, $q_{нас}$ дм ³ /с	17,1	17,1	17,1
Стоимость необходимого для закачки диспергатора (ТХ-1907) $C_{ин}$ руб./скв.	526500	526500	526500
Стоимость техники, $C_{т.ч.}$ руб./СКВ.	3075000	3075000	3075000

1. Удельный расход ингибитора ТХ-1907 должен составлять 5 – 10 мг/л в попутно добываемой воде.

Реагент ТХ-1907 (зимняя форма) применяется:

- в нефтедобывающей промышленности для предотвращения или ограничения отложения АСПО на нефтепромысловом оборудовании в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти;

- в опреснительных установках при утилизации высокоминерализованных вод в климатических условиях северных районов.

Принцип действия реагента заключается в блокировании активных центров кристаллизации малорастворимых соединений.

Таблица 30.2 - Технические характеристики ТХ-1907 (зимняя форма)

Внешний вид	Водный раствор от светло-оранжевого до коричневого цвета
Водородный показатель, рН	4-6
Массовая доля общего фосфора, %, не менее	2,5
Вязкость продукта при 25°С, мПа*с, не более	10
Температура замерзания продукта, °С, не выше	минус 40
Эффективность ингибирования отложения карбоната кальция при концентрации реагента в воде 50 мг/дм ³ , %	50-100

2. Концентрация ТХ-1907 должна быть 1 – 5 % в растворе.

ТХ-1907 (летняя форма) применяется в нефтедобывающей промышленности для:

- предотвращения или ограничения отложений труднорастворимых соединений (АСПО, карбонатов) на нефтепромысловом оборудовании в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти;

- предотвращения накипеобразования при опреснении воды и в системах горячего водоснабжения открытого и закрытого типа.

Таблица 30.3 - Технические характеристики ТХ-1907 (летняя форма)

Внешний вид	Водный раствор от светло-оранжевого до коричневого цвета
Водородный показатель, рН	4-6
Массовая доля нерастворимых в воде примесей, %, не более	0,4
Массовая доля основного вещества, %	28-35
Массовая доля формальдегида, %, не более	1
Эффективность ингибирования отложения карбоната кальция, %, не менее	65

3. Время предохранения скважины от отложений АСПО – 180 суток.

4. Необходимое количество ингибитора для первичной закачки рассчитываем по формуле:

$$G_u = 10^{-3} \cdot a \cdot m_o \cdot Q_v \cdot \tau; \text{ кг} \quad (30.1)$$

- где **a** - коэффициент, учитывающий неравномерность выноса ингибитора в процессе эксплуатации скважины; **a=2**
m_o - удельный расход ингибитора на 1 м³ попутно добываемой воды, г/м³;
Q_v - дебит скважины по воде, м³/сут.;
τ - время предохранения скважины, сут.

5. Определяем необходимое количество раствора для закачки в ПЗП определяем по формуле:

$$V_p = \frac{G_u \cdot 10^2}{C_u \cdot \rho_p}; \text{ м}^3 \quad (30.2)$$

- где **G_u** - количество ингибитора, кг;
C_u - рекомендуемое содержание ингибитора в рабочем растворе, %;
ρ_p - плотность растворителя ингибитора, кг/м³.

6. Определяем объём продавочной жидкости при закачке через затрубное пространство принимаем согласно РД 39Р – 5 / 53484 – 001 – 89, равным 20 м³

$$V_{пр} = 20 \text{ м}^3 \quad (30.3)$$

7. Определяем необходимое количество спецтехники:

- а) Для закачки выбираем насосный агрегат
б) Для продавочной жидкости берём автоцистерны АЦ – 10 с объёмом по 10 м³ каждая.

8. Рассчитываем время проведения закачки:

- а) Рассчитаем общее количество рабочей жидкости

$$V_{о.раб} = V_p + V_{пр} ; \text{ м}^3 \quad (30.4)$$

где V_p - объём раствора ингибитора, m^3 ;
 $V_{пр}$ - объём продавочной жидкости, m^3 .

б) Рассчитываем среднее время закачки ингибитора насосной установкой

$$q_{нас} = 17,1 \text{ дм}^3/\text{с}$$

$$\tau_{зак} = \frac{V_{о.раб}}{q_{нас}}; \text{ час} \quad (30.5)$$

где $V_{о.раб}$ - общее количество рабочей жидкости, m^3 ;
 $q_{нас}$ - производительность насоса, $дм^3/\text{с}$.

