

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ
И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Югорский государственный университет»



**НИЖНЕВАРТОВСКИЙ
нефтяной техникум**
филиал ФГБОУ ВО ЮГУ

**МДК 01.01 РАЗРАБОТКА
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 3 курса всех форм обучения
образовательных учреждений
среднего профессионального образования**

Нижневартовск 2021

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 02 от 19.02.2021 г.
Председатель Драницына Е.Г.

УТВЕРЖДЕНО

Председатель методического совета
ННТ (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
Хайбулина Р.И.
«25» февраля 2021 г.

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 3 курса всех форм обучения образовательных учреждений среднего профессионального образования по МДК 01.01 Разработка 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, утверждённой на методическом совете ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протоколом № 3 от 31.08.2020 года.

Разработчик:

Качуро Альбина Даниловна, преподаватель первой категории Нижневартовского нефтяного техникума (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Скобелева И.Е., преподаватель высшей квалификационной категории Нижневартовского нефтяного техникума (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Сафина Е.М., ведущий инженер-технолог ООО «РосНефтеГазПроект».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нижневартовский нефтяной техникум (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

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 3 курса очной и заочной форм обучения по разделу «Контроль и поддержание оптимальных режимов разработки месторождений» междисциплинарного курса МДК 01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений разработаны и составлены в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом (ФГОС) по специальности среднего профессионального обучения; в соответствии с федеральными базисными учебными планами для образовательных учреждений Российской Федерации, реализующих программы общего образования (приказ Минобрнауки России от 09.03.2000г. №13121 в редакции приказов Минобрнауки России от 20.08.2008г. №241 и от 30.08.2010г. №889) для специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Методические указания составлены в помощь обучающимся специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

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

В часть сборника вошло 8 практических занятий.

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

Междисциплинарный курс МДК 01.01 Разработка 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.

Место междисциплинарного курса в структуре профессионального модуля:

Междисциплинарный курс МДК.01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Результатом освоения МДК.01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений является овладение обучающимися видом профессиональной деятельности **Проведение технологических процессов разработки 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 №1. Проектирование закачки воды. Расчет системы ППД | 2 | ПК1.1; ПК1.2; ОК1, ОК2 |
| 2 | Практическое занятие №2. Изучение назначения и принципа работы БКНС | 2 | ПК1.1; ПК1.2; ОК2, ОК3 |
| 3 | Практическое занятие №3. Расчет необходимого количества гелеобразующих составов для повышения нефтеотдачи пластов | 2 | ПК1.1; ПК1.2; ОК1, ОК4 |
| 4 | Практическое занятие №4. Расчет системы поддержания пластового давления (ППД) | 2 | ПК1.1; ПК1.2; ОК1, ОК2 |
| 5 | Практическое занятие №5. Расчет продолжительности тепловой обработки пласта | 2 | ПК1.1; ПК1.2; ОК2, ОК4 |
| 6 | Практическое занятие №6. Расчет показателя вытеснения нефти в системе КНС | 4 | ПК1.1; ПК1.2; ОК1, ОК2, ОК5 |
| 7 | Практическое занятие №7. Расчет забойного, буферного и пластового давления при освоении скважин | 2 | ПК1.1; ПК1.2; ОК1, ОК4 |
| 8 | Практическое занятие №8. Определение приемистости нагнетательной скважины | 4 | ПК1.1; ПК1.2; ОК1, ОК3 |
| ВСЕГО: | | 20 | |

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ ВОДЫ. РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ППД

Цель работы:

1. Изучить конструкцию нагнетательной скважины.
2. Изучить типовую схему водоснабжения системы поддержания пластового давления (ППД).
3. Произвести расчет системы ППД.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Составить опорный конспект, зарисовать схемы.
3. Рассчитать приемистость и число нагнетательных скважин, определить забойное давление нагнетания.
4. Сделать вывод по работе.

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

Краткие теоретические сведения:

Нагнетательная скважина выполняет функции закачки любого рода жидкости, газа, теплоносителя, воздуха в продуктивный ресурс для поддержки производительности этих пластов. Задача нагнетательной скважины состоит в замене коллекторного флюида.

Конструкция нагнетательных скважин должна отвечать следующим требованиям:

- 1) устойчивость стенок ствола и надежное разобщение нефтеносных, газоносных и водоносных пластов;
- 2) надежное сообщение ствола скважины с продуктивным пластом;
- 3) герметизация устья и направление извлекаемой жидкости в систему сбора и подготовки или нагнетания жидкости и газа в пласт;
- 4) возможность проведения различных исследований в скважинах и ремонтно-профилактических работ со спуском приборов и специального оборудования.

При работе с представленным типом скважин необходимо учитывать такой технический параметр, как приемистость нагнетательной скважины. Эта характеристика демонстрирует возможности закачки рабочего агента в пласт месторождения (объем смеси, который закачивается в пласт за определенную временную единицу).

Приемистость нефтяной скважины будет напрямую зависеть от таких характеристик:

- приемистость нагнетательной скважины;
- репрессия, которая получается в результате разницы между пластовым и забойным давлением. Репрессия создается на уровне забоя;
- уровня качества процесса вскрытия нефтяного пласта при разработке месторождений;
- проницаемости и мощности.

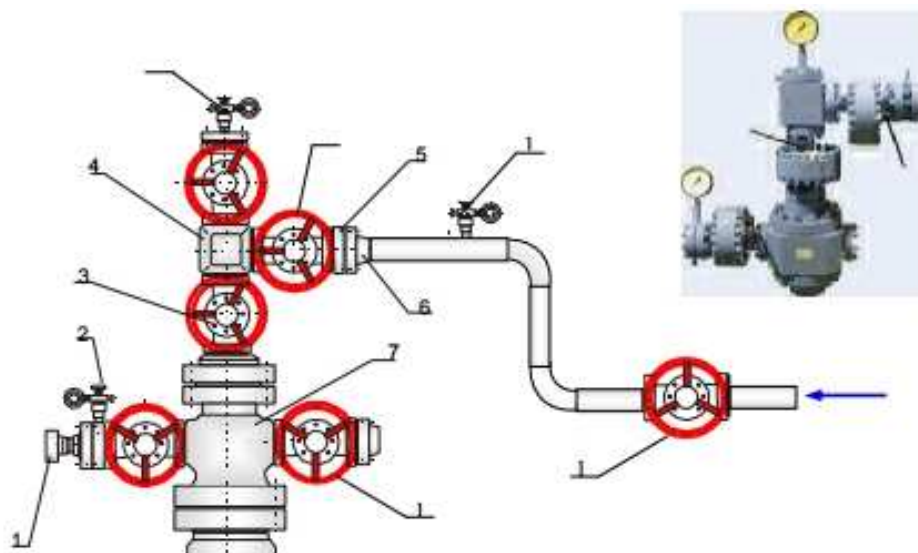


Рисунок 1.1 - Арматура нагнетательная АНК 1 с обвязкой скважины
 1 - быстросборное соединение; 2 - вентиль с манометром; 3 - центральная задвижка; 4 - тройник; 5 - штуцер; 6 - фланец; 7 - трубная обвязка;
 8 - трубная задвижка; 9 - вентиль для замера устьевого давления P_u ;
 10 - затрубная задвижка; 11 - секущая задвижка; 12 - вентиль для замера рабочего (линейного) давления.

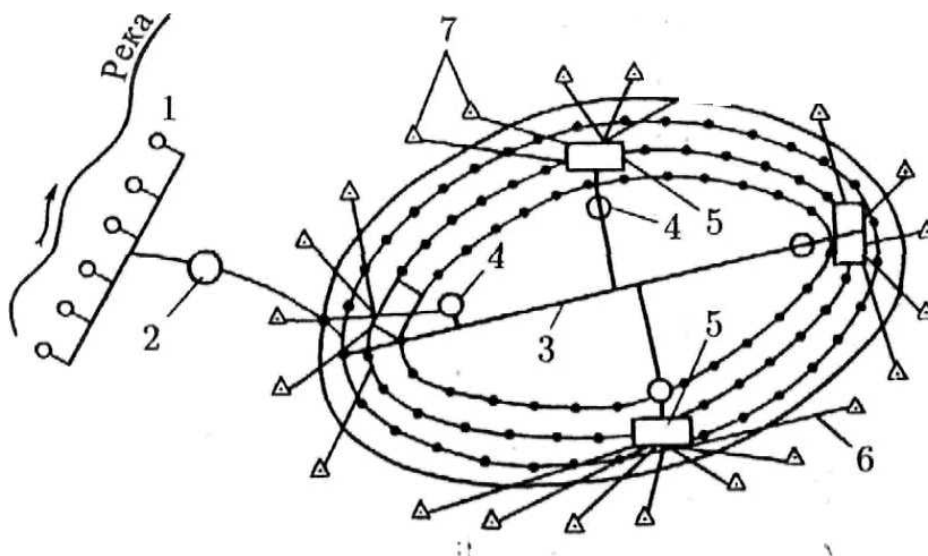


Рисунок 1.2 - Схема водоснабжения для заводнения пластов

Водоводы служат для подачи воды от водозаборов до нагнетательных скважин. Водоводы разделяются на магистральные **3** и разводящие **6**. Магистральные водоводы служат для подачи воды от водозаборов или станций первого и второго подъема **2** к кустовым насосным станциям (КНС) **5**. На больших месторождениях магистральные водоводы чаще строят кольцевыми по площади, а на малых месторождениях - по оси удлиненных структур. Разводящие водоводы строят от кустовых насосных станций **5** до нагнетательных скважин **7**. В одну траншею могут укладываться несколько

разводящих водоводов. Глубина укладки водоводов зависит от глубины промерзания грунтов в зимнее время. На площадках крупных КНС иногда строятся резервуары 4 (3-5 тыс. м³). Эти резервуары служат как аварийные и обеспечивают закачку воды в течение нескольких часов в случае вынужденной остановки насосных станций, порывах водоводов, остановке скважин и т.д.

