

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Филиал ТИУ в г. Сургуте

Кафедра «Нефтегазовое дело»

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ

Методические указания по подготовке к практическим занятиям и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Особенности эксплуатации оборудования нефтяной и газовой промышленности в условиях Крайнего Севера и Арктики» для обучающихся специальности 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения

Составитель *К.А. Муравьев,*
кандидат технических наук, доцент

Сургут
ТИУ
2023

Особенности эксплуатации оборудования нефтяной и газовой промышленности в условиях Крайнего Севера и Арктики: методические указания по подготовке к практическим занятиям и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Особенности эксплуатации оборудования нефтяной и газовой промышленности в условиях Крайнего Севера и Арктики» для обучающихся специальности 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / сост. К. А. Муравьев; Тюменский индустриальный университет.

Аннотация

Методические указания по подготовке к практическим занятиям и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Особенности эксплуатации оборудования нефтяной и газовой промышленности в условиях Крайнего Севера и Арктики» предназначены для обучающихся специальности 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения. Данная дисциплина изучается в одном семестре.

Методические указания включают теоретические сведения, задания для выполнения практических работ, исходные и дополнительные данные, необходимые для проведения расчетов, рекомендации по организации самостоятельной работы обучающихся.

Введение

Общие методические указания по выполнению практических занятий

Требования к результатам выполнения практических занятий

Перечень практических занятий

Практическое занятие № 1. Изучение методов тепловой обработки призабойной зоны

Практическое занятие № 2. Изучение технологии ГРП, применяемое оборудование, обвязка оборудования и устья при ГРП.

Практическое занятие №.3. Изучение схемы монтажа демонтажа вставного насоса.

Практическое занятие № .4. Изучение схемы монтажа демонтажа невставного насоса

Практическое занятие № 5. Изучение типовых схем обвязки газо-конденсатных скважин

Практическое занятие № 6. Способы установки сепараторов у скважин

Практическое занятие №.7. Изучение основных узлов подземного и наземного оборудования

Практическое занятие №. 8. Уравновешивание СК

Практическое занятие № 9. Расчет дебита скважин, эксплуатируемой УЭЦН

Введение

Методические рекомендации для студентов по выполнению практических занятий по МДК 01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по специальности среднего профессионального образования СПО 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (базовой подготовки).

Цель изучения междисциплинарного курса МДК 01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений - дать студентам знания по технологии эксплуатации нефтяных и газовых скважин и познакомить с техникой, которая обеспечивает выполнение всех технологических процессов и операций. Эти знания необходимы при проектировании, обслуживании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, отдельного оборудования к ним, устройств, узлов и приспособлений, выполнения ремонтных работ.

Важные задачи данного междисциплинарного курса - изучение всех составляющих цикла строительства скважин, начиная с понятия о скважинах, их классификации, конструкциях, применяемых технических средств и технологических операций для разрушения горных пород и проходки ствола и заканчивая процессами вскрытия и опробования продуктивных горизонтов, крепления скважин обсадными колоннами и разобщения пластов тампонажными материалами, освоения и испытания скважин.

Важная роль в этом процессе отводится творческому заданию, которое: ставит обучаемого, участвующего в выполнении расчетов, необходимых как при конструировании, так и при эксплуатации скважин.

Методические рекомендации разработаны с целью самостоятельной подготовки студентов к практическим занятиям.

Практические занятия являются важным звеном в организации учебного процесса, одним из видов самостоятельной и исследовательской деятельности студентов. При самостоятельной подготовке студентов предусматривается изучение рекомендательной литературы, информации из периодической печати, работа с ресурсами Интернет, разработка творческих заданий, схем, таблиц, проектов.

Рекомендации включают тему и цель каждого занятия, описание содержания определенной темы занятия, методики организации, представлены средства, порядок проведения работы, предложены вопросы и тестовые задания, список рекомендуемой литературы и контрольные вопросы.

Цель: формирование профессиональных и общих компетенций в области овладения видом профессиональной деятельности: организация и проведение работ в области разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Задачи:

– изучение основ теории и принципа действия, конструкции, рабочих процессов, эксплуатационных свойств и характеристик

нефтегазопромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;

- изучение технологии монтажа, эксплуатации, обслуживания и ремонта нефтегазопромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,

- изучение основ эксплуатации скважин;

- ознакомление с техникой безопасности и способами рациональной организации труда при монтаже, эксплуатации, обслуживании и ремонте нефтегазопромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;

- формирование практических навыков и умений по организации технического обслуживания и ремонта нефтегазопромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Практическое занятие проводится на занятиях, после изучения теоретического материала. Методические рекомендации содержат общие методические указания по выполнению практических занятий, перечень практических работ, требования к практическим работам их объему и выполнению, критерии оценивания практических работ, а также перечень оборудования, необходимого для работы. Форма проведения практических занятий групповая и индивидуальная работа.

Общие методические указания по выполнению практических занятий

Для выполнения практических работ учащимся необходимо иметь следующие принадлежности: ручка, карандаш, линейка, калькулятор, тетрадь для лабораторно-практических работ.

Подготовка к практическим занятиям должна начинаться с изучения соответствующей учебной и специальной литературы по теме практического занятия. Усвоив содержание, необходимо внимательно ознакомиться с рекомендациями по этой теме. Особенно внимательно следует отнестись к подходам решения проблем, выполнения творческих заданий и упражнений. Необходимый для выполнения заданий материал приведен в перечне литературы по каждой теме из приведенного ниже списка литературных источников, рекомендуемых для подготовки к практическим занятиям.

Порядок выполнения работы сводится к следующему:

- запись темы и цели работы;

- актуализация теоретических знаний, необходимых для выполнения работы;

- выполнение заданий по алгоритму, творческих заданий и диагностических методик, интерактивных упражнений, моделирование ситуаций, экспериментирование;

- ознакомление со способами отражения, фиксации полученных результатов;

- обобщение и систематизация результатов в виде схем, таблиц, рисунков, диаграмм, алгоритмов, выводов, рекомендаций;

- презентация полученных результатов, защита.

Практическое усвоение теоретических основ курса завершается выполнением заданий, которые включают необходимые вопросы. Приступая к выполнению задания, студент должен, прежде всего, уяснить сущность проблемы и подобрать методы, средства его выполнения. Необходимо внимательно проанализировать ситуацию и предложить пути ее решения. Если в задании приведены варианты решений, то требуется оценить их эффективность, оригинальность решения и объективность. Помимо этого необходимо ответить на теоретические вопросы, поставленные в задании в связи с предложенной ситуацией. По каждой теме, выносимой на практические занятия, даются контрольные вопросы. Следует подчеркнуть, что условия заданий сформулированы таким образом, чтобы студенты могли выполнить их и ответить на возникающие вопросы, опираясь на источники изучаемой темы, а также на пройденный материал. Перед выполнением практических заданий учащиеся должны изучить необходимый теоретический материал на основании учебной и методической литературы, учебных лекций, источников Интернет.

Выполнение заданий представляется в письменном виде. Все выводы обосновываются ссылками на теоретические аспекты проблемы.

На практическом занятии студент должен уметь кратко устно пояснить, с чем связана проблема, дать оценку ситуации и обосновать свое решение с обязательными ссылками на конкретные методические положения.

Работы оцениваются по пятибалльной системе.

Требования к результатам выполнения практических занятий

В процессе подготовки и выполнения практических занятий, обучающиеся должны овладеть следующими **умениями**:

- определять свойства конструкционных и строительных материалов, горных пород и грунтов, осуществлять их выбор при сооружении и ремонте трубопроводов и хранилищ;
- обрабатывать геологическую информацию о месторождении;
- обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проводить анализ процесса разработки месторождений;
- использовать средства автоматизации технологических процессов добычи нефти и газа;
- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль;

– использовать экобиозащитную технику;

знаниями:

– строение и свойства материалов, их маркировку, методы исследования; классификацию материалов, металлов и сплавов; основы технологических методов обработки материалов;

– геофизические методы контроля технического состояния скважины;

– требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений;

– технология сбора и подготовки скважинной продукции;

– нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;

– методы воздействия на пласт и призабойную зону;

– способы добычи нефти;

– проблемы в скважине: пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозию;

– особенности обеспечения безопасных условий труда в сфере профессиональной деятельности;

– правовые, нормативные и организационные основы охраны труда в нефтегазодобывающей организации.