9. Определяем количество цистерн

$$n_{ц} = \frac{V_{о.раб}}{V_{ц}} \quad (30.6)$$

где $V_{о.раб}$ - общее количество рабочей жидкости, m^3 ;
 $V_{ц}$ - объём цистерны ($V_{ц} = 10 \text{ м}^3$).

10. Рассчитываем стоимость одной тонны ингибитора, необходимого для закачки в скважину:

$$C_{ин} = 8775000 \text{ руб./т}$$

Следовательно, требуемое количество ингибитора будет стоить:

$$C_{ин} = \frac{C_{инн} * G_{ц}}{1000}; \text{ руб./скв.} \quad (30.7)$$

где $C_{инн}$ - стоимость одной тонны ингибитора, руб/т;
 $G_{ц}$ - требуемое количество ингибитора, кг.

11. Стоимость одной обработки будет равна:

$$C_{обр} = C_{ин} + C_{т.ч}; \text{ руб./скв} \quad (30.8)$$

где $C_{ин}$ - стоимость необходимого для закачки ингибитора, руб./скв;
 $C_{т.ч}$ - стоимость технической части (агрегат, АЦ – 10).

Контрольные вопросы:

1. Как рассчитывается удельный расход ингибитора?
2. От чего зависит концентрация раствора?
3. Спецтехника для закачки реагента.
4. Как определяется время закачки реагента?
5. Как рассчитывается время предохранения скважины от отложений АСПО?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №31

РАСЧЁТ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА (ПДС)

Цель работы:

1. Научиться рассчитывать основные показатели закачки ПДС.
2. Формировать практический навык: контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений; контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки месторождений и эксплуатации скважин

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Составить опорный конспект.
3. Определить общий расход реагентов.
4. Сделать вывод по работе.

Формируемые компетенции: ОК1, ОК2; ПК1.1.

Краткие теоретические сведения:

Данный способ повышения нефтеотдачи трещиноватых и пористых пластов с искусственно созданными трещинами после гидравлического разрыва пласта (ГРП), с применением состава, содержащего пресную воду, частично гидролизированный полиакриламид, сшиватель - хромосодержащее соединение, бентонитовый глинопорошок и кварцевый песок (аналог).

В способе используются две оторочки, одна из которых - раствор сшитого соединением хрома, частично гидролизованного полиакриламида, а другая - раствор частично гидролизованного полиакриламида, содержащий смесь бентонитового глинопорошка и кварцевого песка.

Недостатком приведенного способа является то, что он содержит бентонитовую глину, которая за счет подвижности и набухания способна проникнуть и закольматировать низкопроницаемые зоны пласта, а оседание песка в растворе ПАА низкой вязкости не позволит составу глубоко проникнуть в пласт, что снизит эффективность тампонирувания.

Также существует способ разработки нефтяных залежей с неоднородными по проницаемости заводненными пластами (прототип), включающий полиакриламид (ПАА), ацетат хрома(III), оксид магния, воду и, дополнительно, стеклянное или базальтовое микроармирующее волокно, предварительно обработанное 1-5% масс. водным раствором АФ9-6 или АФ9-12, или волокно строительное микроармирующее (ВСМ) при следующем соотношении компонентов, % масс.:

Полиакриламид	0,300-1,000
Ацетат хрома	0,030-0,100
Оксид магния	0,015-0,070
Микроармирующее волокно	0,100-0,500
Вода	Остальное

Технологический процесс предусматривает закачку рабочих растворов несколькими циклами (до 6 циклов). Каждый цикл включает закачку

растворов в виде трёх оторочек. Их объём рассчитывается из условия 20 м на 1 метр перфорированной мощности пласта (h). Для оторочек готовится осадкообразующий состав и сшиватель с целью получения обильного осадка, способного закальматировать промытые зоны, пласта.

Для этой цели готовится полимер-дисперсный состав, содержащий в себе: хлорид алюминия (), силикат натрия () и полиакриламид (ПАА). В качестве осадкообразователя для приготовления ПДС с использованием силиката натрия можно применять хлорид кальция с концентрацией рабочего раствора 6% для ПАА марок ДКС-40, Polidia. Для других ПАА подбирают другую концентрацию хлорида кальция.

