

Документ подписан простой электронной подписью  
Информация о владельце:  
ФИО: Кожедеров Александр Игоревич  
Должность: Директор филиала ИнДИ (филиал) ФГБОУ ВО "ЮГУ"  
Дата подписания: 16.07.2026 23:55:14  
Уникальный программный ключ: 7f4522f81a862743c2711b37d9dd0f6adf40c4c8

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

*Проектирование техники и технологии добычи нефти*

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти (ИнДИ)

Форма обучения  
Очно-заочная

Квалификация выпускника  
Бакалавр

2026 год набора

| Виды работ                         | Объём занятий по семестрам, час |   |   |   |   |   |   |   |   |        | Итого |
|------------------------------------|---------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|--------|-------|
|                                    | 1                               | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10     |       |
| Самостоятельная работа             |                                 |   |   |   |   |   |   |   |   | 74     | 74    |
| Дистанционные лекции               |                                 |   |   |   |   |   |   |   |   | 12     | 12    |
| Дистанционные практические занятия |                                 |   |   |   |   |   |   |   |   | 22     | 22    |
| Форма контроля                     |                                 |   |   |   |   |   |   |   |   | Зачёты | -     |
| Итого:                             |                                 |   |   |   |   |   |   |   |   | 108    | 108   |
| з.е.                               |                                 |   |   |   |   |   |   |   |   | 3      | 3     |

Ханты-Мансийск, 2026 год  
(город)

## Предисловие

1. Программа разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) по направлению подготовки (специальности) *21.03.01 Нефтегазовое дело* утвержденного № 96 от 09.02.2018 года.

### 2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание  
(при наличии)

(подпись)

В. В. Бабарыкин

(И. О. Фамилия)

### 3. Согласовано:

Руководитель  
образовательной  
программы по  
направлению подготовки  
21.03.01 Нефтегазовое  
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

### 4. Утверждаю:

Руководитель  
структурного  
подразделения  
Индустриальный институт  
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукия

(И. О. Фамилия)

Документ подписан простой электронной подписью в  
электронной информационно образовательной среде  
Elios 2.0 ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Идентификатор документа: 95942



| Подписант                       |
|---------------------------------|
| Бабарыкин Валентин Валентинович |
| Газя Геннадий Владимирович      |
| Янукия Арам Погосович           |

| Дата подписания     |
|---------------------|
| 14.05.2026 21:01:40 |
| 15.05.2026 17:38:07 |
| 16.05.2026 13:59:14 |

### 1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является формирование у студентов комплекса необходимых знаний по вопросам изложения курсовых проектов и других учебных и научных работ в сфере проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений, скважинной добычи нефти, применения методов увеличения нефтеотдачи пластов; привить студенту навыки практического применения знаний и умений, полученных при изучении общетехнических и специальных дисциплин с учетом опыта учебно-исследовательской работы и производственной практики для решения конкретных задач в области эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования при разработке нефтяных и газовых месторождений.

### 2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к части, формируемой участниками образовательных отношений блока Б1 учебного плана, модуля «Дисциплины (модули) по выбору 3 (ДВ.3)».

### 3 Формируемые компетенции обучающегося

| Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина |                                                                                                          | Планируемые результаты (соотнесенные с установленными индикаторами достижения компетенции)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| код компетенции                                                                                | наименование компетенции                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|                                                                                                |                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| ПК-3                                                                                           | Способен осуществлять организацию работ по повышению эффективности процесса добычи углеводородного сырья | ПК-3.2 3-1:<br>Методы оценки показателей эксплуатации скважин; показатели разработки нефтяных месторождений; системы разработки залежей нефти<br>ПК-3.3 3-1:<br>Способы оценки повышения продуктивности месторождения; методы и технологии интенсификации скважин; принципы применения операций интенсификации<br>ПК-3.4 3-1:<br>Методы контроля эффективности работы скважин и проведения работ по установлению (предотвращению) вредного влияния факторов на работу скважин и скважинного оборудования. Методы анализа характеристик работы скважин.<br>ПК-3.5 3-1:<br>Характеристики притока из пласта; способы расчета характеристик притока по результатам исследования скважины на различных режимах<br>ПК-3.6 3-1:<br>Основы изобретательской и |

|  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | <p>рационализаторской деятельности;<br/>направления исследований в области<br/>промыслового контроля<br/>промыслового контроля и<br/>регулирующего извлечения<br/>углеводородов</p> <p>ПК-3.7 З-1:<br/>Особенности и закономерности<br/>размещения углеводородного сырья;<br/>геологические, технологические и<br/>экономические критерии<br/>категорийности залежей нефти и<br/>запасов углеводородов</p> <p>ПК-3.1 У-1:<br/>производить корректировку<br/>мероприятий по оптимизации<br/>добычи углеводородного сырья в<br/>соответствии с проектными<br/>показателями</p> <p>ПК-3.3 У-1:<br/>Производить корректировку<br/>мероприятий по оптимизации<br/>добычи углеводородного сырья;<br/>оценивать эффективность<br/>технологий по оценке притока из<br/>пласта</p> <p>ПК-3.6 У-1:<br/>Оценивать риски от внедрения<br/>новой техники, рационализаторских<br/>предложений, изменений<br/>организационно-технических условий<br/>рабочего места; проводить<br/>патентные исследования, поиск и<br/>оценку перспективности научно-<br/>технических идей</p> <p>ПК-3.7 У-1:<br/>Оценивать состояние разработки<br/>месторождений (залежей) в том<br/>числе с трудноизвлекаемыми<br/>запасами</p> <p>ПК-3.1 В-1:<br/>Навыком формирования<br/>предложений по оптимизации<br/>системы "пласт - скважина -<br/>погружное насосное оборудование -<br/>система сбора продукции"</p> <p>ПК-3.2 В-1:<br/>Навыками анализа динамики добычи<br/>углеводородного сырья</p> <p>ПК-3.3 В-1:<br/>Методами анализа эффективности<br/>технологий по оценке притока из</p> |
|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|  |  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|--|--|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  |  | <p>пласта; опытом разработки мероприятий по оптимизации добычи углеводородного сырья</p> <p><b>ПК-3.4 В-1:</b></p> <p>Навыками и опытом формирования мероприятий по увеличению производительности скважин</p> <p><b>ПК-3.6 В-1:</b></p> <p>Навыками выполнения работы по составлению проектной, служебной документации по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; координацией рационализаторской деятельности, оформлять результаты изобретательской и рационализаторской деятельности</p> <p><b>ПК-3.7 В-1:</b></p> <p>Методиками проектирования контроля за текущей разработкой нефтяных месторождений, регулирования разработки залежей нефти, оценки эффективности выработки запасов. Оценкой ресурсной обеспеченности и эффективности нефтегазовых проектов</p> |
|--|--|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

#### 4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

| №<br>п/п | Тема                                                            | Трудоемкость по видам учебной работы, час |                      |                      |              |                        | Код компетенции | Оценочные средства                                                   |
|----------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------|------------------------|-----------------|----------------------------------------------------------------------|
|          |                                                                 | Занятия лекционного типа                  | Практические занятия | Лабораторные занятия | Консультации | Самостоятельная работа |                 |                                                                      |
| 1        | Раздел 1. Скважинная добыча нефти. Способы эксплуатации скважин | 4                                         | 8                    |                      |              | 20                     | ПК-3.           | Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание. |

|       |                                                                 |    |    |  |  |    |       |                                                                      |
|-------|-----------------------------------------------------------------|----|----|--|--|----|-------|----------------------------------------------------------------------|
| 2     | Раздел 2. Разработка нефтяных месторождений                     | 2  | 6  |  |  | 16 | ПК-3. | Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание. |
| 3     | Раздел 3. Сбор и подготовка скважинной продукции                | 2  | 4  |  |  | 18 | ПК-3. | Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание. |
| 4     | Раздел 4. Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи | 4  | 4  |  |  | 20 | ПК-3. | Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание. |
| Итого |                                                                 | 12 | 22 |  |  | 74 | —     |                                                                      |

## 5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

| № темы | Образовательная технология        |
|--------|-----------------------------------|
| 1-4    | Технология традиционного обучения |
| 1-4    | Дистанционные технологии          |

## 6 Методические материалы по освоению дисциплины

Электронная информационно - образовательная среда представлена личным кабинетом, расположенным по ссылке <https://itport.ugrasu.ru>, электронной библиотечной системой <https://lib.ugrasu.ru>, электронным каталогом Научной библиотеки ЮГУ <https://irbis.ugrasu.ru> и системой дистанционного обучения.

Методические материалы для обучающихся представлены в электронном виде в системе Moodle по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>.

Методические материалы для обучающихся из числа инвалидов и лиц с ОВЗ предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

### 6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

Написание конспекта лекций: кратко, схематично, последовательно фиксировать основные положения, выводы, формулировки, обобщения; помечать важные мысли, выделять ключевые слова, термины. Проверка терминов, понятий с помощью энциклопедий, словарей, справочников с выписыванием толкований в тетрадь. Обозначить вопросы, термины, материал, который вызывает трудности, пометить и попытаться найти ответ в рекомендуемой литературе. Если самостоятельно не удастся разобраться в материале, необходимо сформулировать вопрос и задать его научно-педагогическому работнику на консультации, на практическом занятии.

### 6.2 Методические указания к практическим занятиям

Целью практических занятий является закрепление теоретических знаний и приобретение практических умений и навыков. Методические рекомендации по каждой

практической работе имеют теоретическую часть, подготовленную отдельно, или указание на источник, необходимый для подготовки к соответствующему практическому занятию, с необходимыми для выполнения работы формулами, пояснениями, таблицами и графиками; алгоритм выполнения заданий. Практические задания сочетаются с теоретическими знаниями. Проведению практического занятия как правило предшествует самостоятельная работа обучающегося.

### **6.3 Методические указания к самостоятельной работе**

В рамках самостоятельной работы обучающийся знакомится с рабочей программой, особое внимание должно уделяться целям и задачам, структуре и содержанию дисциплины. Анализируется конспект лекций, ведется подготовка ответов к контрольным вопросам, просматривается рекомендуемая литература, используются аудио-видеозаписи по заданной теме, решаются расчетно-графические задания, задачи по алгоритму и др.