Таблица 1.1 - Исходные данные для расчета

| Показатели | Варианты | |
|--|-------------------------|--------------------------|
| | 1-5, 11-15, 21-25 | 6-10, 16-20, 26-30 |
| 1. Количество извлеченной из залежи дегазированной нефти, Q _{нд} , т/сут | 11 | 3,4 |
| 2. Количество извлеченной из залежи дегазированной воды, Q _в , т/сут | 5,6 | 6,1 |
| 3. Газовый фактор Г, м ³ /м ³ | 60 | 11 |
| 4. Среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, P _{пл} , МПа | 8,5 | 3 |
| 5. Коэффициент растворимости газа в нефти, а, м ³ /(м ³ ·МПа) | 5 | 5 |
| 6. Пластовая температура, T _{пл} , К | 303 | 305 |
| 7. Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, b _{нпл} | 1,15 | 1,13 |
| 8. Объемный коэффициент пластовой воды, b _{впл} | 1,01 | 1,03 |
| 9. Плотность дегазированной нефти, ρ _{нд} , кг/м ³ | 852 | 870 |
| 10. Стоимость нагнетательной скважины, руб. | 120 000 | 150 000 |
| 11. Коэффициент приемистости нагнетательной скважины, K _{прм} , м ³ /сут·МПа | 50 | 55 |
| 12. Время работы нагнетательной скважины, t лет | 12 | 15 |
| 13. Коэффициент полезного действия насосного агрегата | 0,6 | 0,7 |
| 14. Глубина скважины, L, м | 1200 | 1500 |
| 15. Плотность нагнетаемой воды, ρ _в , кг/м ³ | 1050 | 1062 |
| 16. Коэффициент сверхсжимаемости газа Z | 0,87 | 0,88 |
| 17. Давление атмосферного воздуха при стандартных условиях, P _{ст} , МПа | 0,1 | 0,1 |
| 18. Температура воздуха при стандартных условиях, T _{ст} , К | 293 | 293 |
| 19. Давление на устье скважины, P _{уст} , МПа | 19 | 19 |

Методические указания к выполнению работы:

1. Определить гидростатическое давление столба воды в скважине глубиной L

$$P_{ГСТ} = 10^{-6} \cdot \rho_B \cdot g \cdot L, \text{ Мпа} \quad (1.1)$$

где ρ_в - плотность нагнетаемой воды, кг/м³;
L - глубина скважины, м.

2. Определить гидростатическое давление на устье нагнетательной скважины по формуле А.П.Крылова:

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{C \cdot \eta}{K_{ПРМ} \cdot 365 \cdot t \cdot w \cdot C_B}} \cdot (P_{ГСТ} - P_{ПЛ} - P_{ТП}), \text{ МПа} \quad (1.2)$$

- где w - энергетические затраты на нагнетание одного кубометра воды при повышении давления на 1 МПа, кВт·ч/(м³·МПа), ($w = 0,27$);
 C - стоимость нагнетательной скважины, руб.;
 η - коэффициент полезного действия насосного агрегата;
 $K_{прм}$ - коэффициент приемистости нагнетательной скважины, м³/(сут·МПа);
 t - время работы нагнетательной скважины, год;
 $C_{в}$ - стоимость 1кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч), ($C_{в} = 0,6$);
 $P_{тр}$ - потери давления при движении воды от насоса до забоя, МПа ($P_{тр}=3$ МПа)
 $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа ($P_{пл}=5$ МПа).

3. Определить давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{заб} = P_{ун} + 10^{-6} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot L - P_{тр}, \text{ МПа} \quad (1.3)$$

- где L - глубина скважины, м.

4. Определить объем нефти в пластовых условиях:

$$V_{Н} = \frac{Q_{нд} \cdot b_{нпл}}{\rho_{нд}} \cdot 1000, \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

- где $Q_{нд}$ - количество извлеченной из залежи дегазированной нефти, т/сут.;
 $\rho_{нд}$ - плотность дегазированной нефти, кг/м³.

5. Определить объем свободного газа:

$$V_{гст} = \frac{V_{н} \cdot (\Gamma - a) \cdot z \cdot P_{ст} \cdot T_{пл}}{a \cdot T_{ст}}, \text{ м}^3 \quad (1.5)$$

- где Γ - газовый фактор, м³/м³;
 $T_{пл}$ - пластовая температура, К.

6. Определить объем воды, добываемой из залежи:

$$V_{в} = \frac{Q_{в} \cdot b_{впл}}{\rho_{в}} \cdot 1000, \text{ м}^3 \quad (1.6)$$

- где $\rho_{в}$ - плотность нагнетаемой воды, кг/м³.

7. Определить необходимое количество закачиваемой воды:

$$V = 1,2 \cdot (V_{гст} + V_{н} + V_{в}), \text{ м}^3 \quad (1.7)$$

8. Определить приемистость одной нагнетательной скважины (*приемистость* – это объем закачки воды в одну нагнетательную скважину, м³/сут)

$$q_{нагн} = K_{прм} \cdot (P_{заб} - P_{пл}), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1.8)$$

- где $K_{прм}$ - коэффициент приемистости нагнетательной скважины, м³/(сут·МПа).

9. Определить число нагнетательных скважин:

$$n = V/q_{\text{нагн}} \quad (1.9)$$

10. Определить забойное давление нагнетания:

$$P_{\text{з.нагн.}} = P_{\text{уст}} + \rho_{\text{вг}} \cdot L \cdot 10^{-6} - P_{\text{тр}}, \text{ МПа} \quad (1.10)$$

Контрольные вопросы:

1. Какое значение имеет поддержание пластового давления?
2. Охарактеризуйте основные виды заводнения пластов.
3. Что входит в обвязку арматуры нагнетательной скважины?
4. Как определить количество нагнетаемой воды и количество нагнетательных скважин при заводнении пластов?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

ИЗУЧЕНИЕ НАЗНАЧЕНИЯ, ПРИНЦИПА РАБОТЫ БЛОЧНОЙ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Цель работы:

1. Изучить работу технологического оборудования, установленного на БКНС.
2. Изучить назначение, принцип работы основного оборудования БКНС.
3. Ознакомиться с технической характеристикой главных узлов БКНС.

Порядок работы:

1. Изучить общие сведения о блочной кустовой насосной станции (БКНС), назначение БКНС.
2. Зарисовать схему БКНС, указать позиции, пояснить их.
3. Изучить принцип работы БКНС.
4. Выписать техническую характеристику основного оборудования БКНС
5. Указать название и назначение основных блоков БКНС, привести схему насосного блока
6. Сделать вывод по работе.

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

Краткие теоретические сведения:

1. Насосные станции систем поддержания пластового давления (ППД)

В системе ППД к наиболее важному и конструктивно сложному звену относятся насосные станции. Они подразделяются на:

- станции систем водоснабжения, предназначенные для подачи воды

на месторождение;

- кустовые, основная задача которых заключается в нагнетании воды в продуктивные нефтяные пласты для поддержания или создания необходимых пластовых давлений.

Насосные станции, осуществляющие непосредственно закачку воды в пласт, в зависимости от конструктивного исполнения подразделены на:

1. **Кустовые (КНС)**, технологическое оборудование которых монтируют в капитальных сооружениях;

2. **Блочные кустовые (БКНС)**, оборудование которых монтируют в специальных блоках-боксах на заводах-изготовителях.

Отдельные сооружения БКНС представляют собой металлические или железобетонные основания, на которых смонтирован комплекс технологического оборудования, укрываемый ограждающими конструкциями типа блоков-боксов.

2. Технологическая схема и характеристика БКНС

Технологическая схема БКНС (рисунок 2.1) рассчитана на одновременную и отдельную закачку пресных вод поверхностных или подземных источников и очищенных нефтепромысловых вод, поступающий из установок очистки сточных вод.

Пресная вода и очищенные нефтепромысловые сточные воды по двум водоводам, объединенным в единый всасывающий коллектор, поступают на площадку БКНС. На водоводах устанавливают диафрагмы для замера расхода и электроприводные задвижки.

Из всасывающего коллектора вода с помощью насосов направляется в распределительный напорный коллектор и через высоконапорные водоводы - к нагнетательным скважинам. Вода для подпора сальников и охлаждения масла в маслоохладителе подается из трубопровода пресной воды через редукционный клапан. Использованная вода из систем разгрузки сальников и маслоохладителя поступает в резервуар сточных вод.

В зависимости от типа установленных насосов выпускают БКНС, рассчитанные на давления нагнетания 9,3 МПа, 14 МПа, 18,6 МПа. При этом суммарная номинальная подача БКНС определяется как типом, так и числом установленных насосов.

В условном обозначении БКНС 2x150: 2- два насоса ЦНС180; 150- давление нагнетания; БКНС 3x500: 3- три насоса ЦНС500- 1900; 500- подача одного насоса.

Тип БКНС для каждого данного случая выбирают с учетом:

- а) требуемой подачи и давления нагнетания;
- б) схемы энергосбережения;
- в) климатических условий.

По расчетным подаче и давлению нагнетания определяют тип и число насосов, а по климатическим условиям- вид охлаждения двигателя.

3. Конструктивное исполнение БКНС с насосами ЦНС-180

Насосный блок предназначен для подачи воды под давлением в на-

порную линию системы заводнения. В качестве основного оборудования используют многоступенчатые секционные центробежные насосы ЦНС-180 или ЦНС-500 с приводом от синхронных электродвигателей серии СТД со статическим возбуждением или от асинхронных электродвигателей серии АРМ.

Блок напорной гребенки, к которому подведены два напорных трубопровода от насосных блоков, предназначен для распределения поступающей от насосных агрегатов воды по напорным трубопроводам системы заводнения, для учета ее количества и регистрации давления.