Методические указания к решению:

1. Определить потребляемое количество состава.

$$V_{\text{сост}} = 20 * h, \text{ м}^3 \quad (31.1)$$

- где 20 м^3 - норма расхода рабочего состава на 1 метр перфорированной мощности пласта, из условия $10-20 \text{ м}^3$ на 1 метр;
- h - мощность перфорированного пласта, м; находим из разности $h_{\text{н.п.о.}} - h_{\text{в.п.о.}}$
- $h_{\text{н.п.о.}}$ - расстояние от устья скважины до нижних перфорационных отверстий, м;
- $h_{\text{в.п.о.}}$ - расстояние от устья скважины до верхних перфорационных отверстий, м;
- $h'_{\text{н.п.о.}}$ - расстояние от устья скважины до нижних перфорационных отверстий второго интервала, м;
- $h'_{\text{в.п.о.}}$ - расстояние от устья скважины до верхних перфорационных отверстий второго интервала, м;

Расход химических реагентов для приготовления полимер-дисперсного состава зависит от заданной концентрации реагентов в ПДС, свойство исходной (товарной) формы химических реагентов и объёма ПДС. Концентрация химических реагентов рекомендуется в зависимости от проницаемости пород и определены для следующих диапазонов приёмистости скважины.

Таблица 31.2 - Расчёт концентрации химических реагентов для следующих диапазонов приёмистости скважины

Приёмистость скважины, Q м ³ /сут.	Химические реагенты	Концентрация, %
300-500	ПАА	0,2
	Силикат натрия	4
	Хлорид алюминия	2
500-700	ПАА	0,3-0,4
	Силикат натрия	6
	Хлорид алюминия	3,5
>700	ПАА	0,5
	Силикат натрия	8
	Хлорид алюминия	5

2. Расчёт количества химических реагентов необходимых для получе-

ния осадка при закачке ПДС. Скважина имеет приемистость в диапазоне $>700 \text{ м}^3/\text{сут}$. Для этой приёмистости содержание химических реагентов в ПДС должно быть следующее:

- хлорид алюминия (оксихлорид алюминия) - 5%;
- силикат натрия - 8%;
- ПАА (клей) - 0,5%.

В соответствии с заданной концентрацией химических реагентов в ПДС, определяем по табличным значениям, расход химических реагентов для приготовления 1 м^3 рабочего раствора каждого химических реагента, учитывая при этом концентрацию и плотность исходных (товарных) химических реагентов.

2.1. Хлорид алюминия в исходной (товарной) форме имеет плотность 1200 кг/м^3 и концентрацию 25%. Определяем, что для приготовления 1 м^3 рабочего раствора хлорида алюминия требуется:

товарного хлорида алюминия $0,170 \text{ м}^3$
воды $0,830 \text{ м}^3$

Определить объём рабочего раствора:

$$V_{\text{р.а.х.}} = \frac{V_{\text{сост}}}{3}, \text{ м}^3 \quad (31.2)$$

где $V_{\text{сост}}$ - объём закачиваемого в скважину полимер-дисперсного состава, м^3 ;
3 - рабочие растворы.

Определить общий расход товарного хлорида алюминия:

$$V_0 = V_{\text{р.а.х.}} * V_{\text{т.а.х.}}, \text{ м}^3 \quad (31.3)$$

где $V_{\text{р.а.х.}}$ - объём рабочего раствора хлорида алюминия, м^3 ;
 $V_{\text{т.а.х.}}$ - объём товарного хлорида алюминия, необходимого для приготовления 1 м^3 рабочего раствора, м^3 .

Аналогичным образом, определяем расход силиката натрия, ПАА.

2.2. Силикат натрия в исходной (товарной) форме имеет плотность 1420 кг/м^3 и концентрацию 40%. Определить, что для приготовления 1 м^3 рабочего раствора силиката натрия требуется:

товарного силиката натрия $0,080 \text{ м}^3$
воды $0,920 \text{ м}^3$

Определить общий расход товарного силиката натрия по формуле 31.3.

2.3. Рассчитать расход товарного ПАА для приготовления рабочих растворов.

Полиакриламид в исходной (товарной) форме имеет концентрацию рабочего раствора 0,4%. Определить, что для приготовления 1 м^3 рабочего раствора ПАА требуется:

товарного ПАА 4 кг.

Определить объём рабочего раствора ПАА по формуле 31.4.

Определить массу ПАА (клея) необходимого для приготовления рабочего раствора:

$$m = V_{\text{р.ПАА}} * m_{\text{т.ПАА}} \quad (31.4)$$

где $V_{\text{р.ПАА}}$ - объём рабочего раствора ПАА, м³;

$m_{\text{т.ПАА}}$ - масса товарного ПАА, необходимого для приготовления 1 м³ рабочего раствора, кг.

2.4. Расчёт расхода хлорида кальция плотностью 1320 кг/м³ расход CaCl_2 для приготовления 1 м³ рабочего раствора и концентрацией 6% составит:

товарного хлорида кальция 0,128 м³

воды 0,872 м³

Определить объём рабочего раствора хлорида кальция по формуле 31.4.