## **7 Оценочные материалы для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины, учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся.**

Текущий контроль успеваемости обеспечивает оценивание хода освоения дисциплин (модулей). Для осуществления процедуры текущего контроля успеваемости обучающихся НПП создаются оценочные материалы (фонды оценочных средств), позволяющие оценить достижение запланированных результатов обучения и уровень сформированности компетенций.

Промежуточная аттестация обучающихся производится в дискретные временные интервалы НПП, обеспечивающими реализацию дисциплины в форме: зачёты.

Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся предполагает предоставление студентам методических рекомендаций по изучению дисциплины, учитывающих особенности ее построения, освоения, преподавания и представлено как электронный учебно-методический комплект документов по дисциплине, размещено в системе управления обучением «Moodle» (сайт Университета по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>) и/или в других системах управления обучением электронной информационно-образовательной среды Университета.

Обучение и контроль обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья при необходимости осуществляется с использованием специальных методов обучения и дидактических материалов, составленных с учетом особенностей психофизического развития, индивидуальных возможностей и состояния здоровья таких обучающихся (обучающегося).

Учебно-методические материалы для самостоятельной работы обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

### **7.1 Технологическая карта дисциплины 10-й семестр**

| № п/п                                            | Название темы                                                   | Максимальное количество баллов |
|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| <b>Обязательный уровень (текущая аттестация)</b> |                                                                 |                                |
| 1                                                | Раздел 1. Скважинная добыча нефти. Способы эксплуатации скважин | 20                             |
| 2                                                | Раздел 2. Разработка нефтяных месторождений                     | 16                             |
| 3                                                | Раздел 3. Сбор и подготовка скважинной продукции                | 16                             |
| 4                                                | Раздел 4. Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи | 18                             |

|                                                 |         |     |
|-------------------------------------------------|---------|-----|
|                                                 |         | 70  |
| Обязательный уровень (промежуточная аттестация) |         |     |
| 5                                               | Зачёты  | 30  |
|                                                 |         | 30  |
| Итого                                           |         | 100 |
| Дополнительный уровень                          |         |     |
| 6                                               | Реферат | 15  |
|                                                 |         | 15  |

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

## 7.2 Примерные темы докладов, сообщений, презентаций

### Темы для доклада по дисциплине

#### «Проектирование техники и технологии добычи нефти»

1. Проектирование оборудования ствола скважины, законченной бурением
2. Проектирование компоновки колонны НКТ
3. Проектирование скважин эксплуатируемые ШСНУ
4. Проектирование скважин эксплуатируемые бесштанговыми скважинными насосными установками
5. Проектирование скважин эксплуатируемые УЭЦН
6. Проектирование скважин эксплуатируемые УЭВН
7. Проектирование скважин эксплуатируемые оборудованием для одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов
8. Проектирование режима работы нефтяных пластов при поддержании пластового давления.
9. Проектирование системы разработки нефтяных залежей.
10. Проектирование системы поддержания пластового давления.
11. Основное содержание проектных технологических документов при разработке нефтяных месторождений.
12. Исходные данные для составления проектных документов при разработке нефтяных и газовых месторождений.
13. График разработки нефтяного месторождения (залежи).
14. Оценка начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти.
15. Коэффициенты текущей нефтеотдачи.
16. Проектирование ГРП
17. Проектирование СКО

## 7.3 Примерные вопросы для собеседования

### Вопросы к собеседованию по дисциплине

#### «Проектирование техники и технологии добычи нефти»

18. Проектирование оборудования ствола скважины, законченной бурением
19. Проектирование компоновки колонны НКТ
20. Проектирование скважин эксплуатируемые ШСНУ

21. Проектирование скважин эксплуатируемые бесштанговыми скважинными насосными установками
22. Проектирование скважин эксплуатируемые УЭЦН
23. Проектирование скважин эксплуатируемые УЭВН
24. Проектирование скважин эксплуатируемые оборудованием для одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов
25. Проектирование режима работы нефтяных пластов при поддержании пластового давления.
26. Проектирование системы разработки нефтяных залежей.
27. Проектирование системы поддержания пластового давления.
28. Основное содержание проектных технологических документов при разработке нефтяных месторождений.
29. Исходные данные для составления проектных документов при разработке нефтяных и газовых месторождений.
30. График разработки нефтяного месторождения (залежи).
31. Оценка начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти.
32. Коэффициенты текущей нефтеотдачи.
33. Проектирование ГРП
34. Проектирование СКО

#### **7.4 Примерный комплект практических заданий**

### **Методические указания**

#### **«Подбор погружных центробежных электронасосов для нефтяной скважины с учетом ее продуктивности»**

##### **Цель задания:**

Закрепить полученные теоретические знания.

При оформлении проекта необходимо зарисовать приводимые в инструкции схему установки ПЦЭН (УПЦЭН), элемент насоса - рабочее колесо с направляющим аппаратом, типовую рабочую характеристику насоса, а также дать краткое словесное описание установки.

Перед сдачей проекта преподавателю слушатель должен ознакомиться с литературой по ПЦЭН и подготовиться к возможным вопросам по устройству в условиях применения ПЦЭН.

##### **Характеристика ПЦЭН и основных элементов насосной установки.**

Установка погруженного центробежного электронасоса предназначена для эксплуатации скважин со сравнительно высоким дебитом: производительность выпускаемых установок в области максимального КПД лежит в пределах от 40 до 1000 м<sup>3</sup>/час. Возможно создание установок большей производительности.

В нашей стране такими установками оснащены около четверти всего фонда эксплуатационных скважин. В основном эти установки применяют в сильно обводненных скважинах. Установка ПЦЭН (рисунок 1) состоит из следующих основных элементов: опускаемого на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) погруженного насосного агрегата (насос и электродвигатель с системой гидрозащиты – протектором и компенсатором, бронированного кабеля, устьевого оборудования, трансформатора и станции управления (при мощности

электродвигателя свыше 100 кВт вместо нее используется так называемое комплектное устройство).

Погруженные агрегаты выпускаются нескольких размеров по диаметру для обсадных колонн с внутренним диаметром не менее – 121,7 мм, 130,0 мм, 144,3 мм.

Устьевое оборудование выполняет несколько функций, на устьевом оборудовании подвешивают колонну НКТ, через нее обеспечивается ввод кабеля, производится спуск в скважину приборов и скребков для очистки труб от парафина. На устьевом оборудовании манометры для замера давлений на выкиде (на верхнем конце колонны подъемных труб) и в пространстве между НКТ и обсадной колонной, задвижки для регулирования работы скважин. Могут производиться спуск в скважину приборов и скребков для очистки труб от парафина. На устьевом оборудовании манометры для замера давлений на выкиде (на верхнем конце колонны подъемных труб) и в пространстве между НКТ и обсадной колонной, задвижки для регулирования работы скважин. Могут быть на нем установлены и некоторые другие устройства. На разных промыслах применяют различные варианты оснастки устьевого оборудования. Погруженный центробежный электронасос монтируется в стальной трубе. Рабочие колеса собраны на валу с помощью шпонки и свободно перемещаются вдоль вала. Колеса расположены в неподвижных аппаратах, как на подпятниках.

Рабочие колеса собраны на валу с помощью шпонки и свободно перемещаются вдоль вала. Колеса расположены в неподвижных аппаратах, как на подпятниках. Для уменьшения трения в расточку нижнего диска колеса запрессована текстолитовая шайба. Вал насоса имеет вверху осевую опору скольжения и радиальную опору скольжения. Число рабочих колес и направляющих аппаратов (число ступеней) в серийно выпускаемых насосах колеблется от 127 до 413.

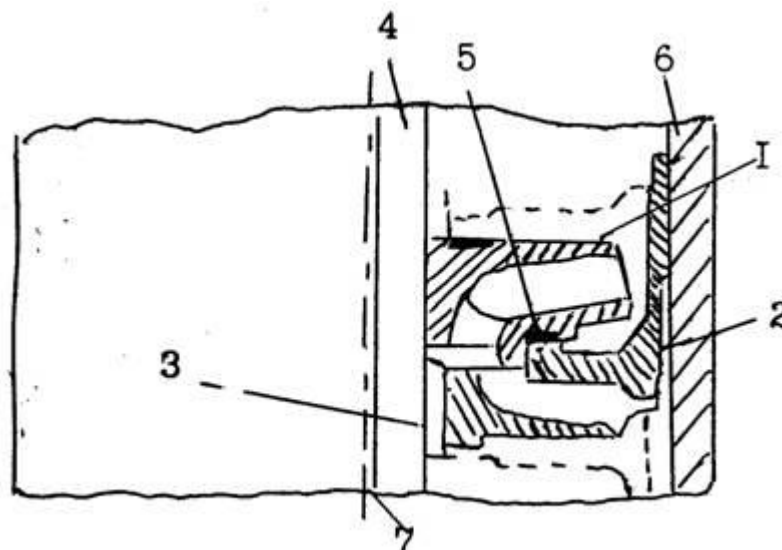


Насос состоит из 2,3 или 4 секций, которые имеют длину от 2,4 до 5,6 метра. Общая длина насоса находится в пределах от 6,6 до 21,9 м.

В соединительном патрубке верхней части насоса (или на несколько труб выше) устанавливают обратный клапан (тарельчатый или шариковый), который необходим для заполнения НКТ при остановках работы скважин. Над обратным клапаном располагается сливной патрубков, используемый для выпуска жидкости из НКТ перед подъемом насосного агрегата на поверхность. После сбрасывания в НКТ ломака, конец сливного патрубка отламывается, и жидкость вытекает в обсадную колонну.

В скважинах со значительным содержанием песка (допускается эксплуатация установок при содержании песка не более одного %) применяют насосы в износостойчивом исполнении.

Диаметры корпусов насосов находятся в пределах 92... 114 мм. Принцип работы центробежного электронасоса заключается в том, что увеличения напора жидкости, протекающей через него, происходит при вращении рабочего колеса, которое является основным рабочим органом насоса. Рабочее колесо насоса (рисунок 2) представляет собой два диска, между которыми расположены профилированные лопатки. Выпуклости лопаток обращены в сторону вращения колеса.