Перечень практических занятий

Таблица 1

| № занятия | Тема | Количество часов |
|-----------|--|------------------|
| 1. | Изучение методов тепловой обработки призабойной зоны | 2 |
| 2. | Изучение технологии ГРП, применяемое оборудование, обвязка оборудования и устья при ГРП. | 2 |
| 3. | Изучение схемы монтажа и демонтажа вставного насоса. | 4 |
| 4. | Изучение схемы монтажа и демонтажа невставного насоса | 4 |
| 5. | Изучение типовых схем обвязки газоконденсатных скважин | 3 |
| 6. | Ознакомление со способами установки сепараторов у скважин | 3 |
| 7. | Изучение основных узлов подземного и наземного оборудования | 4 |
| 8. | Произвести расчет уравнивания СК | 4 |
| 9. | Произвести расчет дебита скважин, эксплуатируемой УЭЦН | 4 |
| 10. | Изучение особенностей конструкции трехфазного асинхронного двигателя | 4 |
| 11. | Ознакомление с приборами для измерения дебитов нефти и газа | 4 |
| 12. | Ознакомление с глубинными самопишущими манометрами и термометрами для измерения давления и температуры | 4 |
| 13. | Расшифровки бланков, регистрации давления и температур | 4 |
| 14. | Ознакомление с оборудованием для глубинных измерений | 4 |
| 15. | Изучить приборы по измерению температуры в скважине | 4 |
| 16. | Изучить приборы для исследования скважин | 4 |
| 17. | Изучение динамографов, их конструкции и принципа действия | 2 |
| 18. | Определение нагрузки на головку балансира по динамограмме | 2 |

| | | |
|-----|---|-----------|
| 19. | Изучить динамограммы работы глубинных насосов | 2 |
| 20. | Ознакомление с запорной, предохранительной, регулирующей арматурой трубопроводов | 2 |
| 21. | Изучение предохранительной арматуры трубопроводов | 4 |
| 22. | Изучение регулирующей арматуры трубопроводов. | 4 |
| 23. | Изучение правил хранения нефти в товарных парках | 2 |
| 24. | Ознакомление с блочными групповыми автоматизированными замерными установками | 2 |
| 25. | Изучить методы борьбы с отложениями парафина | 2 |
| 26. | Изучение устройства установок, подземных хранилищ газа | 4 |
| 27. | Изучение средств и устройств автоматики и телемеханики на скважинах и блочных автоматизированных установках | 4 |
| 28. | Ознакомление с установками для прогрева сырой нефти | 4 |
| 29. | Ознакомление с микропроцессорами, принципом устройства, действия | 2 |
| | Итого: | 30 |

Практическое занятие № 1

Тема: Изучение методов тепловой обработки призабойной зоны

Цели работы: изучение теоретических сведений о тепловой обработке призабойной зоны скважины.

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентация.

Содержание и порядок выполнения работы:

1. Законспектировать теоретические сведения.
2. Ознакомиться с принципом проведения тепловой обработке призабойной зоны скважины.
3. Ознакомиться с результатами тепловой обработки призабойной зоны скважины

Ознакомиться с порядком работ при тепловой обработке призабойной зоны скважины.

Теоретические сведения

Тепловая обработка призабойной зоны скважины (ПЗС) целесообразна при добыче тяжелых вязких нефтей или нефтей с высоким содержанием парафина и асфальтосмолистых компонентов (более 5 - 6%). Поскольку тепловая обработка ПЗС, как правило, осуществляется периодически, то скважины должны быть сравнительно неглубокими (до 1300 м), чтобы после извлечения из скважины нагревательного оборудования можно было начать откачку жидкости при достаточно высокой температуре на забое.

Отложение парафина и асфальтосмолистых веществ происходит в ПЗС на расстояниях до 2,5 м от стенок скважины, т. е. в зоне наиболее резкого изменения давления. Это приводит к сильному увеличению фильтрационных сопротивлений и снижению дебитов скважин.

Призабойную зону скважины прогревают двумя способами:

- закачкой в пласт на некоторую глубину теплоносителя - насыщенного или перегретого пара, растворителя, горячей воды или нефти;
- спуском на забой скважины нагревательного устройства - электропечи или специальной погружной газовой горелки.

Второй способ проще и дешевле. Кроме того, электропрогрев ПЗС не сопровождается внесением в пласт теплоносителя - воды или пара, конденсата, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта. Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удастся прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10 - 20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки - парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180 - 200 °С,

вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтированы каротажная лебедка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм² и три сигнальные жилы сечением по 0,56 мм². Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплеткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН.

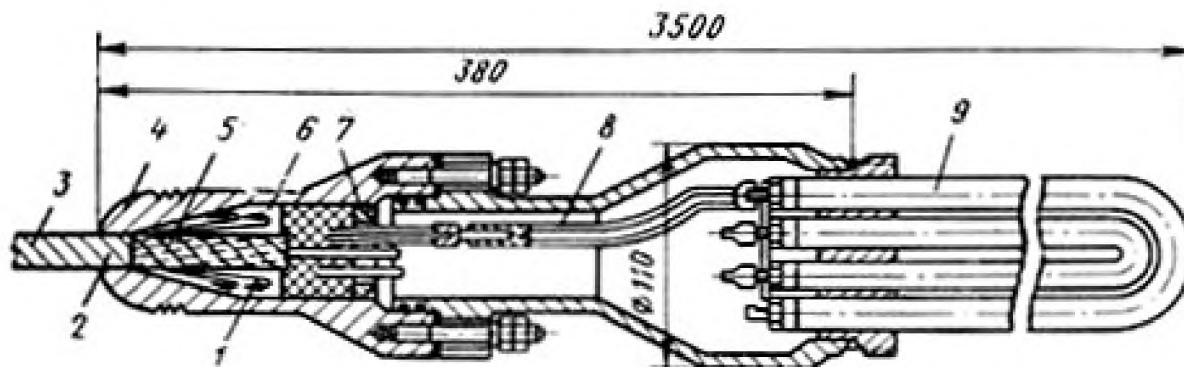


Рис.1 Скважинный электронагреватель:

1 - крепление кабеля; 2 - проволочный бандаж; 3 - кабель-трос; 4 - головка нагревателя; 5 - асбестовая оплетка; 6 - свинцовая заливка; 7 - нажимная гайка; 8 - клеммная полость; 9 - нагревательные трубки.

Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин.

В комплект установки СУЭПС-1200 входят три таких прицепа для обслуживания трех скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевое ручного подъемника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленной окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис.1). Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений

Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагревателя монтируется термopара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промышленной низковольтной (380 В) сети.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что

температура на забое стабилизируется через 4 - 5 сут непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут

Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве:

1 - 21 кВт; 2 - 10,5 кВт; 3, 4 - 21 кВт; 5, 6, 7 - 10,5 кВт.

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20 - 50 м вверх и на 10 - 20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. После 5 - 7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3 - 5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления.

Эффект прогрева держится примерно 3 - 4 мес. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

Тепловая обработка ПЗС с циклической закачкой пара, как правило, показывает большую эффективность, чем электропрогрев, но только при малых глубинах. При закачке пара количество тепловой энергии, введенной в пласт, зависит от глубины забоя, так как от устья до забоя происходят тепловые потери. По данным промысловых работ закачка пара с расходом 1 т/ч при глубине 800 м вообще оказывается неэффективной, так как на забой поступает практически холодный конденсат. Чем выше скорость закачки, тем меньше тепловые потери в НКТ. Теоретические и опытные оценки показывают, что лишь при темпах закачки 4 - 5 т/ч удается уменьшить тепловые потери в НКТ до 20 % от общего количества теплоты, подводимой к устью скважины при ее глубине около 800 м.

Таким образом, эффективность циклической закачки пара может быть высокой при малых глубинах.

Для паротепловой обработки ПЗС используются передвижные парогенераторные установки, отечественные ППГУ-4/120М, ДКВР-10/39 и зарубежные «Такума», KSK и др. Передвижные парогенераторные установки имеют большой вес, состоят из нескольких блоков, нуждаются в прокладке к месту установки водяных и газовых линий и поэтому практически превращаются в стационарные котельные. Обычно они устанавливаются среди группы обрабатываемых скважин и соединяются с ними временными паропроводами.

