

**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. 02.01 ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ, ИСПЫТАНИЯ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ
ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность

21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

**Методические указания по выполнению практических занятий
для обучающихся 4 курса очной формы обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Часть 1

Нижневартовск, 2024

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭТД»
Протокол № 01 от 12.01.2024
Председатель Скобелева И.Е.

УТВЕРЖДЕНО

Председателем методического совета
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
Хайбулина Р.И.
«24» января 2024

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 4 курса очной формы обучения образовательных организаций среднего профессионального образования по МДК 02.01. Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работ на нефть и газ специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ) Часть 1, разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом (далее - ФГОС) среднего профессионального образования (далее - СПО) специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений, утвержденным приказом Министерства образования и науки РФ № 491 от 12.05.2014.

2. Программой профессионального модуля ПМ.02 Планирование и проведение бурения, испытаний и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ по специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» № 4 от 15.06.2023.

Разработчики:

Мельникова Наталья Юрьевна, преподаватель Нефтяного института (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Скобелева Ирина Ефимовна, преподаватель Нефтяного института (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Пилипчук А.Д., преподаватель высшей квалификационной категории НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Захаров Ю.М., главный инженер ПТО ООО «Пылинское».

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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Практические занятия являются основным видом учебной работы обучающегося по МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ и выполняются в пределах часов, предусмотренных учебным планом по специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений.

Методические указания к выполнению практических занятий содержат краткие теоретические сведения, методические указания и порядок выполнения практических работ, контрольные вопросы, перечень литературы.

Целями изучения междисциплинарного курса является формирование общих и профессиональных компетенций обучающихся:

ОК 01 Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности, применительно к различным контекстам

ОК 02 Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности

ОК 04 Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде

ПК 2.2 Разрабатывать геологическую и технологическую документацию на бурение, испытание, эксплуатацию скважин, на проведение геолого-геофизических исследований в скважинах и мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов

ПК 2.4 Определять и обеспечивать оптимальный режим работы скважин при бурении и эксплуатации.

Практические занятия способствуют более глубокому пониманию теоретического материала междисциплинарного курса, а также развитию, формированию и становлению различных уровней составляющих профессиональной компетентности обучающихся.

Критерии оценки практических занятий:

Зачет/незачет:

1. Полнота, правильность, точность выполнения заданий.
2. Степень осознания содержательной стороны рассматриваемых понятий.
3. Умение провести контроль и самоконтроль результатов.
4. Степень самостоятельности выполнения работы.
5. Использование имеющейся литературы по данному вопросу.

Критерии оценивания:

90 – 100 % – 5

80 – 89 % – 4

70 – 79 % – 3

меньше 70 % – 2

ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Номер п/п	Номер и наименование работы (занятия)	Количество аудиторных часов	Формируемые компетенции
ТЕМА 2. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ			
1.	Практическое занятие № 1. Оборудование устья скважин перед освоением, схема обвязки	2	ПК. 2.2, 2.4 ОК 04, 05
2.	Практическое занятие № 2. Обоснование выбора способа вызова притока	4	ПК. 2.2, 2.4 ОК 04, 05
3.	Практическое занятие № 3. Разработка мероприятий по обеспечению повышения эффективности скважин	4	ПК. 2.2, 2.4 ОК 04, 05
	Всего	10	

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН ПЕРЕД ОСВОЕНИЕМ, СХЕМА ОБВЯЗКИ

Цель: изучить оборудование устья скважины перед освоением.

Задание:

1. Записать определение термина «освоение», цель процесса.
2. Выполнить схему обвязки устья (рис. 2).
3. Произвести расчёт забойного давления при освоении скважины.

Исходные данные приведены в таблице 1.

4. Сделать вывод.

Краткие теоретические сведения:

Освоение скважины - комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта. После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, которую иногда называют вторичным вскрытием пласта, призабойная зона и особенно поверхность вскрытого пласта бывают загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Кроме того, воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает иногда необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, размеры пор которой соизмеримы с размерами этих пограничных слоев с аномальными свойствами. В результате образуется зона с пониженной проницаемостью или с полным ее отсутствием.

Цель освоения - восстановление естественной проницаемости коллектора на всем протяжении вплоть до обнаженной поверхности пласта перфорационных каналов и получения продукции скважины, соответствующей ее потенциальным возможностям. Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое

депрессии, т. е. давления ниже пластового. Причем в устойчивых коллекторах эта депрессия должна быть достаточно большой и достигаться быстро, в рыхлых коллекторах, наоборот, небольшой и плавной.

Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, и с малым давлением (на разработанных площадях), когда угрозы открытого фонтанирования нет и предполагается механизированный способ эксплуатации. В практике нефтедобычи известно много случаев открытого нерегулируемого фонтанирования скважин с длительными пожарами в результате нарушения технологии вскрытия пласта и освоения скважины. Такие явления не только выводят из строя саму скважину, но и приводят к истощению самого месторождения.

Перед освоением скважину оборудуют в соответствии с её назначением, способом эксплуатации и методом вызова притока.

Правилами безопасности предусмотрено, что величина депрессии для пород, склонных к потере устойчивости, не должна приводить к снижению эффективного напряжения в скелете породы-коллектора более, чем на 10 - 15%.

Приступать к освоению скважины следует после спуска в нее колонны НКТ и другого необходимого оборудования, установки оборудования устьевого (устьевой арматуры) и соответствующей обвязки устьевой арматуры. Нижний конец (башмак) колонны НКТ в зависимости от конкретных условий может быть установлен в пределах интервала перфорации, а также выше или ниже последнего. Например, более тщательная промывка ствола скважины будет обеспечена, если башмак НКТ разместить в зумпфе скважины.

Устьевая арматура и ее обвязка должны обеспечивать проведение промывки скважины, подключение компрессорных, насосных и других агрегатов, замер давления, температуры и расхода, отбор проб, спуск в скважину различных глубинных приборов, отделение газа от нефти и сжигание отделяемого газа, регулирование работы скважины, направление содержимого скважины в какие-либо емкости или в систему сбора и подготовки продукции скважин на промысле.

Замена жидкости в скважине на более легкую - наиболее простой способ освоения и используется при наличии горизонтов с хорошими коллекторскими свойствами и повышенным пластовом давлением.

Для осуществления этого способа в скважину спускают колонну НКТ с башмаком-воронкой на конце, на устье устанавливают фонтанную арматуру (рис. 1). Глубину спуска НКТ определяют с учетом возможности ее прихвата. Если коллектор устойчив, то колонну НКТ можно опускать почти до забоя. При опасности прихвата (слабый коллектор) башмак колонны устанавливают на 10 - 50 м выше верхних отверстий перфорации.

Замену жидкости ведут обратной промывкой (реже - прямой) через межтрубное пространство и колонну НКТ с помощью ЦА или другого

передвижного насоса. В процессе замены жидкости контролируют соотношение закачиваемой и выходящей жидкости.

Если дебит жидкости, выходящей из скважины, становится больше, чем расход закачиваемой, то это является признаком поступления флюида из пласта.

Если дебит осваеваемой скважины быстро увеличивается, то выходящий поток жидкости направляют через линию дополнительным гидравлическим сопротивлением (штуцером).

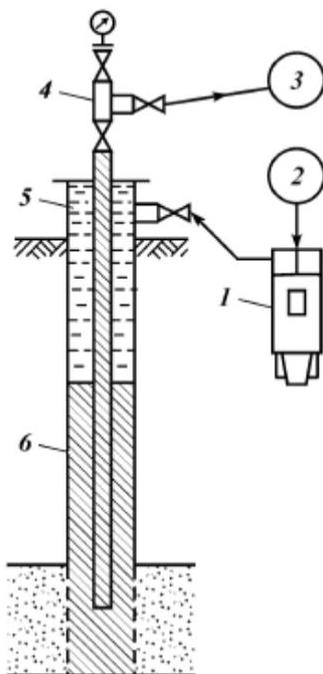


Рисунок 1 – Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора
1 - насосный агрегат; колонна НКТ; 2 – емкость для облегченной жидкости; 3 – емкость для сбора бурового раствора; 4 – фонтанная арматура; 5 – устье скважины; 6 – эксплуатационная колонна.

Нефть закачивается в скважину передвижными насосными агрегатами, установленными с наветренной стороны на расстоянии 20-25 м от устья. Контроль давления осуществляют по двум манометрам, установленным на выкиде насосов и у входа в затрубное пространство скважины. Давление на устье скважины в процессе освоения не должно превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Снижение уровня жидкости в скважине может осуществляться свабированием (поршневанием). Сваб представляет собой трубу (патрубок) диаметром 25 – 37,5 мм, в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате (рис. 2). Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными провололочной сеткой.