- 1-Рабочее колесо;
- 2- Направляющий аппарат;
- 3-Втулка;
- 4-Вал;
- 5-Текстолитовая шайба;
- 6-Корпус насоса;
- 7-Шпонка.

**Рисунок 2 - Ступень насоса**

За время работы насоса жидкость, выступающая к центральной части колеса, попадает на его лопатки и приобретает вращательное движение. Под влиянием центробежной силы частицы жидкости с большей скоростью отбрасываются к периферии вращающегося колеса. Чтобы получить определенный напор, эту энергию надо преобразовать в энергию давления - потенциальную энергию. Для этой цели служат направляющие устройства, которые состоят из системы фигурных лопаток, охватывающие рабочее колесо. Жидкость, протекая между этими лопатками, плавно изменяет направление движения, уменьшает скорость и увеличивает напор.

Однако рабочее колесо создает сравнительно небольшое давление. Для получения высокого давления жидкость должна проходить последовательно группу рабочих колес. Направляющее устройство подводит жидкость, нагнетаемую одним рабочим колесом, к приемному отверстию следующего колеса. Рабочие колеса и направляющие аппараты насоса изготавливают литыми из специального чугуна. В насосах повышенной износостойкости, предназначенных для подачи жидкости с песком, рабочие колеса выполнены из износостойчивой пластмассы.

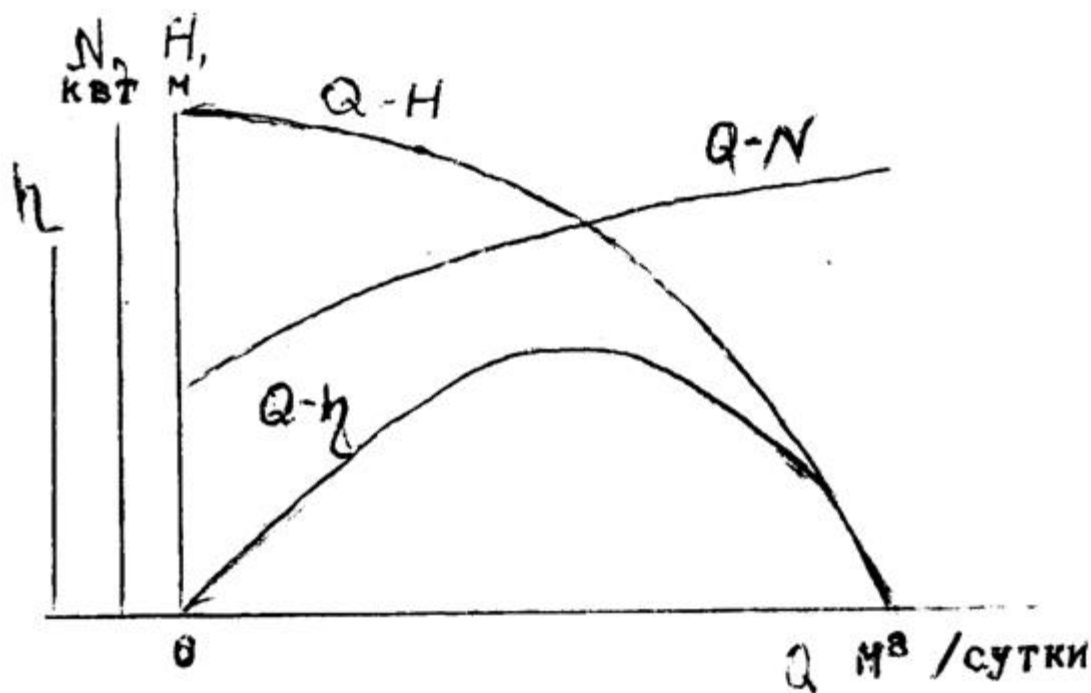
Центробежный насос отличается тем, что создаваемый им напор (измеряемый в метрах столба поднимаемой жидкости) не постоянен, а зависит от его производительности. От производительности насоса, зависят его коэффициент полезного действия и величина потребляемой мощности. Максимальная мощность потребляется при минимальном напоре, именно поэтому для облегчения запуска насоса надо заливать НКТ жидкостью.

На рисунке 3 приводятся типовые зависимости между расходом  $Q$  и напором  $H$ , расходом и КПД насоса  $\eta$ , расходом и потребляемой мощностью  $N$ .

Погружной электродвигатель (ПЭД) расположен под насосом. Вал двигателя жестко соединяется с валом насоса. ПЭД представляет собой асинхронный двигатель трехфазного тока с коротко - замкнутым ротором, в герметичном исполнении. ПЭД помещен в стальную трубу, заполненную специальным маловязким маслом. Электрический ток подводится к двигателю через круглый (иногда плоский) бронированный кабель, который опускается в скважину параллельно НКТ и крепится к ним стальными поясами. Против погружного агрегата установлен плоский кабель. Для соединения токоподвода с выводными концами статорной обмотки имеется кабельная муфта. Питание двигателя осуществляется от промышленной сети.

Напряжение тока в двигателе более высокое, чем в сети (до 2 кв.). Для его повышения и его компенсации падения напряжения в кабеле используют трансформатор. Управление работой двигателя осуществляется с помощью станции управления.

Длина электродвигателя зависит от требуемой мощностей может достигать, вместе с протектором и компенсатором 10 м. Статор двигателя состоит из магнитных и немагнитных пакетов, собранных в общем корпусе. Обмотка статора, общая для всех пакетов выполнена с использованием маслостойких материалов. Ротор двигателя состоит из отдельных секций собранных на валу. Между роторными секциями установлены промежуточные опорные подшипники. Выпускают двигатели мощностью 32... 125 кВт. Наружные диаметры их корпусов равны 103, 117 или 123 мм.



$h$  - производительность насоса

$H$  - развиваемый напор

$N$  - потребляемая мощность

**Рисунок 3 - Типовая рабочая характеристика погружного центробежного электронасоса**

Для предотвращения выхода из строя электродвигателя после попадания в его полость пластовой жидкости, содержащей во многих скважинах минерализованную воду, используется система гидрозащиты. Гидрозащита обеспечивает заполненность электродвигателя жидким диэлектриком - специальным маслом. Она состоит из двух узлов протектора, расположенного между насосом и электродвигателем и компенсатора, присоединяемого к нижнему концу двигателя. В протекторе имеются две камеры заполненные тем же маслом, что и двигатель. Давление в протекторе равно давлению в скважине, так как имеется сообщение между стволом скважины и внутренним пространством протектора.

Вал протектора жестко соединен лицевыми муфтами с валом насоса и двигателя. Нефтяное масло, выполняющее протектор, является не только хорошим диэлектриком, но и обладает смазывающей способностью и обеспечивает уменьшение трения в нижней радиальной опоре скольжения насоса.

Компенсатор состоит из эластичной камеры, заполняемой маслом и обеспечивает компенсацию изменения объема масла в двигателе при изменении в нем температуры и из-за других причин. Эластичная камера помещена в стальном кожухе, имеющем отверстие для сообщения с жидкостью в стволе скважины.

## ЗАДАНИЕ

Подобрать, пользуясь расчетным методом, оборудование для эксплуатации скважины погружным центробежным электронасосом и определить удельный расход электроэнергии при работе этого насоса.

**Исходные данные:** диаметр эксплуатационной колонны  $D=140$  мм; глубина скважины  $H = 1750$  м; дебит нефти  $Q=65$  м<sup>3</sup>/сутки; статический уровень  $h_{ст} = 680$  м; коэффициент продуктивности скважины  $K = 4,8$  м<sup>3</sup>/сутки\*атм; нефть беспарафинистая; относительный удельный вес жидкости  $\gamma = 0,87$ ; кинематическая вязкость жидкости  $\nu = 0,03$  см<sup>2</sup>/сек; показатель степени в уравнении притока  $n = 1$ ; газовый фактор  $G_o = 21$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; расстояние от устья скважины до трапа  $L = 25$  м; превышение уровня жидкости в трапе над устьем скважины  $h_1 = 2,3$  м; избыточное давление в трапе  $p_T = 0,9$  атм.

## РАСЧЁТ

### 1. Выбор диаметра насосных труб.

Диаметр насосных труб определяется их пропускной способностью и возможностью размещения труб в скважине (с учетом соединительных муфт) вместе с кабелем и агрегатом.

Пропускная способность труб связана с коэффициентом полезного действия их  $\eta_{тр}$ . К. п. д. труб колеблется в пределах  $\eta_{тр} = 0,92 \div 0,99$  и зависит в основном от диаметра и длины их. К. п. д. труб, как правило, не следует брать ниже 0,94.

Так как очень часто центробежные электронасосы применяют для формирования отбора жидкости из сильно обводненных скважин с вязкостью нефти, близкой к вязкости воды ( $\nu = 0,01$  см<sup>2</sup>/сек при  $t = 20^\circ$  C), то в целях облегчения расчета для этих условий построены кривые потерь напора на длине 100 м (рис. 4).

