

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по выполнению практических работ по дисциплине

**Геофизические методы контроля разработки
месторождений полезных ископаемых**

для студентов направления подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) Геолого-геофизические технологии в
нефтегазовом деле

Ставрополь, 2026

Содержание

Практическая работа № 1

Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1 6

Практическая работа №2

Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью локатора муфт ЛМ.....12

Практическая работа №3

Оценка технического состояния скважины по данным измерения аппаратурой СГДТ 17

Практическая работа № 4

Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК.....29

Практическая работа № 5

Определение интервалов затрубной циркуляции 33

Практическая работа № 6

Определение профиля притока 40

Практическая работа № 7

Определение профиля приемистости по данным ГИС.....43

Практическая работа № 8

Выделение текущего ВНК по комплексу ГИС в процессе разработки по данным ННК 47

Практическая работа № 9

Определение работающих интервалов 63

Практическая работа № 10

Определение состава притока.....68

Практическая работа № 11

Определение дебита притока по данным ГИС-контроля.....72

Список рекомендуемой литературы.....78

Практическая работа № 1.

Тема: Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5. Для этого следует ознакомиться с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны и выявления дыр перфорации.

Теоретическое обоснование:

Контроль технического состояния обсадной колонны необходим, так как даже во время спуска бурового инструмента и самой колонны происходит её истирание, смятие, изгиб и т.д. Что приводит к нарушению её целостности.

В процессе эксплуатации крепь ствола скважины (обсадная колонна и кольцо цементного камня) подвергается различным механическим воздействиям и воздействию агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов, что может привести к образованию дефектов и нарушению герметичности цементного кольца и обсадной колонны. В нефтяных эксплуатационных скважинах образование дефектов происходит в основном в интервалах, прилегающих к водонасыщенным участкам пластов за счёт коррозионных явлений. В нагнетательных скважинах образование дефектов ускоряется эрозионным воздействием потока закачиваемых вод. По характеру и размерам дефекты объединяются в две большие группы:

- объёмные дефекты
- щелевые дефекты

Контроль состояния обсадной колонны осуществляется с помощью индукционного дефектомера ДИ-1. Индукционный дефектомер основан на электромагнитном способе индикации повреждений в обсадной колонне.

В наземном пульте индукционного дефектомера имеются два канала с фазовращающими ячейками. Одна фазовращающая ячейка служит для компенсации влияния каротажного кабеля, по которому передается измеряемый сигнал в наземную аппаратуру. Вторая фазовращающая ячейка имеет два фиксированных положения. В одном положении записывается диаграмма порывов и трещин Tr_{Π} (при измерении прямым зондом) или Tr_{Δ} (при измерении дифференциальным зондом). В другом положении записывается диаграмма износа и локальных дефектов обсадной колонны d_{Π} (при измерении прямым зондом) или d_{Δ} (при измерении дифференциальным зондом). Измерение параметров Tr_{Π} и d_{Π} прямым зондом и Tr_{Δ} и d_{Δ} дифференциальным зондом производится последовательно.

На диаграмме «Tr» обеспечивается фиксация порывов и трещин в обсадной колонне, проекция которых на ось колонны имеет длину не менее 60, или 100, или 120 мм. На диаграмме «d» фиксируются дефекты типа вздутий и смятий на внутренней поверхности обсадной колонны, изменяющие

внутренний диаметр ее не менее чем на 2 мм и имеющие протяженность не менее указанной выше.

Аппаратура, оборудование и материалы

Скважинный индукционный дефектомер типа ДСИ (рис.1.1) позволяет обнаруживать трещины, разрывы, перфорационные отверстия и изменения внутреннего диаметра колонны с точностью до 0,5мм и протяжённостью 60мм и более. В основу работы прибора положен принцип электромагнитной дефектоскопии. Индукционный дефектомер ДИ-1 выполнен в виде скважинного прибора с центратором, обеспечивающим совпадение оси прибора с осью обсадной колонны. При этом используется индукционный зонд с генераторной

катушкой и двумя измерительными катушками I_1 и I_2 , расположенными симметрично относительно генераторной (G). Генераторная катушка G питается переменным током частотой 300Гц (при такой частоте тока уменьшается влияние толщины обсадной колонны на показания дефектомера) от генератора 8 через блок управления 7 и разделительный фильтр 5 и возбуждает в окружающей среде вихревые токи. Так как расстояние между центрами катушек 80мм, то вихревые токи ограничиваются обсадной колонной. При этом ЭДС, индуцированная в катушке I_2 (прямой зонд) обусловлена влиянием трубы и прямым влиянием генераторной катушки G .

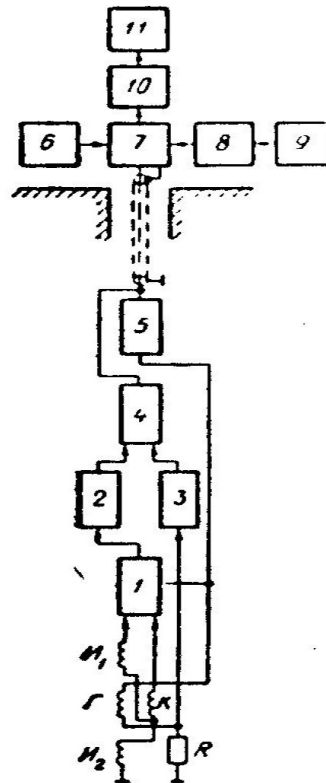


Рисунок 1.1 - Блок-схема ДСИ

Т.е. ЭДС на выходе измерительной катушки зависит не только от внутреннего диаметра колонны, но и от магнитной проницаемости и электропроводности материала колонны и толщины её стенок, а также от повреждений колонны (трещин, разрывов и т.п.). Обилие факторов, от которых зависит ЭДС на выходе измерительной катушки, затрудняет интерпретацию полученной информации.

Для частичной компенсации прямого поля в цепь измерительной катушки включена компенсационная катушка K , обмотка которой уложена в одном пазу с генераторной катушкой. Разностный сигнал между катушками I_2 и K , пропорциональный проводимости колонны, поступает на вход частотного модулятора 2 (несущая частота 14кГц). Одновременно с резистора R на частотный модулятор 3 с несущей частотой 7,8кГц подаётся опорное напряжение. Сигналы с обоих модуляторов усиливаются усилителем мощности 4 и

поступают в кабель.

С помощью коммутатора I для измерения может быть включён прямой зонд (катушки G, II_2, K) или дифференциальный зонд (катушки G, II_2, II_1). Катушки II_2 и II_1 включены встречно.

Прямой зонд используется для обнаружения мест дефектов колонны, а дифференциальный – для их детализации.

На поверхности измеряемые сигналы через блок управления 7 поступают на панель 10 (ИПЧМ), где разделяются по частотам, усиливаются, демодулируются, детектируются и регистрируются регистратором 11.

Аппаратура ДСИ питается постоянным током от выпрямителя 6, а генератор 8 – от блока питания 9.

Сигналы от дефектов колонны выделяются по амплитуде и форме. При этом крупные трещины на кривой диаметра отмечаются так же, как и муфтовые соединения, но на кривой прямого зонда дефекты отбиваются в сторону противоположную аномалиям муфтовых соединений. На рисунке 1.2 кривые диаметра колонны 1 и трещин 2 до перфорации колонны и после перфорации (соответственно 3 и 4). Кривые 3 и 4 уверенно фиксируют зоны перфорации

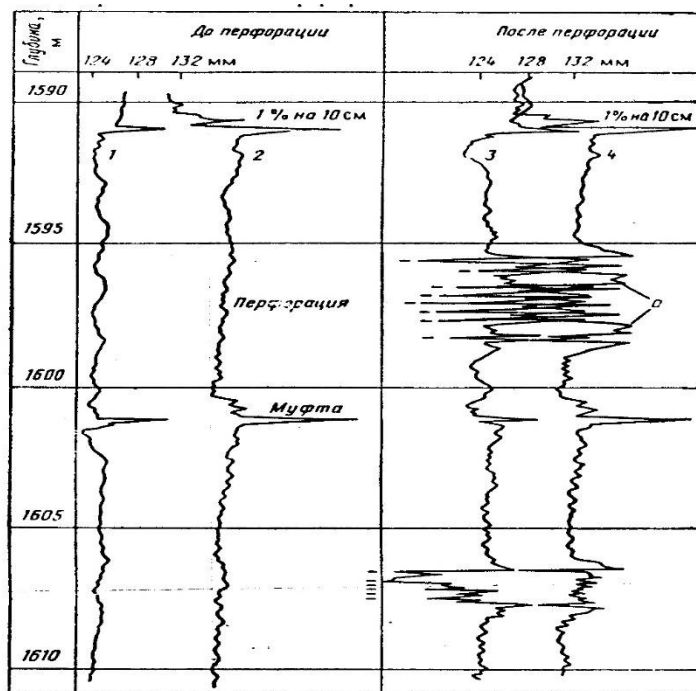


Рисунок 1.2 - Кривые скважинного индукционного дефектомера

В верхнем интервале перфорации на кривой 4 по минимумам отмечаются отдельные отверстия (показано чёрточками), а в точках a – отказы зарядов перфоратора. В нижнем интервале перфорации кривая 4 даёт сплошную аномалию, что указывает на значительное разрушение колонны.

В наземном пульте индукционного дефектомера ДИ-1 имеются два канала с фазовращающимися ячейками. Одна фазовращающая ячейка служит для компенсации влияния каротажного кабеля. Вторая фазовращающая ячейка имеет

два фиксированных положения. В одном положении записывается диаграмма

порывов и трещин Tr_n (при измерении прямым зондом) или Tr_d (при измерении дифференциальным зондом). В другом полоржении записывается диаграмма износа и локальных дефектов обсадной колонны d_n (при измерении прямым зондом) или d_d (при измерении дифференциальным зондом). Измерение параметров Tr_n и d_n прямым зондом и Tr_d и d_d дифференциальным зондом производится последовательно.

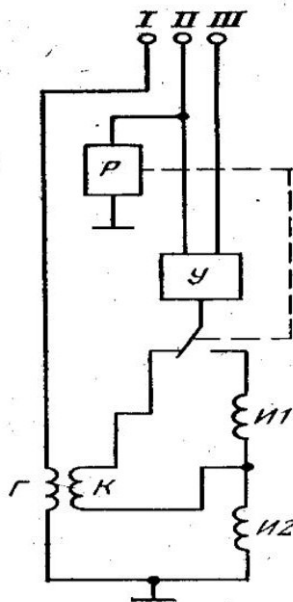


Рисунок 1.3 - Блок-схема индукционного дефектомера ДИ-1

На диаграмме « Tr » обеспечивается фиксация порывов и трещин в обсадной колонне, проекция которых на ось обсадной колонны имеет длину не менее 60, или 100, или 120мм. На диаграмме « d » фиксируются дефекты типа вздутий и смятий на внутренней поверхности обсадной колонны, изменяющие внутренний диаметр её не менее чем на 2мм и имеющие протяжённость не менее уже указанной.

Оборудование и материалы

- данные анализов вод по нефтяным и газовым месторождениям.(табл.1.1)
- Таблица Д.Менделеева

Указания по технике безопасности:

•

Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:

- отсутствие посторонних предметов на клавиатуре;
- нет ли влаги на клавиатуре.

•

Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блок

е. •

ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В.

- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно слева.

- Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300 - 500 лк.

При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- Интервал перфорации
- Интервалы вздутия колонны
- Места порывов обсадной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Щели в обсадной колонне вызывают отрицательные аномалии на кривых Tr_n и d_n , в то время как муфтовые соединения — положительные аномалии. Границы щелей на кривых Tr_d и d_d отмечаются четкими двухполярными аномалиями. Кривая Tr_d при выделении трещин является наиболее наглядной, так как на ней не видны колебания электропроводности различных труб и щели выделяются более четко.

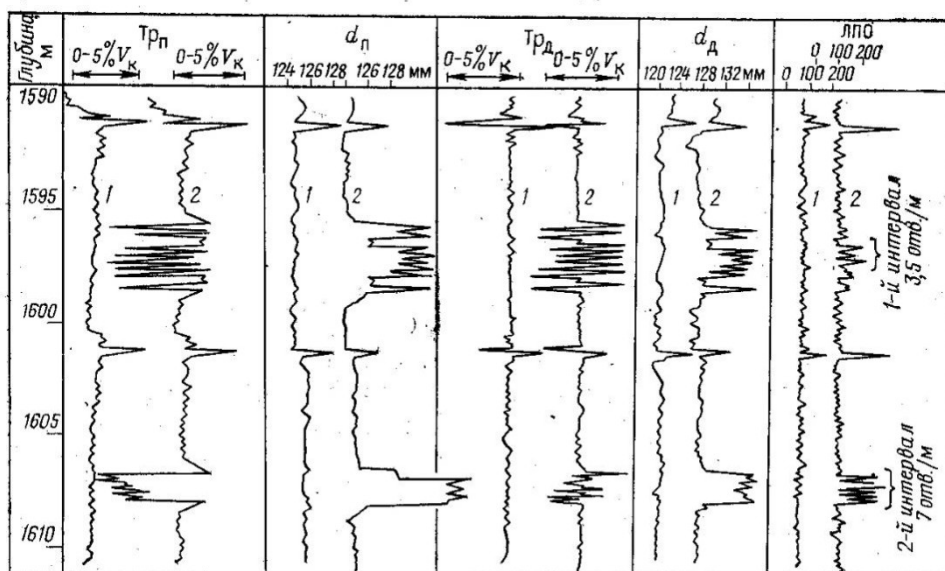


Рисунок 1.4 - Пример контроля обсадной колонны с помощью индукционного дефектомера и локатора перфорационных отверстий

1-кривые, зарегистрированные до перфорации обсадной колонны; 2-кривые, зарегистрированные после перфорации.

При поиске мест нарушения герметичности колонны записывают кривые Tr_n и d_n по всему исследуемому интервалу в обычном масштабе глубин 1: 500

или 1 : 200. Если нарушения колонны небольшие и на кривой Tp_{Π} наблюдается

значительный фон от колебаний электропроводности материала обсадной колонны, кривые Tr_d и d_d записывают в более крупном масштабе глубин.

При определении места разрыва колонны по телу трубы или на муфтовом соединении производится запись кривых Tr_n и d_n в масштабе глубин 1: 500 или 1: 200, а при определении износа труб обсадной колонны – запись за две спуско-подъемных операции полного комплекса диаграмм $Tr_n - d_n$ и $Tr_d - d_d$ в более крупном масштабе глубин.

На кривых Tr_n и Tr_d видно, что во втором интервале после перфорации появилась трещина длиной до 1,3м, а на кривой d_d – что растрескивание труб обсадной колонны на этом интервале сопровождалось раздутием колонны, достигающим до 9мм

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия дефектоскопа;
3. Краткое описание устройства дефектоскопа;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы негерметичности обсадн. колонны	выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами производят определения мест нарушения целостности колонны.
2. Для чего необходимо контролировать тех. состояние колонны.
3. От чего зависят показания индукционного дефектомера.

Практическая работа №2

Тема: Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью локатора муфт ЛМ

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5 . Для этого следует ознакомиться с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны и выявления дыр перфорации.

Теоретическое обоснование:

Электромагнитная локация муфт основана на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб из-за нарушения их сплошности. При изменении толщины стальной трубы (на муфтах), наличии в ней перфорационных отверстий, трещин, порывов происходит перераспределение магнитных силовых линий, в результате чего в катушке наводится ЭДС, которая и регистрируется.

ЛМ применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных буровых труб;
- определения положения муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- определения текущего забоя скважины;
- (в благоприятных условиях) для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приёмных обмотках возникает переменное напряжение, которое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром служит разность напряжений на приёмных обмотках, которая зависит от сплошности среды.

Магнитные локаторы муфт служат для измерения магнитного поля внутри обсадных труб с целью определения по изменениям этого поля местоположения муфтовых и замковых соединений труб, нарушений колонны (разрывы, утолщения и т. п.), а также выделения нанесенных на трубы магнитных меток.

Знание положений муфт, привязанных к разрезу скважины по данным ГИС, необходимо для установки в колонне перфораторов, торпед и другого оборудования. Локаторы муфт применяются вместе с СП радиоактивного каротажа, перфораторами и торпедами или отдельно от них.

Аппаратура, оборудование и материалы

Детектор (датчик) локатора муфт ЛМ представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг неё постоянное магнитное поле. Магнитные силовые линии магнитов пронизывают витки катушки и замыкаются через стальную трубу.

Разновидность ЛМ – активный локатор муфт – содержит 2-е катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приёмную обмотки.

Скорость перемещения прибора при контроле интервала перфорации 200 – 300 м/час. Скорость подъёма прибора при отбивке муфт– 1000-200- м/час, а в

случае одновременной регистрации данных другим видом ГИС - скорость определяется требованиями, предъявляемыми к этому виду.

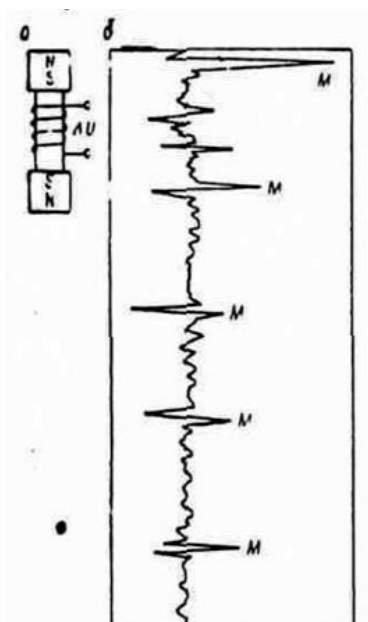


Рисунок - Локатор муфт (а) и записанная им кривая (б)

При определении глубины прихвата буровых труб, а также при выявлении интервалов перфорации с предварительным намагничиванием труб, измерения ЛМ проводятся трижды :

- до намагничивания труб
- после намагничивания , но до перфорации
- после перфорации или растягивания (натяжения) колонны. Запись диаграмм при локации муфт осуществляется при подъеме прибора. Запись, выполненная для определения положения муфтовых соединений, признается браком, если кривая по своей форме и характерным пикам не позволяет выделять муфтовые соединения. Амплитуда сигнала от муфт должна более чем в два раза превышать уровень помех (флуктуации).

Магнитный локатор муфт состоит из скважинного прибора, в котором имеются многослойная катушка-датчик с железным сердечником и два постоянных магнита ПМ, которые размещены с обоих торцов катушки и соприкасаются с ее сердечником одноименными полюсами. Магнитная система смонтирована в герметичном кожухе из немагнитной стали.

Магниты создают в катушке и вокруг нее постоянное намагничивающее поле, которое остается неизменным, если в окружающей среде (трубе) отсутствуют существенные изменения. Магнитное сопротивление изменяется в муфтах, замках, утолщениях и разрывах труб, что вызывает изменения (ослабление) магнитного поля катушки. В результате в катушке возникает ЭДС индукции, ток которой передается по кабелю в измерительную аппаратуру. Поперечные перемещения локатора в колонне не вызывают ЭДС, так как в СП

применена дифференциальная магнитная система, на полюсах которой создаются две равные, но противоположные по знаку ЭДС.

Магнитный локатор муфт для приборов радиоактивного каротажа содержит магнитный датчик дроссель Др и усилитель, помещенные в немагнитный кожух, жестко соединенный с кожухом СП радиоактивного каротажа. Выходные импульсы локатора снимаются на поверхности с трансформатора ТР-1, выделяющего более мощные низкочастотные импульсы локатора. Импульсы РК из-за большого сопротивления для них обмотки трансформатора поступают непосредственно на пульт радиоактивного каротажа ПРК.

Локатор муфт для перфораторов включает в себя катушку-датчик Др и газовый разрядник Л1 в кожухе, который жестко связан с перфоратором. Наземный пульт содержит разделительный конденсатор С1, микроамперметр ИП1 с переменным резистором R1 и клеммы для подключения схемы к кабелю и к регистратору. По микроамперметру ИП1 производится визуальный отсчет муфтовых соединений. При измерениях локатором газовый разрядник Л1 не зажигается, и запальная цепь перфоратора не шунтирует импульсы локатора. Для отстрела перфоратора в запальную цепь подается постоянный ток напряжением 350 В, который из-за высокого сопротивления Др поступает непосредственно на разрядник и зажигает его, подключая к источнику питания запальную цепь.

Оборудование и материалы

- диаграммы ЛМ, выданные преподавателем

Указания по технике безопасности:

- - Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре;
 - нет ли влаги на клавиатуре.
- Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
- ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В.
- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно слева.
- Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300 - 500 лк.
- При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью

углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- Интервал перфорации
- Места порывов обсадной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Соединительные муфты на кривой ЛМ отмечаются резким изменением (увеличением) сигнала.

Положение перфорационных отверстий в колонне устанавливается сравнением контрольной и основной кривых.

Две-три диаграммы (основная и контрольные), записанные для уточнения интервала перфорации, должны повторяться по конфигурации. Большая часть характерных, пик должна отмечаться на диаграммах и совпадать по глубинам. В противном случае запись бракуется. Совпадение амплитуд сигнала по величине не обязательно.

Для уточнения интервала перфорации две диаграммы в оригинале накладываются одна на другую на светокопировальном столе и совмещаются по муфтам и нулевым линиям.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа работы ЛМ;
3. Краткое описание устройства ЛМ;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы негерметичности обсадн. колонны	выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами производят определения мест нарушения целостности колонны ?
2. Для чего необходимо контролировать тех. состояние колонны ?
3. От чего зависят показания ЛМ ?

Практическая работа №3.

Тема 1: Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой СГДТ

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия СГДТ

Теоретическое обоснование:

Стволы нефтяных и газовых скважин после бурения закрепляются колонной обсадных труб. Пространство между стенками скважины и обсадной колонной заливают цементным раствором который после затвердевания изолирует проницаемые пласты от ствола скважины, не допуская обводнения продуктивных пластов. Плохая изоляция продуктивных горизонтов осложняет последующую эксплуатацию скважины и снижает эффективность разработки месторождения.

Поскольку плотность цементного камня ($1,8-1,9 \text{ г/см}^3$) значительно меньше плотности горных пород ($2,3-2,8 \text{ г/см}^3$), в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны. В хорошо зацементированной каверне при её глубине больше 20см максимальные и минимальные показания будут одинаковы.

В общем случае при интерпретации диаграмм на них по участкам с заведомо известной характеристикой следует провести линии, соответствующие показаниям I_n , I_{cp} , $I_{цп}$, $I_{нж}$ и $I_{нж.п}$, и затем сопоставляя с ними показания круговой цементограммы, судить о характере заполнения затрубного пространства по стволу скважины.

Для интерпретации получаемых материалов необходимо иметь информацию о:

- диаметре скважины и колонны;
- толщине стенок обсадных колонн;
- количестве и плотности закачиваемого цемента;
- способе и дате заливки;
- плотности промывочной жидкости в период цементирования;
- местоположении центрирующих фонарей;
- интервалах

Точный учёт толщины обсадной колонны, осуществляемый по толщинограмме, значительно повышает эффективность интерпретации цементограмм. Так, данные о толщине стенки труб обсадной колонны позволяют более однозначно проводить линии основных показаний I_{cp} , $I_{нж}$, I_n , $I_{цп}$ и $I_{нж.п}$ и по характеру зависимости показаний от толщины стенки обсадных труб вносить соответствующие поправки при использовании основных критериев качества цементирования, приведённых в таблице.

Основными параметрами, используемыми при интерпретации, являются :

I_{min} , I_{max} – соответственно минимальные и максимальные показания кривой в определяемом интервале;

I_{max} / I_{min} – расхождение кривой (относительная амплитуда) в определяемом интервале;

$I_{ц}$ — максимальные показания кривой против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента);

$I_{пж}$ — максимальные показания кривой против каверны, заполненной промывочной жидкостью (линия промывочной жидкости);

$I_{цп}$ — максимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия цемент-порода);

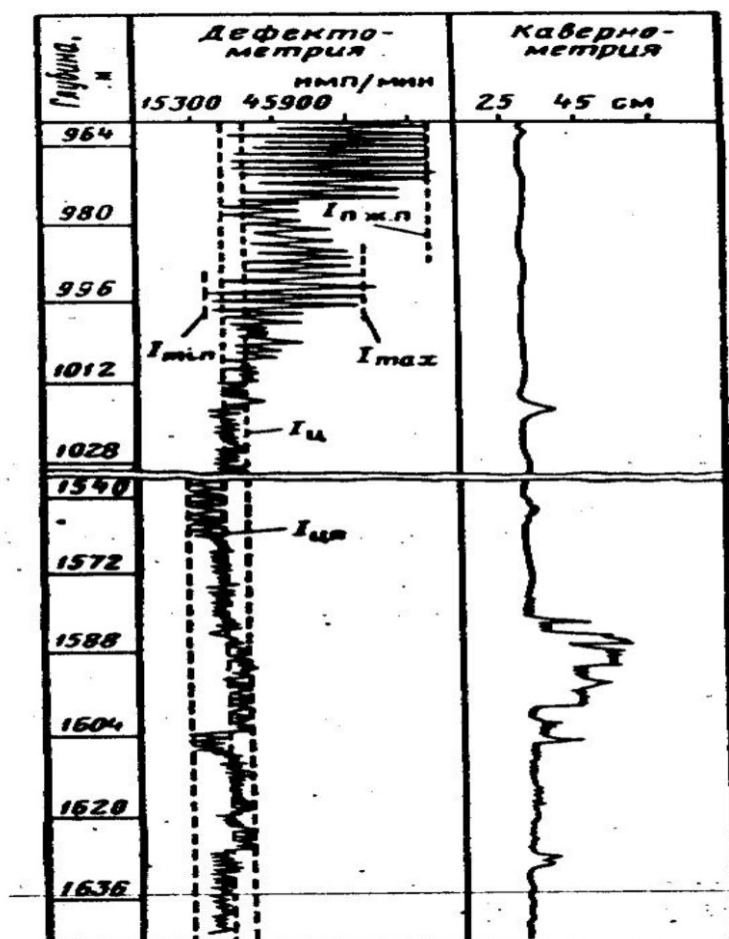


Рисунок 3.1 - Характерные показания дефектограммы, используемые при интерпретации (диаметр скважины 295мм, диаметр колонны 168мм)

$I_{пж.п}$ — максимальные показания кривой против незацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия промывочная жидкость-порода)

$I_{п}$ — минимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия пород). перфорации.