Основные технические данные и характеристики БКНС приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Техническая характеристика БКНС

| Показатели | БКНС 100 | БКНС 150 | БКНС 200 | БКНС 500 |
|---|----------|----------|----------|----------|
| Номинальная подача насоса, м ³ /сут. | 180 | 180 | 180 | 500 |
| Давление нагнетания, МПа | 10 | 14 | 18,6 | 18,6 |
| Давление в приемном патрубке насоса, МПа | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 1,6 |
| Давление в системе охлаждения, МПа | 0,196 | 0,196 | 0,196 | 0,196 |
| Давление в системе отвода воды из сальников и подпятника, МПа, не более | 0,98 | 3,9 | 3,9 | 3,9 |
| Максимальный расход воды на охлаждение и подпор сальников на один насосный агрегат, м ³ /ч | 25 | 30 | 30 | 30 |
| Температура закачиваемой воды, °С | 8-40 | 8-40 | 8-40 | 8-40 |
| Потребляемая насосом мощность на номинальном режиме, кВт | 675 | 970 | 1150 | 3340 |
| Мощность электродвигателя, кВт | 800 | 1250 | 1600 | 4000 |
| Масса блока гребенки, кг, не более | 13470 | 13470 | 13470 | - |

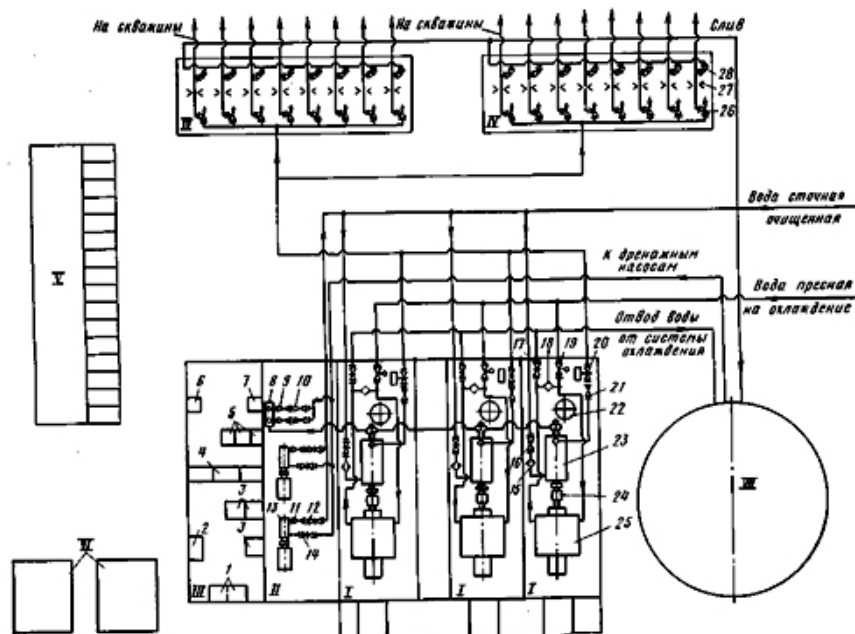


Рисунок 2.1- Технологическая схема БКНС

1,2 и 7 - шкафы соответственно трансформаторные, ввода кабеля и управления дренажными насосами; 3 - станция управления; 4 - распределительное устройство низковольтное; 5 и 6 - щиты приборный и общестанционный, 8,13,23 - насосы 1СЦВ, ЦНСК и ЦНС180; 9,11,21 - клапаны соответственно обратный, обратный подъемный и обратный; 10,19,26,28- вентили соответственно запорный электромагнитный и регулирующий угловой и запорный угловой; 12,14, 16,17,20- задвижка ЗЛК и электроприводная; 15 - фильтр; 18 - маслоохладитель; 22 - бак масляный; 24 - муфта зубчатая 25 - электродвигатель; 27 - диафрагма.

I - насосные блоки; II - блок дренажных насосов; III - блок низковольтной аппаратуры и управления; IV - блока напорных гребенок; V- распределительное устройство РУ - 6(10)кВ; VI - трансформаторная комплектная подстанция КТПН 66-160/6КК; VII - резервуар сточных вод.

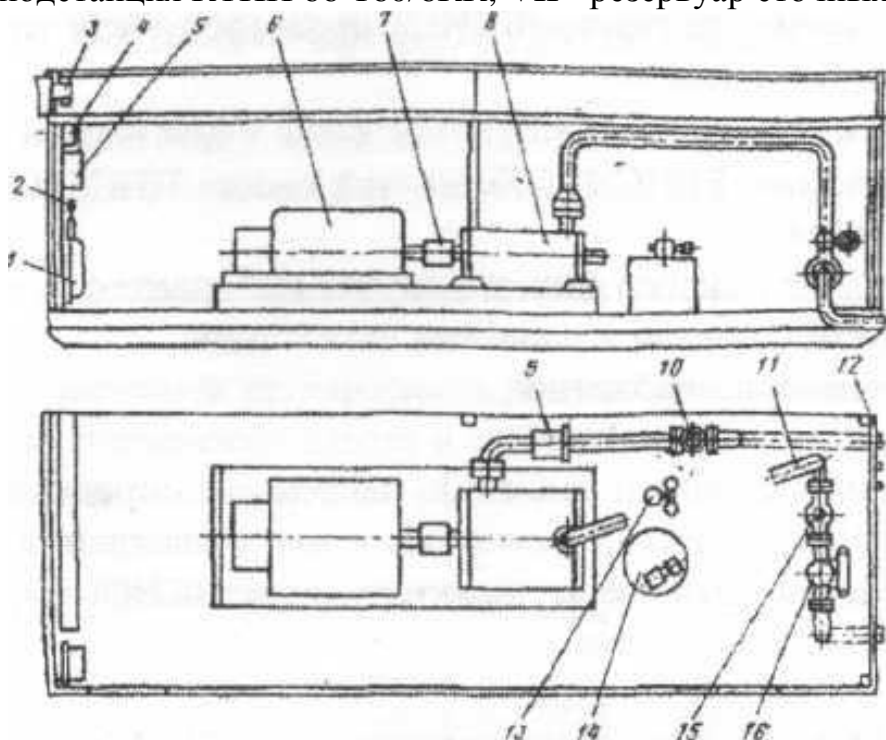


Рисунок 2.2 – Насосный блок БКНС

1 - печь электрическая; 2 - манометровая колонка; 3 - вентилятор;
 4 — короб; 5 - пост местного управления; 6 — двигатель; 7 - зубчатая муфта; 8 - насос ЦНС 180; 9 - фильтр; 10 - задвижка; 11 - напорный трубопровод; 12 - всасывающий трубопровод; 13 - маслоохладитель; 14 — маслбак с насосом; 15 - обратный клапан; 16 - электроприводная задвижка.

Контрольные вопросы:

1. Какие методы повышения нефтеотдачи относятся к гидродинамическим?
2. Какие требования предъявляются к закачиваемой в пласт воде?
3. В чем заключается назначение БКНС?
4. Для чего предназначен насосной блок БКНС?
5. Для чего предназначен блок напорной гребенки?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

РАСЧЕТ ПОТРЕБНОГО КОЛИЧЕСТВА ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ (ГОС) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Цель работы:

1. Научиться рассчитывать объемы осадко- и гелеобразующих составов для осуществления процесса повышения нефтеотдачи пласта на примере конкретных нагнетательных скважин
2. Оценивать эффективность использования пластовой энергии.

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: ОК1, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Рассматриваемая технология предусматривает закачку растворов в виде двух-трех оторочек различного состава. Объем составов рассчитывается из условия: 10-20 м³ на метр 1 перфорированной мощности пласта.

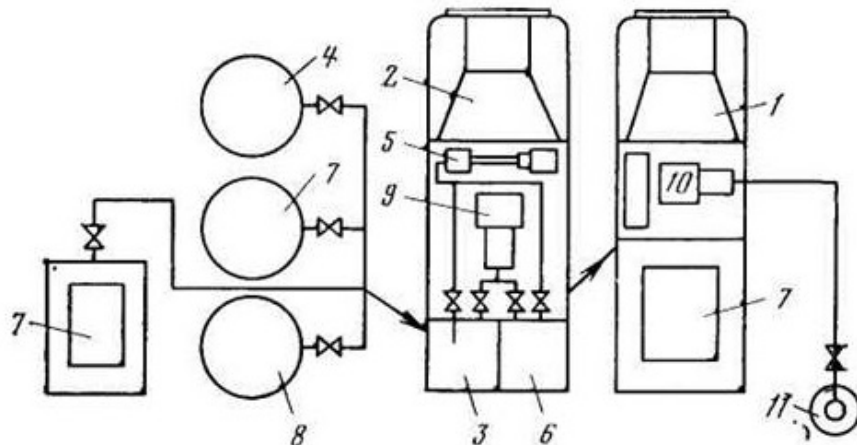


Рисунок 3.1 – Схема обвязки оборудования при закачке гелеобразующих составов: 1 – кислотный агрегат; 2- вспомогательный насосный агрегат; 3,6 – емкость; 4,7,8 – стационарная емкость; 5,10 – насос; 11- скважина

Для оторочки готовится осадкообразующий состав (ООС) с целью получения обильного осадка, способного закольматировать промытые зоны и мелкие трещины. В качестве осадкообразующего состава (ООС) используется электролит, содержащий:

CaCl₂ (хлористый кальций)- 0,8-1,0%

NaCl (хлорид натрия- поваренная соль) -3-4%

При использовании минерализованной воды хлорид натрия(NaCl) не добавляется.

Содержание силиката натрия - жидкого стекла(Na₂SiO₃) в растворе принимается в зависимости от геолого- технических свойств пласта в количестве 2-10% товарного агента.