Скважинное оборудование включает специальную термостойкую арматуру для обвязки устья скважин, термостойкий пакер для изоляции затрубного пространства, специальные трубные температурные компенсаторы для компенсации удлинения паропроводов НКТ и обсадной колонны.

Сопоставление результатов электропрогрева и циклической закачки пара по большому числу обработок показывает, что при обработке ПЗС паром на получение 1 т дополнительно добытой нефти расходуется в

среднем в 2,8 раза больше теплоты, чем при электропрогреве (333 тыс. кДж на 1 т нефти при обработке паром и 120 тыс. кДж на 1 т нефти при электропрогреве). Таким образом, к. п. д. циклических обработок паром ПЗС примерно в 3 раза ниже, чем при электропрогреве. Это объясняется потерями теплоты в стволе скважины при его закачке и возвратом большого количества теплоты вместе с конденсатом при пуске скважины после обработки.

Продолжительность паротепловой обработки изменялась от 7,5 до 21 сут при средней 13,85 сут. Время выдержки после закачки пара 0,5 - 0,8 сут. Давление закачки пара на устье 0,24 - 4,5 МПа, в среднем 1,5 МПа. Температура на устье 125 - 256 °С, в среднем 186,4 °С. Расход пара на одну обработку 196 - 1904 т при среднем 568,6 т.

Температура на забое до обработки 13 - 18 °С, в среднем 16,19 °С. После обработки 72 - 256 °С, в среднем 123 °С. Средний дебит до обработки (по 25 скважинам) 1,212 т/сут при колебаниях от 0,1 до 4 т/сут.

Количество введенной в скважину теплоты на одну обработку 5,44 - 931,65 млн. кДж, в среднем 194,72 млн. кДж на 1 обработку. Продолжительность эффекта 48 - 1698 сут, в среднем 711,5 сут. Дополнительно добыто нефти от 28 до 1905 т/скв, в среднем 585 т/скв. Удельный расход пара 0,12 - 9,31 т/т при среднем удельном расходе пара 1,94 т/т.

Тепловая обработка ПЗС успешно применяется не только для интенсификации притока в добывающих скважинах, но и для нагнетательных скважин. Тепловая обработка особенно важна при переводе добывающих скважин под нагнетание воды или, другими словами, для освоения нагнетательных скважин разрезающих рядов после отработки их на нефть. Особенно если пластовые температуры низкие и содержание парафинов и асфальтосмолистых веществ в нефти большое.

При тепловой обработке ПЗС иногда используются передвижные паровые установки ППУ для депарафинизации НКТ в скважинах и выкидных линиях. ППУ - это прямоточный паровой котел небольшой производительности, установленный на шасси грузового автомобиля. Производительность такой установки 1 т/ч пара при давлении до 10 МПа. Температура уходящего пара до 310 °С. Вследствие малой производительности для параллельной работы используют до шести ППУ. Это хотя и дает технологический эффект, но в конечном счете экономически не оправдывается.

В последнее время появились бескорпусные аппараты, состоящие по существу из одной кабельной головки и гирлянды пороховых шашек. Примером такого аппарата может служить пороховой генератор давления бескорпусный ПГД-БК (рис.2). В кабельном наконечнике 1 закрепляется конец кабеля, который присоединяется к воспламенителю 6. Пороховые шашки 5, покрытые снаружи оболочкой, соединяются друг с другом резьбовыми муфтами 2, образующими во всех шашках сквозную

вертикальную трубку. Внутри трубок имеется заряд 3, который инициирует горение пороха 5 в каждой шашке (секции).

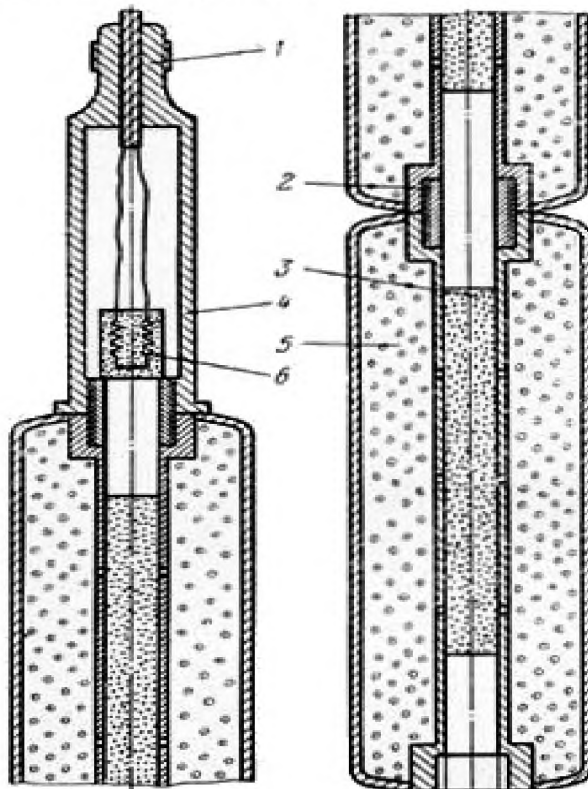


Рис.2. Пороховой генератор давления бескорпусный (ПГД-БК) для термогазохимической обработки забоя скважины.

Свинчивая вместе несколько шашек 5, можно изменять интенсивность горения и процесса в целом. После сгорания пороха на кабеле остаются кабельный наконечник 7, головка аппарата 4 и соединительная трубка 2, которые используются повторно. Остальные детали снаряда сгорают. Операция по термогазохимическому воздействию на забой скважины очень проста. На ее осуществление затрачивают 2 - 3 ч времени, тогда как на обычный гидроразрыв тратится 2 - 3 сут. Это один из эффективных способов воздействия на ПЗП для интенсификации притока.

Контрольные вопросы:

1. В чём заключается процесс тепловой обработки скважин?
2. В каких случаях используют паропередвижные установки?
3. Перечислите наиболее эффективные способы воздействия на ПЗП для интенсификации притока.

Домашнее задание: Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

1. 1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
2. Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.

3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

1. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 2010.

2. Коршак, А.А. «Основы нефтегазового дела». - СПб.: Экспо, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;

2. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.mining-enc.ru;

3. Территория «НЕФТЕГАЗ». Журналы о нефти и газе: бурение нефтяных скважин, добыча и транспортировка нефти и газа, нефтепереработка, нефтяные насосы. АСУ ТП. Предприятия нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.neftegas.info;

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом занятии

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются помарки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много помарок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся:

не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

Практическое занятие № 2

Тема: Изучение технологии ГРП, применяемое оборудование, обвязка оборудования и устья при ГРП

Цели: проанализировать результаты ГРП, проведенных на

месторождениях ОАО «Сибнефть-ННГ».

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентации.

Термины и понятия:

- давление разрыва;
- расход рабочих жидкостей и песка;
- радиус трещин, проницаемость трещин;
- призабойной зоны и всей дренажной системы;
- дебит скважины после гидроразрыва;
- тип и число агрегатов;
- ожидаемая эффективность гидроразрыва.

Содержание и порядок выполнения работы:

1. Изучить теоретический материал по теме занятия.
2. Изучить принцип подбора скважин для проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сибнефть-ННГ».
3. Выписать по группе скважин (3-5 скв.) технологические параметры работы до и после ГРП и сравнить их.
4. Изучить технологию проведения ГРП на скважинах месторождения ОАО «Сибнефть-ННГ».
5. Определить технологическую эффективность проведенных ГРП по выбранным скважинам, сделать выводы на основе результатов анализа всех технологических параметров работы скважины и дать свои предложения по повышению эффективности работы по ГРП в скважинах.
6. Рассчитать давления разрыва по каждой скважине и сравнить их с фактическими параметрами при проведении ГРП на скважинах, сделать выводы о сопоставимости расчетных и фактических параметров.

Контрольные вопросы:

1. Перечислить насосы, применяемые для ГРП.
2. Расскажите о скважинном оборудовании для ГРП.
3. Расскажите о принципах выбора оборудования для ГРП.

Домашнее задание: Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
2. Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.
3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

1. Броун СИ. Нефть, газ и эргономика. - М.: Недра, 2010.

2. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;

2. Типовые инструкции по охране труда. [Электронный ресурс] – Режим ввода <http://www.tehdoc.ru/>;

3. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>.