Все эти сведения, наряду со стандартной информацией о радиоактивных методах, указываются в заголовке диаграммы.

Величина относительной амплитуды I_{max} / I_{min} увеличивается при увеличении эксцентриситета колонны, плотности пород и уменьшается при увеличении плотности вещества в затрубном пространстве. При этом минимальные показания I_{min} , в основном отражают плотность горных пород, а максимальные I_{max} — плотностную характеристику вещества в затрубном пространстве.

Аппаратура, оборудование и материалы

Гамма-гамма-цементомер содержит источник γ -излучения и несколько (обычно три) детекторов, расположенных по периметру прибора симметрично его оси (рис.3.2,а). Детекторы изолированы друг от друга и помещены в свинцовые экраны, имеющие боковые прорезы – щели.

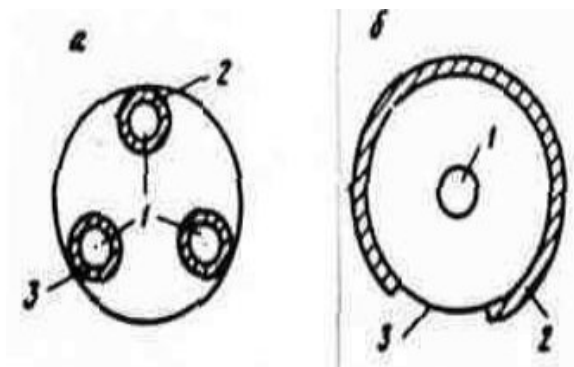


Рисунок 3. 2–Схема размещения детекторов в цементомерах: а-гамма-гамма-цементомер; б-гамма-гамма-дефектомер; 1- детектор γ -излучения; 2- свинцовый экран; 3- щель в свинцовом экране.

Благодаря такой конструкции рассеянное γ -излучение на детектор поступает лишь с той части скважины, куда обращена соответствующая прорезь в экране. Прибор регистрирует независимые кривые с каждого счётчика. Получаемая диаграмма называется цементограммой .

Гамма-гамма-дефектомер имеет один детектор, расположенный по оси прибора (рис.3.2,б). детектор помещён в кольцевой свинцовый экран с радиальным окном. Экран с помощью электродвигателя и редуктоа вращается с частотой 6-7 об/мин. Это обеспечивает регистрацию изменения интенсивности рассеянного γ -излучения по периметру колонны.

Оборудование и материалы

- Диаграммы записанные СГДТ

Указания по технике безопасности:

•

Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:

- отсутствие посторонних предметов на клавиатуре;
- нет ли влаги на клавиатуре.

•

Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.

ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В.

- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно

слева. • Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300 - 500

лк.

•
При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состояния цементного камня (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

Методика и порядок выполнения работ

Гамма-гамма-дефектометрия.

Измерения могут проводиться по точкам. Такая кривая называется дефектограммой (рис.3.3). Непрерывная кривая, записанная по стволу скважины с вращающимся экраном, называется круговой цементограммой. Непрерывная кривая, записанная по стволу скважины с вращающимся экраном, называется круговой цементограммой.

При интерпретации цементо- и дефектограмм рассматриваются значения регистрируемых величин $I_{\gamma\gamma}$ и расхождение кривых в исследуемом интервале $I_{\gamma\gamma_{max}} / I_{\gamma\gamma_{min}}$. Характер кривых определяется положением колонны в скважине и средой, заполняющей затрубное пространство. Формы дефектограмм подразделяются на близкие к прямой и отличающиеся от прямой; среди последних выделяются близкие к синусоиде и отличающиеся от синусоиды. Выделяются следующие основные ситуации:

1. диаметр скважины увеличен, колонна цементирована и вещество в затрубном пространстве однородно. В этом случае расхождение кривых невелико и зависит от статических флуктуаций. Регистрируемые значения γ -активности определяются плотностью среды в затрубном пространстве. Если каверна заполнена промывочной жидкостью, то регистрируемые значения $I_{\gamma\gamma_{плж}}$ будут максимальными по разрезу и по ним проводится линия, соответствующая промывочной жидкости. Если каверна заполнена цементным камнем, то регистрируемые значения $I_{\gamma\gamma}$ будут значительно меньше и отражать плотность цементного камня – линия цемента (рис.3.3,II).
2. диаметр скважины номинальный, положение колонны эксцентрично. при таком расположении колонны плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинаковой и это приведёт к значительному расхождению кривых. Плотность горных пород выше плотности цементного камня и промывочной жидкости. Поэтому показания счётчиков, регистрирующих рассеянное γ -излучение горных пород $I_{\gamma\gamma_n}$, будут иметь наименьшее значение по разрезу – линия горных пород. При заполнении затрубного пространства промывочной жидкостью показания счётчиков изменяются от линии промывочной жидкости до линии горных пород. При заполнении затрубного пространства цементом показания изменяются от линии цемента до линии горных пород. Выделение на диаграммах значений интенсивности, отражающей плотность промывочной жидкости, цемента и горных пород,

позволяет судить о характере распределения цемента за колонной. Если кривые рассеянного γ -

излучения имеют небольшую дифференциацию, то это свидетельствует об однородности среды в затрубном пространстве. В случае эксцентричного положения колонны, односторонней заливки, пустот и каналов в цементном камне плотностная характеристика среды в затрубном пространстве по диаметру скважины будет меняться. Поэтому регистрируемые кривые получаются со значительной дифференциацией в пространстве. На рисунке 3.3 показана характеристика диаграмм при некачественном цементировании центрированной колонны. Регистрируемые значения изменяются от $I_{\gamma\gamma_{ц}}$ до $I_{\gamma\gamma_{нж}}$.

Одним из основных преимуществ дефектомера является возможность детального исследования распределения рассеянного излучения по периметру колонны при измерениях по точкам, выбранным в наиболее ответственных интервалах разреза.

По круговой цементограмме можно судить о раскрытости трещин. Участок aa_1 диаграммы соответствует периметру окружности 360° . Участок bb_1 отражает незацементированную часть скважины и может быть выражен в градусах. Если минимальные показания круговой цементограммы близки к линии I_p , а максимальные не выходят за пределы ψ , то, вероятнее всего, интервал качественно зацементирован, а положение колонны эксцентрично. Если минимальные показания близки к линии $I_{цп}$, а максимальные выходят за пределы линии $I_{ц}$, то, очевидно, что затрубное пространство интервала не полностью заполнено цементным камнем.

Материалы гамма-гамма-цементометрии дают возможность проводить количественную оценку качества цементирования.

Для этого требуется учитывать толщину стенки труб обсадной колонны и эталонировать прибор на специальном стенде. Гамма-гамма-цементометрия даёт уверенные результаты при исследовании скважин диаметром 250 – 295 мм, обсаженных колонной с диаметром труб 146 мм, т.е. когда толщина

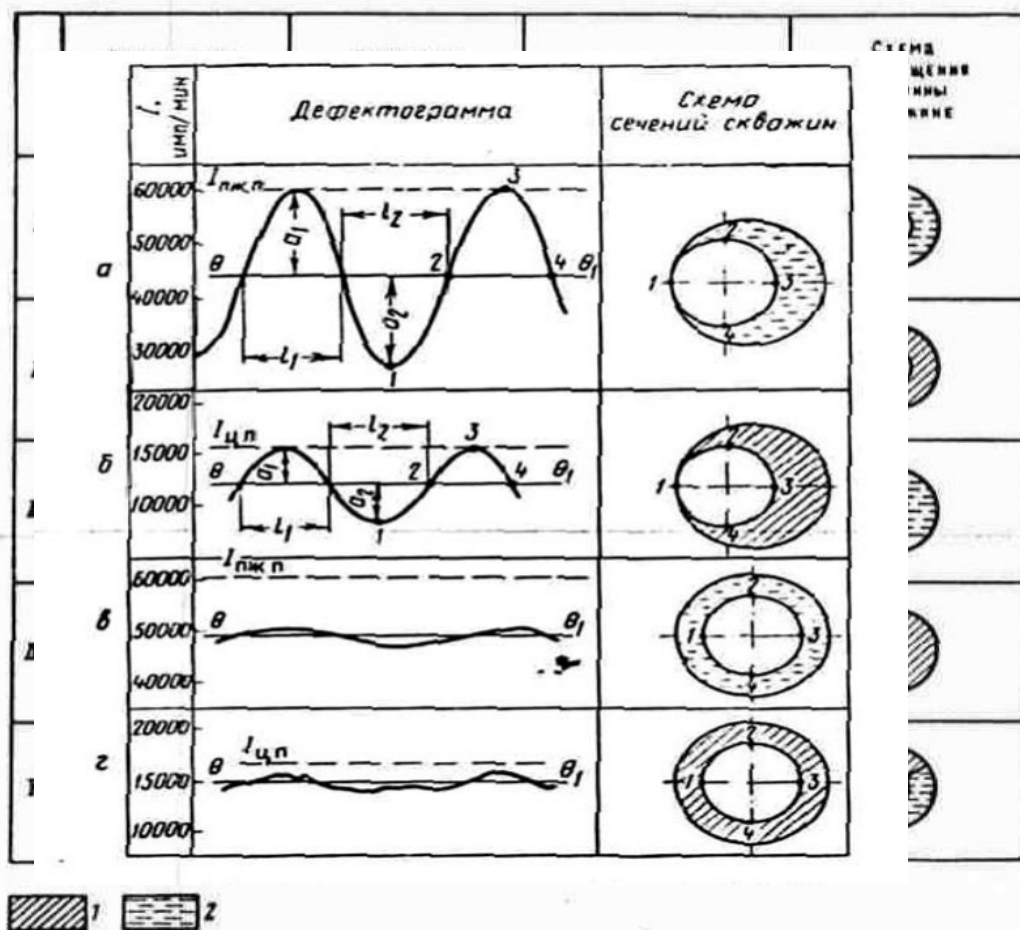


Рисунок 3.3 -Пример интерпретации диаграмм гамма-гамма-цементомера и дефектомера: 1- цемент, 2 – промывочная жидкость

Рисунок 3.4 - Дефектограммы, зарегистрированные по точкам в скважинах, иллюстрирующие заполнение затрубного пространства однородным по плотности веществом

цементного камня достаточно, чтобы внести заметные изменения в плотностную характеристику среды в затрубном пространстве. При малой толщине цементного камня диаметр скважины должен быть 190мм, обсадной колонны 146мм, или следует закачивать цемент облегчённых марок, интерпретация получаемого материала затруднительна. В этом заключается ограничение применения гамма-гамма-цементометрии .

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия дефектомера;

3. Краткое описание принципа действия цементомера;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Интервал глуби	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества цементного кольца

Контрольные вопросы

1. От чего зависят показания СГДТ при оценке качества цементации.
2. Факторы, влияющие на показания зондов СГДТ.
3. Причины, вызывающие нарушения цементного камня.
4. С помощью, каких методов возможно изучение состояния цементного камня.
5. Как выявить интервалы пробок промывочной жидкости в цементном камне?
6. Как выявить интервалы отсутствия центровки обсадной колонны?

Тема 2: Оценка качества технического состояния эксплуатационной колонны по данным измерения аппаратурой СГДТ

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия СГДТ

Теоретическое обоснование:

Гамма-гамма толщинометрия колонн

- это модификация гамма-гамма каротажа и служит для решения следующих задач:

- измерение толщины стенки обсадной колонны;
- определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
- определение дефектов обсадных труб, т.е. интервалов с механическим и коррозионным их разрушением;
- выделение интервалов перфорации;
- паспортизация обсадных колонн.

Измерения проводятся в остановленной скважине после извлечения из неё технологического оборудования.

Запись толщинограмм производится при подъёме прибора от забоя.

Метод основан на регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью централизованного в колонне зонда малой длины, содержащего стационарный (ампульный) источник среднеэнергетического

гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-гамма-излучения, неколлимированные по радиальному углу и строго коллимированные по вертикальному углу в пределах $40 - 50^\circ$ относительно оси зонда. При длине зонда 9 – 12см практически исключается влияние на результаты измерений плотности среды за обсадной колонной и обеспечивается высокая чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны. Грубые дефекты обсадных колонн можно обнаружить резистивиметрами, термометрами, расходомерами, однако точность определения их местоположения невелика (несколько метров). Более точное положение дефекта даёт скважинный гамма-дефектомер-толщиномер типа СГДТ. Прибор позволяет судить о качестве цементирования обсадной колонны и измерять толщину её стенки.

Аппаратура, оборудование и материалы Зонд толщиномера расположен в верхней части скважинного прибора (рис 3.5) и состоит из источника I_2 мягкого гамма-излучения (^{170}Tm) и сцинтилляционного детектора 5,

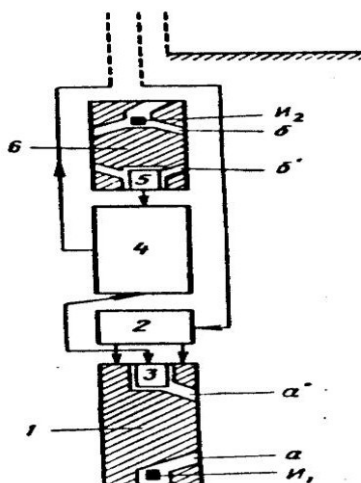


Рисунок 3.5- Скважинный гамма-дефектомер – толщиномер помещённых в свинцовый экран б с двумя парами коллимационных отверстий б и б', направленных навстречу друг другу под углом 45° . В связи с малым расстоянием между коллимационными и небольшой энергией гамма - квантов основное влияние на результат измерений оказывает толщина стенки обсадной колонны, изменение которой на 1мм вызывает изменение сигнала примерно на 25%. В благоприятных случаях толщину стенки обсадной колонны можно определить с точностью до 0,5мм. Однако на результатах измерений всё же сказывается влияние плотности пород, цементного камня и плотности жидкости в затрубном пространстве. Основные требования к измерительному зонду:

- диапазон измерения толщины стенок колонны – 5-12мм;
- основная абсолютная погрешность измерений толщины колонны не более $\pm 0,5\text{мм}$;
- центрирование прибора в скважине.

Требования к методическому и программному обеспечению заключаются в наличии калибровочных зависимостей, устанавливающих связь между

скоростью счёта (в импульсах в минуту) и толщиной стальной колонны, и вспомогательных зависимостей, учитывающих влияние на результаты измерения фона гамма-излучения, плотностей жидкости в скважине и цементной смеси в затрубном пространстве.

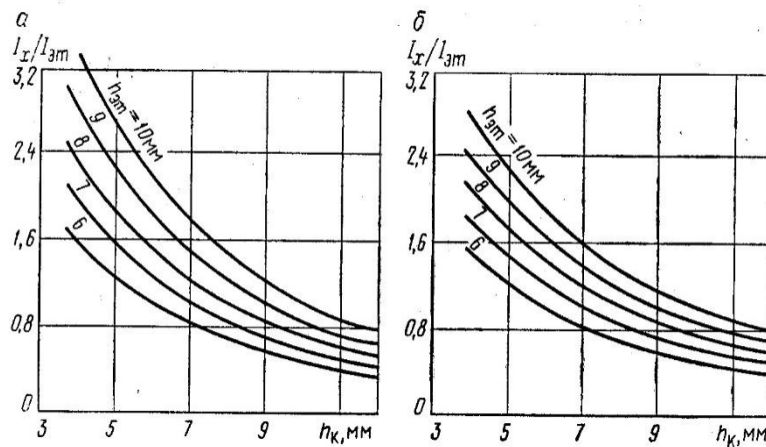


Рисунок 3.6 - Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны

Основным средством первичной и периодических калибровок служит набор аттестованных стальных труб различного диаметра и разной толщины стенок. Для расчёта толщинограмм используются данные калибровки для трубы, соразмерной номинальному диаметру и толщине стенки исследуемой колонны. Измерения в скважине ведут в режиме общих и детальных исследований. Скорость каротажа – до 800 и 300м/ч соответственно. Детальные исследования выполняют в интервалах локальных изменений толщин обсадных труб, не отражённых в «мере труб» или при предыдущем исследовании. Для получения опорных данных рекомендуется проводить первое измерение непосредственно после спуска и цементирования обсадной колонны и разбуривания стопкольца. Повторное измерение выполняется в интервале детальных исследований.

Для перехода от полученных в результате измерений интенсивностей гамма-излучения I_x к толщине стенки трубы используются градуировочные зависимости для прибора (рис3), представляющие собой семейство кривых

$$\frac{I_x}{I_{эт}} = f(h_k) \text{ для различных обсадных колонн.}$$

Определение толщины стенки сводится к следующему:

1. снимаются показания I_x с диаграммы;
2. находится отношение I_x к показаниям $I_{эт}$ в эталонировочном устройстве;
3. по величине этого отношения по градуировочной кривой находят толщину h_k трубы обсадной колонны.

Более удобно, для определения h_k , пользуясь градуировочными кривыми,

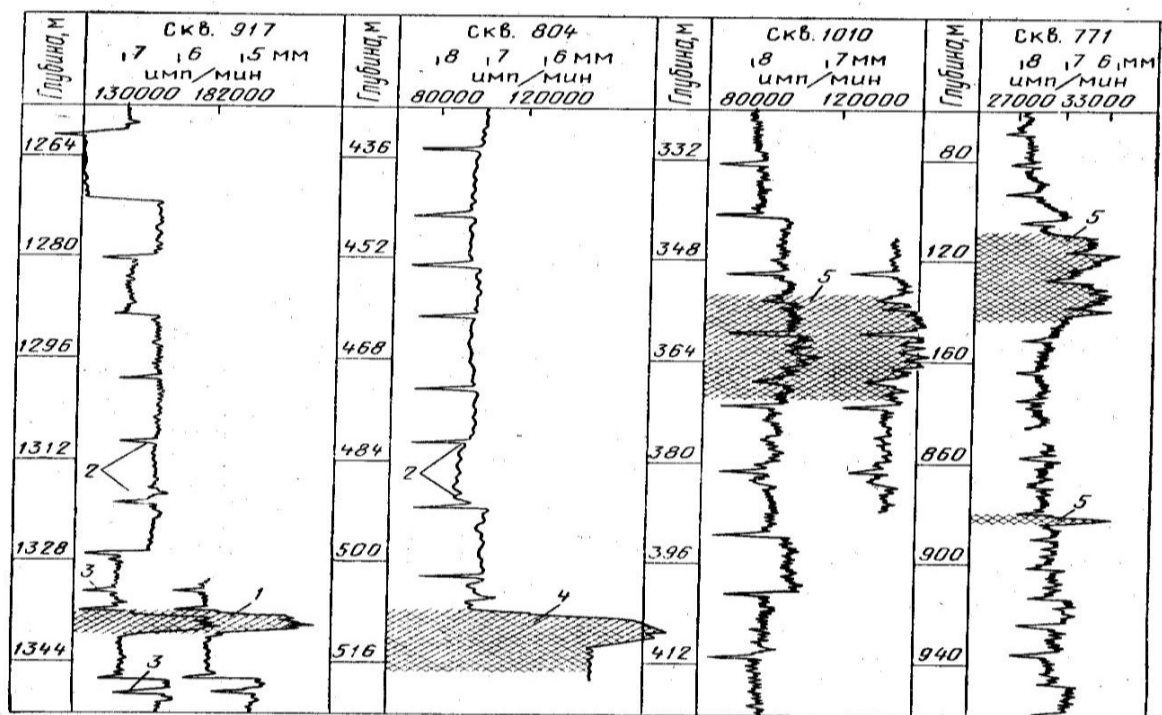


Рисунок 3.7 - Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

1-нарушение колонны в интервале перфорации; 2-муфты колонны; 3--центрирующие фонари; 4-разрыв колонны; 5-интервал коррозионного износа.

нанести на диаграмму шкалу h_k с шагом через 1 мм, которой можно пользоваться при интерпретации. Примеры использования толщинограмм для решения некоторых задач контроля технического состояния обсадных колонн приведены на рисунках 3.7 - 3.8.

Рекомендуется комплексирование измерительного зонда в одном модуле с зондом гамма-гамма-цементометрии, в сборке с модулями ЛМ, ГК, компенсированного НК и АКЦ.

Оборудование и материалы

- Диаграммы СГДТ

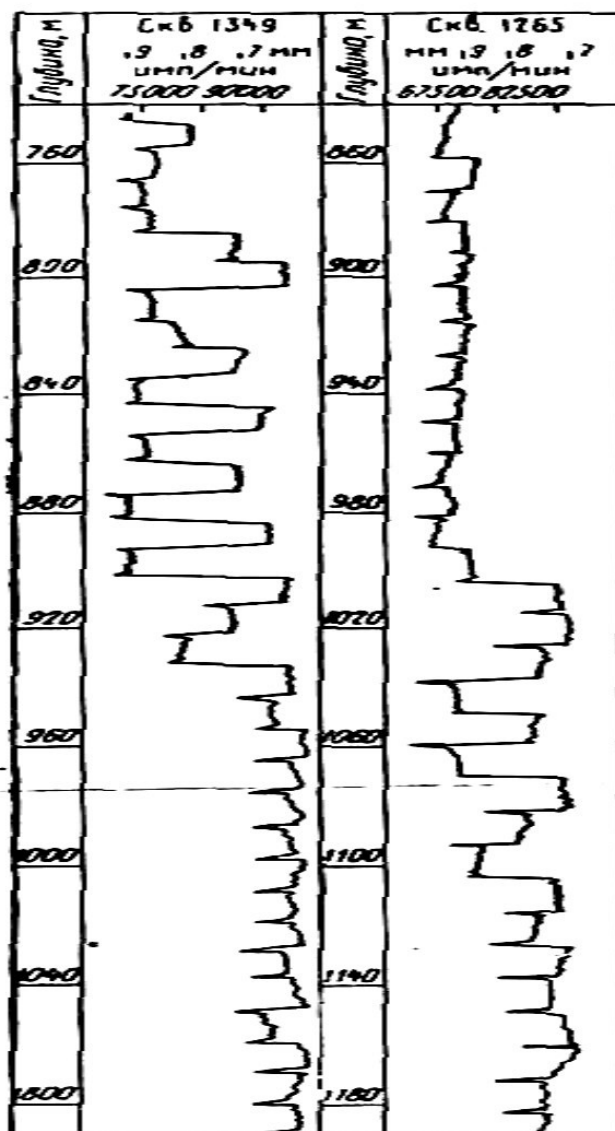
Указания по технике безопасности:

- Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре;
 - нет ли влаги на клавиатуре.

Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.

ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В.

- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны



располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно слева. •

Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой
 Рисунок 3.8 - Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300 - 500 лк.

•
 При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы
Задание по лабораторной работе

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состояния цементного камня (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

Методика и порядок выполнения работ

Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны на рисунке 3.6.

Основным средством первичной и периодических калибровок служит набор аттестованных стальных труб различного диаметра и разной толщины стенок. Для расчёта толщинограмм используются данные калибровки для трубы, соразмерной номинальному диаметру и толщине стенки исследуемой колонны. Измерения в скважине ведут в режиме общих и детальных исследований. Скорость каротажа – до 800 и 300м/ч соответственно. Детальные исследования выполняют в интервалах локальных изменений толщин обсадных труб, не отражённых в «мере труб» или при предыдущем исследовании. Для получения опорных данных рекомендуется проводить первое измерение непосредственно после спуска и цементирования обсадной колонны и разбуривания стопкольца. Повторное измерение выполняется в интервале детальных исследований.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия толщиномера;
3. Краткое описание принципа действия толщиномера;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества Цементного кольца

5. Контрольные вопросы

1. От чего зависят показания СГДТ при оценке качества технического состояния колонны.
2. Факторы, влияющие на показания зонда СГДТ?
3. Причины, вызывающие нарушения колонны?

4. С помощью, каких методов возможно изучение состояния обсадной колонны?

Практическая работа № 4

Тема: Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК.

Цель;

- Закрепить теоретические знания полученные на лекциях,
- ознакомиться с основными принципами оценки качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК
- Научиться определять причины нарушения

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по методике проведения исследований, выдачи заключения по интерпретации с целью определения интервалов некачественной изоляции, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по КРС с целью дальнейшей эффективной эксплуатации скважин.

Формирование компетенций:

В результате выполнения практического у студента формируются компетенции: профессиональные ПК-5.