Методические указания к выполнению работы:

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета

| Параметры | Варианты | | | | | |
|---|----------|------|-------|-------|-------|-------|
| | 1-5 | 6-10 | 11-15 | 16-20 | 21-25 | 26-30 |
| 1. Мощность пласта, h, м | 8 | 10 | 15 | 12 | 9 | 11 |
| 2. Проницаемость пласта, k, мкм ² | 0,15 | 0,32 | 0,45 | 0,5 | 0,62 | 0,2 |
| 3. Концентрация товарного р-ра, % CaCl ₂ , NaCl, H ₂ O | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 |
| Na ₂ SiO ₃ | 38 | 38 | 38 | 43 | 43 | 43 |
| 4. Плотность товарного раствора, ρ, кг/м ³ | | | | | | |
| CaCl ₂ | 1080 | 1100 | 1140 | 1140 | 1160 | 1180 |
| NaCl | 1071 | 1086 | 1116 | 1116 | 1132 | 1148 |
| Na ₂ SiO ₃ | 1350 | 1350 | 1350 | 1420 | 1420 | 1420 |

1. Определяем потребное количество состава:

$$V=N \cdot h, \text{ м}^3 \quad (3.1)$$

где **N** - норма расхода состава на 1 метр перфорированной толщины пласта, м³; принимаем N=10-20 м³;
h - мощность перфорированного пласта, м.

2. Определяем потребное количество компонентов, входящих в электролит, для предварительной закачки.

Для этого по таблице 3.2 (согласно варианта расчета) находим соответствующие значения концентрации и плотности для компонентов электролита- CaCl₂, NaCl и знания расхода реагентов на 1м³ электролита-а.

Таблица 3.2 - Расчета компонентов электролита для предварительной закачки в пласт.

| Товарный хлорид кальция | | Товарный хлорид натрия | | Процентное содержание в растворе | | Расход реагентов на 1м ³ электролита, а | | |
|-------------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------------------|----------------------------------|------|--|---------------------|---------------------------------|
| Конц-я % масс. | Плотность ρ кг/м ³ | Конц-я % масс. | Плотность ρ кг/м ³ | CaCl ₂ | NaCl | CaCl ₂ м ³ | NaCl м ³ | H ₂ O м ³ |
| 10 | 1080 | 10 | 1071 | 0,5 | 1,5 | 0,046 | 0,140 | 0,810 |
| 12 | 1100 | 12 | 1086 | | | 0,038 | 0,115 | 0,850 |
| 14 | 1120 | 14 | 1101 | | | 0,032 | 0,097 | 0,870 |
| 16 | 1140 | 16 | 1116 | | | 0,028 | 0,084 | 0,890 |
| 18 | 1160 | 18 | 1132 | | | 0,024 | 0,073 | 0,910 |
| 20 | 1180 | 20 | 1148 | | | 0,021 | 0,065 | 0,920 |
| 25 | 1230 | 25 | 1190 | | | 0,014 | 0,060 | 0,930 |
| 30 | 1300 | - | - | | | 0,013 | 0,060 | 0,930 |
| 35 | 1340 | - | - | | | 0,011 | 0,060 | 0,930 |

Зная расход компонентов на 1 м³ (**a**), рассчитываем необходимый объем электролита по компонентам:

$$V \text{ CaCl}_2 = a \cdot V_c, \text{ м}^3$$

$$V \text{ NaCl} = a \cdot V_c, \text{ м}^3$$

$$V \text{ H}_2\text{O} = a \cdot V_c, \text{ м}^3$$

Раствор продавливается в скважину 10 м³ воды.

3. Для закачки первой оторочки рассчитываем объем компонентов для получения осадка (SiO) при последовательной закачке реагентов.

Для этого по таблице 3.3 находим соответствующее значение концентрации и плотности, а так же значения расхода реагентов на 1 м электролита – **b** (см. п.2). Закачка растворов повторяется 2-3 раза с подливанием 10 м³ любой воды.

Таблица 3.3 - Расчет компонентов электролита для отдельной закачки с раствором силиката натрия (жидкого стекла)

| Товарный хлорид кальция | | Товарный хлорид натрия | | Процентное содержание в растворе | | Расход реагентов на 1 м ³ электролита, b | | |
|-------------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------------------|----------------------------------|------|--|---------------------|---------------------------------|
| Конц-я % масс. | Плотность ρ кг/м ³ | Конц-я % масс. | Плотность ρ кг/м ³ | CaCl ₂ | NaCl | CaCl ₂ м ³ | NaCl м ³ | H ₂ O м ³ |
| 10 | 1080 | 10 | 1071 | 1,0 | 4,0 | 0,092 | 0,180 | 0,720 |
| 12 | 1100 | 12 | 1086 | | | 0,076 | 0,153 | 0,770 |
| 14 | 1120 | 14 | 1101 | | | 0,064 | 0,130 | 0,810 |
| 16 | 1140 | 16 | 1116 | | | 0,056 | 0,110 | 0,830 |
| 18 | 1160 | 18 | 1132 | | | 0,048 | 0,100 | 0,850 |
| 20 | 1180 | 20 | 1148 | | | 0,040 | 0,080 | 0,880 |
| 25 | 1230 | 25 | 1190 | | | 0,028 | 0,075 | 0,900 |
| 30 | 1300 | - | - | | | 0,026 | 0,075 | 0,900 |
| 35 | 1340 | - | - | | | 0,022 | 0,075 | 0,900 |

Рассчитываем объем электролита для первой оторочки по формуле:

$$V \text{ CaCl}_2 = b \cdot V_c, \text{ м}^3$$

$$V \text{ NaCl} = b \cdot V_c, \text{ м}^3$$

$$V \text{ H}_2\text{O} = b \cdot V_c, \text{ м}^3$$

4. Расчет водного раствора жидкого стекла – силиката натрия (Na₂SiO₃) для осадкообразующего состава (ООС) ведется в зависимости от проницаемости пласта и приемистости скважины.

В пластах с проницаемостью 0,15 – 0,2 мкм² концентрация раствора низкая- 0,04- 0,06 м³ на 1 м³ раствора.

В пластах с проницаемостью 0,4- 0,5 мкм² концентрация раствора принимается 0,08-0,1 м³ на 1 м³ раствора.

В пластах с проницаемостью 0,5- 1,0 мкм² концентрация раствора принимается 0,15- 0,2 м³ на 1 м³ раствора.

В таблице 3.4 представлен расчет раствора жидкого стекла для отдельной закачки с раствором электролита. Исходя из проницаемости пласта, определяем необходимое количество жидкого стекла (Na₂SiO₃) и воды для приготовления 1 м³ раствора – **c**.

Рассчитываем объем раствора жидкого стекла для первой оторочки:

$$V_{\text{Na}_2\text{SiO}_3} = c \cdot V_c, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = c \cdot V_c, \text{ м}^3$$

Таблица 3.4 Расчет раствора Na_2SiO_3 на 1 м³ для отдельной закачки с раствором электролита

| Товарный хлорид натрия | | Расход компонентов на 1 м ³ раствора, с | | Кол-во образованного осадка при взаимодействии с 1 м ³ электролита | Проницаемость пласта, к, мкм ² |
|------------------------|-------------------------------|--|---------------------------------|---|---|
| Конц-я % массовая | Плотность ρ кг/м ³ | Na ₂ SiO ₃ м ³ | H ₂ O м ³ | | |
| 38-40 | 1350-1420 | 0,040 | 0,960 | 0,150 | 0,15-0,2 |
| | | 0,060 | 0,940 | 0,300 | 0,15-0,2 |
| | | 0,080 | 0,920 | 0,650 | 0,4-0,5 |
| | | 1,00 | 0,900 | 0,800 | 0,4-0,5 |
| | | 0,150 | 0,850 | 0,950 | 0,5-1,0 |
| | | 0,200 | 0,800 | 1,000 | 1,0 и более |

После продавки 90-100 м³ воды скважину оставляют в покое на 24-48 часов для гелеобразования. После указанного срока гелеобразования определяют приемистость скважины и запускают ее в работу.

Контрольные вопросы:

1. Какие методы повышения нефтеотдачи пластов существуют?
2. Назовите основные физико-химические методы повышения нефтеотдачи, в чем их особенность?
3. Как приготовить осадкообразующий состав, что для этого необходимо?
4. Перечислите порядок закачки ГОС в нагнетательную скважину.
5. Поясните составленную схему осуществления технологического процесса закачки ГОС.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД)

Цель работы:

1. Изучить характеристику системы ППД.
2. Научиться рассчитывать давление нагнетания воды, объем закачки воды в нагнетательную скважину и количество нагнетательных скважин.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Составить опорный конспект.
3. Рассчитать необходимое количество воды для закачки в пласт и объем закачки воды в одну нагнетательную скважину.
4. Сделать вывод по работе.

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

Краткие теоретические сведения:

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Целями воздействия на залежь нефти являются поддержание пластового давления и, что более важно, увеличение конечной нефтеотдачи. В последнем случае методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его.