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом занятии

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются пометки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много пометок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся:

не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

Практическое занятие №3

Тема: Изучение схемы монтажа-демонтажа вставного насоса.

Цели: Изучить монтаж и демонтаж вставного насоса при ремонте скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами.

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентации.

Содержание и порядок выполнения работы:

Ремонт штанговых насосных скважин заключается в подъеме и спуске насосных штанг или НКТ; ликвидация обрыва и отвинчивание штанг; проверке и замене клапанов, посадочного конуса; смене насосов; расхаживании заклинившегося плунжера в цилиндре насоса.

Проверка и смена трубного насоса. После разборки и демонтажа станка-качалки и устьевого оборудования из скважины извлекают насосные штанги с плунжером и укладывают рядами на стеллаж. Затем вместе с цилиндром насоса и защитным приспособлением, присоединенным к его приему, извлекают насосные трубы.

После окончания подъема насоса определяют глубину уровня и забоя в скважине. Если фильтр открыт, то приступают к спуску нового насоса. Если после проверки насоса на поверхности устанавливают, что цилиндр и плунжер сильно сработаны, то их заменяют. Если же они еще пригодны для дальнейшей эксплуатации, то их промывают керосином и вновь спускают в скважину.

Вначале спускают защитное приспособление (газовый, песочный или газопесочный якорь, сепаратор, фильтр, защитную сетку), затем спускают на трубах насос на заранее намеченную глубину. После этого сажают трубы планшайбу, спускают плунжер на насосных штангах и, не допуская их на 5 – 6 метров до цилиндра насоса, заливают водой, спущенные в скважину насосные трубы. Заполнив насосные трубы водой до устья, определяют нижнее положение плунжера при максимальном наклоне головки балансира станка-качалки.

После сборки устьевого оборудования скважины и станка качалки, присоединение сальникового штока к головке балансира при помощи канатной подвески скважину запускают в работу. Так как насосные трубы до ее пуска были заполнены водой, то при первых же качаниях балансира начинается подача жидкости насосом.

Проанализировать теоретические сведения и написать отчет.

Контрольные вопросы:

Охарактеризуйте понятия:

1. Глубина спуска насоса
2. Тип насоса
3. Диаметр НКТ
4. Диаметр эксплуатационной колонны
5. Тип станка-качалки
6. Число качаний в минуту
7. Длина хода полированного штока
8. Дебит жидкости
9. Дебит нефти
10. Обводненность продукции
11. Динамический уровень
12. Давление устьевое
13. Давление затрубное

Практическое занятие № 4

Тема: Изучение схемы монтажа-демонтажа невставного насоса

Цели: изучить порядок смены насоса.

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентации.

Содержание и порядок выполнения работы:

Подъем насоса. Подготовительные работы.

Устанавливают специальный зажим для снятия полированного штока.

Снижают давление в трубном и затрубном пространствах до атмосферного и отсоединяют выкидную линию от устьевой арматуры.

Поднимают с помощью спецэлеватора полированный шток.

Устанавливают штанговый крюк на талевый блок.

Поднимают колонну штанг со вставным насосом или плунжером невставного насоса.

Укладывают штанги на мостки ровными рядами.

Между рядами штанг прокладывают деревянные прокладки с расстоянием между рядами штанг прокладывают деревянные прокладки с расстоянием между ними не более 1,5 м. В процессе подъема штанг производят отбраковку и замену дефектных штанг на исправные.

Поднимают НКТ с цилиндром невставного или замковой опорой вставного насоса с помощью автомата АПР-2ВБ.

В процессе подъема НКТ производят их отбраковку и замену исправными.

Спуск насоса.

Перед спуском насоса в скважину проверяют плавность хода плунжера. Во вставных насосах дополнительно проверяют состояние стопорного конуса. Неисправности насоса устраняют в мастерских.

Опускают защитно приспособление (фильтр, предохранительную сетку и др.), цилиндр невставного насоса в колонну НКТ с помощью автомата АПР-2ВБ.

Спускают колонну штанг с плунжером вставного или цилиндром невставного насоса.

Соединяют верхнюю штангу с полированным штоком в соответствии с правилами подготовки плунжера в цилиндре насоса.

Собирают устьевое оборудование и пускают скважину в эксплуатацию.

Контрольное задание:

Нарисовать блок схему ШСНУ.

Практическое занятие № 5

Тема: Изучение типовых схем и обвязки газоконденсатных скважин

Цели: научиться подбирать типоразмер фонтанной арматуры.

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентация.

Содержание и порядок выполнения работы:

1. Изучить теоретический материал по теме занятия.
2. Выбрать тип и шифр фонтанной арматуры, дать полную расшифровку.
3. Нарисовать схему фонтанной арматуры в соответствии с номером (вариантом) сборки фонтанной арматуры, указать все обозначения на рисунке.
4. Составить чертеж (эскиз) узла подвески НКТ в фонтанной арматуре.

Ход работы:

1. Выбирают тип и шифр фонтанной арматуры исходя из максимально возможного ожидаемого давления на устье скважины, но не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны для условий задачи (для своего варианта), руководствуясь табл. 1, 2 и 3.

Основные параметры фонтанной арматуры по ГОСТ 13846-74

Таблица 1

| Стволовая часть елки | | Условный проход боковых отводов елки, мм | Рабочее давление, МПа | | | | | |
|----------------------|-------------------------|--|-----------------------|----|----|----|----|-----|
| Условный проход, мм | Номинальный диаметр, мм | | | | | | | |
| 50 | 52 | 50 | - | - | - | 35 | 70 | 105 |
| 65 | 65 | 50; 65 | 7 | 14 | 21 | 35 | 70 | - |
| 80 | 80 | 50; 65 | - | - | 21 | 35 | 70 | - |
| 100 | 104 | 65; 80; 100 | - | - | 21 | 35 | - | - |
| 150 | 152 | 100 | - | - | 21 | - | - | - |

Типоразмеры и параметры выпускаемой фонтанной арматуры с кранами походными пробковыми типа КПС

Таблица 2

| Шифр арматуры | Габариты, мм | | Масса арматуры в собранном виде, кг |
|---------------|--------------|----------|-------------------------------------|
| | Длина L | Высота H | |
| АФК 1-65x140 | 1700 | 1650 | 590 |
| АФ 1-65x140 | 1845 | 1876 | 780 |
| АФК 1Э-65x140 | 1350 | 1770 | 540 |
| АФКЗ-65x140 | 1650 | 2300 | 770 |
| АФЗ-65x140 | 1845 | 2575 | 1015 |
| АФКЗа-65x140 | 1725 | 3030 | 1200 |
| АФК5-65x140 | 1700 | 1650 | 690 |
| АФ5-65x140 | 1845 | 1875 | 898 |

**Типоразмеры и параметры выпускаемой фонтанной арматуры
с прямоточными задвижками типа ЗМС1**

Таблица 3

| Шифр арматуры | Габариты, мм | | | Масса арматуры в собранном виде, кг |
|--------------------|----------------|-----------------|-----------------|-------------------------------------|
| | Длина <i>L</i> | Ширина <i>B</i> | Высота <i>H</i> | |
| АФК 1-65x210 | 1520 | 762 | 1570 | 956 |
| АФК2-65x210 | 1520 | 762 | 1925 | 868 |
| АФК-65x210 | 1520 | 762 | 2060 | 1055 |
| АФК3а-65x210 | 1520 | 762 | 2535 | 1324 |
| АФК1-65x350 | 1520 | 762 | 1945 | 1089 |
| АФК3-65x350 | 1500 | 790 | 2655 | 1376 |
| АФК3а-65-350 | 1500 | 790 | 3150 | 1658 |
| АФК4-65x350 | 1500 | 790 | 3010 | 1468 |
| АФК3-65x210К1 | 1918 | 770 | 2675 | 1291 |
| АФК6-100x210ХЛ | 3140 | 1150 | 2840 | 4100 |
| АФК6-100x350ХЛ | 3300 | 1150 | 2920 | 4535 |
| АФК6В-100x210К2 | 3140 | 1320 | 2840 | 4535 |
| АФК6-100x350К1 | 3300 | 1150 | 2920 | 4335 |
| АФК6-150/100x210ХЛ | 3220 | 1185 | 2900 | 3804 |

2. Приводят полную расшифровку условного обозначения выбранной фонтанной арматуры в соответствии с действующим ГОСТом.