Актуальность темы:

Исследование качества изоляции пластов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС при контроле за разработкой на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть:

Стволы нефтяных и газовых скважин после бурения закрепляются колонной обсадных труб. Пространство между стенками скважины и обсадной колонной заливают цементным раствором который после затвердевания изолирует проницаемые пласты от ствола скважины, не допуская обводнения продуктивных пластов. Плохая изоляция продуктивных горизонтов осложняет последующую эксплуатацию скважины и снижает эффективность разработки месторождения.

Для проведения акустических измерений в скважине возбуждаются упругие колебания и приемник, удаленный от источника колебаний на фиксированное расстояние, регистрирует время прихода волны и ее амплитуду. По мере распространения упругих волн от источника колебаний к приемнику происходит перераспределение энергии между обсадной колонной, цементным камнем и горной породой.

Если колонна обсадных труб свободна и не связана с цементом, то упругая волна распространяется непосредственно по металлу колонны со скоростью порядка 5200 м/с и малой потерей энергии. Амплитуда этой

ВОЛНЫ Λ_k

сохраняется максимальной. В случае жесткого сцепления колонны с цементом упругие колебания, распространяясь по колонне, возбуждают колебания в цементном камне. Прохождение волны по цементу сопровождается снижением скорости и значительными потерями энергии. В результате возрастает время прохождения волны и снижается ее амплитуда. При жестком сцеплении цементного камня со стенками скважины время прихода волны определяется свойствами горных пород.

Таким образом, динамические характеристики упругих волн изменяются в широких пределах и зависят от свойств цемента и условий контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами.

Для контроля качества цементирования скважин широкое распространение получила аппаратура типа АКЦ, которая состоит из наземной панели управления, скважинного прибора и обеспечивает регистрацию следующих параметров: амплитуды волны A_k , распространяющейся по колонне, амплитуды волны A_p , превышающей в первых вступлениях некоторый заданный уровень, времени первого вступления T продольной волны.

Для работы в действующих скважинах под давлением создана малогабаритная аппаратура АКЦ-36. Помимо уменьшения наружного диаметра скважинного прибора до 36 мм, аппаратура отличается более высокой радиальной и вертикальной чувствительностью базы измерения.

Диаграммы акустического цементомера дают качественное представление о состоянии цементного кольца и его герметичности (рис.1.1).

Частичным контактом считают контакт на отдельных участках поверхности цементного камня с колонной, существуют каналы в цементном камне с размером не более половины периметра колонны, разрывы не менее 1,5 м, чередование участков размерами 0,5—1,5 м с хорошим или плохим сцеплением цементного камня с колонной.

Наблюдается и отсутствие контакта, когда в пределах базы измерения колонна свободна или имеется зазор на границе колонна—цементный камень.

По данным акустического цементомера в интервале 2600—2650 м контакта цемента с колонной нет (см. рис. 4.1). Об этом свидетельствуют максимальные значения A_k , четко прослеживаются замковые соединения муфт, минимальные значения времени прохождения упругой волны (около 550—600 м/с). В интервале 2760—2840 м сцепление цемента с колонной хорошее: амплитуды A_k резко снижаются, возрастает значение T . В интервале, 2650—2735 м сцепление частичное.

Вопросы и задания:

Вопросы:

1. От чего зависят показания АК при оценке качества цементации.
2. Факторы, влияющие на показания зондов АК.
3. Причины, вызывающие нарушения цементного камня.
4. С помощью, каких методов возможно изучение состояния цементного камня.

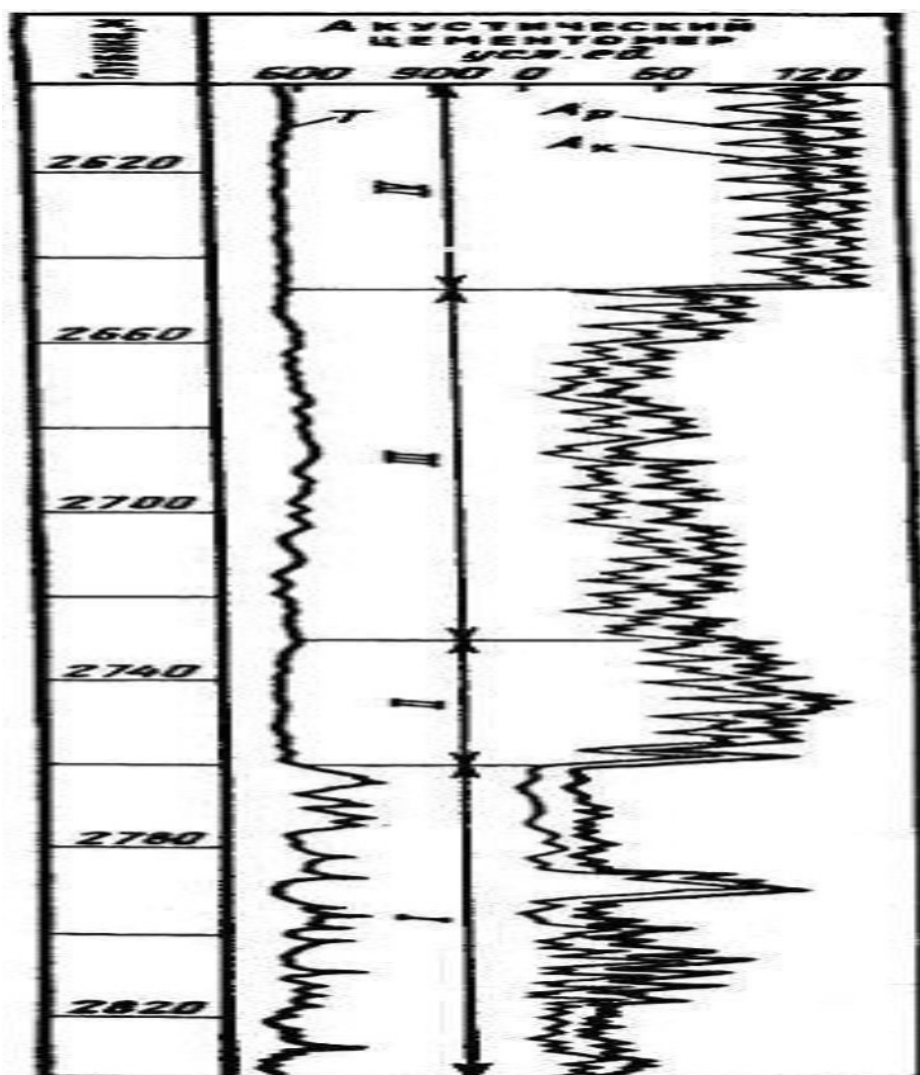


Рисунок 4.1 - Пример интерпретации диаграмм акустического цементомера.
 Качество цементирования колонны: I — хорошее, II — плохое, III — частичное.
 IV — свободная колонна

Задание:

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состояния цементного камня (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

Порядок выполнения:

Установить характер дефектов (каналы, разрывы или микрозазоры) по полученным материалам в большинстве случаев нельзя. Поэтому любые дефекты или их сочетания выражаются через чисто условный термин — сплошной контакт, под которым понимают жесткий контакт цементного камня с колонной по всей поверхности прилегания.

Также акустические методы успешно применяется для контроля за изменением состояния цементного камня после перфорации колонны и в процессе эксплуатации скважины. Установлено, что прострелочно-взрывные

работы оказывают влияние на целостность цементного камня и степень его сцепления с колонной.

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- Название и цель работы.
- Диаграмму с результатами интерпретации
-

Выводы, вытекающие из результатов работы.

• Таблицы экспериментальных и расчетных данных. В отчете должна содержаться информация о высоте подъема цемента за колонной, с указанием глубины интервала, количество интервалов перфорации с указанием глубины каждого из них, и интервалы нарушения цементного кольца. Результаты работы свести в таблицу

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества Цементного кольца

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Практическая работа № 5

Тема: Определение интервалов затрубной циркуляции

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5 Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия электротермометра

Теоретическое обоснование:

К важнейшим задачам контроля за эксплуатацией газохранилищ относится выявление перетоков по негерметичному за колонному пространству и герметичности искусственного забоя. Заколонное движение сопровождается термодинамическими эффектами (дресселирования, конвективного теплопереноса), которые отражаются на термограмме. Выявление перетоков газа можно установить только по временным замерам путем сравнения термограмм с учетом конструктивных особенностей скважины и текущего распределения

температуры по стволу.

Измерения в наблюдательных скважинах наименее трудоемки, так как отсутствие интервала перфорации позволяет получать материалы не искаженные движением флюида по стволу скважины. В таких скважинах тепловое поле от естественного (фоновое) отличается лишь в пределах пласта–объекта закачки и возможных интервалов заколонных перетоков.

В эксплуатационных скважинах термические методы при выявлении перетоков газа не во всех случаях достаточно достоверны, что обусловлено сложностью формирования теплового поля в интервалах заколонного движения газа, а так же их малой интенсивностью. Наиболее трудно изучать температурные эффекты, когда закономерности формирования теплового поля заколонного перетока практически такие же, что и потока флюида внутри обсадной колонны. Основным фактором, затрудняющим выделение заколонных перетоков и искажающим тепловое поле скважины, является движение газа вверх по стволу в момент измерений вследствие негерметичности сальникового устройства лубрикатора. Влияние неблагоприятных факторов можно исключить при целенаправленном воздействии на тепловое поле перетока для формирования аномалий отличных от помех.

Пример обнаружения заколонных перетоков представлен на рис 5.1. В скважине в конце периода отбора в работающей скважине был проведен замер термометром. На диаграмме можно выделить две отрицательные аномалии: первая в интервале 790–803 метра приурочена к интервалу перфорации и возникла в связи с дроссельным эффектом при работе пласта газом. Вторая аномалия в интервале щигровского пласта–коллектора 700–720 метров может быть связана с заколонным перетоком.

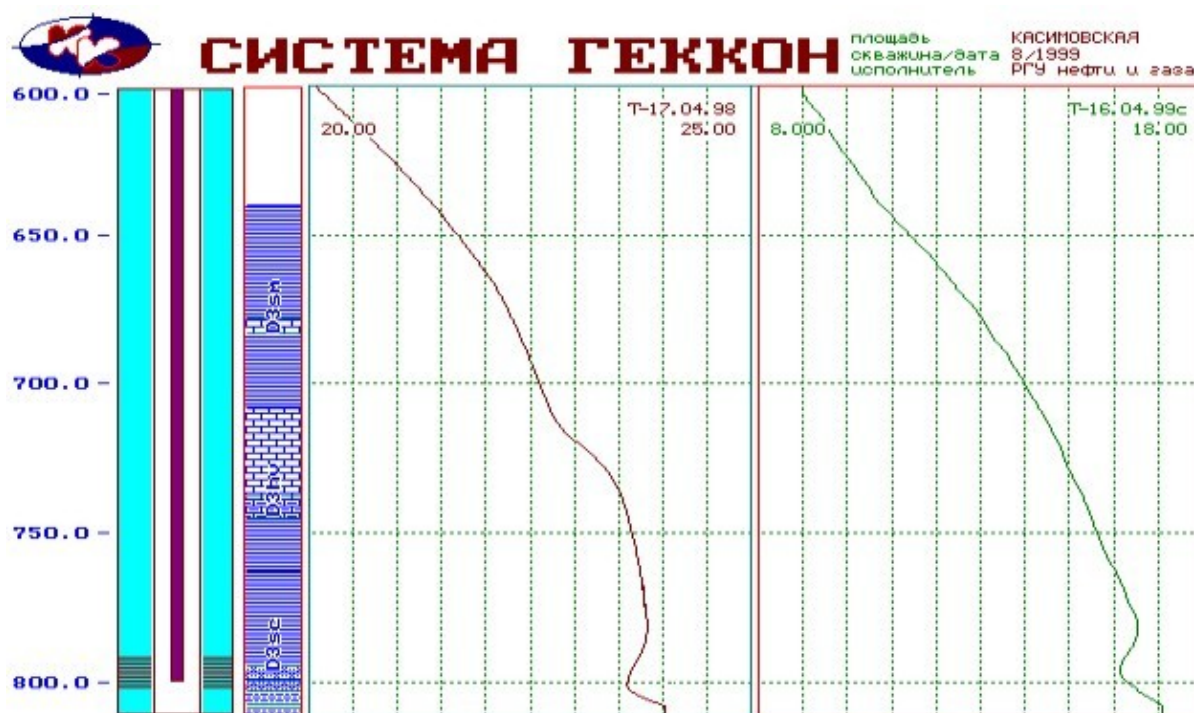


Рисунок 5. 1- Пример обнаружения заколонных перетоков

Через год в этой скважине после проведения капитального ремонта в остановленной, заполненной технической водой скважине был проведен новый замер термометром. На диаграмме отмечается только одна отрицательная аномалия на глубине 790–803 метров которая может быть связана с охлаждением щигровского пласта газом, либо с поглощением промывочной жидкости в процессе ремонтных работ. Отрицательная аномалия в интервале 700–720м исчезла, что говорит о качественно проведенном капитальном ремонте и прекращении заколонных перетоков в скважине. На рисунке представлена серия замеров термометром в период отбора газа

Замеры проводились при разных дебитах. На всех диаграммах отмечаются отрицательные аномалии, которые можно объяснить заколонным перетоком в интервале 450–550 метров.

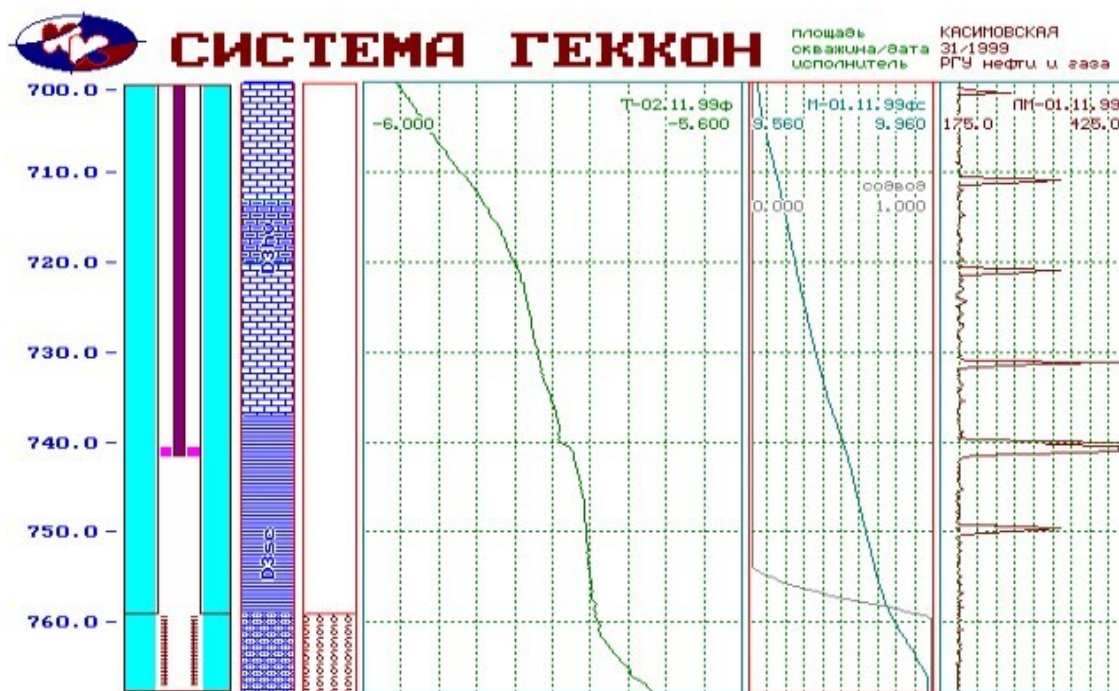


Рисунок 5.2 - Пример серии замеров термометром в период отбора газа

Термометрия позволяет определять также зоны нарушения герметичности колонн скважины. Таким примером может служить замер термометром, представленный на рисунке. По термограмме отмечается отрицательная аномалия в интервале 739–741 метра обусловленная негерметичностью пакера и затворного соединения.

Еще один пример негерметичности подземного оборудования скважины представлен на рисунке. В этой скважине в период отбора газа проведена

Рисунок



5.3 - Выявление мест негерметичности колонны, обусловленные негерметичностью пакера и затворного соединения

серия замеров термометром на разных режимах работы скважины. На зарегистрированных диаграммах видна отрицательная аномалия, которая связана с негерметичностью муфты насосно-компрессорных труб на глубине 270 метров. Приведённые примеры показывают, что термометрия позволяет во многих случаях контролировать заколонные перетоки в скважинах и места нарушения герметичности подземного оборудования скважины. Особенно эти процессы ярко проявляются в газовых скважинах за счет сильных термодинамических эффектов (дросселирование, конвективный теплоперенос) газа. Но не во всех случаях данные получаемые термометрией достоверны, что обусловлено сложностью формирования теплового поля в интервалах за колонного движения и большим количеством факторов влияющих на форму термограммы.

Поэтому для достоверной интерпретации и повышения эффективности геофизических исследований методом термометрии необходимо проведение нескольких временных замеров в скважине и проведение интерпретации с привлечением всех имеющихся данных полученных другими геофизическими методами и информации о конструкции скважины и особенностях ее эксплуатации. Особое внимание при этом необходимо обращать на методы контроля технического состояния скважины.

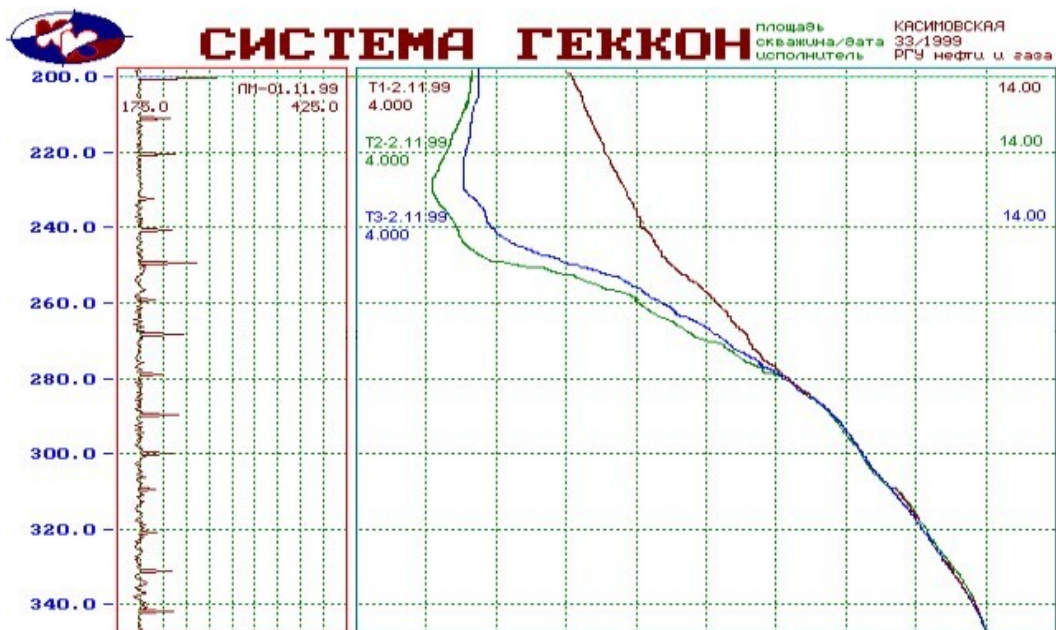


Рисунок 5.4 - Пример негерметичности подземного оборудования

Аппаратура, оборудование и материалы

Оборудование и материалы

- диаграммы термометрии

Указания по технике безопасности:

- Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
- отсутствие посторонних предметов на клавиатуре;
- нет ли влаги на клавиатуре.
- Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
- ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В.
- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно слева.
- Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300 - 500 лк.
- При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- Интервал перетока?
- Места перетока?
- Направление перетока?

- Выявить пласт – источник перетока.
 - Выявить принимающий пласт.
- Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Обработка и интерпретация термограмм для выявления перетоков флюида между неперфорированными пластами –коллекторами производится в следующей последовательности. Устанавливаются границы интервалов расхождения термограммы с геотермой по минимально допустимому отклонению между ними. Признаком затрубной циркуляции является резко пониженный (вплоть до нулевого) в отличие от геотермического градиент температур в перемычке между пластами. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливают по виду и расположению термограммы относительно геотермы. Термограмма может быть расположена выше или ниже геотермы, и пересекать ее.

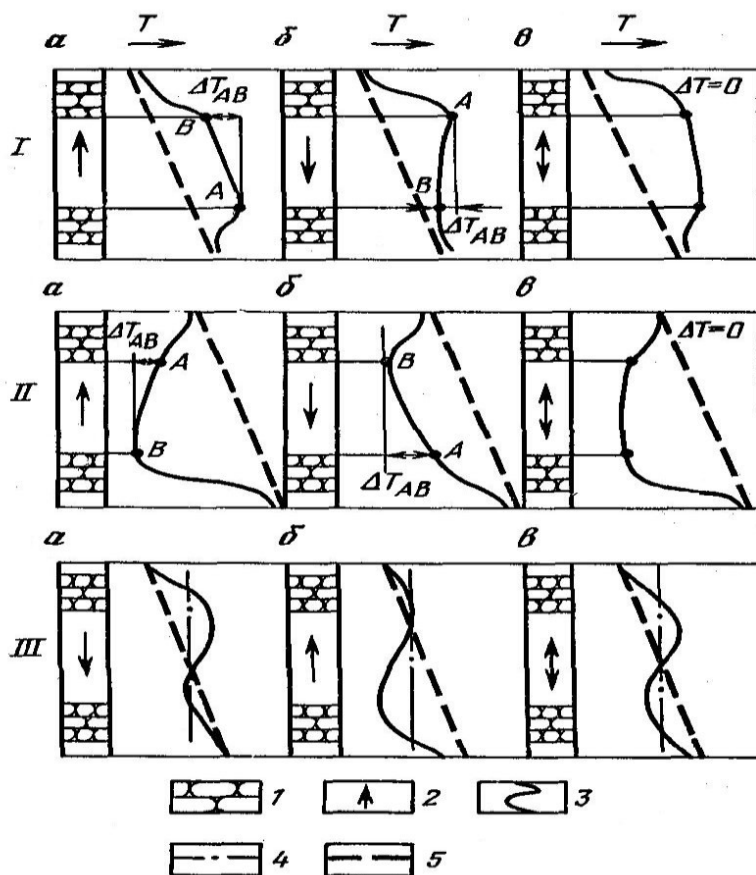


Рисунок 5.5 - Выделение интервалов и источников затрубной циркуляции

В первом случае, источник поступления флюида определяют по точке максимальной температуры А (а, б). Если максимум температуры находится внизу, то переток происходит из нижнего пласта в верхний, если вверху, то из верхнего пласта в нижний. Источником перетока является пласт с большим давлением. При небольших перепадах давления между пластами дроссельный эффект в пласте-источнике перетока может и не фиксироваться на термограмме.

В этом случае судить по виду термограммы о типе флюида, участвующего в перетоке (жидкость или газ), невозможно.

Если термограммы лежат ниже геотермы, источник определяют по точке минимальной температуры В. Если минимум температуры находится внизу, то переток происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт либо газоносен, либо обводнен нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. Если минимум температуры находится вверху, флюид перетекает из верхнего пласта в нижний. Если положение минимума неопределенно, то источником является либо газоносный, либо обводненный закачиваемыми водами пласт.

Когда термограмма пересекает геотерму, источник определяют по расположению термограммы относительно линии, параллельной оси глубин. Если термограмма расположена преимущественно правее этой линии, то переток флюида происходит из верхнего пласта в нижний, если левее, то из нижнего в верхний. В случае, когда в перемычке между пластами градиент температур равен нулю, источник выделяют на основе анализа характера насыщения пластов. При этом учитывают, что вверх перемещаются газ и нагнетаемые воды с температурой ниже пластовой.

Определение затрубной циркуляции с помощью метода термометрии основано на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и флюидами, циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции вод устанавливается сравнительно постоянная температура.

Признак затрубной циркуляции флюидов между пластами - резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород между соседними пластами. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимают подошву верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограммы по отношению к геотерме, за нижнюю — кровлю нижнего пласта.

Если установить пласт-источник перетока по анализу насыщения пластов и виду термограммы невозможно (изменение температуры в перемычке между пластами не превышает погрешности измерений), оценивается вероятная депрессия на пласты

$$\Delta p = \Delta T_{\max} / \varepsilon, \text{ где} \quad (5.1)$$

$\Delta T_{\max}$ – максимальное приращение температуры в пределах пласта,

ε – коэффициент Джоуля-Томпсона для флюида, насыщающего пласт.

Пласт, в котором величина Δp , оценённая по этой формуле превышает реальные различия в давлениях между пластами, не может быть источником перетока.

Для однозначного выявления затрубной циркуляции между неперфорированными пластами и установления пласта-источника перетока необходимо привлечение данных о пластовых давлениях и результатов измерений методами, предназначенными для исследования текущего насыщения пластов (например, ИНК), а также кислородного каротажа при выявлении затрубной циркуляции воды и нейтронного каротажа для выявления перетоков газа.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия термометра;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка технического состояния колонны

5. Контрольные вопросы

1. От чего зависят показания термометра при оценке качества технического состояния заколонного пространства.
2. Факторы, влияющие на показания термометра?
3. Причины, вызывающие нарушения изоляции платов-коллекторов?
4. С помощью, каких методов возможно выявить заколонные перетоки?