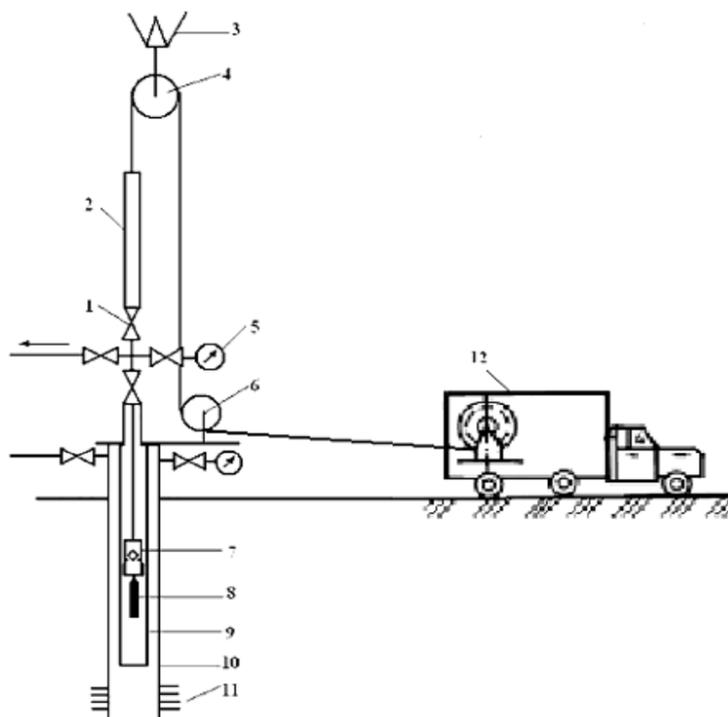


Рисунок 2 – Освоение скважины свабированием, схема обвязки
 1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4, 6 – каротажные
 ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна НКТ;
 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный
 подъемник

Таблица 1 – Исходные данные

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
Глубина скважины, Н, м	1700	1750	1800	1850	1900
Пластовое давление, $P_{пл.}$, МПа	18	19	20	21	22
Плотность жидкости в стволе скв., $\rho_{ж.}$, кг/м ³	850	850	850	900	900
Давление на устье, P_y , МПа	1,0	1,5	1,0	1,5	1,0
Диаметр экспл. колонны, D, м	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Внутр. диаметр НКТ, d_t , м	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Глубина спуска НКТ, L, м	1500	1550	1600	1650	1700
Статич. уровень жидкости, $h_{ст.}$, м	500	500	600	600	700
Диаметр каната, d_k , м	0,0185	0,0185	0,0175	0,0175	0,0165
Среднее погружение поршня под уровень, h, м	150	150	200	200	120

Продолжение табл. 1

Параметры	Варианты				
	6	7	8	9	10
Глубина скважины, Н, м	1950	1720	1800	1750	1820
Пластовое давление, $P_{пл.}$, МПа	23	18,5	19,5	21	20
Плотность жидкости в стволе скв., $\rho_{ж.}$, кг/м ³	900	855	845	840	870
Давление на устье, P_y , МПа	1,5	1,2	1,4	1,2	1,4
Диаметр экспл. колонны, D, м	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Внутр. диаметр НКТ, d_t , м	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Глубина спуска НКТ, L, м	1750	1510	1530	1610	1630

Параметры	Варианты				
	6	7	8	9	10
Статич. уровень жидкости, $h_{ст.}$, м	700	500	500	600	600
Диаметр каната, d_k , м	0,0165	0,0185	0,0185	0,0175	0,0175
Среднее погружение поршня под уровень, h , м	120	155	155	190	190

Порядок выполнения расчета:

Скважины осваивают путем снижения забойного давления, которое определяется по формуле:

$$P_z = \rho_{ж} \times g \times H + P_y, \text{ Па}$$

где H - высота столба жидкости в скважине, м;
 $\rho_{ж}$ - плотность жидкости в стволе скважины, кг / м³;
 P_y - давление на устье скважины, Па.

В случае очень низкого пластового давления применяется метод поршневания скважины.

1. Определить забойное давление по формуле:

$$P_z = \rho_{ж} \times g \times H + P_y, \text{ Па} \quad (1.1)$$

Если $P_z > P_{пл}$, при этом условии притока жидкости из пласта в скважину еще нет.

Если $P_z < P_{пл}$, то приток жидкости из пласта в скважину возможен.