Выписки из ГОСТа на фонтанную арматуру приводятся ниже.

В шифре фонтанной арматуры приняты следующие обозначения: АФ - арматура фонтанная; конструктивное исполнение по схемам ГОСТ 13846-74; а - двухрядная концентричная подвеска подъемных труб; К - подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки (на муфтовой подвеске буква не пишется); Э - для эксплуатации скважин с погружными центробежными насосами; способ управления задвижками: дистанционный и автоматический - В. автоматический - А; первое число - диаметр условного прохода по стволу и боковым струнам в мм; второе число - рабочее давление; ХЛ - климатическое исполнение для холодного района; исполнение по коррозионной стойкости:

К1 - для сред, содержащих СОг до 6%;

К2 - то же, Н₂S и СО₂ до 6%;

К₃ - то же, Н₂S и СО₂ до 25%;

К2И - для фонтанной арматуры, изготовленной из малолегированной и низкоуглеродистой стали с применением ингибитора в скважине.

Например, арматура фонтанная с подвеской подъемных труб на резьбе переводника трубной головки, по схеме 6 ГОСТ 13846-74, с дистанционным и автоматическим управлением задвижек, с условным проходом 100 мм, на рабочее давление 21 МПа, для некоррозионной среды и холодной климатической зоны - АФК6В-100х210ХЛ; арматура фонтанная с двухрядной концентричной подвеской подъемных труб на муфте для скважины, содержащей в продукции до 25% - H_2S и CO_2 -АФбаВ-80/65х700К3 (80 - проход по стволу, 65 - по боковым струнам в мм).

Полный шифр фонтанной арматуры (ГОСТ 13846-84) условно представляется в виде АФХ₁Х₂Х₃ - Х₄Х₅Х₆Х₇

где А - арматура;

Ф - фонтанная, Х₁ - конструктивное исполнение: с фланцевыми соединениями - без обозначения (наиболее распространенное);

К - подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки;

подвеска подъемной колонны на муфте в трубной головке - без обозначения;

Х₂ - номер схемы арматуры; при двухрядной концентричной подвеске к номеру схемы добавляется буква "а";

Х₃ - способ управления задвижками: вручную - без обозначения; дистанционно и автоматически - В;

автоматически - А; Х₄ - условный проход (в мм) по ГОСТ 13846-84; когда условные проходы ствола елки и ее боковых отводов отличаются, цифровое обозначение указывают дробной величиной;

Х₅ - рабочее давление, МПа; Х₆ - климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69;

для умеренной климатической зоны - без обозначения;

для умеренной и холодных климатических зон -ХЛ; Х₇ - исполнение по коррозионности: для обычных сред - без обозначения;

для сред, содержащих: до 6% CO_2 - К1; до 6% H_2S и CO_2 - К2; до 25% H_2S и CO_2 - К3.

3. Составляют схему фонтанной арматуры в соответствии с выбранным вариантом компоновки соединений и запорных устройств из типовых схем, представленных на рис.1.

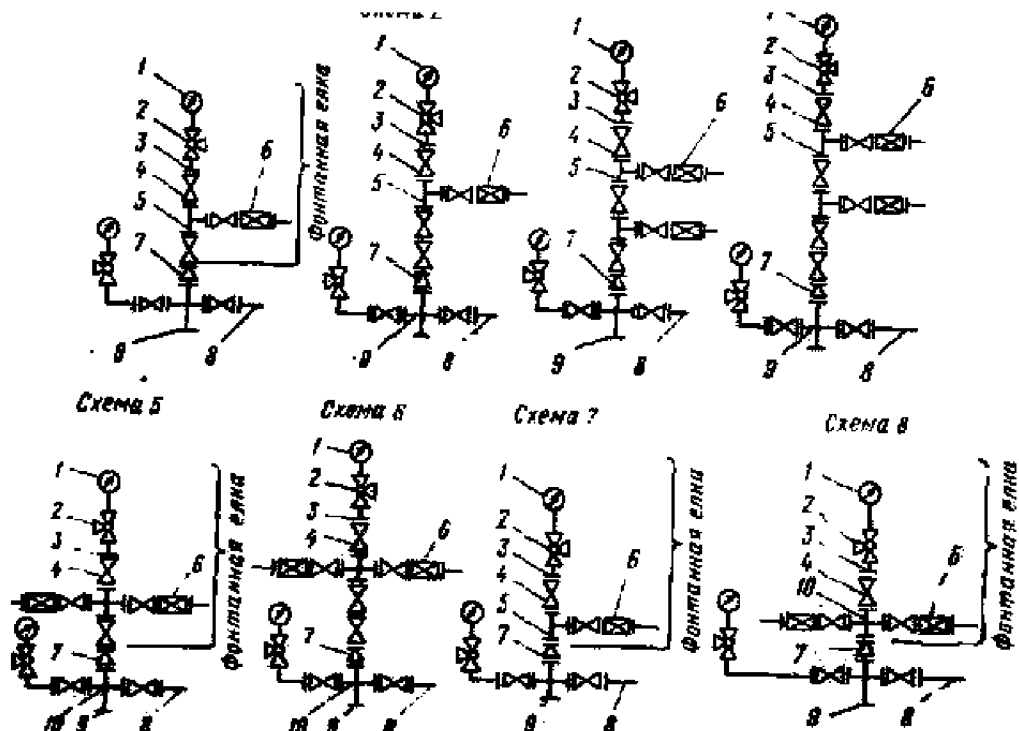


Рис.1 Типовые схемы фонтанных арматур:

1 —манометр; 2 — вентиль; 3 — буферный фланец под манометр; 4 — запорное устройство; 5 — тройник; 6 —дроссель; 7 — переводник трубной головки; 8 - ответный фланец; 9 - трубная головка; 10 - крестовина елки

Домашнее задание: Нарисовать блок схему тройниковой фонтанной арматуры. Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
- 2.Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.
3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

1. Броун СИ. Нефть, газ и эргономика. - М.: Недра, 2010.
2. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Типовые инструкции по охране труда. [Электронный ресурс] – Режим ввода <http://www.tehdoc.ru/>;
3. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>.

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом

занятия

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются пометки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много пометок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся:

не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

Практическое занятие № 6

Тема: Способы установки сепараторов у скважины

Цель работы: получить практические навыки при расчете нефтяных сепараторов на пропускную способность

Теоретические сведения

В настоящее время известны следующие системы промыслового сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная .

При самотечной двухтрубной системе сбора продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу же на перерабатывающий завод . Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды.

Особенностью высоконапорной системы сбора является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 7 МПа) устьевых давлений.

Напорная система сбора , предусматривает однострунный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин

Задание

Найти скорость осаждения капель и определить пропускную

способность по газу вертикального гравитационного сепаратора, а также определить толщины стенок цилиндрической части (корпуса) и днища по данным, приведенным в таблице 1.

Рекомендуемые методические указания по решению задачи

1. Определяем плотность газа в условиях сепарации

$$\rho_z = \rho_{z.o} \frac{P_o T_o}{P_o T Z}, \quad \text{кг/м}^3$$

где $\rho_{z.o}$ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3

P и P_o – соответственно давление в сепараторе и при нормальных условиях, Па

T и T_o – соответственно абсолютная температура в сепараторе и абсолютная

нормальная температура ($T_o=273\text{K}$), К

Z - коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального

2. По формуле Стокса определяем скорость осаждения капли

$$v_k = \frac{\delta^2 (\rho_n - \rho_z) g}{18 \mu_z}, \quad \text{м/с}$$

где δ - расчетный диаметр капелек, м

ρ_n и ρ_z - соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м^3

g - ускорение свободного падения, м/с^2

μ_z - динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Пас

3. Скорость потока газа равна

$$v_z = \frac{v_k}{2}, \quad \text{м/с}$$

4. Определяем суточную производительность сепаратора по газу

$$Q_z = \frac{86400 \cdot v_z \cdot 0,785 \cdot D^2 \cdot P \cdot T_o}{P_o \cdot T \cdot Z}, \quad \text{м}^3$$

где D - внутренний диаметр сепаратора, м

5. Определяем толщину стенки корпуса сепаратора

$$\delta_k = \frac{P_{on} D}{2 G_{don} \varphi - P_{on}} + C, \quad \text{см}$$

где P_{on} - избыточное внутреннее давление (давление опрессовки), кгс/см^2

D - внутренний диаметр сепаратора, см

G_{don} - допустимое напряжение материала сепаратора, кг/см^2

φ - коэффициент прочности сварного шва

C - прибавка к расчетной толщине для компенсации коррозии, см

6. Определяем толщину днища сепаратора

$$\delta_{\text{он.}} = \frac{P_{\text{он.}} R}{2G_{\text{дон.}} \varphi + P} + C, \text{ см}$$

где R - радиус кривизны в вершине днища, см

Написать правильные ответы. Сформулировать выводы

Контрольные вопросы:

1. Расскажите о назначении сепараторов.
2. Как определяется скорость осаждения капли?
3. Как определяется толщина цилиндрической стенки корпуса?
4. Какая система сбора нефти Вам известна?
5. Дайте краткую характеристику самотечной двухтрубной системе сбора нефти?
6. Дайте краткую характеристику высоконапорной однострубной системе сбора нефти?
7. Дайте краткую характеристику напорной системе сбора нефти?