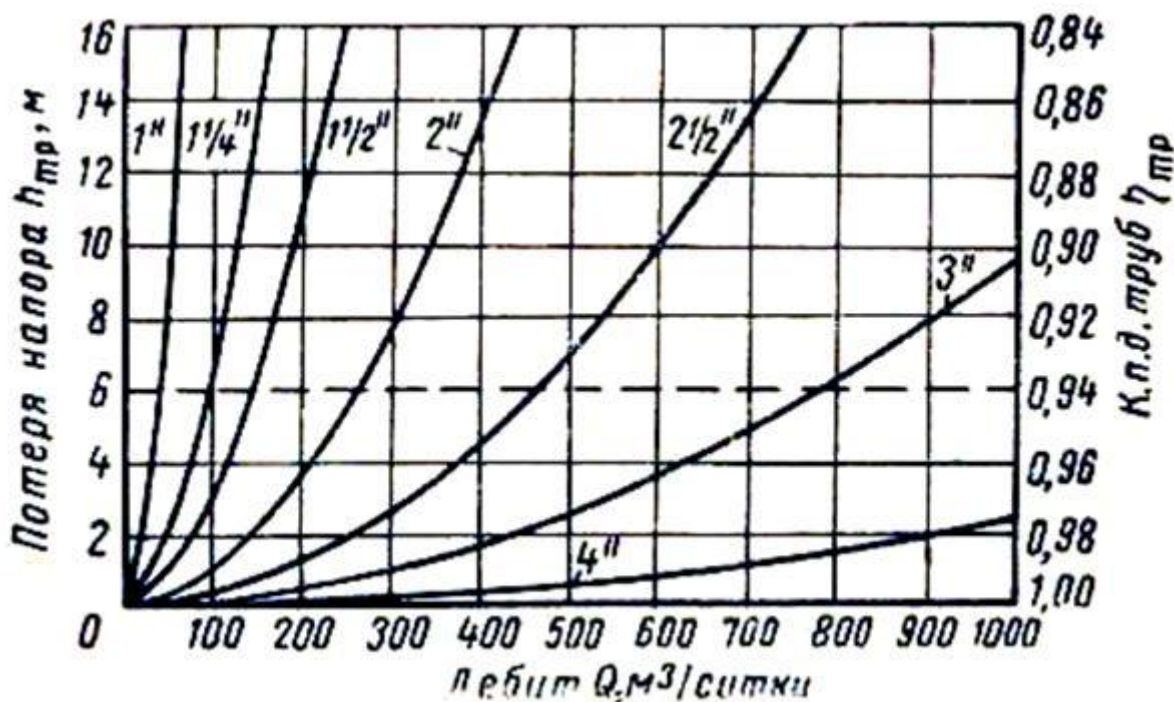


Рисунок 4 – Кривые потерь напора в насосных трубах на длине 100 м.

Из этого графика видно, что при к. п. д. труб  $\eta_{тр} = 0,94$  (пунктирная линия) пропускная способность  $1\frac{1}{2}$ " труб примерно равна 150 м<sup>3</sup>/сутки, а  $1\frac{1}{4}$ " труб — около 100 м<sup>3</sup>/сутки. Так как вязкость жидкости у нас ( $\nu = 0,03$  см<sup>2</sup>/сек) в 2

раза выше вязкости воды, для которой построен график, и так как гладкие 1<sup>1/4</sup>" трубы не выпускаются, следует принять для дебита  $Q = 65 \text{ м}^3/\text{сутки}$  насосные трубы  $d = 1\frac{1}{2}"$ .

### Определение необходимого напора погружного насоса.

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ct} + \Delta h + h_{TP} + h_1 + h_T;$$

где  $h_{ct} = 680 \text{ м}$  – статический уровень;

$$\Delta h = \frac{10 \cdot Q}{K} = \frac{10 \cdot 65}{4,8} = 135,42 \text{ м} \quad (\text{депрессия});$$

$$h_{ct} + \Delta h = h_d = 680 + 135,42 = 815,42 \text{ м}$$

$h_d$  – расстояние от устья до динамического уровня (высота подъема жидкости);

$h_{TP}$  – напор, теряемый на трение и местные сопротивления при движении жидкости в трубах от насоса до трапа;

$$h_{TP} = 1,08 \cdot 10^4 - \frac{\lambda(L+l)Q^2}{d^5}$$

$L$  – глубина спуска насоса в м,

$d$  – диаметр насосных труб в мм.

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$ , при движении в трубах однофазной жидкости определяется в зависимости от числа Рейнольдса  $Re$  и относительной гладкости труб  $K_\varepsilon$ :

$$Re = \frac{v_{ср} d}{\nu} = 0,147 \frac{Q}{d \nu}.$$

где  $Q = 65 \text{ м}^3/\text{сутки}$  – дебит скважины;

$d = 0,0381 \text{ м}$  – внутренний диаметр 1<sup>1/2</sup>" труб;

$\nu = 0,03 \text{ см}^2/\text{сек}$  – вязкость жидкости;

$$Re = 0,147 \cdot \frac{65}{0,0381 \cdot 0,03} = 8360.$$

Режим движения жидкости турбулентный, а потому

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{8360}} = 0,0287$$

Относительная гладкость труб

$$K_\varepsilon = \frac{d}{2\Delta} = \frac{40,3}{2 \cdot 0,1} = 201,5$$

где  $d$  в мм;

$\Delta$  – шероховатость стенок труб в мм (принимается  $\Delta = 0,1 \text{ мм}$ ).

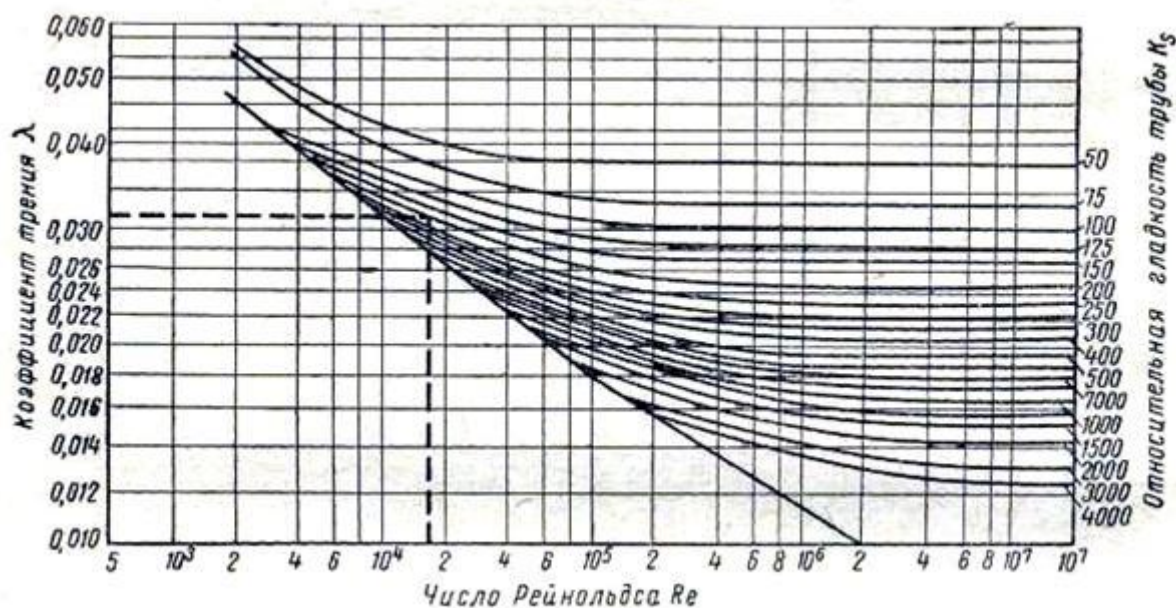


Рис. 5 – Зависимость коэффициента трения от числа Рейнольдса и относительной гладкости труб.

По найденным значениям  $Re$  и  $K_s$  находим из графика (рис. 5) коэффициент трения  $\lambda = 0,032$ .

Для определения  $h_{тр}$  необходимо найти общую глубину спуска насоса  $L$ , которая равна

$$L = h_d + h = 815,42 + 50 = 865,42 \text{ м},$$

где  $h = 50$  м – глубина погружения насоса под динамический уровень, которая зависит от газового фактора и определяется приближенным расчетом.

Находим потери напора на трение и местные сопротивления:

$$h_{тр} = 1,08 \cdot 10^4 \frac{0,032 \cdot (865,42 + 30) \cdot 65^2}{40,3^5} \approx 19 \text{ м}$$

Избыточное давление в трапе:

$$h_m = \frac{10p_m}{\gamma} = \frac{10 \cdot 1}{0,85} = 12 \text{ м ст. жидк.}$$

Необходимый напор насоса в заданных условиях будет равен

$$H_c = 700 + 60 + 19 + 2,5 + 12 \approx \text{м}$$

**Выбор насоса.** Существующий нормальный ряд погружных центробежных электронасосов предусматривает в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и производительности скважин 15 разных типов насосов, а с учетом возможных напоров — 105 типоразмеров.

Подбор насоса для скважины производим в соответствии с характеристикой скважины, ее дебитом, необходимым напором и диаметром эксплуатационной колонны на основании характеристики погружных центробежных насосов, приведенной в приложении 3, и рабочих характеристик насосов.

Для получения дебита  $Q = 65 \text{ м}^3/\text{сутки}$  и напора  $H_0 = 894 \text{ м ст}^* \text{ жидк.}$  наиболее подходит центробежный насос ЭЦН-6-100-900 с числом ступеней  $z = 171$ .

Согласно кривым рабочей характеристики, этот насос при к. п. д.  $\eta_n =$  и в пределах устойчивой зоны его работы может давать производительность  $Q = 75 - 150 \text{ м}^3/\text{сутки}$  и напор соответственно  $H_n = 980 - 450 \text{ м}$ . При получении заданного дебита  $Q = 80 \text{ м}^3/\text{сутки}$  насос будет создавать напор  $H_n = 960 \text{ м}$ .

Характеристику насоса можно приблизить к условной характеристике скважины двумя способами:

- 1) уменьшением подачи насоса при помощи штуцера или задвижки, установленных на выкидной линии;
- 2) уменьшением числа ступеней насоса.

При первом способе дебит и напор изменяются по кривой рабочей характеристики насоса  $Q = f(H_n)$ . при этом происходит уменьшение к. п. д. Поэтому выгоднее применять второй способ, при котором к. п. д. насоса практически не изменяется.

Число ступеней, которое надо снять с насоса для получения необходимого напора, будет равно [11]

$$\Delta z = \left(1 - \frac{H_c}{H_n}\right)z$$

где  $H_c = 894 \text{ м}$  – напор, необходимый для получения заданного дебита;  
 $H_n = 960 \text{ м}$  – напор насоса, соответствующий дебиту скважины по его рабочей характеристике;

$z$  – полное число ступеней насоса:

$$\Delta z = \left(1 - \frac{H_c}{H_n}\right) \cdot 171 \approx 12 \text{ ступеней}$$

Следовательно, насос ЭЦН-6-100-900 должен иметь  $171 - 12 = 159$  ступеней.

Вместо снятых ступеней внутри корпуса насоса устанавливаются проставки.

**Выбор кабеля.** Характеристика применяемых при центробежных электронасосах круглых и плоских кабелей приведена в приложениях.