Определить общий расход товарного хлорида кальция по формуле 31.4.

3. Определив объём и массу компонентов, необходимых для получения осадка и сшивателя, при закачке ПДС объёмы рабочих растворов разбиваются на несколько циклов. Каждый цикл включает закачку растворов в виде трёх оторочек в следующей последовательности.

Первой оторочкой в скважину закачивается водный раствор хлорида алюминия, с продавкой водой в объёме НКТ, но не менее 10 м³.

Второй оторочкой в скважину одновременно закачивают водные растворы силиката натрия (жидкого стекла) и ПАА через тройник, с продавкой водой в объёме НКТ, но не менее 10 м³.

Третьей оторочкой закачивается водный раствор хлорида алюминия, что также продавлируется водой в объёме НКТ, но не менее 10 м³.

Рассмотрев один цикл закачки ПДС, видно, что после закачки каждой оторочки, проводится её продавка водой в объёме НКТ, но не менее 10 м³.

Определить объём НКТ:

$$V_{\text{НКТ}} = \frac{\pi d^2 * L}{4}, \text{ м}^3 \quad (31.5)$$

где d - внутренний диаметр НКТ, м (0,065);

L - глубина спуска подвески, м.

При приготовлении растворов необходимо соблюдать технологию приготовления и выдерживать расчётную концентрацию компонентов.

4. Расчёт времени, необходимого для проведения технологического процесса по закачке осадкообразующего состава и сшивателя, проведём с использованием технической характеристики ЦА-320М.

Подача насоса (Qн) ЦА-320М при диаметре втулок 115 мм составляет 18,3 л/с, переводя в часы получим 56 м³/ч с учётом коэффициента подачи

насоса $\eta = 0,8 \div 0,95$

$$Q\phi = 3600 * Q_T * \eta_H, \text{ м}^3 / \text{ч} \quad (31.6)$$

где $Q\phi$ - фактическая подача насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$;
 Q_T - подача насоса ЦА-320М по технической характеристики, л/с.

Для определения времени на технологию, необходимо определить полный объём закачки с учётом продавки рабочих составов в скважину:

$$V_{за} = V_{сос} + 11V_{прод} + V_{ок.п.}, \text{ м}^3 \quad (31.7)$$

где $V_{за}$ - полный объём закачки по технологии, м^3 ;
 $V_{сос}$ - объём рабочих составов, м^3 ;
 $V_{прод}$ - объём продавок между оторочками, м^3 (4 цикла $5,1 \approx 6$);
 $V_{ок.п.}$ - окончательная продавка, $15-20 \text{ м}^3$.

Отсюда, время, затраченное только на закачку реагентов:

$$T_{за} = \frac{V_{за}}{Q\phi}, \text{ час} \quad (31.8)$$

где $V_{за}$ - полный объём закачки, м^3 ;
 $Q\phi$ - фактическая подача насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Учитывая время, затраченное на приготовление растворов, получим:

$$T'_{за} = T_{за} + T_{п.р.}, \text{ час} \quad (31.9)$$

где $T_{п.р.}$ - время на приготовление растворов, ч.

5. После проведения окончательной продавки в пласт расчётного количества реагентов, скважину оставляют на 8-12 часов для реагирования химических составов в пласте.

$$T = T'_{за} + T_p, \text{ час} \quad (31.10)$$

где T_p - время реагирования химических составов в пласте, час.

6. Сделать вывод.

Таблица 31.1 - Исходные данные для расчёта

Параметр	Варианты					
	01-05	06-10	11-15	16-20	21-25	26-30
1	2	3	4	5	6	7
Диаметр экспл. колонны, $D_{эк.к}$ м	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168	0,146
Диаметр НКТ, $d_{НКТ}$ м	0,073	0,060	0,073	0,060	0,073	0,060
Диаметр насадок, d_H м	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045

Число насадок, n	4	4	4	4	4	4
1	2	3	4	5	6	7
Площадь сечения отверстия насадок, $f \text{ м}^2$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$
Перепад давления в насадке, $\Delta p \text{ МПа}$	20	18	20	18	20	18
Плотность песка, $\rho_{\text{п}} \text{ кг/м}^3$	2700	2700	2700	2700	2700	2700
Коэффициент скорости, ϕ	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Плотность воды, $\rho_{\text{в}} \text{ кг/м}^3$	1000	1080	1000	1000	1080	1000
Глубина, Н м	2000	1800	1700	1600	1900	1800

Контрольные вопросы:

1. Какие основные характеристики полимер-дисперсных составов?
2. Опишите технологию закачки ПДС?
3. От чего зависит забойное давление нагнетания?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №32

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ (ГПП)

Цель работы:

1. Ознакомиться с технологией гидropескоструйной перфорации (ГПП).
2. Научиться делать расчет ГПП.