2. Определить количество жидкости, подлежащее извлечению при помощи поршня, по формуле:

$$Q_1 = 0,785 \times D^2 \times h_{ст.}, \text{ м}^3 \quad (1.2)$$

3. Определить количество жидкости, подлежащее извлечению за каждый рейс поршня:

$$Q_2 = \pi (d_T^2 - d_K^2) \times h / 4, \text{ м}^3 \quad (1.3)$$

4. Определить среднюю глубину спуска поршня:

$$h_{ср.} = h_{ст.} + 0,5 h, \text{ м} \quad (1.4)$$

5. Определить время, необходимое на спуск поршня:

$$t_1 = h_{ср.} / v_1, \text{ сек} \quad (1.5)$$

где v_1 - средняя скорость спуска поршня, $v_1 = 2$ м / сек.

6. Определить время, необходимое на подъем поршня:

$$t_2 = h_{cp} / v_2, \text{ сек} \quad (1.6)$$

где v_2 - средняя скорость подъема поршня, $v_2=5$ м / сек.

7. Определить время на один рейс поршня по формуле:

$$t = t_1 + t_2 + 30 \text{ сек} \quad (1.7)$$

30 сек – время на процессы замедления скоростей в начале пуска поршня вниз и при подходе поршня к устью скважины.

8. Определить общее время на откачку всего столба жидкости до статического уровня:

$$T = t \times (Q_1 / Q_2) \text{ сек} \quad (1.8)$$

По истечении этого времени начнется движение жидкости из пласта в скважину.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СПОСОБА ВЫЗОВА ПРИТОКА

Цель: изучить способы вызова притока из пласта.

Задание:

1. Записать определение термина «вызов притока», методы.
2. Выполнить схему обвязки устья (рис. 1, ПЗ № 1).
3. Произвести расчёт притока жидкости к забою скважины. Исходные данные приведены в таблице 1.
4. Сделать вывод.

Краткие теоретические сведения:

Вызов притока - технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

В промышленной практике нашли применение следующие три основные метода вызова притока (пуска в работу): замена жидкости, аэрация и продавка.

Метод замены жидкости: последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью осуществляется промывкой скважины обычно по схеме: буровой раствор с большой плотностью

буровой раствор с меньшей плотностью – вода – нефть – газоконденсат. Для этого в скважину спускают НКТ, обвязывают наземное оборудование и насосный агрегат, опрессовывают нагнетательную линию и закачивают жидкость в НКТ (прямая промывка) или в затрубное пространство (обратная промывка); из скважины жидкость выходит в сборную ёмкость. Жидкость закачивают посредством либо цементировочного агрегата типа ЦА-320 М, либо насосной установки типа УН 1=630х700А.

Компрессорный метод: аэрация (аэрирование, газирование) жидкости осуществляется аналогично, но в поток жидкости (воды) постепенно вводят газ, увеличивая его расход и уменьшая расход жидкости. Плотность газожидкостной смеси доводят до 300-400 кг/м³. Скорость нисходящего потока жидкости для предупреждения всплывания пузырьков газа должна быть не менее 0,8-1 м/с. Газ вводят с помощью аэратора типа «перфорированная труба в трубе» или жидкостно-газового эжектора типа ЭЖГ-1, а на газовой линии устанавливают обратный клапан, предупреждающий поступление газа в обратном направлении и затем жидкости в компрессор. Наибольшее применение для освоения скважин в Западной Сибири нашли компрессорная станция СД-9/101, дизель компрессорные станции ДКС-7/200А, ДКС-3,5/200Тп и ДКС-3,5/400 Б и компрессорный агрегат АК-7/200.

Более эффективно применение пенных систем при освоении скважин и других технологических процессов. Пенные системы в отличие от аэрированных жидкостей придают процессу вызова притока плавность и устойчивость. Для получения пенной системы в жидкость, подвергаемую аэрированию, предварительно вводят пенообразующее поверхностно-активное вещество (ОП-10, дисолван, сульфолон, лигнопласт и др.) и стабилизатор из высокомолекулярных соединений (КМЦ, полиакриламид).

Продавка (вытеснение) жидкости сжатым газом. Этот метод пуска скважин называют ещё газлифтным или компрессорным. В процессе пуска скважин быстро создается депрессия, поэтому данный метод не применим при наличии рыхлых и неустойчивых коллекторов, подошвенной воды, верхнего газа.