Из этой таблицы выбираем трехжильный круглый кабель КРБК 3 х 25 сечением  $25 \text{ мм}^2$  и диаметром 32,1 мм. На длине насоса и протектора (около 7 м) берем трехжильный плоский кабель КРБП 3 X 16 сечением  $16 \text{ мм}^2$  и толщиной 13,1 мм.

От сечения и длины кабеля зависят потери электроэнергии в нем и к. п. д. установки.

Потери электроэнергии в кабеле КРБК 3х25 длиной 100 м определяются по формуле:

$$\Delta P_k = 3I^2 R 10^{-3}$$

где  $I = 43 \text{ а}$  – рабочий ток в статоре электродвигателя ПЭД-17-2;  $R$  — сопротивление в кабеле в омах.

Сопротивление в кабеле длиной 100 м может быть определено по формуле:

$$R = \rho_t \cdot \frac{1}{q} \cdot 100$$

где  $\rho_t$  – удельное сопротивление кабеля при температуре  $t_k^\circ\text{C}$  в  $\text{ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$q = 25 \text{ мм}^2$  - сечение жилы кабеля.

Удельное сопротивление кабеля при  $t_k$  —  $40^\circ$

$$\rho_t = \rho[1 + \alpha(t_k - t_{20})] = 0,0175[1 + 0,004(40 - 20)] = 0,019 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$$

где  $\rho_t$  —  $0,0175 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  — удельное сопротивление меди при  $t_{20}$ ;

$\alpha = 0,004$  — температурный коэффициент для меди.

При величине сопротивления

$$R = 0,019 \cdot \frac{1}{25} \cdot 100 = 0,076 \text{ ом}$$

$$\Delta P_k = 3 \cdot 43^2 \cdot 0,076 \cdot 10^{-3} = 0,42 \text{ кВт}$$

Общая длина кабеля будет равна сумме глубины спуска насоса (910 м) и расстояния от скважины до станции управления (10 м). Примем с запасом на увеличение погружения насоса длину кабеля 1000 м. В этом кабеле сечением  $25 \text{ мм}^2$  потери мощности составят:

$$0,42 \cdot \frac{1000}{100} = 4,2 \text{ кВт}$$

Плоский кабель длиной 6,5 м для уменьшения габаритного диаметра агрегата берем на один размер меньше круглого, т. е. сечением  $16 \text{ мм}^2$ .

**Выбор двигателя.** Мощность двигателя, необходимую для работы насоса, определяем по формуле

$$N_p = \frac{Q_y H_c 10^3}{86400 \cdot 102 \eta_n} = \frac{80 \cdot 0,85 \cdot 894 \cdot 10^3}{86400 \cdot 102 \cdot 0,5} = 13,8 \text{ кВт}$$

где  $\eta_n = 0,5$  - к. п. д. насоса (по его рабочей характеристике).

При потере 4,2 кВт мощности в круглом кабеле потребная мощность составит

$$N_n = 13,8 + 4,2 = 18,0 \text{ кВт}$$

Техническая характеристика широко применяемых электродвигателей для погружных центробежных насосов приведена в табл.

Принимаем электродвигатель ПЭД-17-119 мощностью 17 кВт, диаметром 119 мм и длиной 4911 мм.

Для этого двигателя из той же таблицы принимаем протектор диаметром 110 мм и длиной 1152 мм.

Для электродвигателя ПЭД-17-119 с напряжением 400в требуется напряжение на вторичной обмотке автотрансформатора с учетом потери в кабеле  $(400 + 44) = 444$ . Этому требованию удовлетворяют автотрансформаторы АТС-30/0,5 или АТС-3-20 с пределами регулирования напряжения во вторичной обмотке соответственно 414-587 или 410-560 в.

Характеристика автотрансформаторов типа АТС, применяемых для электродвигателей к погружным центробежным насосам, приведена в приложениях.

**Определение габаритного диаметра агрегата.** Наружный диаметр двигателя, насоса и подъемных труб выбирают с учетом размещения их вместе с кабелем в эксплуатационной колонне данного диаметра. При этом имеют в

виду, что погружной агрегат и первые от агрегата трубы составляют жесткую систему и расположение их в скважине должно рассматриваться совместно.

Зная глубину спуска, искривленность скважины и состояние эксплуатационной колонны, выбирают допустимую величину зазора между агрегатом и колонной. От величины зазора зависят габаритные размеры насоса и двигателя, связанные с мощностью погружного агрегата. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор для скважин с диаметром колони до 8" принимают 5 - 10 мм.

Наибольший габаритный размер погружного агрегата равен разности между внутренним диаметром эксплуатационной колонны и величиной допустимого зазора.

Габаритный диаметр агрегата с учетом плоского кабеля равен

$$D_{\text{макс}} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{D_{\text{н}}}{2} + h_{\text{к}} + s,$$

где  $D_{\text{эд}} = 119$  мм – наружный диаметр электродвигателя;

$D_{\text{н}} = 136$  мм – наружный диаметр насоса;

$h_{\text{к}} = 13,1$  мм – толщина плоского кабеля;

$s = 1,0$  мм – толщина металлического пояса, крепящего кабель к агрегату.

$$D_{\text{макс}} = \frac{119}{2} + \frac{136}{2} + 13,1 + 1,0 = 141,6 \text{ мм}$$

Габаритный размер агрегата с учетом насосных труб и круглого кабеля

$$A_{\text{макс}} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{d_{\text{м}}}{2} + d_{\text{к}},$$

где  $d_{\text{м}} = 55$  мм – диаметр муфты насосной 1 1/2" трубы;  $d_{\text{к}} = 32,1$  мм – диаметр круглого кабеля КРБК 3 × 25.

$$A_{\text{макс}} = \frac{119}{2} + \frac{136}{2} + 32,1 = 119,1 \text{ мм}$$

Если размер  $A_{\text{макс}}$  окажется больше размера  $D_{\text{макс}}$ , что возможно при большом диаметре насосных труб, то выше агрегата следует установить 100-150 м насосных труб меньшего диаметра, при котором  $A_{\text{макс}}$  будет меньше  $D_{\text{макс}}$ .

**Выбор автотрансформатора.** Автотрансформатор служит для повышения напряжения и компенсации падения напряжения в кабеле от станции управления до электродвигателя. Для выбора автотрансформатора и определения величины напряжения во вторичной его обмотке необходимо найти величину падения напряжения в кабеле по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) I_c L \text{ в}$$

где  $r_0$  – активное удельное сопротивление кабеля в ом/км;

$x_0$  – индуктивное удельное сопротивление кабеля в ом/км (для кабелей КРБК 3 X 25 приближенно  $x_0 = 0,1$  ом/км);

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности установки;

$\sin \varphi$  – коэффициент реактивной мощности;

$I_c = 43$  а – рабочий ток статора (см.прил);

$L = 910 + 10 = 920 \text{ м} = 0,92 \text{ км}$  – длина кабеля (длина кабеля от скважины до станции управления принята в 10 м).

Активное удельное сопротивление кабеля определяется по формуле

$$r_0 = \rho_r \cdot \frac{1}{q} \cdot 10^3 = 0,019 \cdot \frac{1}{25} \cdot 10^3 = 0,76 \text{ ом}$$

Величина  $\cos \varphi$  для электродвигателя ПЭД-17-119 равна 0,78 (см.прил), угол  $\varphi = 38^\circ 45'$ , а  $\sin \varphi = 0,626$ .

Находим потери напряжения в кабеле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (0,76 \cdot 0,78 + 0,1 \cdot 0,626) \cdot 43 \cdot 0,92 = 44 \text{ в.}$$

Напряженно на вторичной обмотке трансформатора будет равно сумме напряжения электродвигателя 400 в (см.прил) и величины потерь напряжения в кабеле. В случае неполной загрузки напряжение электродвигателя в зависимости от его нагрузки следует определять по кривым зависимости тока статора от напряжения и полезной мощности.

По величине напряжения на вторичной обмотке выбираем автотрансформатор и определяем положение клемм (перемычек) с учетом напряжения в сети, подводимого к первичной обмотке.

Если напряжение сети отличается от номинального (380 в), действительное напряжение на зажимах вторичной обмотки автотрансформатора определяют из зависимости

$$U'_2 = \frac{U_{\text{сети}}}{U_n} U_2,$$

где  $U_{\text{сети}}$  – действительное напряжение сети по вольтметру в В;

$U_n$  – номинальное напряжение сети в В;

$U_2$  – напряжение во вторичной обмотке автотрансформатора для данной отпайки в В.

Для электродвигателя ПЭД-17-119 с напряжением 400 в требуется напряжение на вторичной обмотке автотрансформатора с учетом потери в кабеле  $(400 + 44) = 444$ . Этому требованию удовлетворяют автотрансформаторы АТС-30/0,5 или АТС-3-20 с пределами регулирования напряжения во вторичной обмотке соответственно 414-587 или 410-560 в (см прил).

Характеристика автотрансформаторов типа АТС, применяемых для электродвигателей к погружным центробежным насосам, приведена в приложении.

**Определение удельного расхода электроэнергии, приходящейся на 1 т нефти.** Весьма характерным энергетическим показателем работы электронасосной установки является расход электроэнергии на 1 т добытой жидкости. Этот расход электроэнергии определяется по формуле [31]

$$\mathcal{E} = \frac{2,73 H 10^{-3}}{\eta_{\text{общ}}} \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$$

где  $H = 860 \text{ л}$  — высота подачи жидкости;  $\eta_{\text{общ}} = \eta_{\text{тр}} \eta_n d_{\text{дв}} \eta_k \eta_{\text{авт}}$  — общий к. п. д. установки;

$\eta_{\text{тр}} = 0,96$  – к. п. д. труб (принимаем);

= к.п.д. насоса, который при оптимальном режиме имеет значение 0,5—0,55; в данном случае = 0,5;

= 0,73 4- 0,76 — к. п. д. двигателя при полной его загрузке (принимаем  $\eta_{дв} = 0,75$ );

$\eta_k$  — к. п. д. кабеля, который в зависимости от сечения, длины, силы тока и температуры колеблется в пределах 0,7 — 0,95 (принимаем  $\eta_k = 0,83$ );

$\eta_{авт} = 0,96$  — к. п. д. автотрансформатора.

