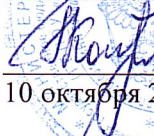


Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Пермский нефтяной колледж»

ОДОБРЕНО
Предметно-цикловой комиссией
Протокол № 03
от 10 октября 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
 П.В. Корнейчук
10 октября 2024 г.



**КОНТРОЛЬНО-ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ**

**МДК.01.01 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ИСПЫТАНИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

для специальности: 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

Разработчики: Наборщикова Ольга Валерьевна, преподаватель

2024

1. Пояснительная записка

Контрольно-оценочные средства (КОС) предназначены для контроля и оценки образовательных достижений обучающихся, осваивающих учебную дисциплину МДК 01.01 Технологическое оборудование испытания нефтяных и газовых скважин раздел 1. Основы технологических процессов испытания скважин и применяемое оборудование, раздел 2. Устройство, назначение и принцип действия контрольно-измерительных приборов и технологического оборудования для исследования скважин.

КОС разработаны в соответствии с требованиями ОПОП СПО по специальности 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений, квалификация техник-геолог, рабочей программы учебной дисциплины МДК 01.01 Технологическое оборудование испытания нефтяных и газовых скважин раздел 1. Основы технологических процессов испытания скважин и применяемое оборудование, раздел 2. Устройство, назначение и принцип действия контрольно-измерительных приборов и технологического оборудования для исследования скважин..

КОС содержит контрольные материалы для проведения промежуточной аттестации в форме: письменного экзамена.

1.1. Оценка уровня освоения учебной дисциплины

В результате освоения учебной дисциплины МДК 01.01 Технологическое оборудование испытания нефтяных и газовых скважин обучающийся должен:

Знать:

- методы, технологии освоения и испытания скважин, оборудования устья скважин;
- схемы обвязки и характеристики оборудования при освоении и испытании скважин;
- конструкцию и правила эксплуатации оборудования при проведении работ;
- конструкции и устройства приборов для проведения поверхностных измерений характеристик работы скважин;
- конструкции и устройства приборов для проведения глубинных измерений параметров работы скважин.

Уметь:

- составлять заявки, планы и акты работ на отдельные технологические операции в области испытания, освоения, консервации и ликвидации скважин;
- устранять отклонения от нормальной работы ИПТ;
- пользоваться знаниями при проведении работ по освоению и испытанию скважин в соответствии с технологическими регламентами, планами;
- соблюдать правила эксплуатации и ремонта измерительных приборов, оборудования и аппаратуры по испытанию нефтяных и газовых скважин;
- учитывать погрешности определения параметров и выполнять требования к точности приборов.

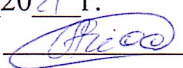
Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Пермский нефтяной колледж»

ОДОБРЕНО

цикловой методической комиссией
геолого-геодезических дисциплин

Протокол № 2 от «08»

10 2021 г.

Председатель  А.Л. Аксарина

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»

Т.Е. Фефилова

« » 20 г.

**ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ (ЭКЗАМЕН)**

Основы технологических процессов испытания скважин и применяемое оборудование

1. Введение. Значение испытания нефтяных и газовых скважин в цикле их строительства.
2. Цели и задачи испытания скважин.
3. Опробование пласта на каротажном кабеле. Область применения и решаемые геологические задачи.
4. Общие требования к выбору объектов исследования, к объему и содержанию предварительных работ.
5. Подготовка скважин к проведению работ методом ОПК.
6. Порядок проведения ОПК.
7. Ознакомление с конструкцией и работой ОПК (назвать тип, показать на рисунке технические характеристики и рассказать принцип работы).
8. Аппаратура АГИП-К. Принцип ее действия и технические характеристики. Современные модификации аппаратуры.
9. Испытания пластов испытателями на трубах.
10. Подготовка ствола скважины к проведению работ испытателем пластов на трубах ИПТ.
11. Подготовка ИПТ к работе.
12. Технология проведения испытания.
13. Обязка устья скважины противовыбросовым оборудованием и спецоборудованием при испытании скважин.
14. Выбор объекта испытания.
15. Выбор диаметра пакера и его установка.
16. Режим испытания.
17. Определение безопасного времени нахождения ИПТ на забое.
18. Контроль работы ИПТ.
19. Определение характера насыщения пласта.
20. Критерии качества испытания пласта.
21. Правила безопасности при производстве работ с ИПТ.
22. Предупреждение осложнений при испытании скважины.
23. Типовые диаграммы скважинных манометров.
24. Диаграмма давления с отклонениями от нормальной работы ИПТ.
25. Возможные способы устранения отклонений от нормальной работы ИПТ.
26. Ознакомление с конструкцией и работой ИПТ (назвать тип, показать на рисунке технические характеристики и рассказать принцип работы).
27. Общие правила составления заявки, плана и акта на испытание пластов на трубах.
28. Освоение скважины после перфорации.
29. Метод снижения плотности жидкости. Метод компрессирования. Применяемое оборудование.
30. Метод аэрации. Вызов притока методом свабирования. Применяемое оборудование.
31. Вызов притока методом "воздушной подушки". Применяемое оборудование.
32. Вызов притока методом воздействия двухфазных пен. Применяемое оборудование.
33. Вызов притока из пласта с помощью комплексов испытательных инструментов.