Система ППД должна обеспечивать:

1) необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;

2) подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;

3) проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;

4) герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;

5) возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

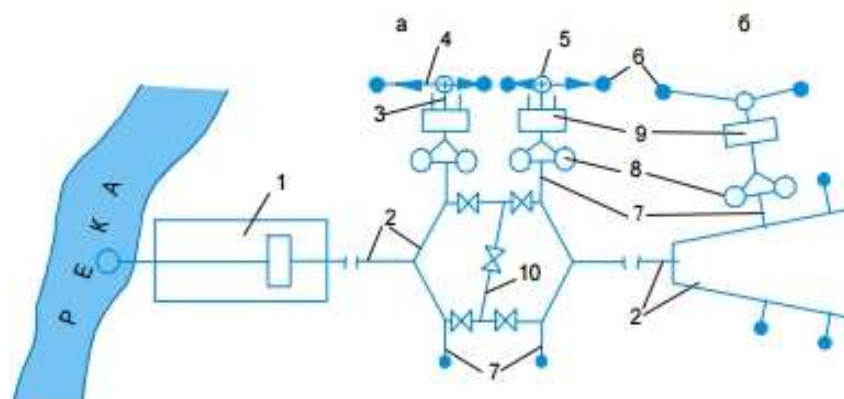


Рисунок 4.1 - Кольцевая (а) и лучевая (б) водораспределительные системы: 1 - водоочистная станция; 2 - магистральный водовод; 3- водовод высокого давления; 4 - нагнетательная линия; 5 - колодец; 6 - нагнетательные скважины; 7- подводящие водоводы; 8 - подземные резервуары чистой воды; 9 - кустовая насосная станция; 10 - переключатель

Один из основных методов обеспечения эффективной связи между зонами нагнетания и отбора - максимальное приближение линии нагнетания или отдельных нагнетательных скважин к эксплуатационным скважинам. Однако такое приближение может привести к нарушению равномерности продвижения контура нефтеносности.

При законтурном заводнении линию нагнетания намечают на некотором расстоянии за внешним контуром нефтеносности. Это расстояние зависит от таких факторов, как:

- степень разведанности залежи - степень достоверности установления местоположения внешнего контура нефтеносности, что в свою очередь зависит не только от числа пробуренных скважин, но также от угла падения продуктивного пласта и его постоянства;

- предполагаемое расстояние между нагнетательными скважинами;
- расстояние между внешними и внутренними контурами нефтеносности и первым рядом добывающих скважин.

При внутриконтурном заводнении при определении мест, где нужно будет пробурить нагнетательные скважины, необходимо в первую очередь учитывать особенности геологического строения продуктивного пласта, изменение его толщины и проницаемости, значения этих параметров, степень расчлененности пласта на отдельные прослои, характер изменения насыщенности пласта нефтью и водой, зоны выклинивания изменчивости пласта.

Для условий внутриконтурного заводнения при установившемся жестководонапорном режиме и площадных систем суммарное количество нагнетаемой воды равно количеству извлекаемой нефти и воды.

Методические указания к решению:

1. Определяем объём нефти, добываемой из залежи, в пластовых условиях:

$$V_{н.пл.} = \frac{10^3 Q_{н.д.} \cdot b_{н.пл.}}{\rho_n \cdot g} \quad (4.1)$$

где $Q_{н.д.}$ - количество дегазированной нефти, добываемой из залежи, т/сут;
 $b_{н.пл.}$ - объёмный коэффициент нефти в пластовых условиях, д.ед;
 ρ_n - плотность дегазированной нефти, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, м/с².

2. Определяем объём свободного газа в пласте при пластовых давлении и температуре

$$V_{г.пл.} = \frac{V_{н.пл.} (\Gamma - \alpha \cdot P_{пл}) \cdot Z \cdot P_0 \cdot T_{пл.}}{P_{пл.} \cdot T_{ст.}}, \text{ м}^3 \quad (4.2)$$

где $V_{н.пл.}$ - объём добываемой из залежи нефти в пластовых условиях, м³;
 Γ - газовый фактор, м³/м³;
 α - коэффициент растворимости газа в нефти, МПа⁻¹, в расчете принимаема = 5 МПа⁻¹;
 $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

- Z** - коэффициент сверхсжимаемости газа, принимаем $Z = 0,87$
P₀ - атмосферное давление при стандартных условиях, $P_0 = 0,1$ МПа;
T_{пл} - пластовая температура, К;
T_{ст} - температура при стандартных условиях, $T_{ст} = 239$ К

3. Определяем объем воды, приведенный к пластовым условиям:

$$V_{в.пл.} = \frac{10^3 \cdot Q_{в.бв.пл.}}{\rho_{в}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.3)$$

- где **Q_в** - количество воды, добываемое из залежи, т/сут.;
бв.пл. - объемный коэффициент воды, д.ед.;
ρ_в - плотность нагнетаемой воды, кг/м³.

4. Рассчитаем необходимое количество воды для закачки в пласт:

$$V_{в} = 1,2 \cdot (V_{н.пл.} + V_{св.пл.} + V_{в.пл.}), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.4)$$

- где **V_{н.пл.}** - объем добываемой нефти в пластовых условиях, т/сут.;
V_{св.пл.} - объем свободного газа в пласте при $P_{пл.}$ и $T_{пл.}$, м³/сут.;
V_{в.пл.} - объем воды, приведенный к пластовым условиям, м³/сут.;
1, 2 - поправочный коэффициент компенсации.

5. Рассчитываем забойное давление нагнетания:

$$P_{з.нагн.} = P_{у.нагн.} + 10^{-6} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot L_c - \Delta P_{тр}, \text{ [МПа]} \quad (4.5)$$

- где **P_{у.нагн.}** - давление на устье нагнетательной скважины, МПа;
ρ_в - плотность воды, кг/м³;
g - ускорение свободного падения, м²/с;
L_с - глубина нагнетательной скважины, м;
ΔP_{тр} - потери давления на трение при движении воды от насоса до забоя скважины, принимаем $\Delta P_{тр} = 3$ МПа.

6. Определяем объём закачки воды в одну нагнетательную скважину (приемистость):

$$q_{в.н.} = K_{пр.} \cdot (P_{з.нагн.} - P_{пл.}), \text{ [м}^3/\text{сут]} \quad (4.6)$$

- где **K_{пр}** - коэффициент приемистости скважины, м³/сут·МПа;
P_{з.нагн.} - давление на забое нагнетательной скважины, МПа;
P_{пл.} - пластовое давление, МПа.

5. Определяем необходимое число нагнетательных скважин:

$$n = \frac{V_6}{q_6}, \text{ скв.} \quad (4.7.)$$

- где **V_в** - объём закачиваемой в пласт воды, м³/сут.;
q_{в.н.} - приемистость нагнетательных скважин, м³/сут.

8. Сделать вывод по работе.

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчета

| Наименование параметра | Варианты | | | | | | | |
|---|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1-5 | 6-10 | 11-15 | 16-19 | 20-24 | 25-29 | 30-32 | 33-35 |
| Пластовое давление, Рпл, МПа | 20 | 21 | 20,5 | 19,6 | 20 | 21 | 19 | 20 |
| Давление на устье скважины, Руст, МПа | 18 | 19 | 17 | 16,5 | 18 | 19 | 17 | 18 |
| Газовый фактор, Г, м ³ /м ³ | 120 | 115 | 110 | 105 | 110 | 118 | 108 | 110 |
| Коэффициент приемистости, Кпр, т/сут. МПа | 25 | 30 | 45 | 40 | 25 | 38 | 26 | 32 |
| Плотность дегазированной нефти. ρ_n , кг/м ³ | 800 | 780 | 810 | 850 | 790 | 810 | 800 | 780 |
| Плотность нагнетаемой воды, ρ_v , кг/м ³ | 1010 | 1008 | 1006 | 1002 | 1005 | 1007 | 1008 | 1010 |
| Пластовая температура, Тпл, °К | 343 | 340 | 338 | 345 | 344 | 340 | 342 | 338 |
| Объемный коэффициент воды, β_v , вв.пл | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,1 | 1,3 | 1,1 | 1,2 | 1,2 |
| Глубина нагнетательной скважины, Lс, м | 2000 | 2100 | 2000 | 1980 | 2000 | 2100 | 1900 | 2000 |
| Количество дегазированной нефти, добываемой из залежи, Qн.д., т/сут | 1000 | 1010 | 980 | 1000 | 1020 | 1015 | 1025 | 1000 |
| Количество воды, добываемой из залежи, Qв, т/сут | 8000 | 7800 | 7900 | 8000 | 8100 | 8120 | 8150 | 8200 |
| Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, β_n , вн.пл. | 1,16 | 1,2 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,2 | 1,1 | 1,2 |

Контрольные вопросы:

1. Что такое приемистость скважины?
2. Как влияет наличие газа в пласте на объем закачиваемой воды?
3. Чем отличается объем нефти в пластовых условиях от объема дегазированной нефти?
4. Что учитывает объемный коэффициент?
5. От чего зависит забойное давление нагнетания воды?
6. Как определить необходимое число нагнетательных скважин?
7. Какое оборудование необходимо для закачки воды в нагнетательную скважину?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

РАСЧЁТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

Цель работы:

1. Ознакомиться с разновидностями тепловых методов увеличения нефтеотдачи.
2. Научиться рассчитывать продолжительность тепловой обработки пласта.

Порядок работы:

1. Зарисовать схему площадного заводнения.
2. Рассчитать объём пласта и запасы нефти; определить количество тепловой энергии и газа.
3. Рассчитать продолжительность вытеснения нефти паром и общую продолжительность тепловой обработки ПЗП.
4. Сделать вывод.

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

Краткие теоретические сведения:

Тепловые методы воздействия на призабойную зону применяют при эксплуатации скважин, в нефтях которых содержится парафин или смола.

К таким способам относятся следующие:

- 1) воздействие на пласт посредством пара;
- 2) горение внутри пласта;
- 3) пароциклические обработки скважин.

При прогреве призабойной зоны парафинисто-смолистые отложения в трубах, на стенках скважины, в фильтровой зоне и порах пласта расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную поверхность породы в призабойной зоне, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти.