Порядок работы:

рассчитать необходимый объем жидкости с песком, безопасную длину НКТ, количество спецтехники, общую продолжительность процесса ГПП.

1. Рассчитать необходимый объем жидкости с песком.
2. Рассчитать количество спецтехники.
3. Рассчитать продолжительность ГПП.
4. Сделать вывод.

Формируемые компетенции: ОК2, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) — это создание каналов в эксплуатационной колонне, цементном камне и массиве горных пород абразивной пульпой (жидкостно-песчаной смесью), подаваемой в скважину под напором. Повышает проницаемость зон продуктивного пласта, сниженную в процессе бурения или глушения скважин, а также служит для инициирования трещин при гидравлическом разрыве пласта. В процессе гидропескоструйной перфорации пульпа закачивается через лифтовую колонну труб в перфоратор, в насадках (диаметром 4,5-6 мм) которого про-

исходит её ускорение. В результате воздействия вылетающих из насадок струй смеси происходит последовательное разрушение металлической колонны, цементного камня и горных пород. Образующиеся каналы соединяют ствол скважины с продуктивным пластом.

Отработанная жидкостно-песчаная смесь через отверстие в эксплуатационной колонне вытекает из канала в ствол скважины и по кольцевому пространству между лифтовой и эксплуатационной колоннами поднимается на поверхность. Наиболее распространённая несущая жидкость пульпы — вода с добавками полимерных соединений (для снижения потерь давления в трубах); для карбонатных пород — иногда водные растворы соляной кислоты. Абразивный материал — кварцевый песок фракции 0,6-1,2 мм при концентрации в воде 50-100 г/л. Время перфорации 15-25 мин. Длина каналов в основном 0,25-1,5 м.

Методические указания к выполнению работы:

Исходные данные в таблице 32.1.

Таблица 32.1 - Исходные данные для расчёта

Параметр	Варианты					
	01-05	06-10	11-15	16-20	21-25	26-30
Диаметр экспл. колонны, $D_{э.к}$ м	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168	0,146
Диаметр НКТ, $d_{нкт}$ м	0,073	0,060	0,073	0,060	0,073	0,060
Диаметр насадок, d_n м	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045
Число насадок, n	4	4	4	4	4	4
Площадь сечения отверстия насадок, f м ²	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$	$0,158 \cdot 10^{-4}$
Перепад давления в насадке, Δp МПа	20	18	20	18	20	18
Плотность песка, ρ_p кг/м ³	2700	2700	2700	2700	2700	2700
Коэффициент скорости, φ	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Плотность воды, ρ_v кг/м ³	1000	1080	1000	1000	1080	1000
Глубина, H м	2000	1800	1700	1600	1900	1800

1. Определить плотность смеси воды с песком:

$$\rho_{см} = c \cdot (\rho_p - \rho_v) + \rho_v, \text{ г/см}^3 \quad (32.1)$$

где c - объемная концентрация песка.

$$c = c_0 / c_0 + 1000 \cdot \rho_p, \text{ г/см}^3 \quad (32.2)$$

где $c_0 = 100 \text{ кг/м}^3$ - массовая концентрация песка.

2. Определить расход рабочей жидкости по формуле:

$$Q = 10 \cdot n \cdot \varphi \cdot f \cdot (\sqrt{20 \cdot g \cdot \Delta p}) / (10^5 \cdot \rho_{см}), \text{ см}^3/\text{с} \quad (32.3)$$

где g - ускорение свободного падения, см/с^2 .

3. Определить общее количество жидкости и песка, необходимое для проведения перфорации:

$$Q_{\text{ж}} = 2,3 \cdot V, \text{ м}^3 \quad (32.4)$$

где V - объем скважины, м^3 .

$$V = S \cdot H, \text{ м}^3 \quad (32.5)$$

где S - площадь проходного сечения труб, м^2 ;

H - глубина скважины, м.

Необходимое количество кварцевого песка

$$Q_{\text{п}} = 1,3 \cdot V \cdot c_0, \text{ кг} \quad (32.6)$$

4. Гидравлические потери напора при ГПП складываются из потерь:

$$P = \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{п}}, \text{ Па} \quad (32.7)$$

где $\Delta P_{\text{т}}$ - потери напора в трубах, Па;

$\Delta P_{\text{к}}$ - потери напора в кольцевом пространстве, Па;

$\Delta P_{\text{н}}$ - потери напора в насадках, Па;

$\Delta P_{\text{п}}$ - потери напора в полости, образованной абразивной струей, Па.