Таким образом,

$$\eta_{об} = 0,93 \cdot 0,5 \cdot 0,75 \cdot 0,83 \cdot 0,96 = 0,29$$

Удельный расход электроэнергии

$$\mathcal{E} = \frac{2,73 \cdot 860 \cdot 10^{-3}}{0,29} = 8,1 \text{ квт} \cdot \text{ч} / \text{т}$$

Для сравнительной оценки удельного расхода электроэнергии, чтобы исключить влияние высоты подъема, иногда определяют расход электроэнергии, который затрачивается на подъем 1 т жидкости на высоту 1 м, В данном случае он составляет

$$\mathcal{E}' = \frac{2,73}{\eta_{общ}} = \frac{2,73}{0,29} = 8,8 \text{ квт} \cdot \text{ч} / \text{т} \cdot \text{м}$$

Вследствие низкого значения общего к. п. д. установки удельный расход электроэнергии на 1 т поднятой жидкости обычно выше при работе электроцентробежных насосов в сравнении со штанговыми насосами.

Варианты исходных данных для выполнения "Подбор погружных центробежных электронасосов для нефтяной скважины с учетом ее продуктивности"

## "Подбор погружных центробежных электронасосов для нефтяной скважины с учетом ее продуктивности"

|    | Варианты                                                              | 0     | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7     | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   |  |
|----|-----------------------------------------------------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| 1  | диаметр эксплуатационной колонны D, мм                                | 168   | 146  | 140  | 178  | 194  | 219  | 168  | 245   | 178  | 140  | 127  | 194  | 219  | 245  | 194  |  |
| 2  | глубина скв. H,м                                                      | 1800  | 1850 | 1700 | 1720 | 1820 | 1830 | 1900 | 1900  | 1800 | 1750 | 1600 | 1830 | 1950 | 1930 | 1810 |  |
| 3  | дебит нефти Q, м <sup>3</sup> /сутки                                  | 80    | 70   | 72   | 82   | 85   | 90   | 68   | 75    | 78   | 65   | 65   | 75   | 78   | 85   | 83   |  |
| 4  | статический уровень h <sub>ст</sub> , м                               | 700   | 705  | 680  | 720  | 730  | 735  | 680  | 750   | 700  | 680  | 700  | 720  | 750  | 750  | 700  |  |
| 5  | коэффициент продуктивности скважины K ,м <sup>3</sup> /сутки*ат       | 5     | 4,5  | 4,6  | 5,1  | 5,2  | 5,6  | 4,8  | 5,2   | 5,4  | 4,8  | 4,5  | 5,0  | 5,6  | 5,8  | 5,8  |  |
| 6  | относительный удельный вес жидкости γ                                 | 0,85  |      |      |      |      |      |      |       |      | 0,87 |      |      |      |      |      |  |
| 7  | кинематическая вязкость жидкости ν,см <sup>2</sup> /сек               | 0,02  |      |      |      |      |      |      |       |      | 0,03 |      |      |      |      |      |  |
| 8  | показатель степени в уравии притока, n                                | 1     |      |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 9  | газовый фактор G <sub>о</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>        | 20    | 22   | 25   | 27   | 19   | 20   | 24   | 26    | 25   | 21   | 18   | 19   | 20   | 22   | 25   |  |
| 10 | расстояние от устья скваж. до трапа L, м                              | 30    | 35   | 40   | 20   | 34   | 30   | 40   | 34    | 30   | 25   | 28   | 20   | 15   | 34   | 30   |  |
| 11 | превышение уровня жидкости в трапе над устьем скв. h <sub>1</sub> , м | 2,5   | 2,6  | 2,7  | 2,0  | 2,2  | 2,5  | 3,0  | 2,8   | 3,0  | 2,3  | 2,5  | 2,2  | 2,7  | 2,6  | 3,0  |  |
| 12 | избыточное давление в трапе p <sub>т</sub> , ат.                      | 1,0   | 1,2  | 1,2  | 0,8  | 0,8  | 1,0  | 1,4  | 1,4   | 1,2  | 0,9  | 0,8  | 2,2  | 2,6  | 2,5  | 2,7  |  |
|    | Варианты                                                              | 15    | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22    | 23   | 24   | 25   | 26   | 27   | 28   | 29   |  |
| 1  | диаметр эксплуатационной колонны D, мм                                | 127   | 168  | 146  | 194  | 219  | 245  | 273  | 168   | 127  | 114  | 178  | 194  | 219  | 245  | 273  |  |
| 2  | глубина скважины H,м                                                  | 1750  | 1800 | 1850 | 1680 | 1700 | 1850 | 1780 | 1820  | 1900 | 1600 | 1650 | 1700 | 1780 | 1830 | 1850 |  |
| 3  | дебит нефти Q, м <sup>3</sup> /сутки                                  | 82    | 80   | 78   | 80   | 87   | 90   | 88   | 67    | 66   | 68   | 65   | 65   | 70   | 80   | 82   |  |
| 4  | стат. уровень h <sub>ст</sub> , м                                     | 720   | 730  | 680  | 720  | 750  | 740  | 780  | 800   | 780  | 690  | 650  | 700  | 720  | 750  | 750  |  |
| 5  | коэффициент продуктивности скважины K ,м <sup>3</sup> /сутки*ат       | 4,5   | 5,3  | 4,7  | 5,6  | 6,0  | 6,0  | 6,1  | 4,6   | 4,2  | 4,0  | 5,2  | 5,4  | 5,8  | 6,0  | 6,2  |  |
| 6  | относительный удельный вес жидкости γ                                 | 0,83  |      |      |      |      |      |      | 0,86  |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 7  | кинематическая вязкость жидкости ν,см <sup>2</sup> /сек               | 0,015 |      |      |      |      |      |      | 0,025 |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 8  | показатель степени в уравии притока, n                                | 1     |      |      |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |  |
| 9  | газовый фактор G <sub>о</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>        | 23    | 24   | 20   | 19   | 18   | 20   | 22   | 18    | 20   | 22   | 24   | 20   | 24   | 19   | 20   |  |
| 10 | расстояние от устья скв. до трапа L, м                                | 35    | 40   | 42   | 35   | 48   | 50   | 25   | 20    | 30   | 35   | 45   | 20   | 34   | 35   | 30   |  |
| 11 | превышение уровня жидкости в трапе над устьем скв. h <sub>1</sub> , м | 2,6   | 2,8  | 3,0  | 2,0  | 2,5  | 2,7  | 2,9  | 1,8   | 2,0  | 2,3  | 2,6  | 2,4  | 2,5  | 2,7  | 2,8  |  |
| 12 | избыточное давление в трапе p <sub>т</sub> , ат.                      | 1,1   | 1,2  | 1,2  | 1,0  | 1,4  | 1,5  | 1,4  | 1,0   | 1,2  | 1,0  | 0,9  | 0,8  | 0,9  | 1,0  | 1,2  |  |

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Техническая характеристика ПЦЭН

### Техническая характеристика ПЦЭН

| Шифр насоса          | К.П.Д., % | Номинальная подача, м³/сут | Напор, м    | Число ступеней | Число секций | Масса секции, кг |         |        | Длина секции, м |         |        |
|----------------------|-----------|----------------------------|-------------|----------------|--------------|------------------|---------|--------|-----------------|---------|--------|
|                      |           |                            |             |                |              | верхней          | средней | нижней | верхней         | средней | нижней |
| 1                    | 2         | 3                          | 4           | 5              | 6            | 7                | 8       | 9      | 10              | 11      | 12     |
| 2 ЭЦН5 - 40 - 1400   | 39,6      | 40                         | 1425 - 1015 | 273            | 2            | 127              | -       | 130    | 3,98            | -       | 4,14   |
| ЭЦН5 - 40 - 1750     | 43        | 40                         | 1800        | 349            | 3            | 127              | 75      | 130    | 3,94            | 2,38    | 4,14   |
| 2 ЭЦН5 - 80 - 1200   | 51,5      | 80                         | 1285 - 715  | 274            | 2            | 73               | -       | 170    | 2,43            | -       | 5,54   |
| ЭЦН5 - 80 - 1550     | 51,5      | 80                         | 1600        | 364            | 2            | 138              | -       | 165    | 4,63            | -       | 5,54   |
| ЭЦН5 - 80 - 1800     | 51,5      | 80                         | 1780        | 413            | 3            | 76,5             | 119     | 165    | 2,43            | 3,88    | 5,54   |
| 3 ЭЦН5 - 130 - 1200  | 58,5      | 130                        | 1330 - 870  | 283            | 2            | 137              | -       | 185    | 3,93            | -       | 5,54   |
| ЭЦН5 - 130 - 1400    | 58,5      | 130                        | 1460        | 348            | 3            | 137              | 175     | 185    | 3,93            | 2,38    | 5,54   |
| 2 ЭЦН5 - 200 - 800   | 50        | 200                        | 960 - 545   | 225            | 2            | 99               | -       | 140    | 3,93            | -       | 5,54   |
| 1 ЭЦН5А - 100 - 1350 | 51        | 100                        | 1520 - 1090 | 264            | 2            | 128              | -       | 191    | 3,14            | -       | 5,54   |
| 1 ЭЦН5А - 160 - 1100 | 58,7      | 160                        | 1225 - 710  | 224            | 2            | 94               | -       | 248    | 2,44            | -       | 5,52   |
| 2 ЭЦН5А - 160 - 1200 | 61        | 160                        | 1560 - 1040 | 274            | 2            | 152              | -       | 248    | 3,94            | -       | 5,52   |
| ЭЦН5А - 160 - 1750   | 61        | 160                        | 1755        | 346            | 3            | 152              | 113     | 248    | 3,94            | 3,08    | 5,52   |
| 1 ЭЦН5А - 250 - 800  | 60,3      | 250                        | 890 - 490   | 145            | 2            | 157              | -       | 217    | 3,84            | -       | 4,82   |
| 1 ЭЦН5А - 250 - 1000 | 60,2      | 250                        | 1160 - 610  | 185            | 2            | 211              | -       | 230    | 5,34            | -       | 5,52   |
| 1 ЭЦН5А - 250 - 1400 | 60        | 250                        | 1580 - 930  | 265            | 3            | 185              | 213     | 230    | 4,64            | 5,28    | 5,52   |
| 1 ЭЦН5А              | 59,7      | 360                        | 660 -       | 134            | 2            | 125              | -       | 230    | 3,14            | -       | 5,52   |