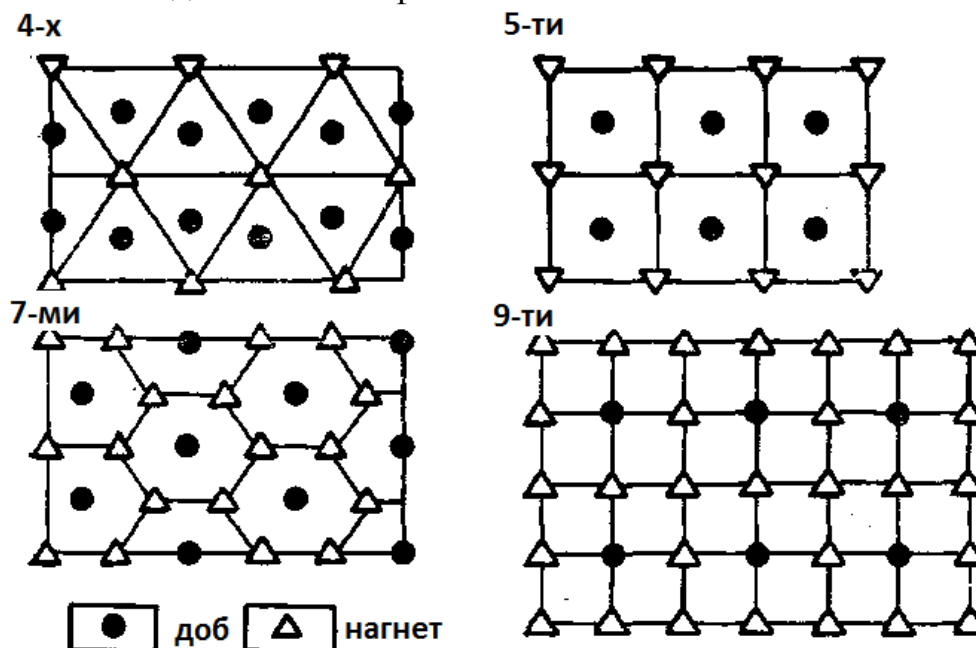


Рисунок 5.1 Основные схемы площадного заводнения

- а)- четырехточечная; б)- пятиточечная; в)- семиточечная; г)- девятиточечная; 1)- добывающие скважины; 2)- нагнетательные скважины.

Призабойную зону прогревают при помощи глубинных электронагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой, паром или комбинированным методом. Тепловая обработка комбинированным методом состоит из двух этапов:

- 1) На первом этапе призабойная зона нагнетательной скважины про-

гревается газозвоздушной смесью.

2) На втором этапе в пласт нагнетается холодная вода для получения пара и вытеснения им нефти.

На рассматриваемом месторождении применяется площадное заводнение. Добывающие и нагнетательные скважины размещены со семиточечной системе (рис. 5.1). При этой системе соотношение между добывающими и нагнетательными скважинами составляет 1:2 (шесть нагнетательных скважин по окружности и одна добывающая скважина в центре). Площадное заводнение применяют при разработке пластов с очень низкой проницаемостью на поздней стадии разработки.

Методические указания к решению:

Таблица 5.1 - Исходные данные по вариантам

| Наименование | Варианты | | | | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 1-5 | 6-10 | 11-15 | 16-20 | 21-25 | 26-30 |
| 1. Расстояние между экспл. и нагнет. | 100 | 100 | 150 | 100 | 150 | 100 |
| 2. Средняя мощность пласта h, м. | 20 | 18 | 22 | 22 | 24 | 24 |
| 3. Пористость пласта m, д.ед. | 0.20 | 0.18 | 0.22 | 0.22 | 0.21 | 0.21 |
| 4. Остаточная нефтенасыщенность. | 0.5 | 0.4 | 0.5 | 0.4 | 0.35 | 0.5 |
| 5. Прирост температуры перегретого пара до точки кипения. | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| 6. Прирост температуры холодной воды до точки кипения. | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| 7. Удельная теплоемкость воды св. | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 8. Удельная теплоемкость перегретого пара сп. | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 9. Теплота испарения воды i , ккал/кг. | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 10. Теплота сгорания природного газа Q. | 8*10 ⁶ | 8*10 ⁶ | 8*10 ⁶ | 8*10 ⁶ | 8*10 ⁶ | 8*10 ⁶ |
| 11. Подача нагнетательной скважины | 500 | 500 | 800 | 500 | 800 | 900 |

1. Определить объём пласта, подвергнутого тепловой обработке:

$$V_{\text{п}} = \pi \cdot R^2 \cdot h , \quad (5.1)$$

где **R** - расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами, м;
h - средняя мощность пласта, м.

2. Определить запасы нефти на начало тепловой обработки:

$$V = V_{\text{п}} \cdot m \cdot \beta , \text{ м}^3 \quad (5.2)$$

где **m** - пористость пласта, доли ед.;
β - остаточная нефтенасыщенность пласта, доли ед.

При вытеснении нефти паром можно получить 80 % этих запасов нефти, т.е.

$$V_1 = 0.8 \cdot V_{\text{п}} \cdot m \cdot \beta , \text{ м}^3 \quad (5.3).$$

3. Определить объём призабойной зоны:

$$V_0 = \frac{V_n}{1 + \frac{\Delta T_n}{\Delta T_B} + (1 + c_B \cdot \frac{\Delta T_B}{i})}, \text{ м}^3 \quad (5.4)$$

где ΔT - прирост температуры перегретого пара относительно начальной температуры
 ΔT_B - прирост температуры холодной воды до точки кипения, К;
 c_B - теплоемкость воды, ккал/(кг*К);
 i - теплота испарения воды, ккал/кг.

4. Определить объём предварительно прогреваемой призабойной зоны:

$$V_{01} = \left(\frac{V_0}{V_n}\right) \cdot 100\%, \quad \% \quad (5.5)$$

5. Определить количество тепловой энергии, необходимое для нагрева призабойной зоны:

$$Q_1 = (T_n - \Delta T_B) \cdot i \cdot V_0, \text{ ккал} \quad (5.6)$$

6. Определить общее количество газа, необходимое для получения этой энергии (с учётом 25% на тепловые потери) :

$$V_r = 1.25 \cdot Q_1 / Q_3, \text{ м}^3 \quad (5.7)$$

где Q - теплота сгорания природного газа, ккал/кг.

7. Лабораторными опытами установлено, что сгорание на 1 м³ газа требуется 9,5 м³ воздуха.

Поэтому расход воздуха составит:

$$V_g = 9.5 \cdot V_2, \text{ м}^3 \quad (5.8)$$

8. Определить объём газовойоздушной смеси:

$$V_{cm} = V_2 + V_g, \text{ м}^3 \quad (5.9)$$

9. Определить радиус предварительного обогрева пласта:

$$R_0 = \frac{\sqrt{V_0}}{\pi \cdot h}, \text{ м} \quad (5.10)$$

Приемистость нагнетательной скважины (приемистость – это объём закачки воды в одну скважину, м³/сут) должна быть не менее $K_{\text{прм}} = 1 \cdot 10^5$ м³/сут. Если она окажется меньше, необходимо принять меры к её повышению.

10. Определить продолжительность нагрева пласта:

$$t_n = \frac{V_{cm}}{K_{\text{прм}}}, \text{ сут.} \quad (5.11)$$

11. После прогрева призабойной зоны необходимо максимально быстро провести нагнетание воды с тем, чтобы своевременно получить пар для обработки всего пласта. Общий объем воды, необходимый для нагнетания, определить по следующей формуле:

$$Q_{\text{в}} = \left(\frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{в}}}\right) \cdot V_{\text{п}}, \text{ м}^3 \quad (5.12)$$

где $C_{\text{п}}$ - удельная теплоемкость перегретого пара, ккал/(кг*К);
 $C_{\text{в}}$ - удельная теплоемкость воды, ккал/(кг*К).

12. Определить продолжительность вытеснения нефти паром:

$$t_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{в}}}{q_{\text{н}}}, \text{ сут} \quad (5.13)$$

13. Определить общую продолжительность тепловой обработки ПЗП:

$$t_{\text{об}} = t_{\text{н}} + t_{\text{в}}, \text{ сут} \quad (5.14)$$

14. Сделать вывод.

Контрольные вопросы:

1. В каких случаях применяются тепловые методы воздействия на призабойную зону пласта?
2. Как происходит тепловая обработка комбинированным методом?
3. Что представляет собой площадное заводнение?
4. Что такое паротепловое воздействие на пласт?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ (КНС)

Цель работы:

1. Сформировать знания, понятия о методах воздействия на пласт.
2. Рассчитать объем и продолжительность закачки агентов в скважину.

Порядок работы:

1. Определить расчетную продолжительность закачки.
2. Рассчитать объем закачки и объем порового пространства.
3. Определить коэффициент вытеснения при равномерной и неравномерной закачке.
4. Сделать вывод.

Формируемые компетенции: ОК1, ОК2, ОК5; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Процесс распределения воды и других жидкостей от КНС по нагнетательным скважинам в основном определяется тремя основными параметрами:

рами. Этими параметрами являются:

- * коэффициент приемистости нагнетательной скважины,
- * пластовое давление в зоне нагнетательной скважины,
- * геодезическая отметка (по отношению к уровню моря) кровли продуктивного горизонта. Из этого следует, что гидравлическое сопротивление наземной сети распределительных водоводов и нагнетательных скважин не оказывает существенного влияния на распределение потока от КНС к нагнетательным скважинам.

При организации расчетов, тем не менее надо иметь в виду, что границы исследуемого объекта устанавливаются в зависимости от конкретных задач с учетом его технологической и геолого-физической обособленности. На данной стадии исследований основную роль играет заказчик. Чаще всего граница объекта может быть обусловлена системой одной КНС, которая включает также нагнетательные трубопроводы, скважину и соответствующее пространство продуктивного пласта.

Краевые условия включают в себя следующие блоки исходной информации:

- 1) параметры пласта;
- 2) параметры скважины;
- 3) параметры напорных трубопроводов и водораспределительного пункта (ВРП);
- 4) параметры КНС;
- 5) данные о закачиваемых средах и пластовых жидкостях;
- 6) данные о технологии воздействия на пласт;
- 7) данные об окружающей среде.