Принимаем из опыта проведения технологического процесса:

$\Delta P_{\text{т}} = 3,25 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{\text{к}} = 0,018 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{\text{н}} = 20 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{\text{п}} = 2 - 5 \text{ МПа}$.

5. Определить давление жидкости с песком на выходе из насадок:

$$P_0 = P_y + \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot H - P, \text{ МПа} \quad (32.8)$$

где P_y - давление на устье скважины при работе насосного агрегата на IV скорости, МПа.

Принимаем $P_y = 22,2 \text{ МПа}$

6. Определить безопасную предельную длину подвески труб при наличии циркуляции жидкости:

$$L = \frac{Q_{\text{стр}} / k - f_{\text{к}} \cdot P_y}{q_{\text{т}}}, \text{ м} \quad (32.9)$$

где $Q_{\text{стр}}$ = 294 кН - страгивающая нагрузка для резьбового соединения гладких НКТ из стали группы прочности Д, кН.

k = 1,5- коэффициент запаса прочности;

$f_{\text{к}}$ - площадь проходного сечения труб $d = 73 \text{ мм}$;

P_y - устьевое давление, МПа;

$Q_{\text{т}}$ - вес в жидкости 1м труб $d = 73 \text{ мм}$ с муфтами, Н;

$$q_r = 82Н$$

7. Определить потребное количество агрегатов 4АН – 700

$$N_1 = K_3(16,67 \cdot Q \cdot P_y) / (W_k \cdot n), \text{ шт.} \quad (32.10)$$

где K_3 - коэффициент запаса гидравлической мощности, необходимой для осуществления процесса.

Для установок типа АН -700 K_3 принимается равным 1,3;

$16,67 \cdot Q \cdot P_y$ - произведение темпа закачки жидкости и устьевого давления, равное гидравлической мощности, потребной на осуществление процесса, Квт;

$$Q = 1,5 / 2,5, \text{ м}^3/\text{мин}$$

$$Q = 0,6 \text{ м}^3/\text{мин}$$

где W_k = 452 Квт. - полезная гидравлическая мощность насоса, Квт для установки 4АН – 700;

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

В связи с накопленным опытом работ по проведению ГПП, техническим состоянием 4АН – 700 + принимаем один агрегат резервный.

8. Определяем количество пескосмесительных агрегатов по загрузочному объёму их бункеров

$$N_2 = M_p / V_{\text{бунк}}, \text{ шт.} \quad (32.11)$$

где M_p - масса песка, т;

$V_{\text{бунк}}$ = 9 м³ - объем бункера, м³.

9. Определяем количество вспомогательных агрегатов ЦА-320

$$N_3 = (K_3 \cdot Q_{\text{нас}} \cdot n) / q, \text{ шт.} \quad (32.12)$$

где q = 2,5 м³/мин. - темп закачки жидкости, м³/мин;

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

10. Сделать вывод.

Контрольные вопросы:

1. Какие виды перфорации существуют?
2. При помощи чего осуществляется гидропескоструйная перфорация?
3. Какие жидкости используют в качестве рабочих при ГПП?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №33

РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ВНУТРИЧАГОВОГО ГОРЕНИЯ (ВОГ)

Цель работы:

1. Сформировать знания, понятия о методах воздействия на пласт.
2. Рассчитать технологический процесс внутриочагового горения (ВОГ).

Порядок работы:

1. Определить объем и темп нагнетания воздуха для закачки.
2. Рассчитать коэффициент нефтеотдачи.
3. Определить длительность периода разработки и средний дебит скважины.
4. Сделать вывод.

Формируемые компетенции: ОК1, ОК2, ОК5; ПК1.1.

Краткие теоретические сведения:

Сущность процесса сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов. Выгорает 5-25% запасов нефти (коксоподобные остатки наиболее тяжелых ее фракций). Теоретическими и промышленными исследованиями установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с увеличением проницаемости уменьшается.

После создания фронта горения в призабойной зоне нагнетательной скважины дальше его поддерживают и перемещают по пласту закачкой воздуха предусматривается постоянно возрастающий расход воздуха в соответствии с расширением фронта и удалением его от нагнетательной скважины. Устьевое давление закачки воздуха обычно в 1,5-2 раза выше пластового давления.