Освоение желонкой, свабиrowание, тартание (понижение столба жидкости в скважине при помощи желонки, называется тартание).

Освоение тартанием применимо в скважинах, в которых не ожидается фонтанного притока нефти. Тартание в обсадной колонне производят до тех пор, пока буровой раствор в скважине полностью не заменится нефтью, при этом в скважину на канате от глубинной лебедки спускают в НКТ желонку (наподобие узкого длинного ведра с клапаном).

В скважинах, где ожидается фонтанный приток нефти, а также газа, можно снизить уровень жидкости при помощи свабиrowания (поршневания). В случае использования этого способа освоения обсадную колонну после её перфорации опускают до фильтра НКТ. Торцы НКТ до их спуска в скважину райберуют для устранения заусенцев, которые могут

повредить поршень. После спуска НКТ устье скважины оборудуют фонтанной арматурой и выкидными линиями. Затем с арматуры снимают буфер и в НКТ опускают сваб (поршень с клапаном и резиновыми манжетами) на тартальном канате.

Критерии выбора метода вызова притока

Так как возможности и техническая реализация известных методов вызова притока и освоения существенно различаются, выбор наилучшего для конкретных условий зависит от следующих критериев:

Величина пластового давления:

с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$);

с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением;

с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением.

Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины, насыщенной различными флюидами:

с низкой проницаемостью;

с хорошей проницаемостью.

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока.

Механическая прочность коллектора:

рыхлые, слабосцементированные породы;

крепкие, хорошосцементированные породы.

Фильтрационные характеристики призабойной зоны (коэффициенты подвижности k / μ и гидропроводности kh / μ).

Имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учет вышеприведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

Условные обозначения параметров к таблице 1:

k – проницаемость коллектора, мкм^2 ;

$P_{пл}$ и P_z – пластовое и забойное давление соответственно, МПа;

μ – динамическая вязкость жидкости, МПа;

h – мощность пласта, м;

h_1 – вскрытая мощность пласта, м;

R_k – расстояние до контура питания, м;

r_c – радиус ствола скважины, мм;

N – число прострелов; d – диаметр отверстий, мм.

Таблица 1 – Исходные данные

Вар	к, мкм ²	Рпл, МПа	Рз, МПа	μ, МПа·с	h, м	h1, м	РК, М	гс, мм	N	d, мм
1	0,16	20,4	19,1	0,6	12	8,2	8000	73	130	8
2	0,48	22,8	21,2	1,1	11,8	6,8			230	
3	0,13	24,2	22,2	0,96	10,7	9,2			165	
4	0,56	26,2	25,4	1,8	8	6,5			220	
5	0,41	23	21,1	1,6	8,4	5,2			104	
6	0,26	20,8	19,2	1	8,6	2,2			66	
7	0,34	21,2	20,1	1,1	6	2,4			50	
8	0,29	21,4	19,9	0,96	11	3			90	
9	0,44	21,8	20,7	1,2	14,8	12			120	
10	0,35	22,2	21,1	1,3	14,4	12,1			420	
11	0,32	22,4	20,9	1,4	13,6	11			300	
12	0,36	22,6	20,8	1,6	12,4	9,1			64	10
13	0,28	23,2	22,1	1,55	12,8	9			110	
14	0,18	23,4	22	1,45	11,5	9,2			180	
15	0,21	23,6	22,2	1,32	11,3	8,6			102	
16	0,15	23,8	21,9	0,71	10,4	8			240	
17	0,2	24	22,5	0,82	10,2	8,1			244	
18	0,51	24,6	22,8	0,75	16	8			88	11
19	0,46	24,8	22,9	0,85	16,8	8,2			212	
20	0,22	25	23,5	0,88	16,4	7,2			108	
21	0,37	25,2	24,1	0,76	11	7			176	
22	0,24	25,4	24	0,92	9,2	5			60	
23	0,38	25,6	24,4	0,94	9,4	5,1			50	
24	0,17	25,8	24,3	0,99	9,6	4,9			68	12
25	0,4	26	24,7	1,05	9,2	5,5			88	
26	0,3	18,2	17	1,65	7,8	5,3			106	
27	0,19	16,8	15,1	1,69	7,4	3,9			70	
28	0,25	17,1	15,9	1,72	7,2	4			104	
29	0,42	17,3	15,6	1,74	13,2	6,5			90	
30	0,5	19,8	17,9	0,69	13,8	6			10000	84

Скважина, вскрытая по всей мощности пласта (от кровли до подошвы) называется *гидродинамически совершенной (ГДС)*. Против пласта нет перфорированной колонны или сетки, то есть приток жидкости в скважину происходит через всю боковую поверхность забоя, не испытывая никаких искусственных сопротивлений. Практически таких скважин не бывает, и они лишь иногда рассматриваются в теоретических расчетах.