| Шифр насоса          | К.П.Д., % | Номинальная подача, м³/сут | Напор, м    | Число ступеней | Число секций | Масса секции, кг |         |        | Длина секции, м |         |        |
|----------------------|-----------|----------------------------|-------------|----------------|--------------|------------------|---------|--------|-----------------|---------|--------|
|                      |           |                            |             |                |              | верхней          | средней | нижней | верхней         | средней | нижней |
| 1                    | 2         | 3                          | 4           | 5              | 6            | 7                | 8       | 9      | 10              | 11      | 12     |
| - 360 - 600          |           |                            | 490         |                |              |                  |         |        |                 |         |        |
| 2 ЭЦН5А - 360 - 700  | 60        | 360                        | 810 - 550   | 161            | 2            | 182              | -       | 220    | 4,64            | -       | 5,52   |
| 2 ЭЦН5А - 360 - 850  | 60,7      | 360                        | 950 - 680   | 184            | 3            | 148              | 151     | 194    | 3,94            | 3,88    | 4,12   |
| 2 ЭЦН5А - 360 - 1100 | 59,5      | 360                        | 1260 - 920  | 248            | 3            | 182              | 313     | 220    | 4,64            | 5,28    | 5,52   |
| 1 ЭЦН5А - 500 - 800  | 59,5      | 500                        | 830 - 700   | 213            | 3            | 198              | 199     | 239    | 4,64            | 4,58    | 5,52   |
| 1 ЭЦН6 - 100 - 1500  | 49        | 100                        | 1610 - 1090 | 213            | 2            | 125              | -       | 202    | 2,45            | -       | 4,15   |
| 2 ЭЦН6 - 160 - 1450  | 57,6      | 160                        | 1715 - 1230 | 249            | 2            | 111              | -       | 269    | 2,45            | -       | 5,55   |
| 4 ЭЦН6 - 250 - 1050  | 63        | 250                        | 1100 - 820  | 185            | 2            | 120              | -       | 252    | 2,45            | -       | 5,55   |
| 2 ЭЦН6 - 250 - 1400  | 62,6      | 250                        | 1590 - 1040 | 231            | 2            | 193              | -       | 252    | 3,95            | -       | 5,55   |
| ЭЦН6 - 250 - 1600    | 62,6      | 250                        | 1700 - 1080 | 253            | 2            | 218              | -       | 252    | 4,64            | -       | 4,85   |
| 2 ЭЦН6 - 350 - 850   | 65        | 350                        | 1035 - 560  | 127            | 2            | 245              | -       | 279    | 2,45            | -       | 5,55   |
| 3 ЭЦН6 - 350 - 1100  | 65        | 350                        | 1120        | 168            | 2            | 226              | -       | 279    | 4,64            | -       | 5,55   |
| 2 ЭЦН6 - 500 - 750   | 63        | 500                        | 930 - 490   | 145            | 2            | 245              | -       | 250    | 4,65            | -       | 4,85   |
| 1 ЭЦН6 - 700 - 800   | 58        | 700                        | 850 - 550   | 152            | 3            | 223              | 262     | 272    | 3,95            | 4,58    | 4,85   |
| 1 ЭЦН6 - 500 - 1100  | 59        | 500                        | 1350 - 600  | 217            | 3            | 245              | 240     | 250    | 4,65            | 4,58    | 4,85   |
| ЭЦН6 - 700 - 1100    | 60        | 700                        | 1220 - 780  | 233            | 4            | 246              | 235     | 276    | 4,92            | 4,65*2  | 5,56   |
| ЭЦН6 - 1000 - 900    | 60        | 1000                       | 1085 - 510  | 208            | 4            | 260              | 251     | 260    | 5,62            | 5,35*2  | 5,56   |

| Шифр насоса          | К.П.Д., % | Номинальная подача, м³/сут | Напор, м   | Число ступеней | Число секций | Масса секции, кг |         |        | Длина секции, м |         |        |
|----------------------|-----------|----------------------------|------------|----------------|--------------|------------------|---------|--------|-----------------|---------|--------|
|                      |           |                            |            |                |              | верхней          | средней | нижней | верхней         | средней | нижней |
| 1                    | 2         | 3                          | 4          | 5              | 6            | 7                | 8       | 9      | 10              | 11      | 12     |
| 2 ЭЦНИ6 - 350 - 1100 | 62,1      | 350                        | 1170 – 710 | 154            | 2            | 220              | -       | 241    | 4,68            | -       | 5,53   |
| 2 ЭЦНИ6 - 500 - 750  | 61,5      | 500                        | 860 – 480  | 157            | 2            | 202              | -       | 270    | 5,34            | -       | 5,55   |
| ЭЦНК5 - 80 - 1200    | 49,5      | 80                         | 1250 – 785 | 274            | 2            | 73               | -       | 170    | 2,43            | -       | 5,54   |
| ЭЦНК5 - 80 - 1550    | 51,5      | 80                         | 1600       | 364            | 2            | 142              | -       | 168    | 4,63            | -       | 5,54   |
| ЭЦНК5 - 130 - 1200   | 58,5      | 130                        | 1330 – 870 | 283            | 2            | 137              | -       | 185    | 3,93            | -       | 5,54   |
| ЭЦНК5 - 130 - 1400   | 58,5      | 130                        | 1460       | 348            | 3            | 137              | 75      | 185    | 3,93            | 2,38    | 5,54   |

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Техническая характеристика погружных электродвигателей

## Техническая характеристика погружных электродвигателей

| Показатель                                 | ПЭД14-103 | ПЭД20-103 | ПЭД28-103 | ПЭД40-103 | ПЭД45-117 | ПЭД65-117 | ПЭД90-117 | ПЭД17-123 | ПЭД35-123 | ПЭД46-123 | ПЭД55-123 |
|--------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1                                          | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        | 11        | 12        |
| Номинальная мощность, кВт                  | 16        | 22        | 32        | 45        | 45        | 63        | 90        | 22        | 32        | 45        | 63        |
| Напряжение линейное, В                     | 500       | 700       | 850       | 1000      | 1400      | 2000      | 2000      | 380       | 520       | 700       | 800       |
| Сила номин. тока, А                        | 31,5      | 31        | 37        | 43        | 27,5      | 27        | 38        | 48,5      | 51,5      | 54        | 66        |
| Частота, Гц                                | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        |
| Частота вращ.синхронная, мин <sup>-1</sup> | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      | 3000      |
| Скольжение, %                              | 6,5       | 6,5       | 6,7       | 8         | 5,5       | 5,5       | 5,5       | 4,5       | 4,5       | 4,5       | 5         |
| Козф. мощности                             | 0,77      | 0,77      | 0,77      | 0,8       | 0,84      | 0,84      | 0,84      | 0,84      | 0,84      | 0,84      | 0,84      |
| К.П.Д., %                                  | 76        | 76        | 76        | 76        | 81        | 81        | 81        | 82        | 82        | 82        | 82        |
| Темпер. окруж. среды, °С                   | 70        | 70        | 70        | 70        | 50        | 50        | 50        | 70        | 70        | 70        | 70        |
| Тип гидрозащиты                            | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      | 1ГБ1      |
| Скорость охладж.жидкости, м/с              | 0,06      | 0,06      | 0,085     | 0,12      | 0,27      | 0,27      | 0,75      | 0,1       | 0,12      | 0,12      | 0,2       |
| b2                                         | 0,92      | 0,95      | 0,935     | 0,93      |           |           | 0,97      | 1         | 1,015     | 1,015     | 1,01      |
| c2                                         | 0,31      | 0,21      | 0,37      | 0,5       |           |           | 0,17      | 0,32      | 0,46      | 0,46      | 0,15      |
| d2                                         | 1,15      | 1,15      | 0,95      | 0,82      |           |           | 1,3       | 1         | 0,85      | 0,85      | 0,9       |
| b3                                         | 7,8       | 4,1       | 4,1       | 3,7       |           |           | 5,2       | 3,3       | 3         | 3         | 2,7       |
| c3                                         | 0         | 0         | 1,6       | 3         |           |           | 10,5      | 3,3       | 1,8       | 1,8       | 1,6       |
| b4                                         | 0,52      | 0,54      | 0,5       | 0,56      |           |           | 0,6       | 0,7       | 0,74      | 0,74      | 0,72      |
| c4                                         | 0,58      | 0,55      | 0,57      | 0,52      |           |           | 0,48      | 0,3       | 0,26      | 0,26      | 0,3       |
| b5                                         | 0,31      | 0,26      | 0,325     | 0,21      |           |           | 0,13      | 0,09      | 0,09      | 0,09      | 0,07      |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

### Техническая характеристика станций управления и комплектных устройств

| Показатель | ШГС 5804- 49А3У1 | ШГС 5804-59А3У1 | КУПНА 79-29А2У1 |
|------------|------------------|-----------------|-----------------|
|------------|------------------|-----------------|-----------------|

|                                                                                |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|
| Напряжение в сети, В                                                           | 380  | 380  | 3000 |
| Напряжение в главной цепи (на выходе автотрансформатора или трансформатора), В | 2300 | 2300 | -    |
| Сила тока в главной цепи (на входе в автотрансформатор или трансформатор), А   | 250  | 400  | -    |
| Сила тока в главной цепи (на выходе автотрансформатора или трансформатора), А  | 74   | 150  | 100  |
| Напряжение в цепи управления, В                                                | 380  | 380  | 220  |