34. Экспресс методы обработки КВД.
35. Экспресс методы обработки кривых притока.

Устройство, назначение и принцип действия контрольно-измерительных приборов и технологического оборудования для исследования скважин

1. Технологический процесс, его контроль и управление.
2. Основные измеряемые параметры технологических процессов в добыче нефти и газа.
3. Общие сведения об измерительных приборах.
4. Основные элементы измерительных приборов.
5. Приборы для измерения давления.
6. Поверхностные приборы для измерения давления.
7. Жидкостные поверхностные манометры.
8. Механические поверхностные манометры.
9. Деформационные механические манометры и их классификация.
10. Электронно-цифровые поверхностные манометры.
11. Электрические измерительные преобразователи давления (ЭИП).
12. Глубинные приборы для измерения давления.
13. Классификация глубинных манометров.
14. Приборы для измерения температуры.
15. Поверхностные приборы для измерения температуры. Термометры.
16. Приборы для измерения расхода жидкостей и газа.
17. Классификация поверхностных расходомеров.
18. Поверхностные приборы для измерения расхода.
19. Расходомеры постоянного и переменного перепада давлений.
20. Счетчики жидкости и газа.
21. Уравнемеры поплавковые. Пьезографы. Уравнемеры акустические.
22. Динамографы. Диагностические комплексы.
23. Шайбный измеритель газа «Орифайс» orifice plate.
24. Диафрагменный измеритель газа ДНКТ («прувер» pipe prover).
25. Оборудование для исследования скважин.
26. Лубрикаторы, пробоотборники, газоанализаторы и др.
27. Передвижные лаборатории ЛГИ и АСМА. Стационарные измерительные установки АГЗУ.
28. Изучение конструкции и устройства приборов для проведения поверхностных измерений характеристик работы скважин.
29. Изучение конструкции и устройства приборов для проведения глубинных измерений параметров работы скважин.

ПРИМЕР ЭТАЛОНА ПРАВИЛЬНЫХ ОТВЕТОВ

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 1

1. Возможный вариант ответа.

Объект испытания ИПТ должен назначаться геологической службой Недропользователя на основании всей информации по данному региону, рекомендаций геолого-технологических (ГТИ) и геофизических исследований (ГИРС), выполненных в процессе бурения скважины.

Для структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин предусмотрены единый обязательный комплекс ГИРС и единый комплекс ГТИ, для эксплуатационных скважин обязательные комплексы ГИРС и ГТИ отличаются уменьшением количества выполняемых методов и объема исследований в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах».

К испытанию ИПТ в процессе бурения скважины рекомендуются объекты, которые оцениваются как продуктивные или возможно продуктивные:

- по нефтепроявлениям, наблюдаемым у устья при циркуляции бурового раствора;
- по насыщению нефтью образцов пород (керн) или шлама;
- по содержанию углеводородных газов в растворе (газокаротаж);
- по результатам люминисцентного битуминологического анализа промывочной жидкости или шлама.

Интервалы с неоднозначной характеристикой насыщения должны быть испытаны ИПТ с целью исключения пропуска продуктивного объекта, уточнения границ газонефтеводоконтакта (ГВК, ВНК, ГНК) и количественной оценки гидродинамических параметров.