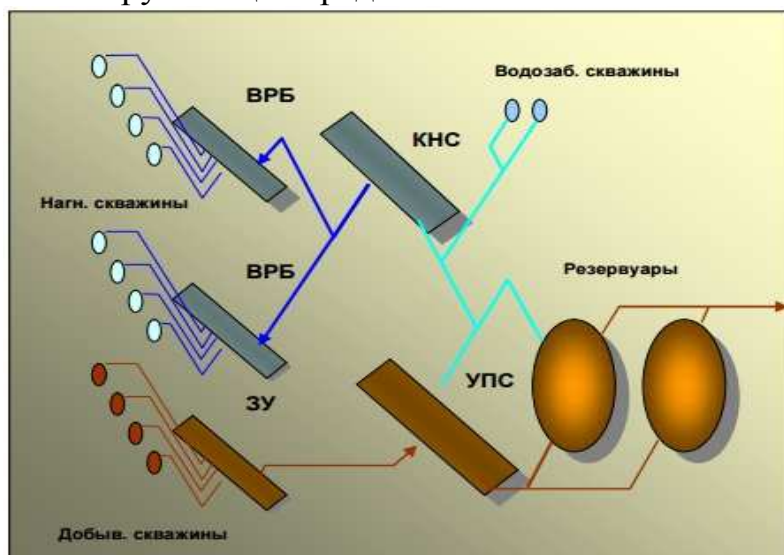


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема системы ППД на нефтяном месторождении

Исходная информация получается на основе промысловых данных, обычных лабораторных исследований, специальных лабораторных исследований, технической документации оборудования, справочных данных,

данных предварительных или итерационных расчетов и в результате экспериментальных оценок.

Методические указания к решению:

Таблица 6.1 – Параметры системы КНС

| Параметр, размерность | Обозначение | Величина |
|---|-------------|-------------------|
| 1. Режим закачки КНС в целом | - | Непрерывный |
| 2. Расчетная продолжительность закачки, лет | $T_{год}$ | 10 |
| 3. Суточная подача КНС $м^3/сут$ | $Q_{сут}$ | 8000 |
| 4. Распределение порового пространства | - | Равномерное |
| 5. Суммарный объем порового пространства, приходящий на систему КНС, тыс. $м^3$ | $V_{пр}$ | 9740 |
| 6. Число нагнетательных скважин | n | 20 |
| 7. Суточная приемистость нагнетательных скважин, $м^3/сут$ | $Q_{сут/1}$ | 1296 |
| 8. Тип закачиваемой в системе КНС воды | - | Сточная пластовая |

1. Расчетная продолжительность закачки в сутках:

$$T_{сут} = T_{год} \cdot 365,3 \text{ [сут.]} \quad (6.1)$$

2. Объем закачки за расчетный период в целом по КНС:

$$V_{зк} = Q_{сут} \cdot T_{сут} \text{ [тыс.} м^3 \text{]} \quad (6.2)$$

3. Объем порового пространства, приходящей на одну скважину:

$$V_{прі} = \text{const} = V_{пр/т} \text{ [тыс.} м^3 \text{]} \quad (6.3)$$

4. Объем закачки в зону i - ой скважины за расчетный период:

$$V_{зкі} = Q_{сут1} \cdot T_{сут} \text{ [тыс.} м^3 \text{]} \quad (6.4)$$

5. Относительный объем прокачки через поровое пространство зоны скважины при неравномерном распределении закачки:

$$m_1 = V_{зкі} / V_{прі} \quad (6.5)$$

6. По рисунку 6.2 определяем коэффициент вытеснения $\eta_{вт1}$ в зоне нагнетательной скважины (линия 2) исходя из относительного объема прокачки m_1 .

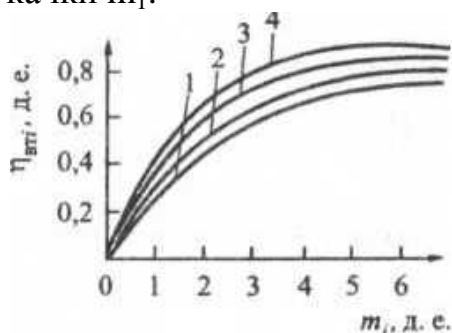


Рисунок 6.2 – Коэффициент вытеснения при закачке различных жидкостей в зависимости от относительного объема прокачки: 1,2- пресная и пластовая вода; 3- полимерный раствор; 4- диоксид углерода; m_i - относительный объем прокачки через продуктивный пласт в зоне действия i -й скважины

7. Показатель вытеснения в целом по системе КНС при условии неравномерного распределения закачки:

$$\eta = \frac{1}{n}\eta_1 \quad (6.6)$$

8. Объем закачки в зону нагнетательной скважины при равномерном распределении закачки:

$$V_{зк.р.i} = \frac{Q}{n}T_{сут} [\text{тыс.м}^3] \quad (6.7)$$

9. Относительный объем прокачки через поровое пространство скважины при равномерном распределении закачки:

$$m_{р1} = V_{зк.р.i} / V_{пр1} \quad (6.8)$$

10. Определяем коэффициент вытеснения $\eta_{вт.р.1}$ в зоне скважины при равномерном распределении закачки из рисунка 6.1 (линия 2)

11. Показатель вытеснения в целом по системе КНС при равномерном распределении закачки:

$$\eta_p = \eta_{вт.р.1}$$

12. Сделать вывод.

Контрольные вопросы:

1. Назовите параметры процесса распределения воды от КНС?
2. Какие особенности расчетов показателей вытеснения нефти?
3. Какие блоки включает в себя краевые условия границы объекта КНС?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7

РАСЧЕТ ЗАБОЙНОГО, ПЛАСТОВОГО И БУФЕРНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

Цель работы:

1. Изучить процесс подъема нефти в стволе скважины.
2. Научиться рассчитывать $R_{зab}$, обеспечивающее подъем жидкости в фонтанной скважине.
3. Научиться рассчитывать $R_{пл}$ в остановленной скважине и $R_{зab}$, зная $R_{буфиз}$ уравнения баланса энергии.

Порядок работы:

1. Изучить общие сведения.
2. Дать определение фонтанного способа эксплуатации.
3. Выписать уравнение баланса энергии в работающей скважине.
4. Рассчитать $R_{зab}$ в фонтанной скважине.
5. Рассчитать $R_{пл}$ в остановленной скважине.
6. Рассчитать $R_{буф}$, если известно $R_{зab}$.

7. Сделать вывод по работе.

Формируемые компетенции: ОК1, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Подъем нефти в стволе скважины может происходить либо за счет пластовой энергии $E_{пл}$, либо за счет пластовой и искусственно вводимой в скважину с поверхности энергий E_i . В стволе скважины энергия расходуется на преодоление силы тяжести гидростатического столба нефти с учетом противодействия на выкиде скважины (на устье) и сил сопротивлений, связанных с движением — путевого (гидравлическое трение), местного (расширение, сужение, изменение направления потока) и инерционного (ускорение движения). Эти силы вызывают соответствующие расходы энергии. Отсюда баланс энергии в работающей (подающей на поверхность нефть) скважине можно записать в виде:

$$E_{пл} + E_i = E_{см} + E_{тр} + E_m + E_{ин} \quad (7.1)$$

где $E_{пл}$ - пластовая энергия;
 E_i - искусственно вводимая энергия;
 $E_{см}$ - гидростатическое давление столба жидкости;
 $E_{тр}$ - энергетические затраты на преодоление трения;
 E_m - местные сопротивления;
 $E_{ин}$ - инерционные затраты.

В общем балансе расходы энергии на местные (E_m) сопротивления очень малы, поэтому ими всегда пренебрегают. Если скважина работает за счет только пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт (залежь), то такой способ эксплуатации называют *фонтанным*, а само явление - *фонтанированием*.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- 1) фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, - артезианское фонтанирование;
- 2) фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование, - наиболее распространенный способ фонтанирования.

Артезианский способ встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти и при забойном давлении, превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине. При наличии растворенного газа в жидкости, который не выделяется благодаря давлению на устье, превышающему давление насыщения, и при давлении на забое, превышающем сумму двух давлений: гидростатического столба негазированной жидкости и давления на устье скважины.

Поскольку присутствие пузырьков свободного газа в жидкости уменьшает плотность последней и, следовательно, гидростатическое давление такого столба жидкости, то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования газированной жидкости, существенно меньше,

чем при артезианском фонтанировании.

Понятно, что при фонтанном способе $E_{и} = 0$.

Методические указания к решению задачи:

Таблица 7.1 – Исходные данные для расчета

| Вариант | 1-5 | 6-10 | 11-15 | 16-20 | 21-25 |
|-------------------------------------|------|------|-------|-------|-------|
| $\rho_{н.пл.}$, кг/м ³ | 755 | 750 | 761 | 780 | 800 |
| $\rho_{н.пов.}$, кг/м ³ | 860 | 860 | 890 | 899 | 902 |
| $H_{скв.}$, м | 2100 | 2200 | 1700 | 1800 | 1990 |
| P_2 , МПа | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

1. Рассчитать $P_{заб}$ в фонтанной скважине:

$$P_{заб} \geq H \cdot \rho \cdot g + \Delta P_{тр} + P_2, \text{ [МПа]} \quad (7.2)$$

где H - глубина скважины по вертикали, м;
 $\Delta P_{тр}$ - энергетические затраты на преодоление трения, 3 МПа;
 ρ - средняя плотность жидкости в скважине, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, м/с².

$$\rho = (\rho_{пл} + \rho_{пов}) / 2, \text{ [кг/м}^3\text{]}$$

где $\rho_{пл}$ - плотность жидкости в условиях забоя, кг/м³;
 $\rho_{пов}$ - плотность жидкости в поверхностных условиях (на устье), кг/м³.