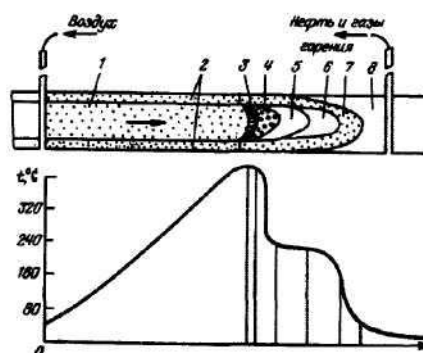


Рисунок 33.1 - Принципиальная схема внутрипластового горения

После того, как процесс горения стабилизировался, в пласте по направлению от нагнетательной скважины к добывающим можно выделить

несколько характерных зон (рис. 33.1).

Методические указания к решению:

Исходные данные для расчета приведены в таблице 33.1

Таблица 33.1 – Исходные данные для расчета

Параметры	Варианты			
	1, 5	2, 6, 9	3,7	4, 8, 0
Проницаемость, k мкм ²	0,831	0,754	0,625	0,684
Приёмистость, Q м ³ /сут.	550	660	450	350
Пластовая температура, $T_{пл}$ °С	63	83	73	53
Обводнённость по участку, $n_{вд.ед.}$	0,95	0,75	0,85	0,90
Интервал перфорации, H^1 , м	15	12	13	14

1. Определить объем воздуха, необходимого для выработки единицы пласта:

$$V_{п=г} * V_{ост}, [M^3/M^3] \quad (33.1)$$

2. Определить предельный темп нагнетания воздуха:

$$v_{тпр} = (7,4k_3h_3(\rho^2_{н-}\rho^2_{с}))/\mu T_{пл}(2,3lga^2/r_c * r_{ф}' - 1,238) [M^3/сут.] \quad (33.2)$$

3. По графику зависимости минимальной скорости перемещения фронта горения от мощности пласта находим минимальные скорости ($\dot{\omega}_{ф.м}$) перемещения фронта горения с учетом, что $\alpha_h=0,9$ (коэффициент охвата пласта фронтом горения по мощности).

$$\dot{\omega}_{ф.м} = 0,025$$

4. Определить скорость движения фронта горения в конце первого периода процесса:

$$\omega_{ф.м.} = v_{тпр} / 2\pi h_3 V_{п} \tau_{ф}' [м/сут] \quad (33.3)$$

Полученное значение должно удовлетворять условию $\dot{\omega}_{ф.м} g_{\delta} > 3 \dot{\omega}_{ф.м}$, в противном случае расчет следует повторить при несколько меньшем значении $r_{ф}$.

5. Находим значение параметра $i\alpha$:

$$i\alpha = v_{т.пр.} / ah_{ф} \omega_{ф.м.} V_{п} \quad (33.4)$$

6. По рисунку 1Х.2 (Юрчук-Истомин «Расчеты в добыче» стр. 178) определить коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади a_s .

7. Для определения коэффициента нефтеотдачи предварительно вычислить значения коэффициентов:

$$S_o = g/\rho_n * m \quad (33.5)$$

$$S_{т.х.} = S_o(v_{ост} * Q_r/Q_n) \quad (33.6)$$

где S_0 - начальная нефтеносность;

$S_{т.х}$ - текущая нефтеносность.

8. Определить коэффициент нефтеотдачи на участке, охваченном фронтом горения:

$$\eta' = 1 - (S_0 + S_{т.х}) / S_H \quad (33.7)$$

9. Определить длительность одного периода разработки:

$$\tau' = r'_{\phi} / \omega_{\phi.м} \quad [\text{сут}] \quad (33.8)$$

10. Количество закачиваемого за этот период воздуха:

$$V_T' = 1/2 V_{т.пр.} * \tau' \quad [M^3] \quad (33.9)$$

11. Определить количество полученной смеси из азота и паров воды:

$$G_{см} = [0,79 \rho_{N_2} + \delta \rho_B + \gamma / V_{п} (9gn / (12+n) + S_{вю.мр.в.})] * V_T' \quad [кг] \quad (33.10)$$

где ρ_{N_2} - плотность азота = 1,36 кг/м³ ;

n - отношение водорода к углероду в коксовом остатке, $n = 1,2$;

δ - отношение поданного объема воды к объему поданного воздуха
 $\delta = 2 * 10^{-3}$;

γ - коэффициент использования воздуха $\gamma = 0,9$.