Испытания объектов с установленным характером насыщенности (по ГТИ и ГИРС) должны проводиться с целью изучения физико-химических свойств пластового флюида, расчета гидродинамических параметров пласта и его эффективной толщины, которые могут использоваться при составлении технологических схем и проектов разработки залежи.

К испытанию ИПТ должны рекомендоваться не только нефтенасыщенные пласты, но и водоносные объекты с целью оценки возможности использования пластовых вод для заводнения нефтяных залежей.

Пласты с различным характером насыщения (газ, нефть, вода) рекомендуется по возможности испытывать с селективным разобщением каждого интервала. Для повышения достоверности выделения коллектора и определения характера насыщения в случае переслаивания коллекторов и плотных пород (толщиной <3 м) целесообразно проводить работы с ИПТ по схеме «каротаж-испытание-каротаж».

В обсаженных эксплуатационной колонной скважинах объектами испытания ИПТ являются перфорированные интервалы. В них работы проводят с целью:

- освоения объектов (в т.ч. так называемых «неосновных»);
- интенсификации добычи нефти (ОГО) депрессионным и гидроимпульсным воздействием;
- оценки качества цементирования (наличие цементного кольца) обсадной колонны;
- проверки герметичности цементного моста;
- выявления эффективности ГТМ;
- определения параметров пласта.

При выборе объекта испытания для уверенного создания депрессии на пласт и обеспечения возможности притока пластовой жидкости необходимо стремиться к сокращению интервала временного разобщения скважины, чтобы объем промывочной жидкости, поступающей в трубы из подпакерного пространства с учетом объема фильтрата из зоны проникновения, был значительно меньше объема колонны бурильных (НК) труб.

2. Возможный вариант ответа.

Вызов притока методом "воздушной подушки" — это техника, используемая в

гидравлических и пневматических системах для создания временного запаса давления или объема воздуха, что позволяет обеспечить стабильный приток жидкости или газа в систему. Этот метод широко применяется в различных отраслях, включая машиностроение, строительство и ремонтные работы.

Применяемое оборудование включает:

1. Воздушные подушки (воздушные камеры) — специальные емкости или конструкции, предназначенные для накопления и удержания воздуха под давлением. Они могут быть выполнены из резины, ПВХ или других эластичных материалов.

2. Компрессоры — устройства для нагнетания воздуха в воздушную подушку, обеспечивающие необходимое давление.

3. Регуляторы давления — клапаны и устройства для поддержания постоянного давления внутри воздушной подушки.

4. Соединительные трубопроводы и шланги — для подачи воздуха от компрессора к воздушной подушке и далее к системе, где требуется вызов притока.

5. Клапаны и запорная арматура — для управления процессом подачи воздуха и предотвращения обратного потока.

6. Манометры — для контроля уровня давления внутри системы.

Принцип работы заключается в том, что воздушная подушка создаёт запас воздуха под давлением, который при необходимости используется для вызова притока жидкости или газа в систему, например, при гидравлических ударах или для компенсации пульсаций давления.

Этот метод позволяет повысить эффективность работы систем за счёт стабилизации давления и уменьшения пульсаций, а также обеспечивает более мягкий запуск и работу оборудования.

3. Возможный вариант ответа.

U-образный манометр (двухтрубный).

Диапазон измерений: до 10000 Па

Точность: $[\Delta] \pm 10$ Па

Он состоит из изогнутой в виде буквы U стеклянной трубки 4, примерно до половины заполненной рабочей жидкостью 3. С помощью скобок 1 трубка прикреплена к доске 2, между ветвями трубки размещена шкала 5.