Домашнее задание: Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
2. Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.
3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премииум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

1. Броун СИ. Нефть, газ и эргономика. - М.: Недра, 2010.
2. Коршак, А.А. «Основы нефтегазового дела». - СПб.: Экспо, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Нефть и Газ. Форум Геологов и Инженеров [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://heriot-watt.ru/>.

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом занятии

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются пометки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся: выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много помарок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся: не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

Практическое занятие №7

Тема: Изучение основных узлов подземного и наземного оборудования

Цели: Изучение конструкции и принципа действия глубинных скважинных насосов

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентации.

Содержание и порядок выполнения работы:

1. Изучить конструкции и принцип действия глубинных скважинных насосов двух типов – вставных и невставных по предлагаемым источникам информации

2. Составить принципиальную схему устройства глубинных штанговых насосов НН1 и НН2, описать конструктивные особенности этих насосов, дать обозначения деталей и узлов насосов.

3. Изучить шифры применяемых глубинных штанговых насосов, привести два примера шифра насосов трубного и вставного, дать их полную расшифровку.

4. Произвести разборку и сборку клапанного узла скважинного насоса, составить эскиз узла насоса, указать обозначения деталей.

5. Составить схемы (эскизы) захвата узла всасывающего клапана невставного насоса, замковой опоры вставного насоса, указать обозначения на схеме узлов и деталей.

6. Привести основные технические характеристики невставных и вставных насосов (шифр насоса, диаметр, длина хода плунжера, теоретическая производительность насоса, напор, длина плунжера, габаритные размеры, масса) для насосов каждого типа.

Контрольные вопросы:

1. Дайте определение и характеристику понятиям: газовый фактор, плотность воды, плотность нефти, плотность газа, обводненность продукции скважины, давление на устье скважины.

2. Как определяется пластовое давление?

3. Как определяется забойное давление?

Домашнее задание: Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

- 1 Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
- 2.Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.
3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

1. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 2010.
2. Коршак, А.А. Основы нефтегазового делд. - СПб.: Экспо, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.mining-enc.ru;
3. Территория «НЕФТЕГАЗ». Журналы о нефти и газе: бурение нефтяных скважин, добыча и транспортировка нефти и газа, нефтепереработка, нефтяные насосы. АСУ ТП. Предприятия нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.neftegas.info;

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом занятии

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются помарки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много помарок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся:

не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе

имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

Практическое занятие № 8

Тема: Уравновешивание СК

Цели: Изучить способы уравновешивания СК

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентации.

Термины и понятия:

1. Понятие ШСНУ
2. Станки - качалки
3. Скважинные штанговые насосы
4. Контроль при эксплуатации скважин ШСНУ
5. Особенности исследования насосных скважин и

динамометрирование штанговых насосных установок

Содержание и порядок выполнения работы:

Изучить теоретический материал по теме занятия.

Принципы уравновешивания СК

Из теории работы ШНУ известно, что основная нагрузка на головку балансира при его ходе вверх равна весу столба жидкости и штанг ($R_{ж} + R_{шт}$). Силами трения и инерционными силами пренебрегаем. При ходе головки балансира вниз нагрузка становится равной только весу штанг, так как при этом нагнетательный клапан открывается и нагрузка от столба жидкости передается на трубы.

При этом электродвигатель должен иметь запас мощности, достаточный для преодоления максимальной нагрузки во время первой половины хода. Устранить такую неравномерность нагрузки электродвигателя можно соответствующим уравновешиванием СК. Поскольку сила $R_{шт}$ действует на головку балансира при ходе вверх и при ходе вниз, то при равноплечем балансира на заднем плече необходимо поместить противовес, по крайней мере равный весу штанг. В этом случае штанги будут уравновешены и при ходе вверх двигатель будет совершать положительную работу $R_{ж}S = W_1$, а при ходе вниз – нулевую работу.

Нагрузки на электродвигатель будут постоянны при условии постоянства крутящего момента на валу кривошипа за обе половины хода. Равенство работ при ходе вверх и при ходе вниз может быть обеспечено лишь в том случае, если за первую половину хода в шатуне возникнет растягивающая его сила T_r , а за вторую половину хода в шатуне возникает сжимающая сила T_c (эти две силы по абсолютной величине будут равны). При соблюдении указанного условия работа электродвигателя будет наиболее равномерной.

Таким образом, уравновешивание СК можно обеспечить размещением необходимого контргруза либо на заднем плече балансира, либо на кривошипе. В соответствии с этим различают балансирное, кривошипное и

комбинированное уравнивание.

Балансирное уравнивание, как правило, применяется у СК малой грузоподъемности, кривошипное – у СК большой грузоподъемности и комбинированное – у СК средней грузоподъемности. Это объясняется необходимостью уменьшения инерционных нагрузок на балансир, возникающих при неравномерном движении контргруза. Кривошипное уравнивание вызывает большие нагрузки на опоры вала и на корпус редуктора СК, что также нежелательно. Балансирные контргрузы выполняются в виде чугунных пластин, навешиваемых на заднее плечо балансира. Кривошипные контргрузы выполняются в виде полуовальных чугунных отливок-пластин, укрепляемых на кривошипах. Для уравнивания СК используются номограммы, имеющиеся в паспортной характеристике СК. Однако распределение веса контргруза и места его установки на кривошипе или балансира расчетным путем, с помощью формул или номограмм, не всегда обеспечивает наилучшее уравнивание СК. Это объясняется тем, что теоретически невозможно учесть все нагрузки, возникающие в звеньях СК, а также степень изношенности узлов качалки, КПД всей установки, которые в теоретических формулах, как правило, не учитываются, но существенно влияют на уравнивание СК. Поэтому окончательное уравнивание осуществляется с помощью контролирования тока, потребляемого электродвигателем, при ходе головки балансира вверх и вниз. Стрелка амперметра, включенного в питающую двигатель электролинию, должна давать одинаковые максимальные отклонения при ходе вверх и вниз.

Контрольные вопросы:

1. На каком принципе основана работа ШСНУ?
2. Какие типы штанговых насосов вы знаете?
3. Чем отличаются трубные насосы от вставных, их преимущества и недостатки.
4. Виды плунжеров, условия их применения?
5. Каково назначение труб и штанг?
6. Для чего предусмотрено устьевое оборудование насосной установки.
7. Что называется коэффициентом наполнения и коэффициентом подачи ШСНУ?
8. Зачем и как уравнивают станки-качалки?
9. Для чего предназначен штанговращатель и где он устанавливается?

Домашнее задание: Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
2. Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.

3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

1. Броун СИ. Нефть, газ и эргономика. - М.: Недра, 2010.
2. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Типовые инструкции по охране труда. [Электронный ресурс] – Режим ввода <http://www.tehdoc.ru/>;
3. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>.

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом занятии

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются пометки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много пометок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся:

не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

Практическое занятие № 9

Тема: Расчет дебита скважин, эксплуатируемой УЭЦН

Цели: Изучить оборудование для замера продукции скважины

Средства обучения: учебные пособия, схемы, таблицы, опорный конспект, презентации.