12. Определить массовые доли азота и паров воды в смеси:

$$g_{N_2} = (0,79 * V_T' * \rho_{N_2}) / G_{см.} \quad (33.11)$$

$$G_{H_2O} = [\gamma / V_{п} (9gn / (12+n) + S_{вю.мр.в.}) + \delta \rho_B] * V_T' / G_{см} \quad (33.12)$$

13. С учетом плотности водяного пара $\rho_{H_2O} = 0,804$ кг/м³ определить плотность смеси:

$$\rho_{см.} = (\rho_{H_2O} * \rho_{N_2}) / (g_{N_2} * \rho_{H_2O} + g_{H_2O} * \rho_{N_2}) \quad [кг/м^3] \quad (33.13)$$

14. С учетом удельной теплоемкости смеси $C_{см.} = 11,23$ кДж/(кг*К) определить радиус фронта горения при прорыве оторочки горячих жидких продуктов в эксплуатационной скважине:

$$r_{\phi} = r_c / \sqrt{G_{см.} * C_{см.} * \rho_{см.} * V_{п} / C_{пл.} * \rho_{пл.} * G_T} \quad [M] \quad (33.14)$$

15. Пользуясь вспомогательным графиком рис.1Х.3 (Юрчук-Истомин «Расчеты в добыче») определить выжженную площадь

$$S_T = [M^2]$$

16. Тогда объем выжженной зоны будет:

$$V_{\Gamma} = S_{\Gamma} \alpha_h * h_3 \quad [M^3] \quad (28.15)$$

17. Определить суммарное количество воздуха, необходимо для выжигания этого объема:

$$V_T = V_{\Pi} * V_{\Gamma} * (1/y), \quad [M^3] \quad (28.16)$$

18. Определить время, необходимое для выжигания полученного объема пласта:

$$\tau = (V_T - V_{T'} / v_{T, \text{пр}}) + \tau, \quad [\text{сут.}] \quad (28.17)$$

19. Объем извлекаемой нефти определить по формуле:

$$V_{\text{и.н.}} = 2 a^2 * h_3 * m * S_H * \eta, \quad [M^3] \quad (28.18)$$

20. Среднее количество воздуха затраченное на извлечение 1 м³ нефти:

$$V_{\text{воз.}} = V_T / V_{\text{и.н.}} \quad [M^3/M^3] \quad (28.19)$$

21. Определить средний дебит нефти одной скважины:

$$Q_{\text{н.ср.}} = V_{\text{и.н.}} / 4\tau \quad [M^3/\text{сут}] \quad (28.20)$$

22. Определить средний газовый фактор в случае, если количество полученного газа равно количеству закачиваемого воздуха:

$$G_{\text{г.ф.ср.}} = V_T / 4\tau Q_{\text{н.ср.}}, \quad [M^3/M^3] \quad (28.21)$$

23. Сделать вывод.

Контрольные вопросы:

1. Какое назначение ВДОГ?
2. Рабочие агенты для ВДОГ.
3. Проектирование процесса, требования к процессу.
4. Как определить средний дебит нефти одной скважины?
5. Как определить средний газовый фактор?

КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Оценка	Описание оценок
5	Отлично- «5» - содержание материала освоено полностью, без пробелов, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения большинства из них оценено числом баллов, близким к максимальному.
4	Хорошо-«4» - содержание материала освоено полностью, без пробелов, некоторые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы недостаточно, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения ни одного из них не оценено минимальным числом баллов, некоторые виды заданий выполнены с ошибками.
3	Удовлетворительно-«3» - содержание материала освоено частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом в основном сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий выполнено, некоторые из выполненных заданий, содержат ошибки.
2	Неудовлетворительно- «2» - содержание материала освоено частично, необходимые практические навыки работы не сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий не выполнено, либо качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному; при дополнительной самостоятельной работе над материалом курса возможно повышение качества выполнения учебных заданий.

ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ

Основная литература:

1. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Ростов н/Д: Феникс, 2015. – 318, [1] с.

Дополнительная литература:

2. Середа Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. Учебник для вузов - М.: Альянс, 2019. - 288 с.

3. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. для вузов/ под ред. Ш. К. Гиматудинова - М.: Аль-

янс 2016. - 302 с.

4. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти – М.: Альянс, 2016. – 511 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ	5
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №28.....	5
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №29.....	10
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №30.....	13
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №31.....	18
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №32.....	23
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №33.....	27
КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ.....	31
ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИН-ТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ.....	31

**МДК 01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**
специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

**Методические указания к выполнению практических занятий
для обучающихся 4 курса очной и заочной форм обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Методические указания
разработал преподаватель: Пилипчук Альбина Даниловна

Подписано к печати 27.10.2021 г.
Формат 60x84/16
Тираж

Объем 2 п.л.
Заказ
1 экз.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,
г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.