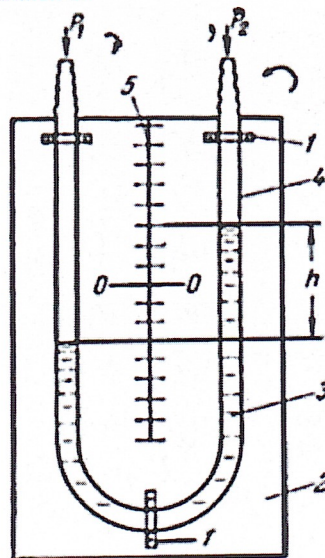


Рис. Кинематическая схема U-образного прибора

Манометр представляет собой сообщающиеся сосуды из стеклянной трубки вертикально-изогнутой и похожей на английскую букву U. В трубке находится рабочая жидкость — вода или спирт. Один конец трубки сообщается с атмосферой, а в другой подается измеряемое давление. Вдоль трубки располагается шкала с делениями в мм. Начальное положение рабочей жидкости на нулевой отметке шкалы.

Принцип измерения: основан на гидростатическом методе, т.е. на уравнивании

измеряемого давления высотой столба рабочей жидкости.

Принцип действия: в равновесном состоянии, когда давление с 2-х сторон манометра одинаковое – уровни жидкости равны. При воздействии измеряемого давления в один конец трубки рабочая жидкость вытесняется в часть трубки, сообщающаяся с атмосферой. Перепад давлений атмосферного (P_2) и измеряемого (P_1) с 2-х сторон создает разность высот уровней рабочей жидкости h , которая будет пропорционально отражать размер давления, высчитываемого по формуле: $P = \rho gh$ (Па). Точность измерения будет определяться точностью отсчета h и точностью определения плотности рабочей жидкости.

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 2

1. *Возможный вариант ответа.*

По первичному анализу информации проведенные работы с ИПТ рекомендуют разграничить на категории:

- испытание технически качественное (завершенное), если оно проведено без аварий и осложнений и полностью (или частично) решена поставленная задача;
- испытание технически некачественное (незавершенное), если при его выполнении наблюдались посадки, затяжки инструмента, повышенное шламонакопление на забое, частичная негерметичность бурильных труб, поглощение бурового раствора, отказ буровых механизмов и узлов ИПТ, а также отличия фактических параметров режима от запланированных и нарушения технических условий и требований правил безопасности и охраны окружающей среды.

Испытание объекта должно считаться качественным и завершенным, если были выполнены следующие условия:

- в трубах поднята пластовая жидкость, отобрана герметичная проба жидкости;
- на диаграммах манометров, установленных под фильтром, в фильтре и в трубах над ИПТ, имеются четкие линии записи нулевой линии, кривой притока (КП) и восстановления давления (КВД);
- на диаграмме манометра, установленных в трубах над ИПТ, однозначно оценивается герметичность бурильных (НК) труб и узлов ИПТ;
- на диаграммах манометров, установленных под фильтром, в фильтре и в устройстве для измерения затрубного давления (УЗД), зафиксированы герметичная пакеровка, открытие клапана ИПТ, закрытие ЗП и постоянное давление в затрубном пространстве.

При однозначном установлении притока пластового флюида в процессе испытания пласта явными признаками потенциальных его возможностей являются объем притока и его интенсивность, форма диаграммы кривой притока и восстановления забойного давления (выпуклость, кривизна линии и наличие пологого конечного участка КВД).

При отсутствии очевидных признаков притока критерием завершенности испытания может служить наличие качественных диаграмм скважинных манометров, на которых зарегистрирован процесс испытания объекта (нулевые линии, герметичность труб, открытие клапана ИПТ и закрытие ЗП на КВД, повторный цикл «открыто - закрыто»).

В случае, если испытание пласта было выполнено технически правильно, по анализу диаграмм скважинных манометров правомерно отнести объект испытания к практически «сухому», т.е. отсутствует приток в трубах, по КВД давление не восстанавливается.

На основании определения характера насыщения объекта испытания, анализа диаграмм изменения давления скважинных манометров и обобщения многолетнего опыта по испытанию составлены критерии достоверности информации, которые распределены по степени их влияния на результаты испытания и рекомендуются для применения при выдаче заключения.

Критерий 1. Продолжительность притока (T) в одном из циклов испытания не менее 60 мин. Исключением являются объекты с сильной интенсивностью притока.

Критерий 2. В одном из циклов испытания при времени (t) регистрации КВД и соотношении $t \geq T$ восстановление давления должно быть не менее 0,9 от величины депрессии (ΔP_m) в конце открытого периода.