Практическая работа № 6

Тема: Определение профиля притока

Цель:

- Закрепить теоретические знания, полученные на лекциях,
- Ознакомиться с основными принципами оценки профиля притока
- Научиться выделить работающие интервалы

Формирование компетенций:

В результате выполнения практического у студента формируются компетенции: профессиональные ПК-5

Актуальность темы:

Исследование профиля притока методами ГИС входит в обязательный рациональный комплекс при контроле за разработкой на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть:

Профилем притока или приемистости жидкости называют зависимость ее количества Q , поступающего из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины H ее залегания

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_H dH, \quad (6.1)$$

где h_n и h_k — глубины залегания соответственно подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины.

Могут быть профили: расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины — профиль притока или вниз — профиль приемистости. Кривые нарастающего значения расхода описываются выражением вида

$$Q_H = \int_{h_v}^H q_H dH. \quad (6.2)$$

Их дифференцирование по H дает возможность получать кривые расхода отдельных участков скважины

$$q_H = \Delta Q_H / \Delta H. \quad (6.3)$$

Нормирование кривой q_H производится по величине суммарного притока Q , как это следует из приведенных выше формул. Профиль притока является основной исходной информацией о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза.

Изучение профилей притока или приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и периодически продолжается в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин.

На начальном этапе разработки месторождения после пуска скважины в эксплуатацию и выхода ее на установившийся режим должен быть тщательно снят опорный профиль притока жидкости. Он отражает следующие условия: пластовые давления близки к первоначальным, добываемой продукцией является безводная нефть, воздействие закачки воды на отдачу и энергетические параметры пластов несут незначительное влияние. С опорным в дальнейшем должны сопоставляться все последующие профили, что дает возможность выявления изменений в эксплуатационных характеристиках пластов и технологическом режиме работы скважины.

Изменения во времени конфигурации графика притока или поглощения обычно указывают на перераспределение пластовых давлений и, следовательно, величин притоков из различных пластов, которое также может быть вызвано увеличением степени обводненности пластов или проведением в скважинах геологических мероприятий.

Опорный профиль должен быть обязательно зарегистрирован повторно после проведения любых операций в скважине, связанных с изменением рабочей мощности продуктивного коллектора (исключение или приобщение пластов в эксплуатации).

Вопросы и задания:

Вопросы:

1. Какими методами производят определения профиля притока в скважине.
2. Для чего необходимо определение профиля притока.
3. От чего зависят показания термокондуктивного расходомера

Задание:

- выделить работающие интервалы по данным высокочувствительной термометрии
- выделить работающие интервалы по данным влагометрии
- выделить работающие интервалы по данным резистивиметрии

Порядок выполнения:

При определении удельного расхода жидкости для каждой части разреза по точкам строится дифференциальный профиль (обычно рядом с основной диаграммой), который строят по значениям удельного дебита $[в (м^3/сут)/м]$

$$q_i = (Q_{i \max} - Q_{i \min}) / \Delta L,$$

где $Q_{\max}$ и $Q_{\min}$ — расходы соответственно в верхней и нижней точках выбранного интервала глубин, $м^3/сут$;

$\Delta L = L_{\text{ниж}} - L_{\text{верх}}$ — величина выбранного интервала исследования, м.

По этому профилю оценивается расход жидкости для отдельных участков ствола скважины. Виды наиболее типичных профилей расхода и приемы их построения приведены на рис. 6.1.

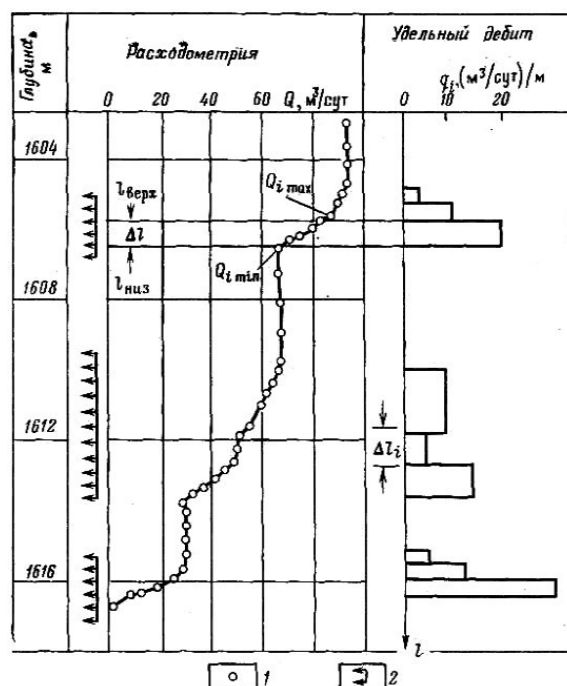


Рисунок 6.1- Пример построения профилей притока (скв. 1405 Ромашкинского месторождения).

1 — точечные замеры; 2 — интервал перфорация

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель.
2. Краткое описание принципа действия термометра;
3. Краткое описание принципа действия термокондуктивного дебитомера;
4. Краткое описание принципа действия механического расходомера;
5. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
6. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Практическая работа № 7

Тема : Определение профиля приемистости методами ГИС

Цель:

- Закрепить теоретические знания полученные на лекциях,
- Научиться определять поглощающие интервалы

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по обработке и интерпретации данных дебитометров и высокочувствительной термометрии, выдачи заключения по интерпретации с целью определения поглощающих интервалов, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации скважин.

Формирование компетенций:

В результате выполнения практического у студента формируются компетенции: профессиональные ПК-5

Актуальность темы:

Исследование нагнетательных и эксплуатационных скважин с целью определения принимающих интервалов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС при контроле за разработкой на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть

Определение профиля приемистости с помощью механического расходомера, позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении. Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера.

Профилем притока или приемистости жидкости называют зависимость ее количества Q , поступающего из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины H ее залегания

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_H dH, \quad (7.1)$$

где h_n и h_k — глубины залегания соответственно подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины.

Могут быть профили: расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины — профиль притока или вниз — профиль приемистости. Кривые нарастающего значения расхода описываются выражением вида

$$Q_H = \int_{h_n}^H q_H dH. \quad (7.2)$$

Их дифференцирование по H дает возможность получать кривые расхода отдельных участков скважины

$$q_H = \Delta Q_H / \Delta H. \quad (7.3)$$

Нормирование кривой q_H производится по величине суммарного притока Q , как это следует из приведенных выше формул. Профиль притока является основной исходной информацией о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза.

Изучение профилей притока или приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и периодически продолжается в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин.

Комплекс исследований для определения расхода жидкости, кроме основного метода — механической расходометрии, включает термометрию (иногда термокондуктивную индикацию расхода) и вспомогательные методы (ГМ, локацию муфт ЛМ).

Механическая расходометрия позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении. Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера, а также указывают на возможные перетоки за колонной ниже интервала перфорации.

Так, на рис. 7.1 показано, что в скв. 169 Тепловской площади нагнетает-

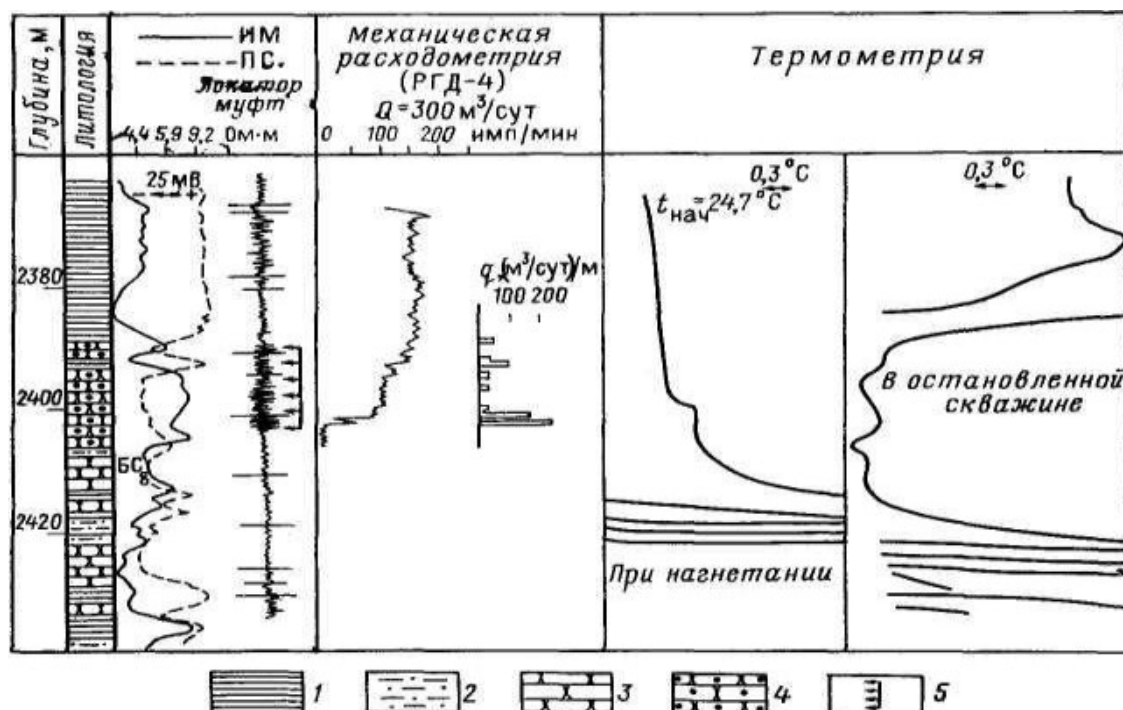


Рисунок 7.1- Результаты исследований нагнетательной скв. 169 Тепловской площади.

1 — глина; 2 — алевролит; песчаник: 3 — водоносный, 4 — нефтеносный; 5 — интервал перфорации

мая вода по данным расходомера РГД-4 поступает в пласт БСа, перфорированный в кровельной части, в интервале 2387—2403 м, причем 32 % общего количества нагнетаемой воды поступает в верхнюю часть интервала перфорации и 68 % уходит в нижние его отверстия. Но по термограмме, записанной в режиме нагнетания, видно, что движение воды продолжается и за колонной — она перетекает в неперфорированную водоносную часть пласта. Однозначный ответ о действительном интервале поглощения воды дает термограмма, полученная в остановленной скважине, она качественно характеризует пласт-поглотитель, степень охлаждения которого зависит от его приемистости и длительности нахождения под закачкой, а также от температуры нагнетаемой воды. В нашем случае интервал поглощения воды (2387— 2420 м) значительно больше интервала перфорации.

Вопросы и задания:

Вопросы:

1. Какими методами производят определения профиля приёмистости в скважине.
2. Для чего необходимо определение профиля приёмистости.
3. От чего зависят показания механического и термокондуктивного расходомера.

Задание:

По комплексу методов ГИС-контроля определить принимающие интервалы

Порядок выполнения:

По результатам самостоятельных определений принимающих интервалов и профиля приемистости, составляется краткий отчет. В отчете

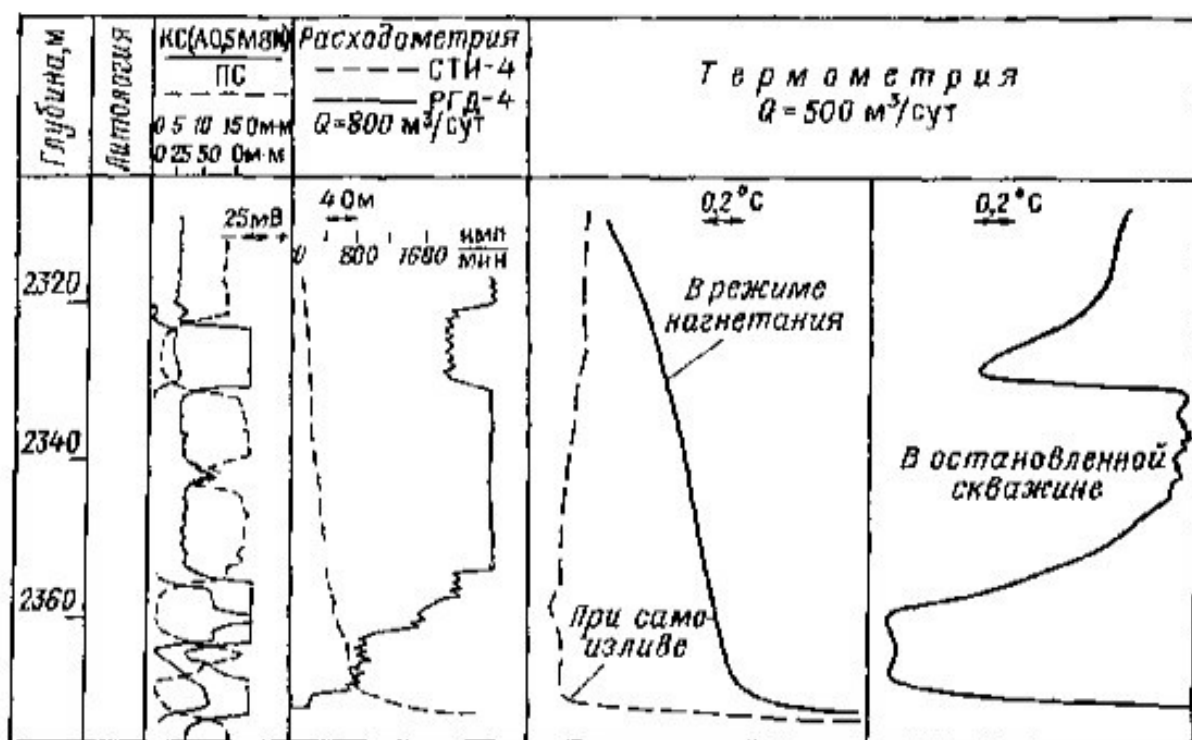


Рисунок 3.2 – Диаграмма для работы

указываются глубина интервалов, и профиль приёма. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу :

Площадь № скважины	Интервалы перфорации	Методы ГИС- контроля	Интервалы приемистости	выводы

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- Название и цель работы.
- Диаграмму с результатами интерпретации
-

Выводы, вытекающие из результатов работы.

- Таблицы экспериментальных и расчетных данных. В отчете должна

содержатся информация о количестве интервалов приема с указанием глубины каждого из них.

Практическая работа № 8

Тема 1: Выделение текущего ВНК в процессе разработки по данным НГК

Цель работы. Формирование у студента компетенций ПК-5. Для этого следует ознакомиться с физическими основами метода, устройством скважинного прибора и методикой исследования

Теоретическое обоснование.

Контроль за положением ВНК в процессе разработки месторождения, необходим для : обнаружения зон опережающего прорыва воды в продуктивных пластах; изучения состава жидкости в стволе действующей скважины; изучения степени выработки залежи. При разработке месторождений необходимо контролировать перемещение водо- и газонефтяного контактов. Для определения текущего положения ВНК в практике широкое распространение получили нейтродине методы. При условии достаточно высокой минерализации пластовых вод (более 100 кг/м^3) и высокой пористости пород (более 10—15%) для разделения нефте- и водонасыщенных пород применяют методы НГМ и ННМт. Их использование основано на различном содержании хлора в нефте- и водонасыщенных частях пласта. По сравнению с ядрами породообразующих минералов ядро хлора обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов. Кроме того, при захвате ядром хлора теплового нейтрона излучается не один, как обычно, а два-три γ -кванта. Это обстоятельство приводит к тому, что водоносная часть пласта, обладающая повышенным содержанием хлора, отмечается на диаграммах НГМ более высокими, а на ННМт — более низкими значениями по сравнению с нефте-насыщенной частью пласта.

Недостатком стационарных радиометрических методов НГМ и ННМт при определении положения ВНК и ГВК является небольшая их глубинность и значительное влияние диаметра скважины, толщины цементного кольца, состава промывочной жидкости и минерализации пластовых вод на показания методов.

Нестационарные (импульсные) нейтронные методы ИННМ, ИНГМ в какой-то мере свободны от этих недостатков и имеют ряд преимуществ благодаря более мощному источнику, испускающему моноэнергетический пучок нейтронов, а также возможности проводить наблюдения спустя определенное время после прохождения импульса нейтронов. Использование этих методов основано также на различном содержании хлора в породах, однако они имеют более высокую чувствительность к хлоросодержанию среды. Применение импульсных методов существенно расширяет возможность выделения ВНК. В частности при помощи ИННМ можно определить ВНК при минерализации пластовых вод 20-50 г/л..

Перемещение ВНК и ГВК в процессе разработки месторождений может

устанавливаться по данным метода наведенной радиоактивности (НА). Использование НА для выявления участков нефти и воды в пласте основано на различии в них числа активированных ядер натрия и хлора. Метод НА эффективен в случае минерализации вод по NaCl свыше 40 кг/м^3 .

Аппаратура, оборудование и материалы

Оборудование и материалы

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения текущего ВНК (выдается преподавателем на листе или в ПЭВМ).

Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить :
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.
5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне расположения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.
6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

4. Интервал перфорации
5. Интервалы вздутия колонны
6. Места порывов обсадной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Пример контроля текущего положения контакта вода-нефть показан на рис.8.1. Первоначальное положение ВНК по диаграммам электрометрии отмечается на глубине 1623,5м . В процессе разработки залежи контакт смещается и по данным НГМ выделяется на глубине 1618м . На данном месторождении минерализация пластовых вод в девонских отложениях составляет около 250 кг/м^3 , различие в показаниях НГМ между нефтеносной и водоносной частями пласта составляет около 10% . Для увеличения эффекта применяют комплексное измерение, включающее одновременную регистрацию НГМ и ННМ. На кривых импульсных методов расхождения в показаниях более значительны смотри рис.8.1. Положение ВНК по ним также отбивается на глубине 1618м.

Пример использования данных метода наведенной активности приведен на рис.8.1. Для более точной отбивки ВНК применяется комплексное

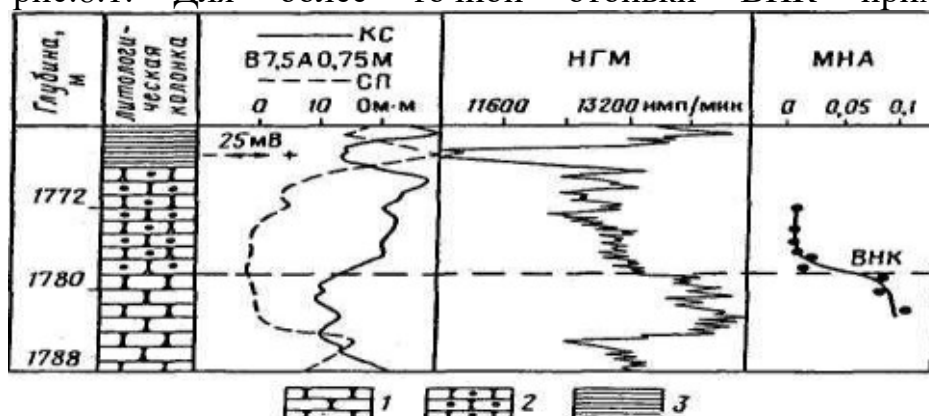


Рисунок 8.1 - Определение положения текущего ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору.

1 — водоносный песчаник; 2 — нефтеносный песчаник; 3 — глина

измерение , включающее регистрацию НГМ и НА .Контакт нефти и воды фиксируется на кривой НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта на глубине 1778.5м. В водоносной части пласта число активированных ядер натрия и хлора значительно больше , чем в нефтеносной ,поэтому водоносные породы отмечаются более высокой интенсивностью активации , чем нефтеносные ,поэтому на диаграмме ВНК отбивается на глубине 1778,5м

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия скважинного прибора;
3. Краткое описание принципа определения характера насыщения;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы. По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Контрольные вопросы

- 1.Какими методами ГИС можно определить характер насыщения пласта-

коллектора?

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Исследуемые интервалы	Выводы

2. Для чего необходимо проследить положение текущего ВНК?

3. По данным каких методов ГИС определяют первоначальный ВНК?

По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных.

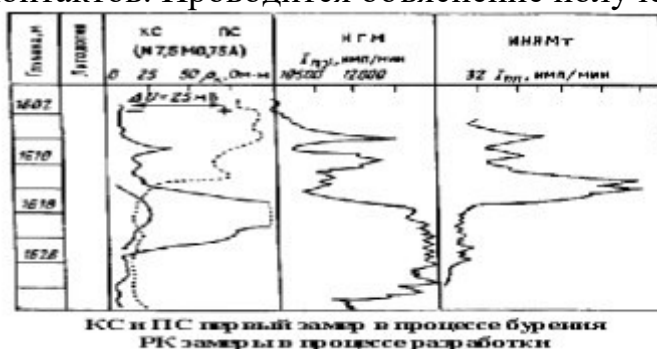
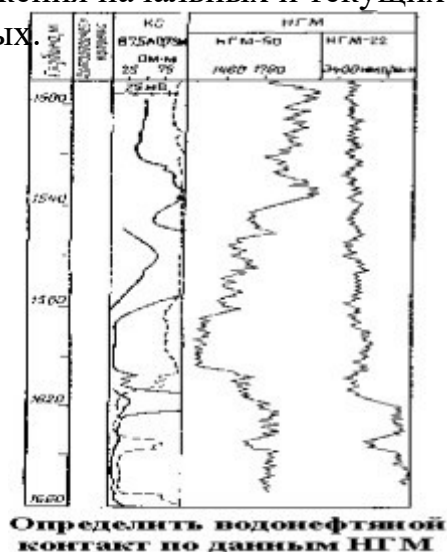


Рисунок 8.2 – Диаграммы для работы

Тема 2: Определение положения текущего ВНК по данным ННК и ИННК

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5 Для этого следует ознакомиться с физическими основами ННК, основными принципами устройства скважинного прибора и методикой исследования.

Теоретическое обоснование:

При разработке нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами для решения следующих задач:

1. определение характера насыщения пластов-коллекторов
2. наблюдение за перемещением ВНК и ГВК в скважинах;

используются в настоящее время являются различные модификации нейтронных методов. Изменения контактов во времени нейтронными методами прослеживается путём периодических исследований в обсаженных скважинах. Определение ВНК нейтронными методами основано главным образом на содержании в пластовых водах хлористых солей. При насыщении пор минерализованной водой водоносный пласт отмечается более высокими показаниями на кривых

НГК и пониженными показаниями на кривых ННК и ИННК по сравнению с нефтеносными пластами той же пористости и того же

минерального состава. Достаточно надёжное определение ВНК по данным ННК-Т и НГК возможно в высокопористых коллекторах ($k_{\text{п}}$ не менее 20%) при минерализации вод 150 – 200г/л.

Совместное применение НГК и ННК-Т позволяет выделить ВНК и в более неоднородных пластах. Это возможно потому, что вариации водородосодержания вызывают на диаграммах НГК и ННК-Т изменения в одну и ту же сторону, а при колебаниях содержания хлора показания этих методов изменяются в разные стороны. Пример на рис.8.1,а – через 2 года ВНК поднялся до глубины 1815м, т.е. на 2,5м.

Другой способ учёта положения ВНК, исключая влияние колебаний пористости и глинистости пласта – это сравнение кривых НГК (или ННК-Т), зарегистрированных в разное время. Пример выделения обводнившихся интервалов таким способом приведён на рис.8.1,б. сопоставление двух диаграмм показывает, что в промежутке между двумя замерами обводнился интервал 1815-1817,5м. Но эти методы наиболее однозначны при высокой минерализации вод.

Импульсные методы, обладая большей чувствительностью к содержанию хлора в породе, позволяют определять ВНК при гораздо меньшей минерализации пластовых вод (до 40 – 50г/л, а в особо благоприятных условиях и тщательных замерах с очень высокой точностью даже при минерализации 20 – 30г/л).-рис.120,в.- интервал 1857-1875м обводненный пласт (раннее он был продуктивным).