Несовершенной по степени вскрытия называется скважина, вскрывшая не весь пласт, а лишь какую-то его часть (см. рисунок 1, а).

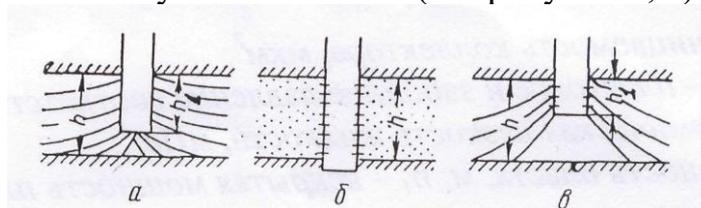


Рисунок 1 – Виды гидродинамического несовершенства скважин

Несовершенной по качеству вскрытия называется скважина, которая сообщается с пластом через ограниченное число перфорированных отверстий (см. рисунок 1, б). Все перфорированные отверстия принимаются круглыми. Совершенство скважины будет тем полнее, чем больше диаметр отверстий и их суммарная площадь. Однако увеличение размеров и числа отверстий приводит к ослаблению эксплуатационной колонны, увеличивает затраты и существенно не повышает дебит скважин.

Часто встречаются скважины, несовершенные и по степени, и по характеру вскрытия пласта одновременно (см. рисунок 1, в).

Отношение дебита гидродинамически несовершенной (ГДНС) скважины к дебиту гидродинамически совершенной (ГДС) скважины называется *коэффициентом несовершенства скважины*. Дебит ГДС скважины всегда больше дебита ГДСН скважины, поэтому коэффициент несовершенства всегда меньше единицы.

В данной практической работе коэффициент совершенства скважины определяется по методу В. И Щурова. Метод заключается в определении коэффициентов несовершенства скважины по специальным графикам (рисунки 1 и 2). Графики представляют собой семейство кривых, построенных для различных условий притока жидкости в скважину.

Порядок выполнения расчета:

1. Определить дебит гидродинамически совершенной скважины по уравнению Дюпюи. При расчетах следить за единицами измерения:

$$Q_c = [2\pi kh(p_{nl} - p_s)] / [\mu \ln(R_k / r_c)] \text{ м/с} \quad (2.1)$$

2. По графику на рисунке 1 определить коэффициент несовершенства скважины по качеству вскрытия C_1 . Для определения C_1 рассчитать следующие параметры:

- число отверстий на один метр пласта $n = N / h$;
- параметр кривой $\alpha = d / D$, где D - диаметр скважины;
- значение nD .
- значение nD .

3. По графику на рисунке 2 определить коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия C_2 . Для определения C_2 рассчитать следующие параметры:

- отношение вскрытой мощности пласта к полной его мощности в %:

$$\delta = 100h_1/h \text{ \%} \quad (2.2)$$

- отношение полной мощности пласта к диаметру скважины:

$$a = h/D \quad (2.3)$$

4. Определить суммарный коэффициент несовершенства скважины:

$$C=C1+C2 \quad (2.4)$$

5. Определить дебит гидродинамически несовершенной скважины:

$$Q_{HC} = [2\pi kh_1(p_{nl} - p_s)] / [\mu(\ln R_k / r_c + C)] \quad \text{м}^3/\text{с} \quad (2.5)$$

6. Определить коэффициент совершенства вскрытия скважины по Дебиту:

$$\varphi = Q_{HC} / Q_c \quad (2.6)$$

7. Определить приведенный радиус скважины:

$$r_c' = r_c / e^{-c} \quad \text{м} \quad (2.7)$$

где e - основание натурального логарифма, $e = 2,71$;
 r_c - радиус скважины, м.

8. Определить коэффициент совершенства вскрытия скважины по приведенному радиусу скважины:

$$\varphi = (\ln R_k / r_c) / (\ln R_k / r_c') \quad (2.8)$$

9. Сравнить полученные результаты и сделать вывод. Значение подачи ГДНС скважины перевести в м /сут.