Критерий 3. В акте на выполненные работы по испытанию должно быть указано об активности проявления притока на устье скважины при стабильном положении уровня жидкости в затрубном пространстве, акт должен быть подписан мастером (начальником партии) по испытанию и представителем Недропользователя.

Критерий 4. На диаграмме манометра под фильтром забойное давление должно быть записано в форме плавной линии в течение процесса испытания. Величина общего снижения давления должна быть не менее двойной чувствительности регистрирующего манометра. Забойное давление начала записи КВД должно быть не менее давления долива жидкости в трубы до испытания.

Критерий 5. Условиями вскрытия объекта бурением сохранена гидродинамическая связь испытываемого пласта со скважиной. Интервал испытания вскрыт на буровом растворе с контролируемой водоотдачей, без поглощения, продолжительность циркуляции раствора до испытания интервала не более 120 ч.

Критерий 6. Время регистрации КВД $t \geq 60$ мин.

Критерий 7. В момент открытия приемного клапана ИПТ забойное давление снижается не менее, чем на 5,0 МПа от величины Рпл.

Критерий 8. После подъема ИПТ опрессовкой на устье скважины запорного клапана подтверждена его герметичность в дополнение к записи КВД.

Критерий 9. Незагрязненная прискважинная зона пласта, $КС < 2,0$.

Критерий 10. По хроматографическому анализу капель нефти, поднятых в пробоотборнике, установлена ее принадлежность к объекту испытания.

Критерий 11. Режим испытания и контроль за содержанием притока выполнены в соответствии с утвержденным планом по испытанию скважины ИПТ.

Критерий 12. По диаграмме давления манометра, установленного под фильтром, фактическая начальная депрессия на пласт не менее, чем в три раза превышает репрессию бурового раствора при вскрытии объекта. Интервал испытания не более 10 м.

Критерий 13. Дебит жидкой фазы продукции притока (нефти, воды) определен с погрешностью не более 15 %.

Критерий 14. По КВД, зафиксированной манометром под фильтром, пластовое давление снижается от цикла к циклу испытания.

Критерий 15. Дебит газа замерен в условиях квазиустановившегося режима притока (по регистрации забойного давления и дебита жидкой фазы).

Критерии достоверности информации по испытанию скважины рекомендуются в качестве определяющих признаков при обработке данных ИПТ с целью классификации значимости коллекторов по притоку пластового флюида и оценки технической успешности выполненных работ. Характеристика объекта испытания (объем притока, проявление активности, содержание флюида) должна совпадать с полученной при испытании.

Определяющие признаки обработки данных ИПТ	Критерии достоверности информации
Признак 1 Обнаружение коллекторов	
1.1 Коллектор имеется 1.1.1 Получены явные (очевидные) признаки коллектора (фонтан, объем и дебит притока, представительные пробы пластового флюида, зафиксирован приток по манометрам в трубах и под фильтром). 1.1.2 Приток в трубы отсутствует. Зафиксирована полная интерпретируемая КВД 1.1.3 Информация об объеме, содержании притока и по диаграммам манометров отсутствует. На притоке наблюдается активное проявление пласта. При этом уровень жидкости в затрубном пространстве в поле зрения на устье скважины. 1.1.4 В период регистрации КВД манометром под фильтром записана кривая падения давления 1.2 Интервал испытания практически «сухой» 1.2.1 В период регистрации КВД давление не восстанавливается 1.2.2 Зафиксирована замедленная КВД 1.2.3 Приток отсутствует, КВД не регистрировалась 1.2.4 Дебит притока не более $0,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ КВД зафиксирована	Признаки не вызывают сомнения 1, 2 3 4 5, 6, 7, 8 2, 5, 7, 8 5, 6, 7 2, 5, 7, 9

По информативным спускам ИПТ определяют фактические режимные

характеристики испытания. По выделенным коллекторам дают оценку их насыщения, устанавливают гидродинамические параметры пласта. Нефтегазонасыщенные коллекторы оценивают на их промышленное значение, уточняют пластовое давление и состояние околоствольной зоны.

По объектам, где приток практически отсутствует, т.е. пласт «сухой», обработка результатов на этом завершается.