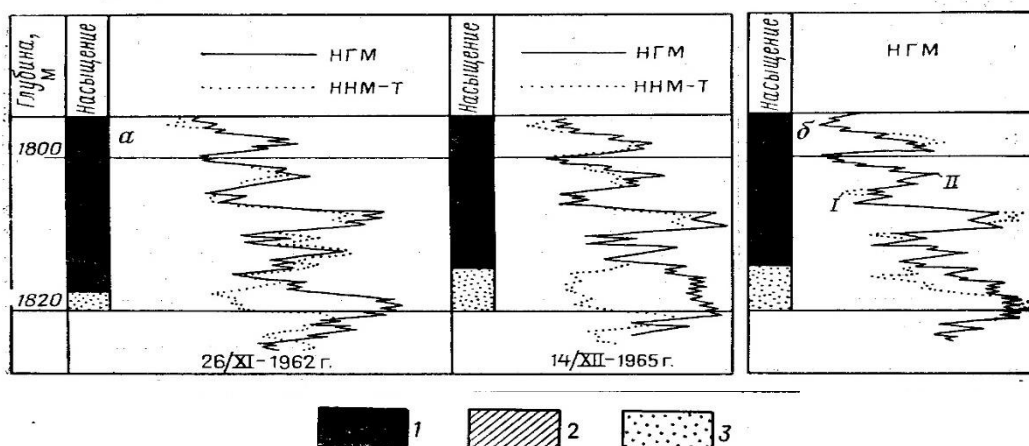


Рисунок 8.1 - Определение перемещения водонефтяного контакта в неоднородных по пористости пластах

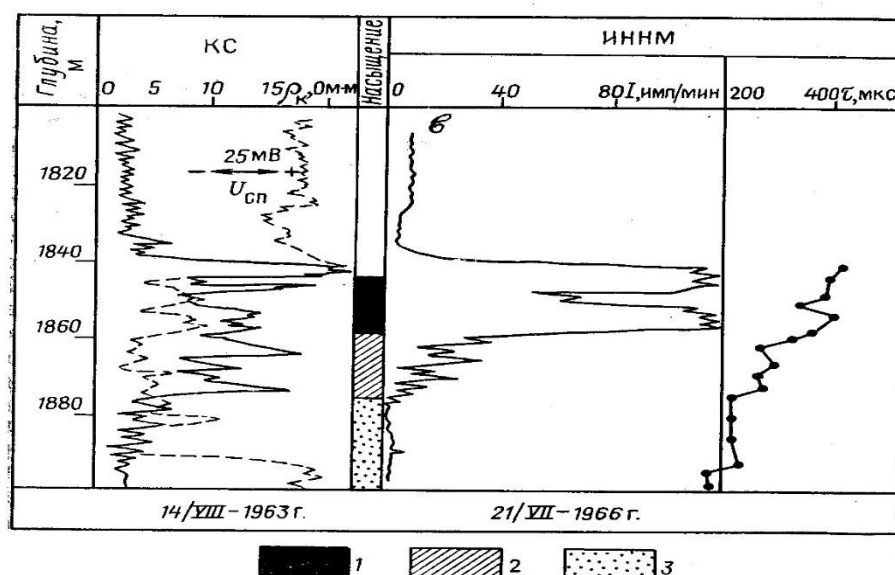


Рисунок 8.2 - Сопоставление: *а* - нормированных диаграмм ННК-Т и НГК, *б* - диаграмм НГК, зарегистрированных в разные моменты времени (через 3 года)

При больших колебаниях пористости пластов, что особенно часто наблюдается в карбонатных породах, ИННК комплексируют с методом, позволяющим определять эти изменения, например НГК или ННК. Пористость можно учитывать построением двухмерного графика, построенного для разделения нефтеносных и водоносных пластов по материалам ряда нефтеносных и водоносных пластов данной скважины. На графике можно провести линию разделения, соответствующую критическому значению коэффициента нефтенасыщенности, ниже которого пласт должен считаться обводнённым.

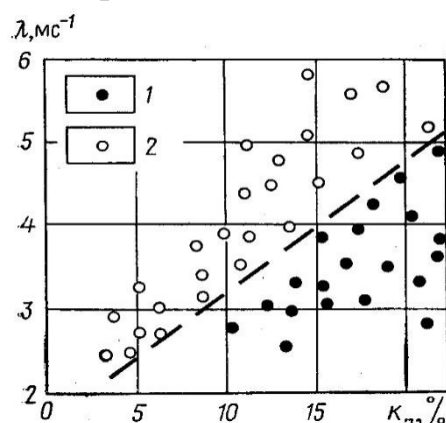


Рисунок 8.3 - Разделение нефтеносных (1) и водоносных (2) пластов путём сопоставления декремента затухания поля тепловых нейтронов λ и коэффициента пористости k_p .

Автоматическое исключение влияния на показания изменений пористости по разрезу скважины при ИННК достигается, если используется двухзондовая модификация ИННК-КВ. При ИННК-КВ с двумя детекторами, расположенными на расстоянии ℓ_1 и ℓ_2 от импульсного источника нейтронов, регистрируется плотность нейтронов при временах задержки

соответственно t_1 и t_2 (в мс). Плотность нейтронов уменьшается с увеличением расстояния от источника и

времени задержки после импульса источника. Скорость уменьшения нейтронов с расстоянием тем больше, чем больше пористость пласта; скорость временного спада увеличивается с увеличением как пористости, так и хлоросодержания порового флюида. Это позволяет использовать различие показаний на двух зондах, обусловленное почти исключительно пористостью пласта. Отношение показаний двух зондов против водоносных пластов практически не зависит от изменений их пористости в довольно широком диапазоне. В то же время показания против пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, отмечаются превышением показаний малого зонда по сравнению с большим зондом. На диаграммах положительными приращениями (превышением показаний малого зонда) отмечаются в основном пласты насыщенные нефтью или имеющие зону проникновения относительно пресного фильтрата. Если скважина простояла длительное время и зона проникновения успела расформироваться, а литологический состав пород постоянен по разрезу, положительными приращениями характеризуются лишь

нефтеносные коллектора. (рис.6.3) Значительно более сложная задача — определение интервалов, обводняемых пресной или слабоминерализованной водой. В настоящее время нет таких методов, которые позволили бы в обсаженных скважинах надёжно разделять нефтеносные пласты и пласты, насыщенные водой минерализация которой ниже 20-25г/л при высокой пористости (30%) и 50-70г/л при низкой пористости (10%) пластов. Методики, позволяющие в принципе различать нефтеносные и водоносные пласты с пресной водой: способ закачки в пласт меченных жидкостей, избирательно проникающих в пласт. Из-за существенного различия фазовых проницаемостей воды и нефти в нефтеносном и водоносных пласта закачиваемая в скважину вода легче поглощается водоносными и обводненными пластами, а не нефтеносными. Наоборот, лучше проникает в нефтеносную часть пласта. Если в перфорированную скважину закачивать нефть (воду), меченную радиоактивными веществами, то она, проникая в нефтеносную (водоносную) часть пласта, повышает её радиоактивность. Путём проведения (дважды) замеров ГК до и после закачки меченной жидкости можно легко обнаружить нефтеносную и водоносную части пласта. Метод целесообразно использовать лишь в сложных случаях (например, низкопористые трещинные коллекторы), где более простые методы неэффективны. Способ резкого снижения забойного давления с целью разгазирования нефти в прискважинной части пласта. При снижении давления ниже давления насыщения часть растворённого газа выделяется из нефти и образует пузырьки. Содержание водорода в единице объёма породы снижается, пласт по существу становится нефтегазовым и на кривых нейтронных методов отмечается более высокими показаниями по сравнению с нефтеносными и водоносными.

Способ, основанный на различной скорости расформирования зоны проникновения фильтрата глинистого раствора, если бурение проводить на солёном растворе. В пластах, обводнённых пресной водой, фильтрат солёного раствора, контактирующий с пресной пластовой водой, опресняется

значительно быстрее, по сравнению с нефтеносными пластами, где солёная вода в зоне проникновения сохраняется гораздо дольше. Поэтому, проводя измерения

ИННК или ИНГК через время, достаточное для опреснения зоны проникновения в обводнённых пластах, можно выделять нефтеносные части пласта по обратному эффекту, т.е. по более низкому значению среднего времени жизни нейтронов по сравнению с обводнёнными пластами.

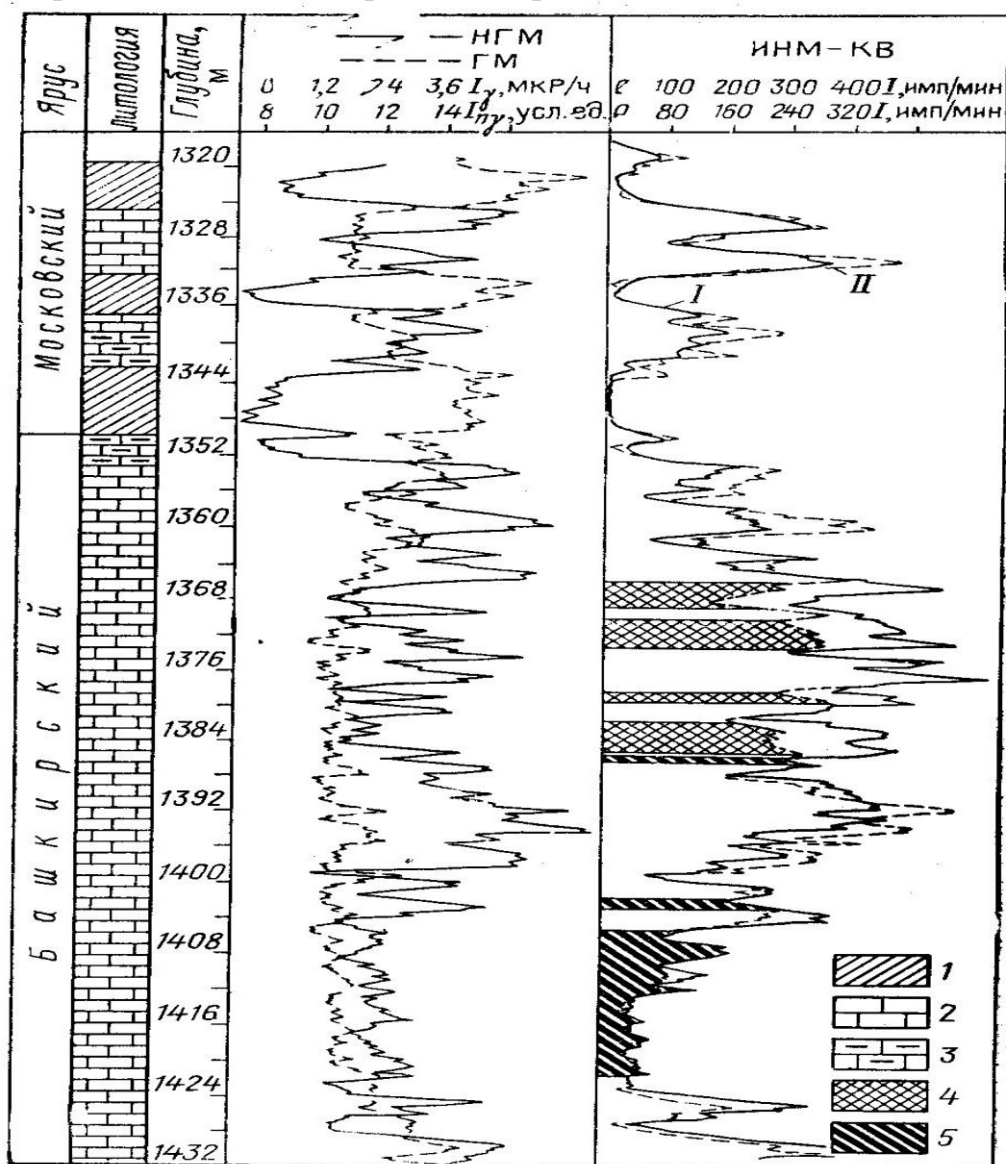


Рисунок 8.4 - Разделение нефтеносных и водоносных пластов импульсным нейтронным методом с компенсацией влияния водородосодержания

1- глины, 2- известняки, 3 – глинистые известняки

участки диаграмм, соответствующие пластам; $l-l_1 = 40\text{см}$, $t_1 = 1000\text{мкс}$; $l-l_2 = 40\text{см}$, $t_2 = 1000\text{мкс}$

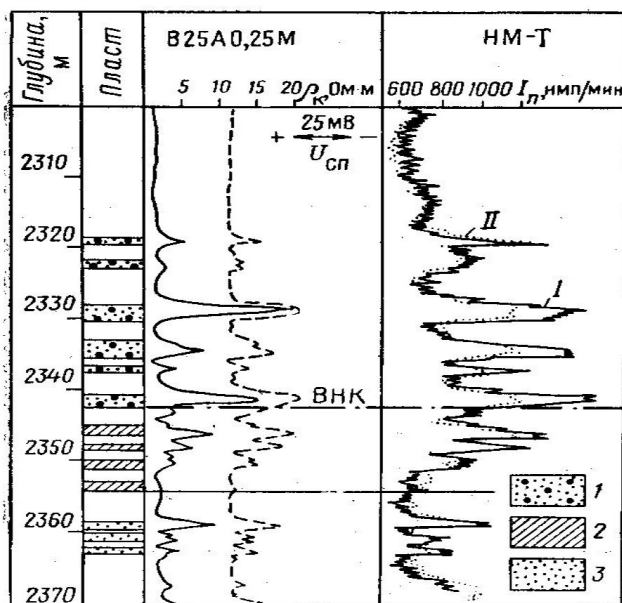


Рисунок 8.5 - Пример выделения нефтеносных пластов по результатам НК-Т в работающей (1) и остановленной (11) скважинах.
Пласты: 1- нефтеносные, 2-обводнённые, 3- водоносные.

Подобные исследования можно проводить и в старых скважинах, закачивая солёную воду, раствор буры, борной кислоты в интервал перфорации и выполняя временные исследования импульсными нейтронными методами с целью определения последовательности расформирования зоны проникновения в отдельных пластах.

Продолжительность исследований на месторождениях с поддержанием пластового давления можно сократить, если после закачки индикаторных веществ отобрать жидкость из скважины при различных режимах. Пласты, обводнённые пресной водой, обычно имеют повышенное давление и отдают закачанную жидкость при меньшей депрессии. Поэтому повторные замеры ИНК (до и после начала отбора жидкости) позволяют обнаружить обводнённые интервалы по большей скорости удаления закачанной жидкости и восстановления их первоначальных свойств, наблюдавшихся до закачки индикатора. Очищение нефтеносных интервалов происходит обычно позже при более интенсивном дренировании пласта. Такой способ даёт возможность одновременно определять как интервалы обводнения, так и полную мощность работающих интервалов.

Определение ГНК и ГВК, выполняемое почти исключительно нейтронными методами, основано на меньшем содержании водорода в газе по сравнению с водой и нефтью. Благодаря этому при равной пористости газонасыщенный пласт на диаграммах всех нейтронных методов отмечается повышенными показаниями по сравнению с аналогичными по другим свойствам нефтеносным или водоносным пластами.(рис.4.6). Однако повышенными показаниями на диаграммах НК отмечаются также и низкопористые (плотные) породы. Чтобы отличить их от более пористых

газонасыщенных коллекторов,

можно использовать данные других методов, зависящих от пористости (ГГК-П или АК).

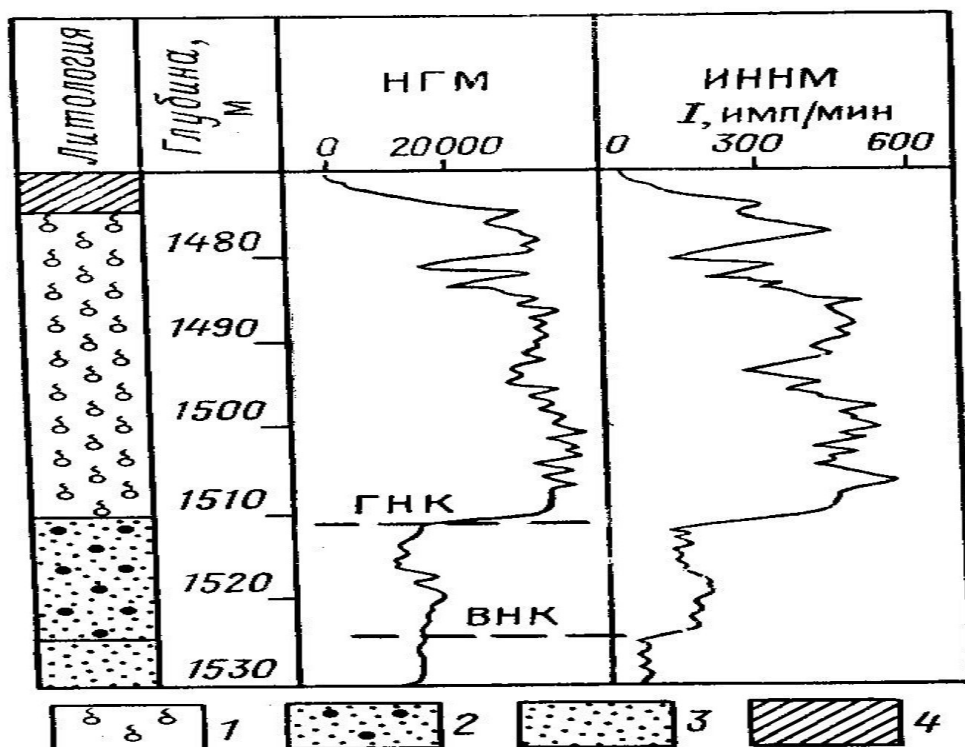


Рисунок 8.6 - Определение газонефтяного и водонефтяного контактов нейтронными методами.

Песчаники: 1-газоносные, 2- нефтеносные, 3-водоносные, 4-глины.

При разделении методом НГК коллекторов на нефтеносные и водоносные используют различие в хлоросодержании нефтеносных и водоносных пластов, а при выявлении газоносных коллекторов – их пониженное водородосодержание по сравнению с нефте- и водонасыщенными коллекторами. При одинаковых пористости и минерализации пластовых вод хлоросодержание нефтеносного коллектора меньше, чем водоносного, поэтому для водоносного коллектора характерны большее макроскопическое сечение захвата и более высокая интенсивность гамма-излучения радиационного захвата. Плотность тепловых нейтронов при переходе от нефтеносной к водоносной части коллектора, напротив, уменьшается. в связи с этим на диаграммах НГК и НК-Т, зарегистрированных в неперфорированной скважины при расформированной зоне проникновения ВНК, отмечается уменьшение показаний НГК и рост показаний НК-Т при переходе из водоносной в нефтенасыщенную часть коллектора.

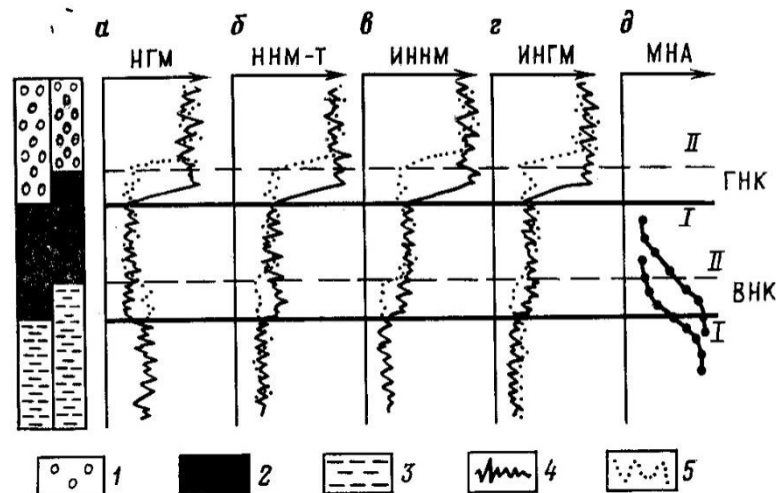


Рисунок 8.7 - Определение первоначального (1) и текущего (11) положений ВНК и ГНК по данным радиометрии скважин

1-газ, 2-нефть, 3-вода; кривые: 4- первичных замеров, 5 – повторных замеров.

Выделение газоносных коллекторов по диаграммам НГК основано на том, что один и тот же коллектор при насыщении его газом имеет более низкое водородосодержание, чем при насыщении водой или нефтью. Величина $k_{пн}$ газоносного коллектора приближенно равна

$$k_{пн} = k_{п} (1 - k_{г}) + \frac{k_{п} k_{г} p_{пл}}{623}, \text{ где} \quad (6.1)$$

$k_{г}$ – коэффициент газонасыщения..

Чем меньше пластовое давление $p_{пл}$, т.е. чем меньше глубина залегания исследуемых отложений, тем больше различаются $k_{пг}$ и $k_{пн}$ – нейтронные пористости газоносного и водонефтеносного коллектора и тем благоприятнее условия для выделения в разрезе газоносных коллекторов по данным нейтронных методов. Если пластовое давление близко к 60 МПа, возможность разделения их при помощи нейтронных методов исчезает.

Исследования нейтронными методами с целью выделения газоносных пластов проводят также в обсаженной скважине в условиях, когда зона проникновения расформирована. Период, в течении которого зона проникновения расформируется, при прочих равных условиях зависит от проницаемости коллектора:

-- чем больше проницаемость, тем меньше период расформирования.

Все диаграммы НГК или НК-Т регистрируют в таком масштабе, чтобы кривые In_{γ} (In_n) совпадали во всех участках разреза, кроме тех, где отмечается влияние газа на показания НГК. Если это условие не было при записи диаграммы соблюдено, то для выделения газоносных

пластов используют графическое

сопоставление параметров $\Delta I_{n\gamma}$ (ΔI_{nn}) вычисленных в пластах, характер насыщения которых определяется. Газоводяной или газонефтяной контакт определяется границей между интервалом пласта – коллектора, в котором происходит рост во времени значений $\Delta I_{n\gamma}$ (ΔI_{nn}) и интервалом, для которого значение $\Delta I_{n\gamma}$ (ΔI_{nn}) сохраняется во времени неизменным – рис 8.8.

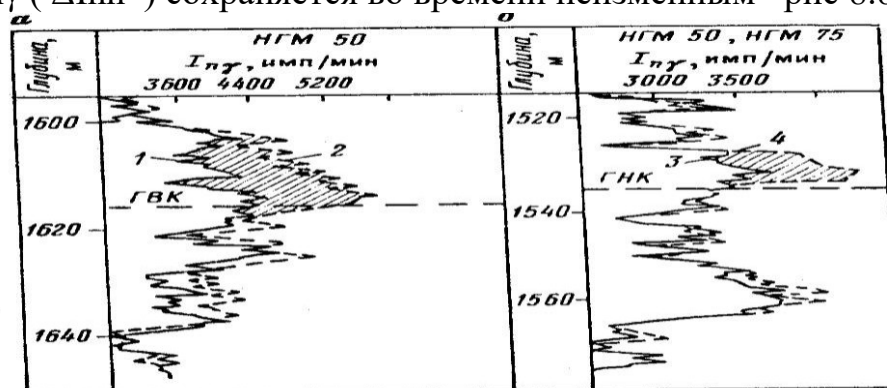


Рисунок 8.8 - Пример определения ГВК (а) и ГНК (б) по материалам повторных исследований НК в обсаженной скважине.

1,2-кривые НГК зарегистрированные до и после расформирования зоны в коллекторе с ГВК; 3,4- то же, в коллекторе с ГНК.

Скважинный прибор для нейтронного каротажа содержит нейтронный источник, индикатор гамма-излучения или плотности нейтронов и соответствующую электронную схему.

Нейтронным источником обычно служит смесь полония с порошкообразным бериллием; смесь помещена в запаянную стеклянную ампулу, которая защищена латунным кожухом. Нейтронный источник помещается в зондовом устройстве прибора. Предусматривается возможность установки нескольких различных длин зондов. Для защиты индикатора от прямого излучения источника в приборе и зондовом устройстве устанавливаются экраны, материалами для которых служат сталь, свинец, а при НК-Т и НК-Н также и водородосодержащие материалы. Сцинтилляционный (люминесцентный) счетчик состоит из фотоэлектродного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектродный умножитель подключен к измерительной схеме с регистрирующим прибором на ее выходе.

Аппаратура нейтронного каротажа состоит из скважинного прибора и наземной панели с источником питания.

В скважинном приборе размещаются индикатор гамма-излучения, схема усиления и формирования импульса и источник высокого напряжения для питания индикатора.

Сцинтилляционный (люминесцентный) счетчик состоит из фотоэлектродного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектродный умножитель подключен к измерительной схеме с регистрирующим прибором на ее выходе.

Аппаратура нейтронного каротажа состоит из скважинного прибора и наземной панели с источником питания.

В скважинном приборе размещаются индикатор гамма-излучения, схема усиления и формирования импульса и источник высокого напряжения для питания индикатора.

В качестве источника высокого напряжения обычно служит импульсный высоковольтный генератор. Передача импульсов на вход наземной панели и питание скважинного прибора осуществляется по одной и той же линии связи. Наземная панель содержит входной усилитель, дискриминатор, каскад для формирования импульсов, выходную ступень и интегрирующий контур.

Каскад для формирования импульса делает все импульсы одинаковыми по амплитуде и продолжительности. Выходная ступень передает эти импульсы на интегрирующий контур. Последний преобразует последовательность импульсов в ток, пропорциональный скорости счета. Сила этого тока записывается регистрирующим прибором на ленте, перемещающейся в соответствии с движением кабеля.

В наземной панели имеется калибратор – устройство, позволяющее подавать на вход наземной панели число импульсов с заданной скоростью счета. Калибратор используется для установления масштаба записи кривой.

Предусматривается возможность вести счет числа импульсов; для этого применяется электронная схема, на выходе которой устанавливают электромеханический счетчик.

Скважинные приборы снабжены прижимным устройством и специальными экранами. Система пружинных рессор или шарнирно соединительных рычагов прижимает прибор стороной, на которой расположены источник и индикатор, к стенке скважины; с противоположной стороны в приборе помещены экраны, защищающие индикатор от гамма-излучения, рассеянного буровым раствором. Применяются также экраны с каналами (коллиматоры), направляющими рассеянное породой излучение на индикатор.

Нейтронные методы исследования скважин основаны на различной способности горных пород рассеивать и поглощать нейтроны. Нейтроны высоких энергий по выходе из источника замедляются до тепловых. Наиболее интенсивный замедлитель в породах – водород. Медленные или тепловые нейтроны характеризуются большой вероятностью захвата их ядрами атомов элементов той среды, в которой происходит замедление. В породах типичного осадочного комплекса наиболее вероятной реакцией при захвате нейтрона является $n\gamma$ – реакция радиационного захвата.