2. Рассчитать $P_{пл}$ в остановленной скважине:

$$P_{пл} = H \cdot \rho \cdot g + P_2 \text{ [МПа]} \quad (7.3)$$

где P_2 - устьевое давление в остановленной скважине, МПа.

3. Рассчитать $P_{затр}$, если известно $P_{заб}$:

$$P_{затр} = P_{заб} - H \cdot \rho \cdot g, \text{ [МПа]} \quad (7.4)$$

4. Сделать вывод по работе.

Контрольные вопросы:

1. Как происходит подъем нефти в стволе скважины?
2. Уравнение баланса энергии в работающей скважине.
3. Какой способ эксплуатации скважины называется фонтанным?
4. Какие бывают виды фонтанирования?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Цель работы:

1. Рассчитать приемистость нагнетательной скважины

2. Определить потери давления при заводнении пласта в наземном трубопроводе и в скважине.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Дать определение приемистости скважины.
3. Расчетным способом определить приемистость скважины и потери давления на трение.
4. Сделать вывод по работе.

Формируемые компетенции: ОК1, ОК3; ПК1.1, ПК1.2.

Краткие теоретические сведения:

Приемистость скважины – это характеристика нагнетательной скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт. Определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени. Приемистость зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины (разности забойного и пластового давлений), совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида.

Для повышения приемистости нагнетательных скважин предлагаются технологии вибрационного воздействия на пласт, благодаря которым возрастает подвижность границ раздела вода-нефть, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой, возрастает скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную пористую среду. В связи с этим увеличивается коэффициент охвата залежи разработкой.

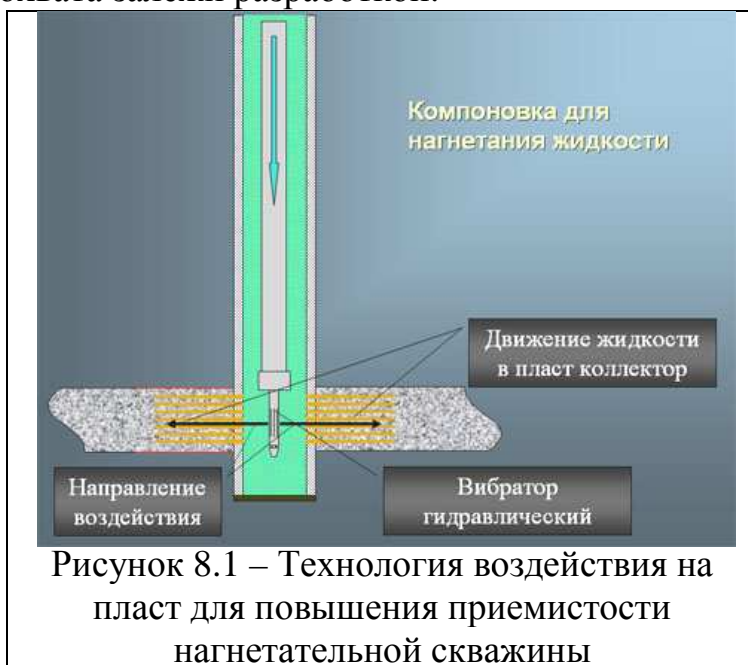
Технологии имеют варианты:

1) Импульсно-кислотные обработки призабойной зоны пласта. Целью данного мероприятия является повышение проницаемости коллектора в прискважинной и удаленной зонах пласта.

2) Вибрационное воздействие на призабойную зону пласта в нескольких точках в интервале вскрытого пласта в среде ПАВ.

3) Закачка в пласт химических композиций (кислоты или материалы, применяемые для выравнивания профиля притока) через вибратор с установкой пакера над интервалом перфорации. Продавливание жидкости воздействия в глубину пласта виброволновым способом.

4) Нагнетание жидкости вытеснения в пласт через вибратор. Цель



данного воздействия увеличение фазовой проницаемости и увеличение охвата удаленных застойных зон пласта.

5) На забой нагнетательной скважины спускается вибратор без дополнительного оборудования (пакер, якорь), скважина переводится в обычный режим нагнетания. Действие вибратора способствует снижению фазовой проницаемости, вовлечению в процесс дренирования застойных зон, образованию новых каналов фильтрации и увеличению проницаемости существующих.

Чтобы определить характеристику по приемистости заданной скважины, проводят исследование с несколькими расходами нагнетания и установкой для снятия кривой падения давления. Обычно делают от 3 до 5 режимов. Последний режим подбирают таким образом, чтобы он был несколько ниже ожидаемого давления ГРП и намного ниже предела прочности обсадной колонны. Если полученный график изменения забойного давления при изменении расхода прямая линия, то все пучком, передавайте характеристику проектировщикам, а они уже установят оптимальный расход исходя из определенных по исследованию пределов. Если же полученный график на определенном этапе изгибается, то значит давление гидроразрыва пласта (ГРП) ниже ожидаемого и проектировщикам придется снизить свои запросы по закачке.

Методические указания к решению задачи:

Таблица 8.1 – Исходные данные для расчета

| Параметры | Вариант | | | | | |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | 1-5 | 6-10 | 11-15 | 16-20 | 20-25 | 26-30 |
| 1. Проницаемость пласта, $k, м^2$ | $0,7 \cdot 10^{-3}$ | $0,8 \cdot 10^{-3}$ | $0,7 \cdot 10^{-3}$ | $0,7 \cdot 10^{-3}$ | $0,8 \cdot 10^{-3}$ | $0,7 \cdot 10^{-3}$ |
| 2. Эффективная мощность пласта $h, м$ | 15 | 14 | 14 | 13 | 14 | 15 |
| 3. Забойное давление $P, МПа$ | 22,0 | 21,0 | 22,0 | 23,0 | 23,5 | 23,4 |
| 4. Пластовое давление $P, МПа$ | 17,0 | 17,0 | 17,0 | 17,8 | 18,2 | 17,5 |
| 5. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 |
| 6. Кинематическая вязкость воды | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 7. Радиус забоя скважины | 0,075 | 0,075 | 0,068 | 0,068 | 0,050 | 0,050 |
| 8. Длина наземного водовода $L, м$ | 3000 | 3050 | 3000 | 3050 | 3100 | 3000 |
| 9. Диаметр водовода $D, м$ | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| 10. Внутренний диаметр подъемных труб $d, м$ | 0,076 | 0,076 | 0,062 | 0,059 | 0,062 | 0,059 |
| 11. Глубина скважины $H, м$ | 1704 | 1753 | 1687 | 1688 | 1715 | 1743 |
| 12. Плотность воды | 1000 | 1010 | 1000 | 1020 | 1015 | 1010 |

1. Определить репрессию на пласт по формуле:

$$\Delta P = P_{заб} - P_{пл}, [МПа] \quad (8.1)$$

2. Определить динамическую вязкость:

$$\mu = \nu \cdot \rho, [\text{Па}\cdot\text{с}] \quad (8.2)$$

где ν - коэффициент кинематической вязкости, м²/с;
 ρ - плотность воды, кг/м³;
 μ - коэффициент динамической вязкости, Па·с.

3. Определить приемистость нагнетательной скважины по формуле:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (8.3)$$

4. Определить скорость движения воды в водоводе:

$$V = \frac{Q}{0,785 \cdot D^2 \cdot 86400} [\text{м/с}] \quad (8.4)$$

где Q - приемистость нагнетательной скважины, м³/сут;
 D - диаметр водовода, м.

5. Определить значение числа Рейнольдса при движении воды в водоводе:

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu} \quad (8.5)$$

6. Определить коэффициент гидравлических сопротивлений в зависимости от режима течения жидкости:

При ламинарном режиме $Re \leq 2320$ $\lambda = \frac{64}{Re}$

При турбулентном режиме $Re > 2320$ $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$

7. Определить гидравлические потери напора на трение при движении воды в водоводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$P_{\text{тр1}} = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot L \cdot V^2}{10^6 \cdot 2D}, [\text{МПа}] \quad (8.6)$$

8. Определить скорость движения воды в колонне НКТ:

$$V_1 = \frac{Q}{0,785 \cdot d^2 \cdot 86400} [\text{м/с}] \quad (8.7)$$

9. Определить значение числа Рейнольдса при движении воды в колонне НКТ:

$$Re = \frac{V_1 \cdot d}{\nu} \quad (8.8)$$

10. Определить коэффициент гидравлических сопротивлений в зависимости от режима течения жидкости:

При ламинарном режиме $Re \leq 2320$ $\lambda = \frac{64}{Re}$

При турбулентном режиме $Re > 2320$ $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$

11. Определить потери на трение при движении воды в колонне НКТ:

$$P_{\text{тр}2} = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot L \cdot v^2}{10^6 \cdot 2d}, \text{ [МПа]} \quad (8.9)$$

12. Определить суммарные потери напора:

$$P = P_{\text{тр}1} + P_{\text{тр}2} \quad (8.10)$$

13. Сделать вывод по работе.

Контрольные вопросы:

1. Что такое приемистость скважины?
2. Как влияет наличие газа в пласте на объем закачиваемой воды?
3. Как определить характеристику скважины по приемистости?
4. Как определить необходимое число нагнетательных скважин?

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 РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

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

Дополнительная литература:

2. Серeda 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.: Альянс 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 №1 | 6 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2 | 10 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3 | 14 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4 | 17 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5 | 21 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6 | 25 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7 | 28 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8 | 30 |
| КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ | 34 |
| ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 35 |

**МДК 01.01 РАЗРАБОТКА
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 3 курса всех форм обучения
образовательных учреждений
среднего профессионального образования**

Методические указания к выполнению практических занятий
разработал преподаватель: Качуро Альбина Даниловна

Подписано к печати 25.02.2021 г.
Формат 60x84/16
Тираж

Объем 2,2 п.л.
Заказ
1экз.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ
И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Югорский государственный университет»
628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,
г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.