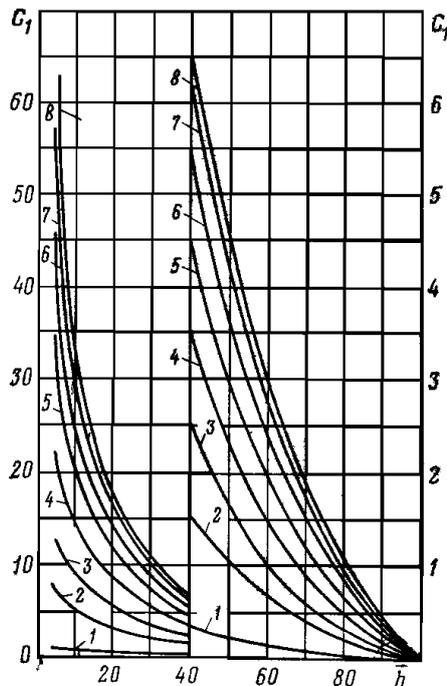


Рисунок 1 – Графики В.И.Щурова для определения коэффициента C1
 α : 1 – 1; 2 – 5; 3 – 10; 4 – 20; 5 – 40; 6 – 80; 7 – 160; 8 – 300

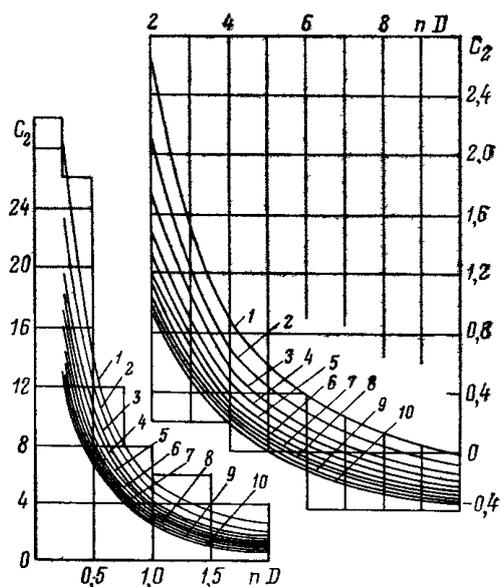


Рисунок 2 – Графики В.И.Щурова
 для определения коэффициента C_2 при $l = 0,5$:
 α : 1 – 0,02; 2 – 0,04; 3 – 0,06; 4 – 0,08; 5 – 0,1; 6 – 0,12; 7 – 0,14; 8 – 0,16;
 9 – 0,18; 10 – 0,2

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Цель: изучить методы повышения эффективности эксплуатации скважин.

Задание:

1. Записать методы повышения нефтеотдачи пластов.
2. Согласно варианта выбрать метод ПНП (табл. 1, 2). Пользуясь любым источником описать выбранный метод, зарисовать схему.
3. Сделать вывод.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом, что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь

значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Цели применения МУН

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

2. Классификация методов увеличения нефтеотдачи

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрислоевого горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

2. Газовые методы:

- закачка воздуха в пласт;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

3. Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные

системы);

- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.);
- микробиологическое воздействие.

4. Гидродинамические методы:

- интегрированные технологии;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

5. Группа комбинированных методов.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее.

6. Физические методы увеличения дебита скважин.

Отдельно следует сказать о так называемых физических методах увеличения дебита скважин. Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Кроме того, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

К наиболее часто применяемым физическим методам относятся:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- другие аналогичные методы.

Их совокупность создает многовариантную задачу, которая решается лишь при специальных конкретных изучении и технико-экономическом анализе с ограничениями, заданными заранее. Первые три качественных условия (физико-геологические свойства пластов, нефти и воды) очень сильно, но неоднозначно определяют целесообразный метод увеличения нефтеотдачи пластов (табл. 1).

На основе многочисленных лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний методов увеличения нефтеотдачи пластов,

проведенных в нашей стране и за рубежом, накоплены достаточно обширные знания и представления о количественных критериях, характеризующих свойства пластовой нефти, воды и пластов, для успешного их применения (табл. 2).