В результате реакции радиационного захвата возникает радиационное γ – излучение, которое является измеряемым параметром в нейтронном гамма – методе (первая модификация). Во второй модификации нейтронных методов измеряется плотность нейтронов в некотором удалении от источника.

Нейтронные свойства пород характеризуются длиной замедления и длиной диффузии. Длина замедления уменьшается с увеличением суммарного водородосодержания среды. Наименьшие длины замедления наблюдаются в породах с большим водородосодержанием. Диффузионная

длина убывает с

увеличением водородосодержания и содержания в породах элементов с аномально высокими ядерными сечениями захвата. В осадочных породах и пластовых водах наиболее распространенным из этих элементов является хлор. Длина замедления и диффузионная длина зависят также от минерального и химического состава скелета породы.

Плотность тепловых нейтронов по мере удаления от источника нейтронов в однородных средах с разным водородосодержанием снижается по разным законам. В среде с высоким водородосодержанием, где малы длина замедления и диффузионная длина, плотность тепловых нейтронов на малых расстояниях значительна и быстро убывает по мере удаления от источника. В среде с меньшим водородосодержанием плотность тепловых нейтронов вблизи источника меньше и снижается с удалением от него медленнее, чем в первом случае.

Область пересечения кривых, выражающих указанные зависимости, именуется областью инверсионных зондов и соответствует длинам зондов 15 – 30 см. при длинах нейтронных зондов, больших инверсионных, плотность тепловых нейтронов в среде, окружающей индикатор, убывает с увеличением водородосодержания. Такие зонды используются на практике. Зонды НГК чаще всего имеют размер 60см, ННК – Т – 40 – 50см. При изучении декремента затухания плотности тепловых нейтронов используются два или несколько зондов, имеющих разные размеры.

Водородосодержание осадочных горных пород

В осадочных горных породах, поры которых насыщены водой или водой, нефтью и газом, общее содержание водорода оценивается водородным индексом, который равен отношению объёмной концентрации атома водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. В горных породах эту величину именуют эквивалентной влажностью ω . Таким образом, водородный индекс для пресной воды $\omega_v = 1$. Объёмная атомная концентрация водорода в нефти близка к характеристике воды. Поэтому эквивалентная влажность нефти $\omega_n \approx \omega_v = 1$.

Водородный индекс чистых, не содержащих химически связанной воды пород, насыщенных водой или нефтью с водой,

$$\omega_{nn} \approx \omega_{vn} = k_n \omega_v = k_n. \quad (8.2)$$

Поэтому водородный индекс (эквивалентная влажность) чистых пород численно равен их пористости.

Для газонасыщенных пород

$$\omega_{gn} = k_n (k_v \omega_v + k_n \omega_n + k_g \omega_g) = k_n (1 - k_g) + k_n k_g \omega_g \quad (8.3)$$

Поскольку за счёт низкой плотности газа по сравнению с водой и нефтью

$\omega_g < \omega_n \approx \omega_v$, эквивалентная влажность газонасыщенных коллекторов меньше, чем водо- и нефтенасыщенных.

В глинистых коллекторах, скелет которых содержит кристаллизационную ω_{cv} (химически связанную) воду

$$\omega_{nn} \approx \omega_{vn} = k_n + k_{gl} \omega_{cv}. \quad (8.4)$$

К таким же породам относится гипс.

Аппаратура, оборудование и материалы

Оборудование и материалы

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения текущего ВНК (выдается преподавателем на листе или в ПЭВМ).

Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить :
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.
5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне расположения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.
6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

1. Интервалы перфорации
2. Интервалы продуктивных пластов
3. ВНК

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Пример контроля текущего положения контакта вода-нефть показан на рис.8.9. В процессе разработки залежи контакт смещается и по данным НГМ выделяется на глубине 1618 м. На данном месторождении минерализация пластовых вод в девонских отложениях составляет около 250 кг/м³, различие в показаниях НГМ между нефтеносной и водоносной частями пласта составляет около 10%. Для увеличения эффекта применяют комплексное измерение, включающее одновременную регистрацию НГМ и ННМ. На кривых импульсных методов расхождения в показаниях более значительны, смотри рис.8.9. Положение ВНК по ним также отбивается на глубине 1618 м.

Пример использования данных метода наведенной активности приведен на рис.5.1. Для более точной отбивки ВНК применяется комплексное

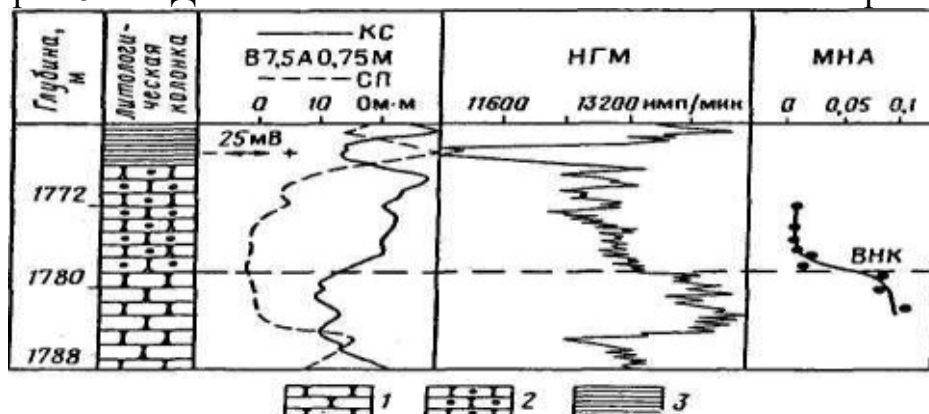


Рисунок 8.9 - Определение положения текущего ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору.

1 — водоносный песчаник; 2 — нефтеносный песчаник; 3 — глина

измерение , включающее регистрацию НГМ и НА .Контакт нефти и воды фиксируется на кривой НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта на глубине 1778.5м. В водоносной части пласта число активированных ядер натрия и хлора значительно больше , чем в нефтеносной ,поэтому водоносные породы отмечаются более высокой интенсивностью активации , чем нефтеносные ,поэтому на диаграмме ВНК отбивается на глубине 1778,5м

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия скважинного прибора;
3. Краткое описание принципа определения характера насыщения;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы. По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Контрольные вопросы

1.Какими методами ГИС можно определить характер насыщения пласта-коллектора?

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Исследуемые интервалы	выводы

2. Для чего необходимо проследить положение текущего ВНК?

3. По данным каких методов ГИС определяют первоначальный ВНК?

По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных.

Практическая работа № 9

Тема: Определение работающих интервалов

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-5. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия электротермометра

Теоретическое обоснование:

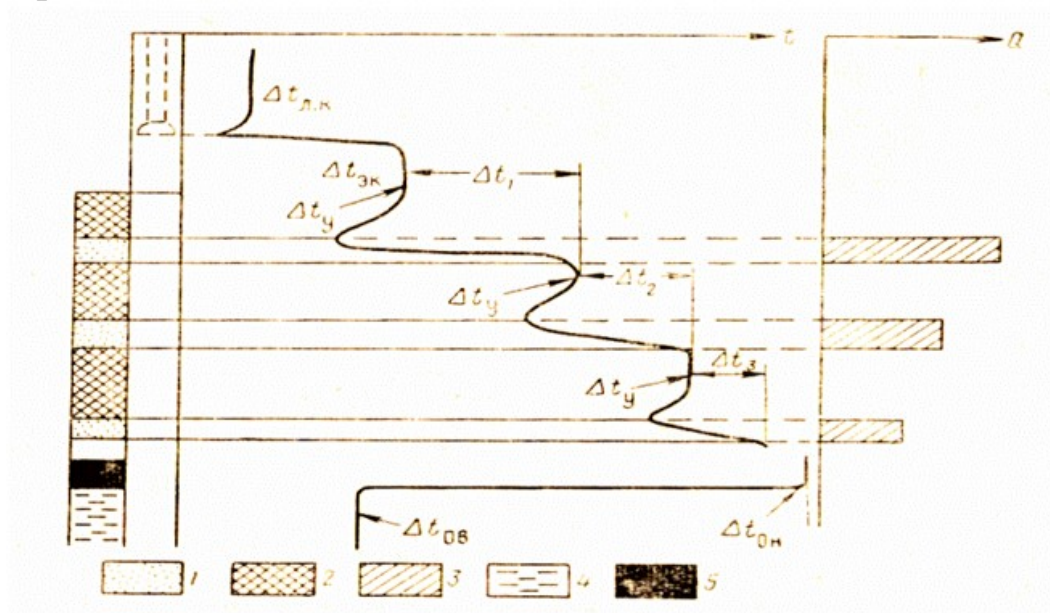


Рисунок 9.1 - Пример выделения работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термодобитомера.

1 – работающие участки пласта; 2 – неработающие участки пласта; 3- профиль притока флюида; 4 – вода; 5 – нефть.

Пороговая чувствительность термодобитомера выше пороговой чувствительности механического расходомера. В частности, термодобитомер способен обнаружить притоки и при капельном истечении нефти в воду. При небольшой величине зумпфа или когда зумпф в скважине заполнен осадком, выделение нижней границы притока затруднено, так как переход прибора из осадка в воду и отрыв прибора от забоя отражаются на термодобитограмме аномалией, соответствующей началу притока флюида в скважину. Для выявления отдающих(поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии-расходомерии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной на короткое время скважине. Оптимальное время остановки скважины выбирается на основании опыта работ на месторождении по исследованию стабилизации температуры в кровле (для эксплуатационной скважины) или подошве (для нагнетательной скважины) перфорированного интервала. При отсутствии таких сведений измерения проводятся через сутки после остановки скважины. Записывается основная и контрольная термограммы. Исследуются интервал перфорации, ближайшие неперфорированные пласты и примыкающие к ним перемычки. Следует отметить, что интервалы приемистости на термограммах действующих нагнетательных скважин отмечаются лишь в благоприятных случаях (высокая удельная приемистость интервала на фоне низкой суммарной приемистости скважины, небольшое время работы скважины, интервалы приемистости расположены на достаточно большом удалении друг от друга). Поэтому исследования в действующих нагнетательных скважинах проводятся в основном для выделения нижней границы интервала приемистости и установления затрубной циркуляции в нижележащий пласт, не вскрытый перфорацией. При выявлении отдающих пластов в эксплуатационной и пластов, поглощающих воду, в нагнетательной скважине геотерма сопоставляется с термограммой, записанной в остановленной скважине, находящейся в режиме теплового равновесия. Совмещение температурных кривых производится в интервалах неискаженного естественного теплового поля в зумпфе скважины.

Указания по технике безопасности:

- Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре;
 - нет ли влаги на клавиатуре.
- Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
- ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В.
- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны

располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно слева. • Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300 - 500

лк.

•
При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

1. Интервалы перфорации
2. Работающие интервалы перфорации

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке: По данным промыслово-геофизических методов устанавливаются границы перфорированных пластов и пластов-коллекторов ниже интервала перфорации. Отмечаются интервалы перфорации. По термограмме определяются границы притока флюида из верхних перфорированных пластов и места негерметичности колонны выше интервала перфорации, руководствуясь следующими соображениями:

- интервалы поступления флюида из пластов характеризуются резко увеличенным значением градиента температур (угла наклона термограммы к оси глубин) по сравнению с перемычками, что обусловлено калориметрическим смешиванием притекающего из пласта флюида с восходящим потоком;
- градиент температур в перемычках между пластами в зависимости от дебита и длительности работы скважины может быть равным нулю, постоянным или слабо меняться с глубиной, а в интервалах неоднородных пластов он может существенно меняться с глубиной и в отдельных пропластках уменьшаться до нуля (в однородных пластах градиент температуры постоянен).

Поэтому границы притока флюида из верхних перфорированных пластов устанавливаются по точкам перегиба термограммы, соответствующим переходу от слабоменяющегося (в перемычках) к резкоменяющемуся участку градиента температур (в неоднородном пласте) и к участку большого градиента (в однородных пластах). Аналогично устанавливается и верхняя граница притока из нижнего перфорированного пласта. Выделение притока в подошве нижнего перфорированного пласта в общем случае представляет собой сложную задачу, решаемую лишь при комплексной интерпретации данных термометрии и методов, предназначенных для исследования дебита и состава смеси в стволе скважины. При обработке термограммы против нижнего перфорированного пласта по резкому приращению температуры устанавливается подошва отдающего интервала, соответствующая нижней границе притока в полностью вскрытом пласте. Положительная величина приращения температуры в

подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование по пласту жидкости (нефти или воды), отрицательная ? на дросселирование газа или на

прорывзакачиваемых вод с температурой ниже пластовой. При наличии затрубной циркуляции, а также в случае поступления флюида в скважину из мест негерметичности колонны, расположенных ниже интервала перфорации, дроссельный эффект в подошве нижнего перфорированного пласта может и не проявляться на термограмме. В этом случае границы притока из перфорированного нижнего пласта устанавливаются так же, как и для верхних пластов. При выделении интервалов притока в нижнем перфорированном пласте следует помнить, что в неполностью вскрытом пласте на термограмме подошва отдающего интервала может не соответствовать нижней границе притока. Как правило, величина приращения температуры ΔT в отдающем интервале, не вскрытом перфорацией, ниже по сравнению с ΔT в интервале притока, а термограмма в подошве нижнего перфорированного пласта в этом случае имеет характерный вид «ступеньки». Обработка термограмм, записанных в действующей нагнетательной скважине, в основном сводится к определению нижней границы интервала приемистости скважины по резкому приращению температуры в подошве нижнего принимающего пласта. Положение этой границы ниже интервала перфорации указывает на затрубную циркуляцию воды в нижележащие пласты, либо на негерметичность колонны ниже интервала перфорации. На практике задача выделения интервалов притока(поглощения) решается комплексным методом. В эксплуатационной скважине для решения этой задачи используются и данные методов исследования состава смеси в стволе скважины.

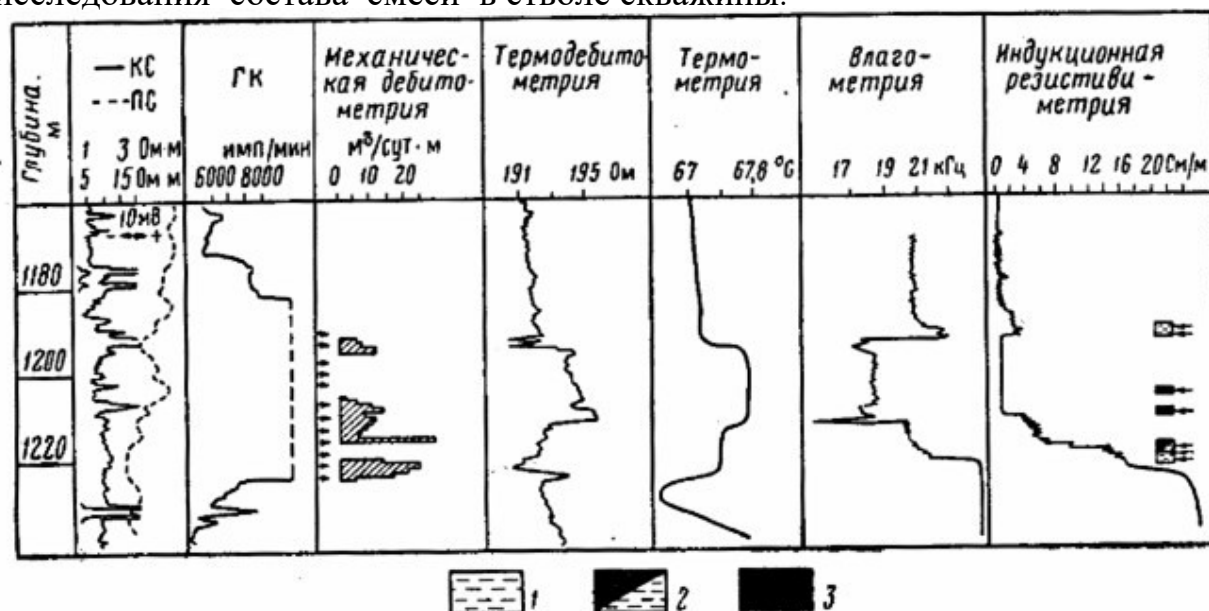


Рисунок 9.2 - Пример Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термокондуктивного дебитометров и данных высокочувствительной термометрии.

I – кривая, замеренная термокондуктивным дебитометром типа СТД; *II* – то же, механическим дебитометром; *III*, *IV* – термограммы, полученные в работающей и

отсановленной скважине.

1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3- вода; 4 – интервал перфорации.

На рисунке 9.2 приведен пример выделения интервалов пласта, отдающих нефть и воду, с помощью высокочувствительной термометрии с использованием дроссельного эффекта. Скважина давала нефть с 30% воды на поверхности. Пласт перфорирован в интервале 2098-2109 м. С целью выявления мест притока нефти и воды выполнено два замера термометром: в работающей скважине проявляются как дроссельный, так и калориметрический эффекты. В остановленной скважине калориметрический эффект через некоторое время исчезает, поэтому на кривой термометрии выявляются интервалы 2098-2103 и 2105,5-2108 м., связанные с проявлением дроссельного эффекта. Аномалия против верхнего интервала значительно больше, чем против нижнего. Величина дроссельного эффекта для нефти почти в 2 раза больше, чем для воды, – нижний интервал дает воду, верхний – нефть. Исследования в действующих скважинах проводятся лишь при установившемся режиме работы скважины и надлежащем техническом ее состоянии (отсутствие затрубной циркуляции между пластами и притоков флюида вне интервалов перфорации). Для более точной интерпретации дебитограмм и расходограмм необходимо иметь точные сведения о типе флюида в исследуемом интервале скважины, получаемые, например, резистивиметром, влагомером, плотномером, а также о дебите и составе жидкости, полученные путем замера на устье скважины.

По данным исследования строятся графики зависимостей дебитов (расходов) для каждого пласта от забойного давления. Эти графики называются индикаторными диаграммами. По оси абсцисс откладывают дебиты, по оси ординат ? забойное давление. Путем экстраполяции индикаторных линий каждого пласта до нулевого дебита определяются давления для каждого пласта.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия скважинного прибора;
3. Краткое описание принципа определения характера насыщения;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы. По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет.

Контрольные вопросы

1. Как на диаграмме отбиваются работающие интервалы?
2. Какими методами ГИС-контроля можно определить работающие интервалы?
3. Какими методами ГИС-контроля можно определить состав притока?

Практическая работа № 10

Тема : Определение состава притока по данным ГИС-контроля

Цель

- Закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях
- Определение интервалов обводнения
- Определение состава смеси

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по обработке и интерпретации данных ГИС-контроля, выдачи заключения по интерпретации с целью выделения работающих интервалов и определения состава, поступающей из них, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации скважин.

Формирование компетенций:

профессиональные ПК-5.

Актуальность темы:

Исследование состава смеси, поступающей из коллекторов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС в эксплуатационных скважинах на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть

При эксплуатации объектов большой мощности часто встречаются с избирательным обводнением отдельных прослоев. В этих случаях интервалы поступления воды могут быть часто (при отсутствии заколонной циркуляции) обнаружены с помощью методов: влагомеры, солемеры, резистивиметры и плотностномеры. Интервалы обводнения этими способами устанавливают в работающих перфорированных пластах, где определить их нейтронными методами часто трудно, особенно в случае пресных вод. К оценке соотношения воды, нефти и газа в скважинном флюиде сводится решение других задач:

- определение нефтеводоразделов
- интервалов разгазирования
- мест поступления воды через дефекты в колонне

Влагомеры позволяют определять процентное содержание воды в флюиде, заполняющем ствол скважины. Их чувствительным элементом служит проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора по скважине протекает исследуемый флюид. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды (81) гораздо больше диэлектрической проницаемости нефти (2) и газа (близко к 1), ёмкость конденсатора растёт с ростом содержания воды в продукции скважины. Пример диаграммы, полученной с влагомером на рис. 10.1,а (кривая 11). Искажения диаграмм влагомеров обусловлены чаще всего наличием водяного столба на забое скважины. Если обводняющийся пласт находится выше малодебитных пластов, отдающих чистую нефть с водой, против них образуется столб воды с гораздо большим содержанием воды, чем в продукции, отдаваемой пластами, залегающими в этом интервале. Некоторое искажение показаний происходит также при отсутствии пакера или недостаточно полной пакеровке, поскольку жидкость, движущаяся по центру скважины, часто не совпадает по составу с жидкостью у стенки колонны.

Так как кислорода в углеводородах нефти и природного газа очень мало, по его концентрации в продукции скважин можно судить о содержании в ней воды. Количество кислорода в флюиде определяют методом активации кислорода нейтронами. Содержание кислорода в различных горных породах и цементном кольце меняется в очень узких пределах, поэтому активность образующегося при этом изотопа ^{16}N характеризуется концентрацией кислорода в скважинном флюиде, возрастающей с ростом влажности флюида.

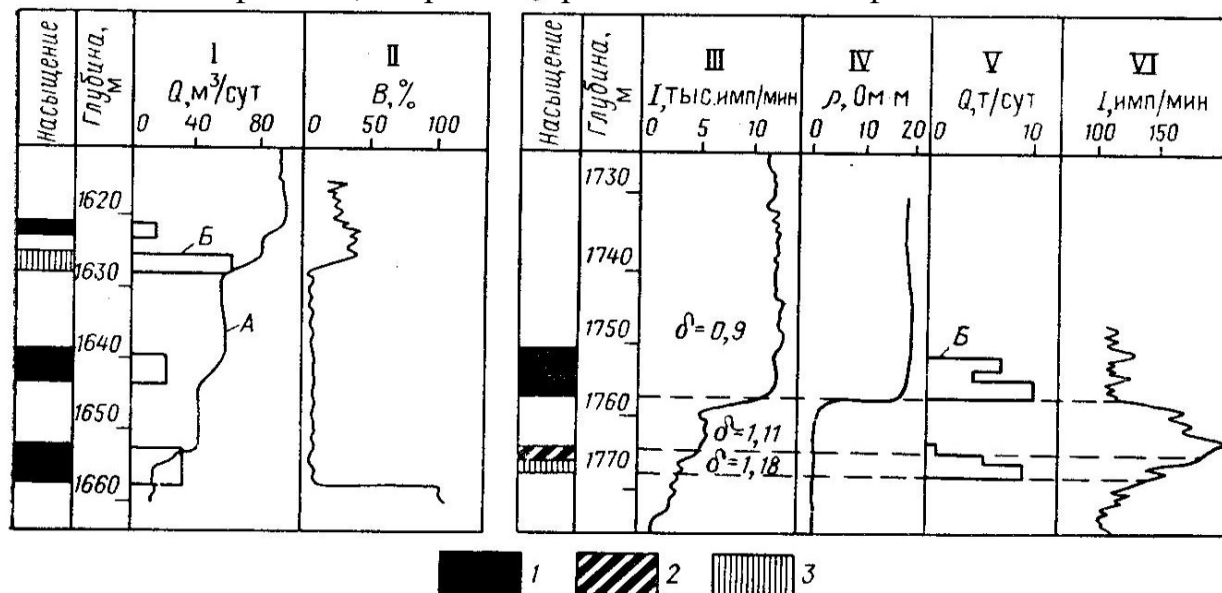


Рисунок 10.1 Исследование эксплуатационных скважин дебитометрами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотномером (б).

1,V – дебитограммы: А – интегральная, Б – дифференциальная; диаграммы: 11- влагомера, 111-гамма-плотномер, 1V- резистивиметра, VI- метода наведённой активности кислорода; интервалы, отдающие: 1-нефть, 2-нефть с водой, 3-воду.

О содержании воды в нефти или газе можно судить также по их плотности. Для измерения плотности используют в основном приборы двух типов:

- гамма-плотностномеры ГГП, основанные на измерении интенсивности γ -излучения, рассеянного флюидом или прошедшего через заданный объём флюида

- градиент-манометры, определяющие разность давлений в двух близких точках по оси скважины.

На дебитограмме (рис.10.1,а) выделяются четыре интервала с притоком. Из них три интервала отдают нефть, а четвёртый (1626-1628м) – воду. Высокая влажность на глубине свыше 1658м связана с накоплением воды в зумпфе. Приток чистой нефти из двух нижних интервалов надёжно устанавливается по практически нулевой влажности флюида против них (в работающей скважине).

На рис.10.1,б дебитограмма показывает наличие притоков жидкости в интервалах 1751-1756м и 1764-1768м. В нижней части последнего интервала плотность флюида ($\delta = 1,18 \text{ г/см}^3$) практически совпадает с плотностью солёной воды. Эта часть разреза отдаёт воду, что хорошо видно также по увеличению наведённой активности кислорода на глубине 1768м. Прикровельная часть нижнего интервала отдаёт воду с нефтью, что приводит к некоторому росту показаний плотностномера; на глубине 1764м показания соответствуют плотности $1,11 \text{ г/см}^3$, промежуточной для нефти и пластовой воды.

Интервал 1751 – 1756м отдаёт нефть, благодаря чему показания плотностномера растут до значений, соответствующих плотности $0,9 \text{ г/см}^3$, а показания метода наведённой активности резко уменьшаются. На диаграмме резистивиметра видно изменение фазового состояния флюида на глубине 1756м. На глубине свыше 1756м его проводимость имеет высокие значения в связи с нахождением нефти в виде изолированных капель в воде. Выше глубины 1756м, наоборот, жидкость в скважине представляет собой нефть с каплями воды, поэтому имеет высокое сопротивление.