Термины и понятия:

1. Типы замерных установок

2. Устройство замерных установок
3. Конструкция замерных установок.
4. Технические характеристики замерных установок

Содержание и порядок выполнения работы:

Учет продукции скважин. Установки для учета продукции скважин. Определение содержания в нефти воды, механических примесей и солей.

В процессе разработки месторождения работа добывающих скважин характеризуется их дебитами по нефти, газу и воде; равномерностью подачи (или пульсирующим режимом); темпом обводненности нефти и увеличением газовых факторов по отдельным скважинам.

Таким образом, измерение количества нефти, газа и воды по отдельным скважинам имеет исключительно важное значение, как для техники и технологии сбора и подготовки скважинной продукции, так и для анализа контроля и регулирования за процессом разработки месторождения. При измерении продукции скважин помимо измерения дебитов скважин особое внимание должно уделяться измерению и анализу темпов обводненности нефти изменению газового фактора по каждой скважине. Продукция скважин на разных месторождениях измеряется по разному. Наиболее простыми и точными методами измерения расхода нефти и воды являются объемный и массовый способы.

Объемный способ дает удовлетворительные результаты в случае однофазной жидкости, массовый же точнее учитывает дебит при добыче нефтегазовых смесей, поскольку газ из-за малой массы существенно не влияет на точность измерений.

В зависимости от конкретных условий для замера дебитов скважин в системе сбора нефти и газа применяются различные автоматизированные установки:

1. ЗУГ - замерные установки групповые;
2. АГУ - автоматизированные групповые установки;
3. АГЗУ - автоматизированные групповые замерные установки;
4. Блочные автоматизированные замерные установки типа «Спутник».

В настоящее время на нефтяных месторождениях широко применяются автоматические устройства для замера продукции скважин: Спутник-А, Спутник-Б и Спутник-В. Принцип действия их по существу идентичный. Установки различаются по следующим показателям: рабочему давлению, числу подключаемых скважин, максимальным измеряемым дебитам скважин, количеству измеряемых параметров, номенклатуре и компоновке применяемого оборудования и приборов.

Спутник - А предназначен для автоматического переключения скважин на замер, а также для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к Спутнику, контроля за работой скважин по наличию подачи

жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии. Проанализировать результаты измерений и написать отчет.

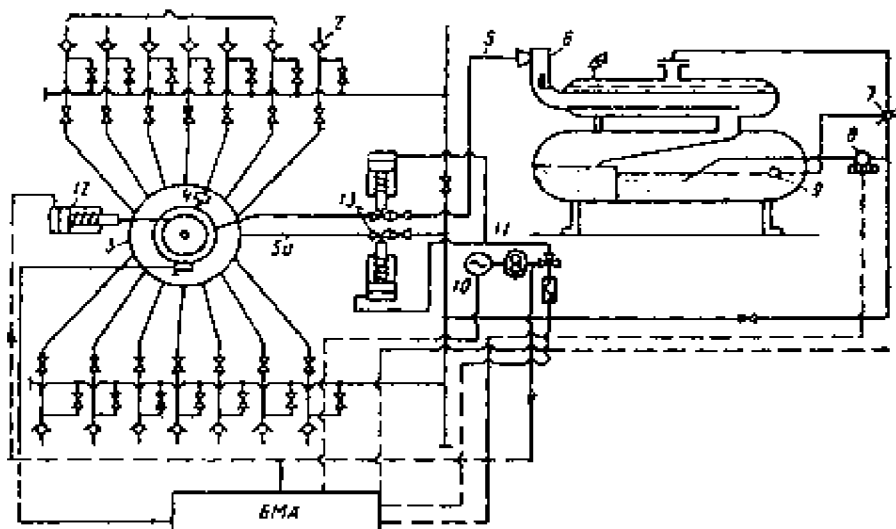


Рис. 1. Принципиальная схема Спутника-А.

1 - выкидные линии от скважин; 2 - обратные клапаны; 3 - многоходовой переключатель скважин (ПСМ); 4 - каретка роторного переключателя скважин; 5 - замерный патрубок от одиночной скважины; 5а - сборный коллектор; 6 - гидроциклонный сепаратор; 7 - заслонка; 8 - турбинный счетчик; 9 - поплавковый регулятор уровня; 10 - электродвигатель; 11 - гидропривод; 12 - силовой цилиндр; 13 - отсекатели

Дебит скважины определяют путем регистрации накапливаемых объемов жидкости в м³, прошедших через турбинный счетчик, на индивидуальном счетчике импульсов в блоке БМА.

Недостаток Спутника - А - невысокая точность измерения расхода нефти турбинным счетчиком вследствие попадания в счетчик вместе с жидкостью пузырьков газа, из-за плохой сепарации газа от нефти в гидроциклонном сепараторе.

Спутник-В как и Спутник-А предназначен для автоматического переключения скважин на замер по заданной программе и для автоматического замера дебита свободного газа.

Проанализировать результаты измерений и написать отчет

Контрольные вопросы:

1. С какой целью производят замер продукции скважин?
2. Объяснить принцип действия измерения продукции скважин «Спутниками» различных типов.
3. В каких «Спутниках» производят замер жидкости объемным методом, в каких массовым?
4. От каких параметров зависит точность показаний объемных расходомеров жидкости?
5. Как определяют содержание воды в нефти?
6. В чем назначение тоннельной лестницы?

Домашнее задание: Систематизировать записи и оформить отчет о

проделанной работе.

Список рекомендуемой литературы:

Основная:

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
2. Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.
3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Престиум Инжиниринг, 2014

Дополнительная:

3. Броун СИ. Нефть, газ и эргономика. - М.: Недра, 2010.
4. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела. - СПб.: Экспо, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Нефть и Газ. Форум Геологов и Инженеров [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://heriot-watt.ru/>.

Критерии оценивания работы обучающихся на практическом занятии

Оценка 5 «отлично» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил на предложенные вопросы, не допустив при этом неправильных ответов. Работа выполнена в срок. Уровень исполнения работы высокий.

Оценка 4 «хорошо» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, с соблюдением необходимых требований; ответил не на все предложенные вопросы, но не смог объяснить некоторые моменты, связанные с выполнением задания. Работа выполнена в срок, но не на достаточно высоком уровне, имеются пометки исправления.

Оценка 3 «удовлетворительно» ставится, если обучающийся:

выполнил работу в полном объеме, но допустил достаточное количество ошибок; ответил только на некоторые предложенные вопросы. Не смог объяснить этапы и принципы построения работы. Работа выполнена не в срок и выполнена на низком уровне, имеются много пометок и исправлений.

Оценка 2 «неудовлетворительно» ставится, если обучающийся:

не выполнил работу, или выполнил работу, допустив большое количество ошибок. Не смог ответить на предложенные вопросы. В работе имеются ошибки и неточности, отсутствуют выводы, работа выполнена на низком уровне.

вентилятора; 9 — вентилятор

Для этой цели особенно пригоден алюминий, так как он обладает малой плотностью, легкоплавкостью и достаточно высокой электропроводностью. В машинах большой мощности пазы короткозамкнутого ротора выполняют полузакрытыми, в машинах малой мощности - закрытыми. Обе формы паза позволяют хорошо укрепить проводники обмотки ротора, хотя и несколько увеличивают потоки рассеяния и индуктивное сопротивление роторной обмотки. В двигателях большой мощности беличью клетку выполняют из медных стержней, концы которых вваривают в короткозамыкающие кольца (рис. 2). Различные формы пазов ротора показаны на рис. 2

В электрическом отношении беличья клетка представляет собой многофазную обмотку, соединенную по схеме Y и замкнутую накоротко. Число фаз обмотки m равно числу пазов ротора z_2 , причем в каждую «фазу» входят один стержень и прилегающие к нему участки короткозамыкающих колец.

Часто асинхронные двигатели с фазным и короткозамкнутым ротором имеют скошенные пазы на статоре или роторе. Скос пазов делают для того, чтобы уменьшить высшие гармонические ЭДС, вызванные пульсациями магнитного потока из-за наличия зубцов, снизить шум, вызываемый магнитными причинами, и устранить явление прилипания ротора к статору, которое иногда наблюдается в микродвигателях.