По объектам с неоднозначной оценкой определяют причины неопределенности (возможных ошибок) и условия, при выполнении которых в повторном испытании будет получен достоверный результат (установлено наличие или отсутствие коллектора).

2. Возможный вариант ответа

Вызов притока методом воздействия двухфазных пен — это технология, используемая для повышения эффективности добычи нефти и газа, а также для устранения проблем с заторными явлениями или для стимуляции пластов. Пена — это устойчивая газожидкостная система, стабильность которой придает ПАВ (ОП-10, сульфолон и др.). При этом методе скважина промывается 2 или 3 фазной пеной, плотность которой может варьировать в широких пределах (от 0,1 до 0,9 г/см³). Схема получения пены аналогична схеме получения газожидкостной системы (рис.).

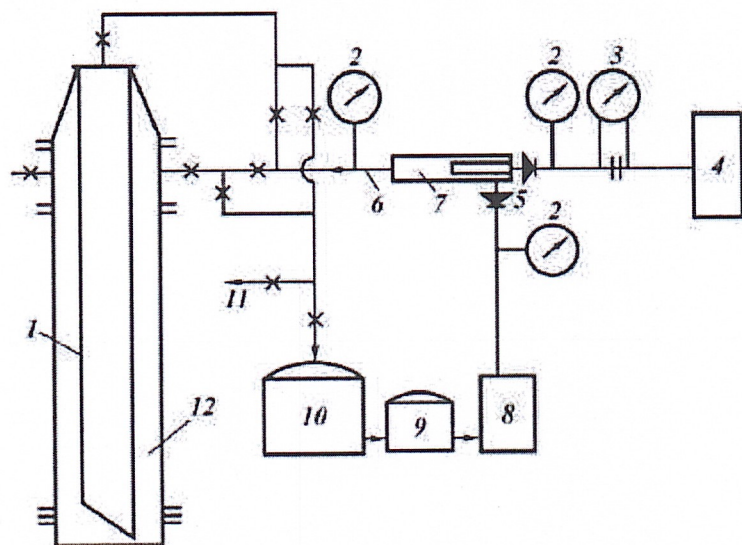


Рис. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной: 1- НКТ; 2- манометры; 3 – расходомер газа; 4 – компрессор; 5 – обратные клапаны; 6 – эагратор; 7 – нагнетательная линия; 8 – насос; 9 – мерная емкость; 10 – накопительная емкость для пенообразующей жидкости; 11 – выкид пены; 12 – затрубное пространство.

Отличие в том, что насос подает не чистую воду, а водный раствор ПАВ и других реагентов (сода, метанол, гидрофобизатор, КМЦ, жидкое стекло, РС). Образующаяся пена устойчива во времени (2 – 3 часа), легко диспергирует и пептизирует глинистые частицы, загустевший глинистый раствор, происходит дегидратация ПЗП, повышается фазовая проницаемость породы для нефти. Сама пена легко удаляется со стенок труб и из порового пространства пласта. При освоении скважин могут применяться как однокомпонентные, так и многокомпонентные двухфазные пены. Даже простейшая пенная система обладает высокопластичными и упругими свойствами, которые способны оказывать положительное влияние на результативность процесса вызова притока из пласта в скважину. Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией.

С целью предотвращения проникновения дополнительного количества фильтрата вызов притока следует осуществлять заменой скважинной жидкости однокомпонентной

двухфазной пеной с малой степенью аэрации при прямой схеме циркуляции. После полной замены скважинной жидкости пеной необходимо приступить к закачке в скважину пены с меньшей плотностью, но уже по кольцевой схеме циркуляции, т.е. новые порции пены меньшей плотности направлять в скважину через затрубное пространство.

Освоение скважин с обработкой ПЗП для интенсификации притока проводится при депрессии, достигающих 10 -15 МПа и превышают депрессии при эксплуатации скважин на 50-70%. Создаваемые при этом гидромеханические нагрузки на фильтр скважины приводят к нарушению герметичности затрубного пространства, прорыву подошвенных и посторонних вод, обводненности продукции.

3. Возможный вариант ответа

1. Грузопоршневой манометр
2. Диапазон измерений: до 1000 МПа;
3. Точность: класс точности 0,005 - 0,15

В связи с особенностью конструкции манометр всегда используется в комплекте с гидравлической системой.