Очень низкие показания плотностномера на глубине свыше 1774м ($\delta = 1,5 \text{ г/см}^3$) обусловлены наличием осадка на забое скважины.

Для количественной, а иногда и качественной оценки обводнения продукции данного пласта данных плотностномера или влагомера недостаточно. В этом случае названные методы надо комплексировать с дебитометрией.

Такое комплексирование позволяет определять отдельно объёмы Q_v воды и Q_n нефти, отдаваемые каждым интервалом. Пусть B_1 и B_2 – доля воды в скважинном флюиде в подошве и кровле исследуемого интервала, а Q_1 и Q_2 – суммарный дебит скважины на тех же глубинах. Пусть B – доля воды в продукции исследуемого интервала.

Тогда соотношения для балансов нефти и воды позволяют получить уравнение

$$Q_2 B_2 = Q_1 B_1 + B (Q_2 - Q_1) \quad (10.1)$$

Отсюда доля воды в продукции данного интервала

$$Q_2B_2 - Q_1B_1$$

$$B = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_2 - Q_1} \quad (10.2)$$

Объём воды, отдаваемой им

$$Q_B = B(Q_2 - Q_1) = Q_2 B_2 - Q_1 B_1, \quad (10.3)$$

а объём нефти

$$Q_H = (1 - B)(Q_2 - Q_1) = (Q_2 - Q_1) - Q_B \quad (10.4)$$

Вопросы и задания:

Вопросы

- По диаграммам каких методов ГИС можно определить состав притока?
- Какие ещё задачи мы можем решить с помощью этих методов?
- Почему необходимо комплексирование методов?
- Как определить структуру потока?
- Можно ли по данным потокометрических методов определить тип смеси?
- Можно ли по данным потокометрических методов определить границы раздела : вод разной минерализации; вода-осадок?

Задание:

Диаграммы комплекса методов ГИС для определения состава притока (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ

Порядок выполнения

- определение нефтеводоразделов
- интервалов разгазирования
- мест поступления воды через дефекты в колонне

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия влагомера, плотномера, резистивиметра

4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных. По результатам самостоятельных определений работающих интервалов, установления состава притока составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения работающих интервалов; на диаграмме должен быть указан профиль притока, и подсчитан состав. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы перфорации	Работающие интервалы	Состав притока	Обводненные интервалы

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка

исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

4. Факторы вызывающие обводнение продуктивных интервалов.

Практическая работа № 11

Тема : Определение дебита притока по данным ГИС-контроля

Цель

- Закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях
- Определение интервалов притока
- Построение дифференциальных дебитограмм

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по обработке и интерпретации данных дебитометрии, выдачи заключения по интерпретации с целью выделения работающих интервалов и определения их дебита, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации скважин.

Формирование компетенций:

профессиональные ПК-5.

Актуальность темы:

Исследование дебита продуктивных коллекторов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС в эксплуатационных, нагнетательных скважинах на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть

Определение дебита в эксплуатационных скважинах входит в состав систематических геолого-промысловых наблюдений и осуществляется путем измерения времени, в течение которого жидкость заполняет емкость известного объема. Наиболее распространенными поверхностными установками такого типа являются мерные приборы типа «Спутник».

Приемистость нагнетательных скважин оценивается по показаниям расходомеров, установленных на, насосной станции.

По показаниям измерителей расхода жидкости, установленных на поверхности, можно судить о продуктивности и приемистости нефтенасыщенного коллектора, если он представлен одним пластом. Если залежь нефти сложена несколькими пластами, то однозначно решить эту задачу нельзя. В связи с этим для послойных определений дебита и приемистости скважин

используют данные, получаемые по результатам исследования добывающих и

нагнетательных скважин глубинными расходомерами — механическими и термокондуктивными.

Дебитометрия - расходометрия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле за эксплуатацией залежей применяются две модификации метода: механическая и термокондуктивная дебитометрия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследований действующих скважин.

По условиям измерений дебитометры делятся на пакерные и беспакерные. Пакеры предназначены для направления измеряемого потока жидкости или газа через калиброванное сечение прибора. Пакерирующее устройство состоит из собственно пакера и силового привода для раскрытия и закрытия пакера. Применяются пакеры следующих типов:

- 1) гидравлические раскрываемые с помощью насосов;
- 2) механические, раскрываемые с помощью двигателей и реле;
- 3) манжетные, неуправляемые.

Разные типы пакеров обеспечивают полное или неполное перекрытие ствола скважины, поэтому через калиброванный канал прибора проходит либо весь поток, либо часть его.

Механические дебитометры-расходомеры

Наиболее распространены приборы с механическими пакерами, многократно раскрываемыми и закрываемыми по команде с поверхности (например прибор с пакерирующим устройством «Кобра»). Для получения качественных данных дебитометрии используется скважинный прибор АГДК-42-5.

Измерения механическими дебитометрами-расходомерами производят для следующих целей:

- а) выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- б) выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- в) распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- г) получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Механический расходомер представляет собой тахометрический преобразователь скорости потока жидкости или газа (рис 11.1). Чувствительным элементом служит турбинка, вращаемая набегающим потоком того или иного флюида. Частота вращения турбинки преобразуется в электрические сигналы с помощью магнитного прерывателя тока. Частота вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Контактный магнитный прерыватель тока обеспечивает стабильную работу прибора при частоте вращения турбинки до

3000 об/мин .

Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину, напряжения, которая фиксируется регистрирующим прибором. Турбинные измерители потока измеряют средний объемный расход жидкости или газа. Скорость вращения крыльчатки турбины, занимающей полное сечение потокопровода и объемный газ связаны зависимостью. В геофизической аппаратуре используется также датчик пропеллерного типа. Принцип его работы ничем не отличается от принципа работы турбинного измерителя потока. Однако в отличие от турбины пропеллер не охватывает все сечение потока и скорость его вращения скорее пропорциональна скорости потока, а не обменному расходу. Рабочий диапазон пропеллерного измерителя потока в относительном выражении шире чем 10:1, так как эффект вязкости для него менее важен, чем для турбины.

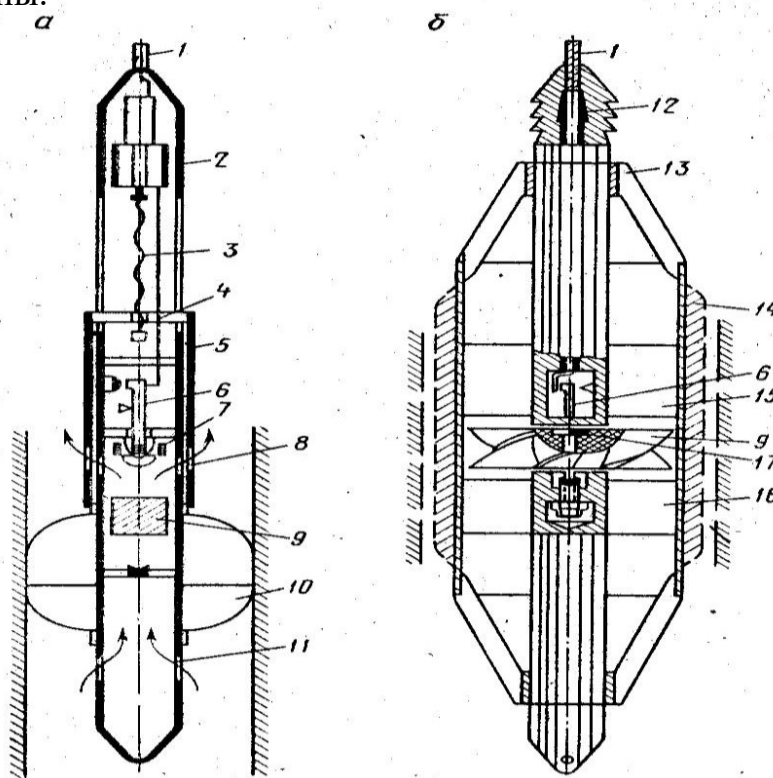


Рисунок 11.1- Схемы механических дебитометров (расходомеров) с пакером (а) и без пакера (б)

Термокондуктивные расходомеры

Термокондуктивные расходомеры работают по принципу термоанемометра. В поток скважинной жидкости помещается спираль, нагреваемая постоянным стабилизированным током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Эта же спираль-термосопротивление является датчиком расходомера. Набегающий поток жидкости или газа охлаждает спираль и

тем самым изменяет ее ,активное сопротивление. Температура датчика колеблется в зависимости от скорости

движения охлаждающей жидкости. Фиксируя изменение сопротивления термодатчика, получают кривую термокондуктивной расходомерии. Величина теплоотдачи термосопротивления зависит также от тепловых характеристик среды, силы тока, диаметров скважины и колонны. В скважине с постоянным диаметром и однородной средой на теплоотдачу термосопротивления влияет только средняя линейная скорость потока, что позволяет измерить его скорость и построить профиль притока или поглощения флюида.

Наибольшее распространение в практике работ получили скважинные термоэлектрические дебитомеры-расходомеры типа СТД-2 и СТД-4

Прибор СТД-2 используется для исследования фонтанирующих и нагнетательных скважин, СТД-4 – скважин, эксплуатирующихся при помощи штанговых насосов. В приборах типа СТД изменение активного сопротивления датчика R_d измеряется по мостовой схеме. Приборы типа СТД могут работать также в режиме термометра для измерения абсолютной температуры. В этом случае в электрическую схему прибора включается сопротивление, которое создает на чувствительном скважинном плече моста силу тока в 10 – 12мА, поэтому термодатчик не разогревается. При работе прибора в режиме дебитомера (расходомера) это дополнительное сопротивление на токовой цепи выключается, и сила тока при этом становится равной 120 – 150мА. Приборы СТД-2 позволяет определять дебиты нефти, воды или двухфазных смесей в диапазоне от 1 – 3 до 300м³/сут. Скорость записи прибора в режиме дебитомера (расходомера) до 100м/ч, в режиме термометра – до 500 м/ч. Стабильность работы СТД в режиме дебитомера-расходомера обеспечивается при температуре окружающей среды до 80°С, в режиме термометра – до 120°С при давлении в обоих случаях до $4 \cdot 10^7$ Па.

Термокондуктивные расходомеры обладают более высокой, чем механические, чувствительностью, не вносят гидродинамических сопротивлений в поток жидкости. Имеют высокую проходимость в скважинах благодаря отсутствию пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе. Однако показания термокондуктивных расходомеров существенно зависят от состава смеси, протекающей по стволу скважины, поэтому практически терморасходограммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

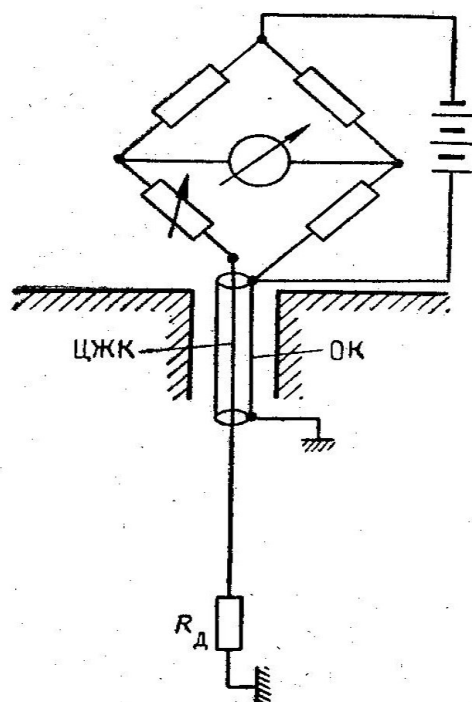


Рисунок 11.2 - Электрическая схема скважинная схема скважинного дебитомера – расходомерв типа СТД

Вопросы и задания:

Вопросы

- Факторы снижающие дебит скважины
- Какими методами производят определения профиля притока в скважине?
- Для чего необходимо определение профиля притока?
- От чего зависят показания механического и термокондуктивного расходомера?

Задание:

Диаграммы комплекса методов ГИС для определения профиля притока (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ

Порядок выполнения

Интервалы притока жидкости в действующей эксплуатационной скважине устанавливают по дебитограмме, полученной с механическим (турбинным) дебитомером или скважинным термодобитомером (СТД).

По данным наблюдений механическим дебитомером в действующей скважине составляют диаграмму накопленного дебита скважины $Q=f(H)$ в интервале продуктивного горизонта, дающего приток. Участки кривой, наклоненные к оси глубин под разным углом, соответствуют отдающим интервалам, участки, параллельные оси глубин, указывают интервалы бесприточные. Под нижним из отдающих интервалов $Q = 0$, над верхним отдающим интервалом значение Q максимальное и равно суммарному дебиту, который дает интервал перфорации (рис.11.3). Дифференцируя интегральную кривую $Q=f(H)$ с

определенным шагом по глубине ΔH , например, $\Delta H = 1$ м, получают дифференциальную ступенчатую диаграмму $\Delta Q/\Delta H = f(\Delta H)$, величина аномалии которой в каждом интервале составляет «вклад» интервала в суммарный дебит (рис. 11.3). Обычно «работает» лишь часть перфорированного интервала.

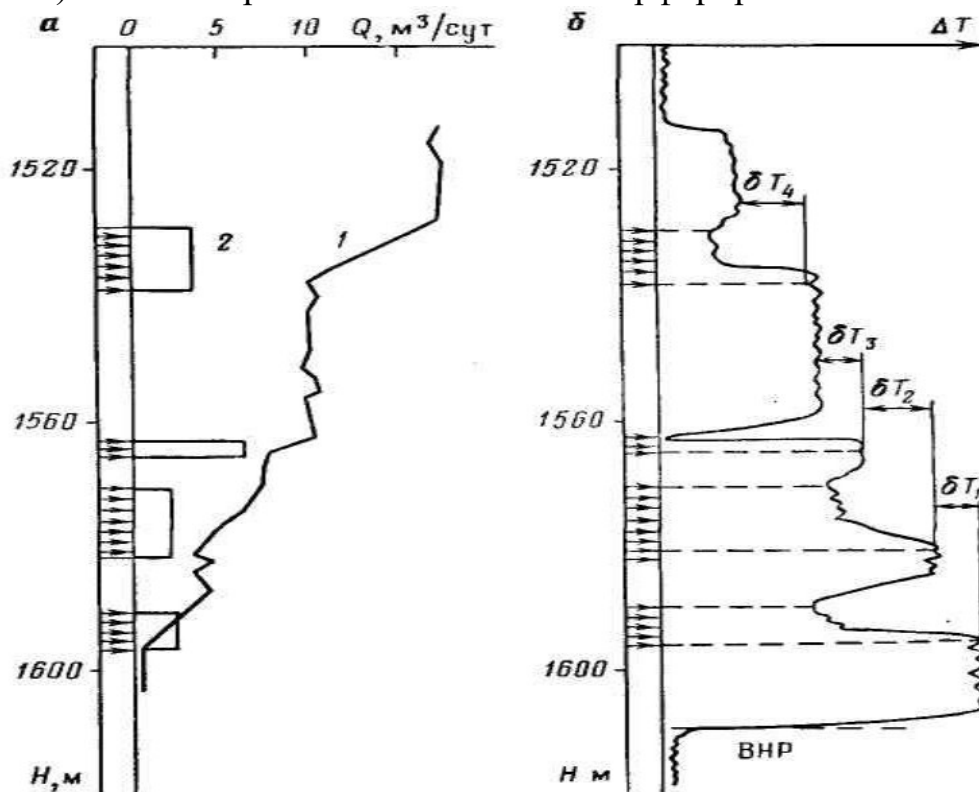


Рисунок 11.3 - Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (СТД) (б) дебитомерами.

Дебитограммы: 1 — интегральная; 2 — дифференциальная

Однако из этого вовсе не следует, что работающая часть пласта h_p составляет эффективную толщину $h_{эф}$. Практически всегда $h_p < h_{эф}$. Отношение h_p к $h_{эф}$ характеризует режим работы продуктивного пласта при заданных условиях; по-видимому, его можно использовать для оценки коэффициента охвата пласта по толщине при разработке.

Термодобитомер (СТД), работающий как термоанемомет, четко отмечает минимумами температуры работающие интервалы, которые обычно подтверждают аналогичную информацию, получаемую механическим дебитомером (рис. 11.3). Однако количественной интерпретации данные СТД не поддаются ввиду влияния на результаты СТД ряда факторов, корректный учет которых невозможен.

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия механического дебитомера-расходомера;

3. Краткое описание принципа действия термокондуктивного дебитомера-расходомера;

4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных. По результатам самостоятельных определений работающих интервалов, установления профиль притока и подсчёта суммарного дебита составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения работающих интервалов; на диаграмме должен быть указан профиль притока, и подсчитан суммарный дебит. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы перфорации	Работающие интервалы	Дебит притока	Суммарный дебит

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

4. Факторы снижающие дебит скважины.

Рекомендуемая литература

Основная литература:

1. Богданович Н.Н., Добрынин В.М. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. Ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С.Хохловой. – М.: Инфа – инженерия, 2009.- 960с.

2. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения флюидов / перевод с английского. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 868 с. Ил. – (Промышленный Инжиниринг)

Дополнительная литература:

- Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС : учеб. пособие / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова ; РГУ нефти и газа. - Москва : Недра, 2007. - 326 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты. Образование). – Библио
- Добрынин, В. М. Петрофизика (физика горных пород) : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. - М. : Нефть и газ ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 368 с. : ил. - Библиогр.: с. 355-357. -Предм. указ.: с.358-36
- Промысловая геофизика : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян ; под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. - М. : Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М.

Губкина, 2004. - 400 с. : ил. — Предм

Методическая литература:

-

Интернет-ресурсы:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. [wwwURL: http://www.biblioclub.ru/](http://www.biblioclub.ru/) - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. [http: //ansatte.uit.no/webgeology/](http://ansatte.uit.no/webgeology/) сайт Университета Тромсё (Universiti of Tromsø), Норвегия
4. [http: //www.gtokniga.org/inbo\[es – Геологический портал GeoKniga](http://www.gtokniga.org/inbo[es)
5. [http: //oilcraft.ru/load/2](http://oilcraft.ru/load/2) – нефтегазовый портал

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

для обучающихся по организации и проведению самостоятельной работы

«Геофизические методы контроля разработки МПИ»

для студентов направления подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

Направленность (профиль) «Геолого-геофизические технологии в нефтегазовом деле»

1. Общие положения

Самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов (СРС) в вузе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения.

К основным видам самостоятельной работы студентов относятся:

- формирование и усвоение содержания конспекта лекций на базе рекомендованной лектором учебной литературы, включая информационные образовательные ресурсы (электронные учебники, электронные библиотеки и др.);
- написание докладов;
- подготовка к семинарам, практическим и лабораторным работам, их оформление;
- выполнение учебно-исследовательских работ, проектная деятельность;
- подготовка практических разработок и рекомендаций по решению проблемной ситуации;
- выполнение домашних заданий в виде решения отдельных задач, проведения типовых расчетов, расчетно-компьютерных и индивидуальных работ по отдельным разделам содержания дисциплин и т.д.;
- компьютерный текущий самоконтроль и контроль успеваемости на базе электронных обучающих и аттестующих тестов и др.

Методика организации самостоятельной работы студентов зависит от структуры, характера и особенностей изучаемой дисциплины, объема часов на ее изучение, вида заданий для самостоятельной работы студентов, индивидуальных качеств студентов и условий учебной деятельности.

Процесс организации самостоятельной работы студентов включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Самостоятельная работа по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки МПИ» направлена на формирование следующих компетенций:

Код	Формулировка
ПК-9	Способен осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

2. Цель и задачи самостоятельной работы

Ведущая цель организации и осуществления СРС совпадает с целью обучения студента - формирование набора компетенций будущего бакалавра.

При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности

организации учебной и научной деятельности. Целью самостоятельной работы студентов является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельной работы и лабораторных занятий.

3. Технологическая карта самостоятельной работы студента

Коды реализуемых компетенций, индикатора(ов)	Вид деятельности студентов	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
			СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
7 семестр					
ИД-2 ПК-9	Подготовка к лекциям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	8
ИД-2 ПК-9	Подготовка к практическим занятиям	Тестирование, собеседование	7,5	0,5	8
ИД-2 ПК-9	Самостоятельное изучение литературы	Тестирование, собеседование	55	1	56
Итого за 7 семестр			78	3	81
Итого			78	3	81

4. Порядок выполнения самостоятельной работы студентом

4.1. Методические рекомендации по работе с учебной литературой

При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил.

Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Изучая материал по учебнику, следует переходить к следующему вопросу только после правильного уяснения предыдущего, описывая на бумаге все выкладки и вычисления (в том числе те, которые в учебнике опущены или на лекции даны для самостоятельного вывода).

При изучении любой дисциплины большую и важную роль играет самостоятельная

индивидуальная работа.

Особое внимание следует обратить на определение основных понятий курса. Студент должен подробно разбирать примеры, которые поясняют такие определения, и уметь строить аналогичные примеры самостоятельно. Нужно добиваться точного представления о том, что изучаешь. Полезно составлять опорные конспекты. При изучении материала по учебнику полезно в тетради (на специально отведенных полях) дополнять конспект лекций. Там же следует отмечать вопросы, выделенные студентом для консультации с преподавателем.

Выводы, полученные в результате изучения, рекомендуется в конспекте выделять, чтобы они при перечитывании записей лучше запоминались.

Опыт показывает, что многим студентам помогает составление листа опорных сигналов, содержащего важнейшие и наиболее часто употребляемые формулы и понятия. Такой лист помогает запомнить формулы, основные положения лекции, а также может служить постоянным справочником для студента.

Чтение научного текста является частью познавательной деятельности. Ее цель – извлечение из текста необходимой информации. От того на сколько осознанно читающим собственная внутренняя установка при обращении к печатному слову (найти нужные сведения, усвоить информацию полностью или частично, критически проанализировать материал и т.п.) во многом зависит эффективность осуществляемого действия.

Выделяют **четыре основные установки в чтении научного текста:**

информационно-поисковый (задача - найти, выделить искомую информацию) усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)

творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде - как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. - использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование - предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование - краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование - лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование - дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование - краткое и последовательное изложение содержания прочитанного. Конспект - сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы,

делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Методические рекомендации по составлению конспекта:

а. Внимательно прочитайте текст. Уточните в справочной литературе непонятные слова. При записи не забудьте вынести справочные данные на поля конспекта.

2. Выделите главное, составьте план.

3. Кратко сформулируйте основные положения текста, отметьте аргументацию автора.

а. Законспектируйте материал, четко следуя пунктам плана. При

конспектировании старайтесь выразить мысль своими словами. Записи следует вести четко, ясно.

б. Грамотно записывайте цитаты. Цитируя, учитывайте лаконичность, значимость мысли.

В тексте конспекта желательно приводить не только тезисные положения, но и их доказательства. При оформлении конспекта необходимо стремиться к емкости каждого предложения. Мысли автора книги следует излагать кратко, заботясь о стиле и выразительности написанного. Число дополнительных элементов конспекта должно быть логически обоснованным, записи должны распределяться в определенной последовательности, отвечающей логической структуре произведения. Для уточнения и дополнения необходимо оставлять поля.

Овладение навыками конспектирования требует от студента целеустремленности, повседневной самостоятельной работы.

4.2. Методические рекомендации по подготовке к лабораторным занятиям

Для того чтобы лабораторные занятия приносили максимальную пользу, необходимо помнить, что упражнение и решение задач проводятся по вычитанному на лекциях материалу и связаны, как правило, с детальным разбором отдельных вопросов лекционного курса. Следует подчеркнуть, что только после усвоения лекционного материала с определенной точки зрения (а именно с той, с которой он излагается на лекциях) он будет закрепляться на лабораторных занятиях как в результате обсуждения и анализа лекционного материала, так и с помощью решения проблемных ситуаций, задач. При этих условиях студент не только хорошо усвоит материал, но и научится применять его на практике, а также получит дополнительный стимул (и это очень важно) для активной проработки лекции.

При самостоятельном решении задач нужно обосновывать каждый этап решения, исходя из теоретических положений курса. Если студент видит несколько путей решения проблемы (задачи), то нужно сравнить их и выбрать самый рациональный. Полезно до начала вычислений составить краткий план решения проблемы (задачи). Решение проблемных задач или примеров следует излагать подробно, вычисления располагать в строгом порядке, отделяя вспомогательные вычисления от основных. Решения при необходимости нужно сопровождать комментариями, схемами, чертежами и рисунками.

Следует помнить, что решение каждой учебной задачи должно доводиться до окончательного логического ответа, которого требует условие, и по возможности с выводом. Полученный ответ следует проверить способами, вытекающими из существа данной задачи. Полезно также (если возможно) решать несколькими способами и сравнить полученные результаты. Решение задач данного типа нужно продолжать до приобретения твердых навыков в их решении.

4.3. Методические рекомендации по самопроверке знаний

После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется провести самопроверку усвоенных знаний, ответив на контрольные вопросы по изученной теме.