Двигатели с фазным ротором (рис. 4). Обмотка статора выполнена так же, как и в двигателях с короткозамкнутым ротором. Ротор имеет трехфазную обмотку с тем же числом полюсов. Обмотку ротора обычно соединяют по схеме Y , три конца которой выводят к трем контактными кольцам (рис. 3), вращающимся вместе с валом машины. С помощью металлографитных щеток, скользящих по контактными кольцам, в ротор включают пусковой или пускорегулирующий реостат, т. е. в каждую фазу ротора вводят добавочное активное сопротивление.

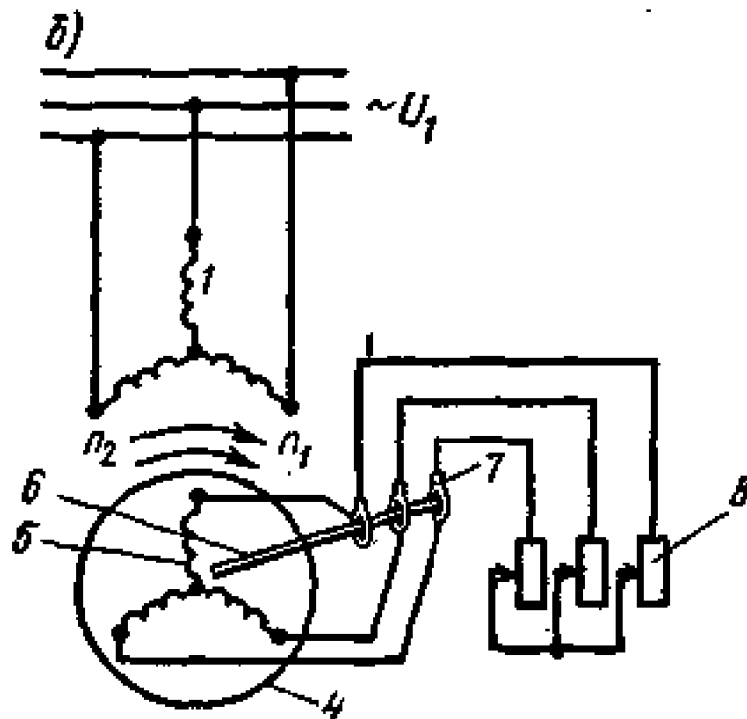


Рис. 4. Устройство асинхронного двигателя с фазным ротором и схема его включения: 1 - обмотка статора; 2 - сердечник статора; 3 - корпус; 4 - сердечник ротора; 5 - обмотка ротора; 6 - вал; 7 - кольца; 8 - пусковой реостат

Чтобы уменьшить износ колец и щеток, двигатели с фазным ротором иногда имеют приспособления для подъема щеток и замыкания колец накоротко после выключения реостата. Однако введение этих приспособлений усложняет конструкцию электродвигателя и несколько снижает надежность его работы, поэтому обычно применяют конструкции, в которых щетки постоянно соприкасаются с контактными кольцами. Основные конструктивные элементы двигателя с фазным ротором приведены на рис. 5

Области применения двигателей различных типов. По конструкции двигатели с короткозамкнутым ротором проще двигателей с фазным ротором и более надежны в эксплуатации (у них отсутствуют кольца и щетки, требующие систематического наблюдения, периодической замены и пр.). Основные недостатки этих двигателей - сравнительно небольшой пусковой момент и значительный пусковой ток. Поэтому их применяют в тех электрических приводах, где не требуются большие пусковые моменты (электроприводы металлообрабатывающих станков, вентиляторов и пр.). Асинхронные двигатели малой мощности и микродвигатели также выполняют с короткозамкнутым ротором.

Как показано ниже, в двигателях с фазным ротором имеется возможность с помощью пускового реостата увеличивать пусковой момент до максимального значения и уменьшать пусковой ток. Следовательно, такие двигатели можно применять для привода машин и механизмов, которые пускают в ход при большой нагрузке (электроприводы грузоподъемных

Контроль и оценка результатов выполнения практических занятий

на МДК 01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений:

| Результаты обучения (освоенные умения, усвоенные знания) | Формы и методы контроля и оценки результатов обучения |
|--|--|
| Умения | |
| – определять свойства конструкционных и строительных материалов, горных пород и грунтов, осуществлять их выбор при сооружении и ремонте трубопроводов и хранилищ; | Наблюдение и анализ выполнения практических работ. Тестирование. Анализ выполнения самостоятельной работы. Наблюдение и анализ выполнения письменных заданий. Анализ сдачи зачета. |
| – обрабатывать геологическую информацию о месторождении; | |
| – обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений; | |
| – проводить анализ процесса разработки месторождений; | |
| – использовать средства автоматизации технологических процессов добычи нефти и газа; | |
| – проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов; | |
| – использовать результаты исследования скважин и пластов; | |
| – разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин; | |
| – готовить скважину к эксплуатации; | |
| – устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль. | |
| знаниями: | Наблюдение и анализ выполнения практических работ. Анализ выполнения самостоятельной работы. Наблюдение и анализ выполнения письменных заданий. Тестирование. Анализ сдачи зачета. |
| – строение и свойства материалов, их маркировку, методы исследования; классификацию материалов, металлов и сплавов; основы технологических методов обработки материалов; | |
| – геофизические методы контроля технического состояния скважины; | |
| – требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений; | |
| – технология сбора и подготовки | |

| | |
|---|--|
| скважинной продукции; | |
| – нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов; | |
| – методы воздействия на пласт и призабойную зону; | |
| – способы добычи нефти; | |
| – проблемы в скважине: пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозию; | |
| – особенности обеспечения безопасных условий труда в сфере профессиональной деятельности; | |
| – правовые, нормативные и организационные основы охраны труда в нефтегазодобывающей организации. | |

Литература для обучающегося:

Основная:

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
2. 2.Бобрицкий Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2012.
3. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014
4. Подгорнов, Ю.М. Эксплуатационное и разведочное бурение на нефть и газ. - М.: Недра, 2009.

Дополнительная:

7. Броун СИ. Нефть, газ и эргономика. - М.: Недра, 2010.
8. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 2010.
9. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела. - СПб.: Экспо, 2010.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Типовые инструкции по охране труда. [Электронный ресурс] – Режим ввода <http://www.tehdoc.ru/>;
3. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
4. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.mining-enc.ru;
5. Территория «НЕФТЕГАЗ». Журналы о нефти и газе: бурение нефтяных скважин, добыча и транспортировка нефти и газа, нефтепереработка, нефтяные насосы. АСУ ТП. Предприятия нефтяной и газовой

промышленности [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.neftegas.info;
6. Нефть и Газ. Форум Геологов и Инженеров [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://heriot-watt.ru/>.

Список литературы

Нормативная литература и источники:

1. ФГОС среднего профессионального образования по специальности 131018 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (утвержден приказом Министерства образования и науки Российской Федерации от 17 марта 2010г. №182).
2. Рабочая программа профессионального модуля ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений по специальности 131018 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
3. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001

Основная:

1. Абдуллин, Р.С. Добыча нефти и газа. - М.: Недра, 2012.
2. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений.- М.:Премимум Инжиниринг, 2014
- 3.Крец В, Г. Нефтегазопромысловое оборудование. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011.
4. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010
- 5.Бобрицкий, Н.В., Юфин, В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 2012.

Сайты в сети Интернет:

1. Информационно-аналитический портал Нефть России [Электронный ресурс] – Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
2. Типовые инструкции по охране труда. [Электронный ресурс] – Режим ввода <http://www.tehdoc.ru/>;
3. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] - Режим ввода: <http://www.oilru.com/>;
4. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] - Режим ввода: www.mining-enc.ru;
5. Территория «НЕФТЕГАЗ». Журналы о нефти и газе: бурение нефтяных скважин, добыча и транспортировка нефти и газа, нефтепереработка, нефтяные насосы. АСУ ТП. Предприятия нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс] - Режим ввода: www.neftegas.info;
6. Нефть и Газ. Форум Геологов и Инженеров [Электронный ресурс] - Режим ввода: <http://heriot-watt.ru>

Учебное издание

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ

Методические указания к практическим работам и организации самостоятельной
работы обучающихся

Составитель
МУРАВЬЁВ Константин Александрович

В авторской редакции

Подписано в печать _____. Формат _____. Усл. печ. л. _____.
Тираж __ экз. Заказ № _____.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.