Грузопоршневой манометр (измерительная часть прибора) состоит из простого поршня 2, цилиндра 1, грузоприемной тарелки 6. Гидропресс представляет собой поршень 11 с манжетным уплотнением. Внутренняя полость прессы II сообщается с грузопоршневым манометром I и поверяемым прибором 9 через каналы, перекрываемые вентилями 7 и 10. Рабочая жидкость для заполнения гидравлической системы прессы заливается в бачок 8 с запорным вентилем. При измерении давления p , создаваемого гидропрессом, грузоприемную тарелку 6 нагружают грузами 5 до равновесия поршня 2, которое определяется по совпадению рисок 4 на поршне и ограничителе хода 3.

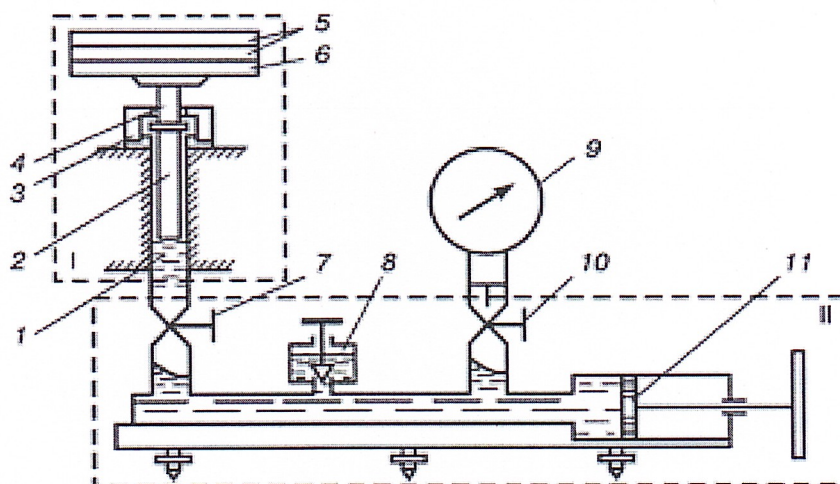


Рис. Схема грузопоршневого манометра (I) с простым поршнем и гидропресса (II)

Чувствительными элементами являются:

- поршень с сечением S , размещенный в цилиндре;
- калиброванные груза, размещаемые над поршнем на специальной тарелке.

Тарелка имеет указатель равновесия, а цилиндр - две круговые риски. Корпус цилиндра соединяется с гидравлической системой, заполненной жидкостью. Для создания необходимого давления в системе имеется насос.

Принцип измерения: основан на уравнивании измеряемого давления силой массы калиброванных грузов, размещенных над поршнем.

Принцип действия: на тарелку манометра устанавливается калиброванный груз и при помощи насоса в системе создается необходимое давление, если сила давления будет меньше силы массы калиброванных грузов, то поршень не сдвинется с места. Когда сила давления сравняется с силой массы поршень начнет вытесняться из цилиндра, а в гидравлической системе возникнет равновесие $P = mg/S$.

Критерии оценки:

«5» (отлично) выставляется обучающемуся, если он владеет понятийным аппаратом, демонстрирует глубину и полное овладение содержанием учебного материала, в котором легко ориентируется;

«4» (хорошо) выставляется обучающемуся за умение грамотно излагать материал, но при этом содержание и форма ответа могут иметь отдельные неточности;

«3» (удовлетворительно) выставляется обучающемуся, который обнаруживает знания и понимание основных положений учебного материала, но излагает его неполно, непоследовательно, допускает неточности в определении понятий, не умеет доказательно обосновывать свои суждения;

«2» (неудовлетворительно) выставляется обучающемуся, если он имеет разрозненные, бессистемные знания, не умеет выделять главное и второстепенное, допускает ошибки в определении понятий, искажает их смысл.

Итоговая оценка за экзамен выставляется за тестовую и практическую части ответа с учетом выполнения практических, проверочных и контрольных работ при освоении МДК.

Преподаватель имеет право выставить обучающимся оценку по результатам текущей успеваемости с учетом полной посещаемости учебных занятий и при участии в мероприятиях, связанных с профилем специальности.