#### ПРИЛОЖЕНИЕ 4

##### Основные технические параметры кабелей, применяемых для установок ПЦЭН

| Марка кабеля                                                                                        | Число жил*<br>площадь сечения,<br>мм <sup>2</sup> | Максим.наруж.<br>размеры, мм | Допустимое<br>давление,<br>МПа | Масса,<br>кг/км |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|-----------------|
| КПБК(кабель с полиэтиленовой изоляцией,бронированный,круглый)                                       | 3*10                                              | 29,7                         | 19,6                           | 1016            |
|                                                                                                     | 3*16                                              | 32,6                         |                                | 1269            |
|                                                                                                     | 3*25                                              | 35,6                         |                                | 1622            |
|                                                                                                     | 3*35                                              | 38,3                         |                                | 1969            |
|                                                                                                     | 3*50                                              | 44                           |                                | 2314            |
| КПБК(кабель с полиэтиленовой изоляцией,бронированный,плоский)                                       | 3*4                                               | 9,7*19                       | 19,6                           | 380             |
|                                                                                                     | 3*6                                               | 10,5*20,2                    |                                | 466             |
|                                                                                                     | 3*10                                              | 13,6*33,8                    |                                | 438             |
|                                                                                                     | 3*16                                              | 15*37,4                      |                                | 958             |
|                                                                                                     | 3*25                                              | 15,4*43                      |                                | 1282            |
| КППБПС(кабель с плотной полиэтиленовой изоляцией,бронированный,жилами,уложенными в одной плоскости) | 3*10                                              | 13,2*27                      | 19,6                           | 966             |
|                                                                                                     | 3*16                                              | 15*32,6                      |                                | 1265            |
|                                                                                                     | 3*25                                              | 15,4*36,08                   |                                | 1730            |
|                                                                                                     | 3*35                                              | 18,4*43                      |                                | 2098            |
|                                                                                                     | 3*50                                              | 20,8*47,9                    |                                | 2641            |
| КППБПС-О                                                                                            | 3*10                                              | 13,2*27                      | 19,6                           | 941             |
|                                                                                                     | 3*16                                              | 15*32,6                      |                                | 1189            |
|                                                                                                     | 3*25                                              | 15,4*36,08                   |                                | 1535            |
|                                                                                                     | 3*35                                              | 18,5*43                      |                                | 1890            |
|                                                                                                     | 3*50                                              | 20,8*47,9                    |                                | 2404            |

#### ПРИЛОЖЕНИЕ 5

##### Значения коэффициента быстроходности ступени погружных центробежных электронасосов для добычи нефти [25]

| Тип насоса | n <sub>s</sub> | Тип насоса | n <sub>s</sub> |
|------------|----------------|------------|----------------|
| ЭЦН5-40    | 91             | ЭЦН6-100   | 104            |
| ЭЦН5-80    | 125            | ЭЦН6-160   | 117            |
| ЭЦН5-130   | 142            | ЭЦН6-250   | 155-166        |
| ЭЦН5-200   | 188            | ЭЦН6-350   | 155            |
| ЭЦН5А-100  | 125            | ЭЦН6-500   | 263            |
| ЭЦН5А-160  | 148-157        | ЭЦН6А-500  | 254            |
| ЭЦН5А-250  | 164-170        | ЭЦН6А-700  | 300            |
| ЭЦН5А-360  | 222            | ЭЦН6-350   | 170            |
| ЭЦН5А-500  | 300            | ЭЦН6-500   | 292            |

**ПРИЛОЖЕНИЕ 6 Техническая характеристика трансформаторов типа ТМПН [23]**

## Техническая характеристика трансформаторов типа ТМПН [23]

| Тип трансформатора | Номинальная мощность, кВ·А | Номинальное напряжение обмотки напряжения, В |         | Напряжение ступеней регулирования, В |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
|--------------------|----------------------------|----------------------------------------------|---------|--------------------------------------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|
|                    |                            | низкое                                       | высокое | 1                                    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  |
| ТМПН-63/1-73У1     |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-63/1-73ХЛ1    | 63                         | 380                                          | 611     | 675                                  | 643  | 611  | 584  | 549  | 517 | 483 | 455 | 423 | 391 |
| ТМПН-63/1-73У1     |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-63/1-73ХЛ1    | 63                         | 380                                          | 856     | 1023                                 | 982  | 941  | 900  | 856  | 824 | 781 | 739 | 698 | 657 |
| ТМПН-100/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-100/3-73ХЛ1   | 100                        | 380                                          | 736     | 736                                  | 708  | 681  | 649  | 620  | 592 | 562 | 530 | 502 | 475 |
| ТМПН-100/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-100/3-73ХЛ1   | 100                        | 380                                          | 844     | 958                                  | 920  | 882  | 844  | 810  | 782 | 747 | 709 | 671 | 633 |
| ТМПН-100/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-100/3-73ХЛ1   | 100                        | 380                                          | 1170    | 1170                                 | 1108 | 1045 | 893  | 920  | -   | -   | -   | -   | -   |
| ТМПН-100/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-100/3-73ХЛ1   | 100                        | 380                                          | 1610    | 1610                                 | 1525 | 1440 | 1355 | 1270 | -   | -   | -   | -   | -   |
| ТМПН-100/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-100/3-73ХЛ1   | 100                        | 380                                          | 1980    | 2210                                 | 2095 | 1980 | 1865 | 1750 | -   | -   | -   | -   | -   |
| ТМПН-160/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-160/3-73ХЛ1   | 160                        | 380                                          | 1090    | 1136                                 | 1090 | 1045 | 1007 | 965  | 927 | 885 | 847 | 756 | -   |
| ТМПН-160/3-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-160/3-73ХЛ1   | 160                        | 380                                          | 2050    | 2200                                 | 2125 | 2050 | 1975 | 1900 | -   | -   | -   | -   | -   |
| ТМПН-200/6-73У1    |                            |                                              |         |                                      |      |      |      |      |     |     |     |     |     |
| ТМПН-200/6-73ХЛ1   | 200                        | 2050                                         | 6000    | 2200                                 | 2125 | 2050 | 1975 | 1900 | -   | -   | -   | -   | -   |

### 7.5 Примерный список вопросов, задаваемых на зачете

#### Вопросы к зачету по дисциплине

#### «Проектирование техники и технологии добычи нефти»

1. Проектирование оборудования ствола скважины, законченной бурением
2. Проектирование компоновки колонны НКТ
3. Проектирование скважин эксплуатируемые ШСНУ
4. Проектирование скважин эксплуатируемые бесштанговыми скважинными насосными установками
5. Проектирование скважин эксплуатируемые УЭЦН
6. Проектирование скважин эксплуатируемые УЭВН
7. Проектирование скважин эксплуатируемые оборудованием для одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов
8. Проектирование режима работы нефтяных пластов при поддержании пластового давления.
9. Проектирование системы разработки нефтяных залежей.
10. Проектирование системы поддержания пластового давления.

11. Основное содержание проектных технологических документов при разработке нефтяных месторождений.
12. Исходные данные для составления проектных документов при разработке нефтяных и газовых месторождений.
13. График разработки нефтяного месторождения (залежи).
14. Оценка начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти.
15. Коэффициенты текущей нефтеотдачи.
16. Проектирование ГРП
17. Проектирование СКО

## 8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

### 8.1 Перечень учебной литературы

| Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i> |                                                                                                                                                                                   | Количество экземпляров | Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента) |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы                                                                                                                                                                                             | Мусин, Мугаммар Мухаметгалиевич. Разработка нефтяных месторождений : Учебное пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов. - 3. - Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. - 328 с. | 1                      | 1                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Дьячук, И. А. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии при заводнении : учебное пособие / И. А. Дьячук, Д. К. Сагитов. - Уфа : УГНТУ, 2023. - 207 с.                   | 1                      | 1                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Ладенко, Александра Александровна. Нефтегазопромысловое оборудование : Учебное пособие / А. А. Ладенко, М. М. Якутович. - Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. - 236 с.               | 1                      | 1                                                                             |

### 8.2 Современные профессиональные базы данных, информационные справочные и электронно-библиотечные системы

| №                               | Ссылка на информационный ресурс                                   | Наименование ресурса в электронной форме | Доступность           |
|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------|
| Электронно-библиотечные системы |                                                                   |                                          |                       |
| 1                               | <a href="https://dlib.eastview.com">https://dlib.eastview.com</a> | База данных «Ивис»                       | Авторизованный доступ |
| 2                               | <a href="https://urait.ru">https://urait.ru</a>                   | Образовательная платформа Юрайт          | Авторизованный доступ |
| 3                               | <a href="http://www.iprbookshop.ru">http://www.iprbookshop.ru</a> | ЭБС IPR SMART                            | Авторизованный доступ |
| 4                               | <a href="http://znanium.com">http://znanium.com</a>               | ЭБС «Znanium»                            | Авторизованный доступ |
| 5                               | <a href="https://e.lanbook.com">https://e.lanbook.com</a>         | ЭБС «Лань»                               | Авторизованный доступ |
|                                 | <a href="https://lib.rucont.ru">https://lib.rucont.ru</a>         | ЭБС «Рукопт»                             | Авторизованный доступ |

|                                   |                                                                             |                                             |                       |
|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------|
| 6                                 |                                                                             |                                             |                       |
| 7                                 | <a href="https://ldiss.rsl.ru">https://ldiss.rsl.ru</a>                     | Электронная библиотека диссертаций РГБ      | Авторизованный доступ |
| Информационные справочные системы |                                                                             |                                             |                       |
| 8                                 | <a href="http://garant.ugrasu.ru/">http://garant.ugrasu.ru/</a>             | СПС Гарант                                  | Авторизованный доступ |
| 9                                 | <a href="http://www.consultant.ru/">http://www.consultant.ru/</a>           | СПС КонсультантПлюс                         | Авторизованный доступ |
| Профессиональные базы данных      |                                                                             |                                             |                       |
| 10                                | <a href="https://ugrasu.dc-ipk.ru/docs/">https://ugrasu.dc-ipk.ru/docs/</a> | Информационно-справочная система Техэксперт | Авторизованный        |
| 11                                | <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>                         | Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU  | Авторизованный доступ |

### **8.3 Перечень лицензионного и свободно распространяемого программного обеспечения, используемого при осуществлении образовательного процесса по дисциплине, в том числе отечественного производства**

Abbyy FineReader 10 Corporate Edition;  
Adobe Acrobat DC;

### **8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины**

#### **8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа**

компьютер/ноутбук, проектор, экран, учебная мебель, учебная доска

#### **8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий**

учебная мебель, учебная доска