Для выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи на начальном этапе применяют скрининг, это сопоставление средних характеристик пласта с заранее установленными пределами применимости того или иного метода увеличения нефтеотдачи. Скрининговые исследования призваны давать оценку целесообразности применения метода увеличения нефтеотдачи, исходя из ограниченного числа характеристик коллектора и флюидов, обычно критических. Скрининг представляет собой сопоставление усредненных характеристик пласта с табличными критериями применимости, выработанными ранее на основе мирового и отечественного промышленного опыта. Наиболее часто для выбора методов увеличения нефтеотдачи применяется обычный скрининг, т. е. анализ геолого-физических свойств по принципу «подходит — не подходит». Основные показатели, которые учитываются при скрининге это вязкость и глубина залегания коллектора, также есть много других параметров, которые нужно учитывать при скрининге, такие как: пластовое давление, свойство пластовой воды, температура, и т. д.

Таблица 1 - Основные критерии для применения физико-химических агентов, увеличивающих нефтеотдачу (вариант 1-5)

Параметры	Закачка CO ₂	Водогазовые смеси	Полимерное заводнение	Закачка ПАВ	Закачка мицеллярных растворов
Вариант	1	2	3	4	5
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<15	<25	5-100	<25	<15
Нефтенасыщенность, %	>30	>50	>25		
Пластовое давление, МПа	>8	Не ограничено			
Температура пласта, °С	Не ограничена	<70	<90		
Проницаемость пласта, мкм ²	Не ограничена	>0,1 Не ограничена	>0,1		
Толщина пласта, м	<25	Не ограничена	<25		
Трещиноватость	Неблагоприятна				
Литология	Не ограничена	Песчаник	Песчаник и карбонаты	Песчаник	
Соленость пластовой воды, мг/л	Не ограничена	<2	<5		
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)	Не ограничена	Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна	
Газовая шапка	Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна		
Плотность сетки скважин, га/скв	Не ограничена	<24	Не ограничена	<16	

Таблица 1 – Основные критерии для применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов (вариант 6-10)

Параметры	Внутрипластовое горение	Вытеснение паром	Пароциклическая обработка	Вытеснение горячей водой	Гелеобразующие составы
Вариант	6	7	8	9	10
Вязкость пластовой нефти, мПа-с	>10	>50	>100	>5	>20
Нефтенасыщенность, %	>50				
Пластовое давление, МПа	Не ограничено				
Проницаемость, мкм ²	>0,1	>0,2	Не ограничена		0,03-0,5
Толщина пласта, м	>3	>6	>3		
Трещиноватость	Неблагоприятна				
Литология	Не ограничена				
Глубина, м	<1500	<1200	<1500		
Содержание глины в пласте, %	Не ограничено	5-10			
Плотность сетки скважин, га/скв	<16	<6	Не ограничена		

Таблица 2 - Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости от геолого-физических условий

Нефть, вода	Пласт	Метод
Маловязкая легкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неоднородный	Заводнение, циклическое воздействие, водогазовая смесь, закачка ПАВ, применение газа высокого давления.
Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиноватый, пористый. Песчаный истощенный (заводненный), высокопроницаемый, монолитный. Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слаботрещиноватый, неоднородный.	Заводнение, циклическое воздействие, применение щелочей, истощение. Мицеллярный раствор, углекислый газ, водогазовые смеси. Применение углекислого газа, циклическое воздействие
Средневязкая, смолистая (активная) парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния.	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, трещиноватопористый. Песчаный заводненный, высокопроницаемый, монолитный, однородный.	Заводнение (горячая вода), применение полимеров, закачка водогазовой смеси, щелочи Заводнение (горячая вода), циклическое воздействие, закачка щелочи, углекислого газа. Применение углекислого газа, микроэмульсий, водогазовых смесей.

Нефть, вода	Пласт	Метод
Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с большим содержанием солей	Песчаный глубокозалегающий, высокопроницаемый, слабопроницаемый. Песчаный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неглубокозалегающий.	Внутрипластовое горение Закачка пара, пароциклические обработки

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Покрепин Б. В., Дорошенко Е.В., Покрепин Г.В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Ростов-на-Дону, Феникс, 2016. – 284 с.
2. Серeda Н. Г. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. - М.: Альянс, 2019. - 326 с.
3. Серeda Н. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов - М.: Альянс, 2019. - 256 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	3
ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ.....	4
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1.....	4
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2.....	9
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3.....	15
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	20

**МДК. 02.01 ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ, ИСПЫТАНИЯ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ
ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность

21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

**Методические указания по выполнению практических занятий
для обучающихся 4 курса очной формы обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Часть 1

Методические указания разработали преподаватели:
Мельникова Наталья Юрьевна, Скобелева Ирина Ефимовна

Подписано к печати **24.01.2024 г.**

Формат 60x84/16

Тираж

Объем **1,3** 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.