В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Иногда недостаточность усвоения того или иного вопроса выясняется только при изучении дальнейшего материала. В этом случае надо вернуться назад и повторить плохо усвоенный материал. Важный критерий усвоения теоретического материала – умение отвечать на вопросы для собеседования.

Контроль самостоятельной работы студентов Контроль самостоятельной работы проводится преподавателем. Предусмотрены следующие виды контроля: собеседование.

Подробные критерии оценивания компетенций приведены в Фонде оценочных

средств для проведения текущей и промежуточной аттестации.

Вопросы или задания

1. Назовите основные факторы, которые определяют удельное сопротивление горных пород в их естественном залегании.
2. Что такое параметр пористости пласта и как этот параметр зависит от величины коэффициента пористости?
3. Как влияет нефте- и газонасыщенность пород на величину их удельного сопротивления? Объясните, как определяются параметр насыщения, коэффициент нефте-, газо- и водонасыщения в пластах-коллекторах по геофизическим данным.
4. Что называется зондом для измерения кажущихся сопротивлений, как эти зонды различаются между собой и каковы особенности формы аномалий на диаграммах кажущихся сопротивлений.
5. Перечислите электрические методы, с помощью которых можно определить истинное удельное сопротивление пластов; нарисуйте принципиальные схемы этих методов.
6. Перечислите методы, использующие свойства переменного электромагнитного поля. Чем эти методы отличаются? При каких геолого-технологических условиях целесообразно их применение?
7. Метод потенциалов собственной поляризации (метод СП), принципиальная схема регистрации диаграмм в скважине, природа электродвижущих сил, от которых зависят показания метода.
8. Какую информацию о разрезах горных пород, вскрытых скважиной, может дать геофизический метод собственных потенциалов?
9. Как по кривой метода собственных потенциалов выделить коллектор в разрезе скважины?
10. На каком свойстве пород основано применение геофизического метода вызванной поляризации? Какую информацию о свойстве пластов можно получить с помощью этого метода?
11. В каких единицах измеряются абсолютная активность и гамма-активность радиоактивных препаратов? Какова по порядку величины удельная гамма-активность типичных осадочных пород?
12. Расположите следующие названия горных пород в порядке возрастания их радиоактивности: чистые каменные соли, глинистые известняки, кварцевые пески средней глинистости, чистые известняки, глинистые и полевошпатовые песчаники, глины.
13. В каких областях энергии гамма-квантов преобладают различные виды взаимодействия гамма-квантов с горными породами? Как изменяются возможности гамма-гамма метода при регистрации гамма-квантов различной энергии?
14. На регистрации каких видов излучений основаны основные методы радиометрии скважин — гамма-метод, нейтронный гамма-метод, нейтрон-нейтронный метод, гамма-гамма-метод?
15. От каких особенностей пластов и скважины зависят показания методов, названных в предыдущем пункте, а также импульсного нейтронного метода?
16. В каких единицах выражаются результаты гамма-метода и стационарных нейтронных методов? Как проводится эталонирование соответствующих приборов?
17. Каковы радиальные глубинности исследования основных методов радиометрии скважин?
18. Назовите основные области применения различных методов радиометрии скважин.
19. Что собой представляют ампульные источники нейтронов и генераторы нейтронов?
20. Что такое детекторы гамма-квантов и нейтронов, используемые в скважинных радиометрах?

21. Чем обусловлено наличие статистических флуктуаций на диаграммах радиометрии? Как уменьшить статистические ошибки измерений?
22. Какие типы упругих волн могут распространяться в твердых телах, жидкостях и газах?
23. Дайте определения следующим терминам, используемым в теории акустических методов: интервальное время, коэффициент затухания, длина зонда, база зонда.
24. Назовите основные модификации акустических методов исследования скважин. Какие характеристики акустического поля они регистрируют?
25. От каких свойств пород зависят результаты основных акустических методов?
26. Назовите модификации акустических методов, используемые для определения пористости горных пород, для оценки их насыщения.
27. Приведите особенности акустических зондов.
28. Сформулируйте правила определения границ пластов на диаграммах АМ.
29. Каковы особенности упругих волн в обсаженных скважинах и их использования для изучения свойств пласта и технического состояния скважины?
30. Какие тепловые свойства горных пород определяются по данным термометрии скважин?
31. Какие геологические задачи решает термометрия скважин?
32. Сформулируйте специфические требования, предъявляемые к подготовке скважин для проведения измерений различными модификациями термометрии скважин.
33. В чем состоит газометрия скважин и какую геологическую информацию она дает?
34. Каковы основные составляющие аппаратуры и оборудования газометрии скважин?
35. Как учитывается влияние режимов бурения на результаты газометрии скважин?
36. Перечислите основные группы методов, используемые при исследованиях скважин в процессе бурения. На изучении каких параметров они основаны?
37. Назовите элементы геофизической станции.
38. Приведите структурную схему геофизической информационно-измерительной системы.
39. Назовите основные блоки телеизмерительной системы и их функции.
40. Объясните принципиальную схему одновременной регистрации ρ_{κ} и $\Delta U_{\text{спна}}$ трехжильном кабеле.
41. Каким образом реализуется возможность одновременной регистрации 3-х кривых кажущегося сопротивления на одножильном кабеле?
42. Назначение геофизического кабеля, его устройство, основные параметры.
43. Как осуществляется регистрация геофизических параметров в масштабе глубин?
44. Какие способы регистрации данных используются в геофизических измерительных системах?
45. Из каких блоков состоит цифровая геофизическая лаборатория?
46. Какие задачи решают геофизическими методами исследования скважин при строительстве ГС?
47. Какой комплекс ГИС применяется в скважинах с горизонтальным окончанием ствола после бурения?
48. Какие геологические и технологические задачи решаются по результатам оперативной интерпретации геофизических исследований ГС?
49. Какие используются способы доставки геофизической аппаратуры на забой скважины?
50. Каковы особенности геофизических исследований в горизонтальных скважинах?
51. Назовите характерные признаки терригенных, карбонатных и гидрохимических отложений на диаграммах геофизических методов.
52. Приведите основные признаки коллектора межзернового типа, вскрытого при бурении на пресном глинистом растворе, по геофизическим данным.
53. В чем заключается способ установления радиального градиента сопротивления для выделения коллекторов? Какие методы ГИС привлекаются при этом?

54. Изменяются ли показания методов ГИС в плотных пластах и в интервалах коллекторов при проведении повторных исследований? Какие задачи решают по данным временных исследований?

55. В чем заключается корреляция геофизических диаграмм? С какой целью выполняют корреляцию диаграмм?

56. Каково назначение компьютерных систем моделирования месторождений?

57. Расшифруйте понятие «глинистость». Как влияет глинистость на коллекторские свойства отложений? Приведите способы оценки глинистости горных пород в петрофизической лаборатории и по данным методов ГИС.

58. Перечислите методы ГИС, используемые для оценки пористости коллекторов. Рассмотрите способы оценки пористости при индивидуальной интерпретации методов ГИС.

59. В чем состоят особенности оценки общей пористости и ее компонент в коллекторах со сложным строением порового пространства и сложным минеральным составом твердой фазы породы?

60. Приведите способы определения проницаемости коллекторов.

61. Рассмотрите методику оценки характера насыщения коллекторов по данным ГИС.

62. Перечислите качественные признаки коллекторов на диаграммах ГИС. Какие количественные критерии используются для выделения коллекторов?

63. Приведите способы выделения карбонатных коллекторов с вторичной пористостью.

64. Каковы особенности определения коэффициента общей пористости глинистых коллекторов?

65. Что такое эффективное напряжение (давление) и как его вычислить для условий всестороннего сжатия породы?

66. Как изменяются удельное электрическое сопротивление, коэффициенты пористости и проницаемости в зависимости от величины эффективного напряжения (давления) на глубине залегания песчано-глинистых пород? От чего зависят величины этих изменений?

67. Расшифруйте понятия «аномально высокое пластовое давление» (АВПД) и «аномально высокое поровое давление» (АВПД).

68. На каком свойстве горных пород основаны геофизические методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений? Поясните физическую сущность этих методов.

69. Приведите схему обработки и интерпретации данных ГИС.

70. Какие процедуры обработки и интерпретации данных ГИС реализованы в автоматизированных системах интерпретации?

71. Для решения каких задач целесообразно проводить отбор образцов горных пород?

72. Сопоставьте возможности и ограничения стреляющих, сверлящих и дисковых грунтоносов.

73. Испытатели пластов на кабеле - устройство, назначение, решаемые задачи.

74. Испытатель пластов на трубах - решаемые задачи, регистрируемые параметры.

75. Как контролируется положение ствола скважины в пространстве?

76. Объясните построение горизонтальной проекции ствола скважины.

77. Используя электрическую схему инклинометра, объясните, как производят измерения угла и азимута искривления скважины.

78. Для решения каких задач нужно знать фактический диаметр скважины?

79. Перечислите геофизические методы контроля качества цементирования обсадных колонн и объясните физические основы этих методик.

80. В скважине после непродолжительного периода эксплуатации возникла необходимость проверить качество цементного камня за колонной. Какими методами это лучше сделать, почему?

81. Каким геофизическим методом лучше проконтролировать качество цементного камня за колонной после проведения в скважине ремонтных работ, почему?

82. В скважине произошел прихват бурового инструмента. Как геофизическими методами определить место прихвата?
83. В процессе эксплуатации продуктивного горизонта стала во все большем объеме поступать пластовая вода. Какие исследования следует провести в скважине, чтобы:
- а) установить место притока,
 - б) установить источник поступающей воды?
84. Объясните методику выделения заколонного перетока воды методом МНАК, когда вода поступает из ниже залегающего горизонта.
85. Перечислите типы перфораторов, которые применяются для продуктивных горизонтов в нефтяных и газовых скважинах.
86. Объясните механизм действия кумулятивного заряда.
87. Торпедирование скважин — назначение, типы применяемых торпед.
88. Перечислите методы воздействия на прискважинную зону пласта с целью восстановления и улучшения проницаемости отложений.
89. Пороховые генераторы давления: назначение, принцип действия, контроль за местом воздействия на пласт.
90. Какие задачи решают геофизические методы при контроле разработки месторождений нефти и газа?
91. Какие геофизические методы эффективны при контроле обводнения нефтяных, пластов в скважинах, обсаженных стальными трубами? Газовых пластов?
92. В каких случаях для контроля обводнения могут быть использованы методы электрического сопротивления?
93. Какие методы пригодны для количественной оценки текущего коэффициента нефте- и газонасыщения пород во вновь бурящихся скважинах? В скважинах, обсаженных диэлектрическими трубами? В скважинах, обсаженных стальными трубами?
94. Какие методы используются для определения состава среды в обсадной колонне? На чем они основаны?
95. Какие методы дают возможность количественной оценки поинтервальных дебитов?
96. Какова область применения термометрии при выделении работающих пластов и оценке их дебита?
97. Какова специфика автоматизированных систем для решения задач по контролю разработки месторождений нефти и газа?
98. Перечислите требования, предъявляемые к подготовке ствола скважины и наземного оборудования к проведению геофизических работ.
99. Как оформляется готовность скважины к проведению геофизических исследований?
100. Какая последовательность операций предусмотрена при проведении геофизических исследований?
101. Чем могут быть обусловлены остановки прибора на различных глубинах и/или затяжки в процессе подъема? Какие возможны при этом действия.
102. Какое устьевое оборудование необходимо для исследования действующих скважин через насосно-компрессорные трубы и межтрубное пространство?
103. В чем заключаются особенности проведения ГИС в эксплуатационных и нагнетательных скважинах?
104. Категорийность и назначение скважин, бурящихся на нефть и газ.
105. Задачи, решаемые геофизическими исследованиями в нефтяных и газовых скважинах.
106. Общие требования к технологиям геофизических исследований и работ (калибровка скважинных приборов, подготовительные работы, проведение геофизических исследований и работ).
107. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения,

интерпретация данных каротажа.

108. Боковое каротажное зондирование. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

109. Микрокаротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

110. Боковой каротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

111. Боковой микрокаротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

112. Индукционный каротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

113. Гамма каротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

114. Спектрометрический гамма-каротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

115. Нейтронный каротаж (ННКТ, ННКН, НГК). Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

116. Импульсный нейтронный каротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

117. Гамма-гамма плотностной и литоплотностной каротаж. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

118. Акустический каротаж по скорости и затуханию. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

119. Ядерно-магнитный каротаж в земном магнитном поле. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

120. Кавернометрия и профилометрия. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

121. Инклинометрия. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

122. Термометрия. Регистрируемые параметр, единица измерения, технические особенности, область применения, интерпретация данных каротажа.

123. Выделение по данным ГИС терригенных коллекторов.

124. Выделение по данным ГИС карбонатных коллекторов.

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, если он правильно выполнил 88-100 % тестовых заданий

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если он правильно выполнил 72-87 % тестовых заданий

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если он правильно выполнил 53-71 % тестовых заданий

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он правильно выполнил менее 53 % тестовых заданий

Список источников для выполнения СРС

Перечень основной литературы

1 Заворотько Ю. М. Геофизические методы исследования скважин: учебник для техникумов / Ю. М. Заворотько. - М.: Недра, 1983. - 211 с. : ил. - Гриф: Доп. МО. - Библиогр.: с. 204

2 Мухер А. А. Геофизические и прямые методы исследования скважин: учебник для

- . профтехобразования/А. А. Мухер, А. Ф. Шакиров. - М: Недра, 1981. - 295 с. - Библиогр.: с. 292
- 3 Квеско Б. Б; Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин: учебное пособие/Б.Б. Квеско, Н.Г. Квеско, В.П. Меркулов. - Москва| Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. - 229 с.: ил. - <http://biblioclub.ru/>. - Библиогр.: с. 224 - 225. - ISBN 978-5-9729-0208-8

Перечень дополнительной литературы

- 1 Геофизические методы контроля разработки МПИ: лабораторный практикум: . Специальность 21.05.03 - Технология геологической разведки. Специализация «Геофизические методы исследований скважин». Квалификация выпускника - специалист/сост. Л. И. Захарченко, В. В. Захарченко; Сев.-Кав. федер. ун-т. - Ставрополь: СКФУ, 2016. - 124 с.
- 2 Захарченко Л. И. (Северо-Кавказский федеральный университет).; Геофизические методы контроля разработки МПИ: учеб. пособие : Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки. Специализация «Геофизические методы исследования скважин»/Л. И. Захарченко, В. В. Захарченко; Сев.-Кав. федер. ун-т. - Ставрополь: СКФУ, 2017. - 250 с.
- 3 Захарченко Л. И.; Геофизические методы контроля разработки МПИ: учебное пособие/Л.И. Захарченко, В.В. Захарченко; Министерство образования и науки РФ; Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-Кавказский федеральный университет». - Ставрополь: СКФУ, 2017. - 249 с.: ил. - <http://biblioclub.ru/>. - Библиогр. в кн
- 4 Захарченко Л.И.; Геофизические методы контроля разработки МПИ Электронный ресурс : учебное пособие / В.В. Захарченко / Л.И. Захарченко. - Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2017. - 249 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.
- 5 МУ для выполнения лабораторных работ по дисциплине «Геофизические методы . контроля разработки МПИ»
- 6 ЭКЛ по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки МПИ»

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические указания по выполнению практических работ по дисциплине по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки месторождений полезных ископаемых». Ставрополь: СКФУ, 2025.

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1	Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека онлайн» - www.biblioclub.ru (Договор № 50-04/19 об оказании информационных услуг от 13.05.2019г.)
2	Электронная библиотечная система «IPRbooks» (ЛИЦЕНЗИОННЫЙ ДОГОВОР № 5168/19 от 13.05.2019 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе IPRbooks. Организация: ООО Компания «Ай Пи Ар Медиа»)
3	«eLIBRARY.RU»: [Научная электронная библиотека]. – URL: http://elibrary.ru
4	Информационно-правовой портал "Гарант" - http://www.garant.ru/

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

для обучающихся по выполнению курсового проекта по дисциплине
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»
для студентов направления подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль) «Геолого-геофизические технологии в нефтегазовом
деле»

ВВЕДЕНИЕ

Выполнение курсового проекта является одним из важнейших этапов обучения студентов. Как один из заключительных этапов он имеет и свою специфику, и свои трудности.

В данном методическом пособии освещены вопросы часто возникающие, связанные с выполнением курсового проекта по дисциплине «Геофизические методы поисков и разведки МПИ». Общие требования и правила оформления КП представлены в отдельных методических указаниях, ознакомиться с которыми можно у руководителя нормоконтроля.

1. Общие положения

Курсовой проект (далее – КП) студента – способ развития навыков проведения геолого-геофизических исследований, включающих в себя следующие основные этапы:

- постановку проблемы;
- выбор целей и задач исследования;
- выбор и обоснование методов сбора необходимых данных и их анализа;
- обсуждение полученных результатов и формулирование выводов.

В то же время, качество подготовки и защиты курсовой работы может служить оценкой профессиональных знаний, умений и навыков студентов, а именно:

- степени знакомства с существующими и научными представлениями по решаемой в работе проблеме;
- владения методами сбора, подготовки и анализа данных;
- способностей к обобщению получаемых результатов;
- оформления и представления своей работы.

Работа над КП, является одним из заключительных этапов обучения студентов в колледже и имеет свою цель:

- 1) систематизировать, закрепить и расширить теоретические и практические знания по специальности и применить эти знания при решении конкретных технических и производственных задач;
- 2) развить навыки ведения самостоятельной работы и овладеть методикой исследования и экспериментирования при решении разрабатываемых в КП проблем и вопросов;
- 3) выяснить подготовленность студентов для самостоятельной работы в условиях современного развития производства, науки, техники и культуры.

КП техника-геофизика в общем случае должна содержать:

- текстовый документ,
- графический материал.

Текстовый документ (ТД) должен быть выполнен на русском языке с помощью использования компьютерных средств.

КП разрабатывается студентом на основе соответствующих материалов, собранных на преддипломной геофизической практике, материалов своего участия в НИРС с широким привлечением фондовой и опубликованной литературы по теме КП: учебников, учебных пособий, монографий, нормативных изданий (инструкций, руководств), периодической литературы (включая и издания на иностранных языках), отчетов партий, экспедиций по проведению геолого-геофизических и опытно-методических геофизических работ и т.д. Текстовый документ оформляется по типу пояснительной записки (ПЗ).

К графическому материалу следует относить:

- демонстрационные листы (плакаты) для наглядного представления материала работы при ее публичной защите;
- чертежи и схемы в виде законченных самостоятельных документов или рисунков, которые, в зависимости от характера работы, могут представляться как на отдельных листах, используемых при публичной защите (презентации), так и в составе ТД.

Тематика КП должна быть актуальной, учитывать реальные задачи хозяйственного освоения районов и соответствовать современному состоянию и перспективам развития науки и техники. Работа должна быть реальной. Реальность определяется актуальностью темы, глубиной ее разработки, важностью сделанных выводов и возможностью использования (всей работы или ее части) на производстве.

Задание на КП студент предлагает сам или получает от научного руководителя. Перед началом выполнения КП студент должен составить календарный график работы на весь период работы и согласовать его с руководителем. Задание на курсовую работу оформляется приказом по колледжу и присутствует или в самой КП, или прилагаться на отдельном листе.

При выполнении КП студенты должны руководствоваться нормативными документами в области геологоразведочной службы и охраны природных ресурсов, а также в области экономики и политики страны в целом.

2. Структура дипломного проекта

Предлагаемая студентам тематика КП охватывает широкий круг вопросов, поэтому структура каждой работы должна уточняться студентом с научным руководителем, исходя из опыта и интересов студента, степени проработанности данной темы в литературе, наличия информации и т.п.

Вне зависимости от тематики и направления работ КП целесообразно делить на три части: общую или геологическую, в которой приводится общее описание района работ, включая географо-экономическую, геолого-геофизическую и гидрогеологическую характеристику объекта исследования; методическую часть, включающую основные результаты работы.

Могут также присутствовать разделы организационного порядка (техники безопасности, экономики, экологии и т.д.).

Применительно к профилю, КП может иметь следующую структуру и объем разделов.

Тематика курсовых работ (зависит от темы курсового проекта по

1. Организация и планирование сметы затрат на бурение скважин, на заданном месторождении.
2. Организация и планирование сметной стоимости эксплуатационной скважины в условиях ТПДН.
3. Организация и планирование сметы затрат на освоение скважины в условиях месторождения.
4. Организация и планирование сметы затрат нагнетательной колонны в условиях месторождения.

Содержание курсовой работы:

Введение.

1. Организационная часть

1.1 Краткая историческая справка по месторождению

1.2 Организационная структура ННГРП

1.3 Основные технико-экономические показатели

1.4 Динамика бурения скважин и ее характеристика

2. Расчетная часть.

2.1 Численный и квалификационный состав буровой бригады

2.2 Расчет заработной платы состава бригады

2.3 Расчет статей затрат на бурение (освоение) скважин (эксплуатационных, нагнетательных колонн)

2.4 Плановая смета затрат на бурение (освоение) скважины

3. Заключение

4. Список используемой литературы

Краткие пояснения к каждому разделу.

Во введении должна быть намечена цель курсовой работы, обоснована актуальность разрабатываемой темы, указаны источники информации для анализа.

Используются материалы периодической печати, излагается современное состояние нефтяной отрасли и личный подход к решению данной задачи. Студент может использовать характеристику предприятия и увязать ее с темой курсового проекта.

В данном разделе необходимо указать механизмы организации текущего и перспективного планирования работы подразделения (перечислить планы, графики ...).

В первом разделе - организационной части, студент пользуется материалами ННГРП, Сервисной Буровой компании, в (1.1) приводит краткую историческую справку месторождения и его

краткую характеристику. Указывает, когда и где было открыто данное месторождение, фонд скважин в момент открытия, среднесуточный дебит, фонд скважин на сегодняшний день и среднюю суточную добычу нефти (газа). В (1.2) студент приводит организационную структуру ННГРП в виде графического изображения с краткими пояснениями. В (1.3) - форма технико-экономических показателей (берется на предприятии – ННГРП, Сервисной Буровой компании).

Прописать механизмы организации работы подразделения (правила внутреннего трудового распорядка, табель учета рабочего времени, тарификацию работ, повышение квалификации работников). Например, смотри таблицу по ННГРП. Важную роль выполняет механизм обеспечения профилактики и безопасности условий труда (наличие инструкция, проведение инструктажей).

1.3. Техничко-экономические показатели по ННГРП.

	Ед.	за 2002 год			
Наименование показателей	изм.	статич. план	Факт	+,-	%
Проходка - всего ННГРП	п.м.	1656,8	1860,1	203,3	112,3
Станко-месяцы	ст/мес.	25,1	43,4	18,3	172,9
Коммерческая скорость	м/ст.мес.	2402,0	2243,5	-158,5	93,4
Закончено монтажом скв.	скв.	62	72	10	116,1
Начато бурением скв.	скв.	7	12	5	171,4
Суммарная глубина по скважинам	скв.	5	1	-4	20,0
Сдача скважин ТПДН.	скв.	1	5	4	0,0
Средняя глубина одной скважины ТПДН	м.	135	139	4	103,0
Численность	чел	53	53	0	100,0
Фонд заработной платы	тыс.руб.	6750	6827	77	101,1
Среднемесячная зарплата	руб	10613	10734	121	101,1
Испытано объектов	объект	31	35	4	112,9
Количество буровых бригад	бриг..	1,8	1,6	-2	88,9
Проходка на 1 буровую бригаду	п.м.	33056	26456	-6600	80,7
Стоимость 1 м. проходки	руб	4117	6922	-323	160,28

В (1.4) указывается динамика бурения скважин за последние 5 лет в виде графика или диаграммы с краткими пояснениями. Например, если динамика за 1997 – 2002 годы указывает на уменьшение объема бурения, то необходимо объяснить объективные причины сокращения объемов бурения.

Второй раздел включает расчетную часть, методика которой, предлагается вам более подробно на примере темы: «Организация и планирование сметы затрат на бурение скважины в условиях Спорышевского месторождения».

Приводятся примеры механизмов анализа процесса и результатов деятельности подразделения (перечислить...).

В заключении приводятся выводы по результатам работы. В этой части студент должен предложить мероприятия, которые повлекут снижение затрат сметной стоимости 1 скважины,

увеличение объема буровых работ и получение дополнительной прибыли. Прописать механизмы контроля выполнения производственных работ.

Объем курсового проекта и оформление.

Объем: 25-30 страниц печатного текста.

Оформление производится в соответствии с общими требованиями и правилами оформления.

Защита курсового проекта.

Законченная и правильно оформленная работа сдается руководителю в установленный срок. После проверки курсовая работа возвращается студенту для ознакомления с замечаниями. Студент должен внести все необходимые исправления и дополнения, вытекающие из замечаний преподавателя.

Проверенная работа со всеми исправлениями допускается к защите, где определяется ее оценка с учетом результатов собеседования. Защита курсовой работы преследует цель оценить знания студента по избранной теме. Студент должен хорошо ориентироваться в представленной работе, изложить цель работы и её сущность, отвечать на вопросы практического характера, относящиеся к данной теме, знать основные цифровые значения (количество человек в бригаде, среднюю заработанную плату, сметную стоимость 1 скважины и т.д.)

2. Расчетная часть.

2.1. Численный и квалификационный состав буровой бригады работников. Устанавливается исходя из объема работ и режима предприятия.

Состав бригады основных рабочих:

Таблица 2.1

Наименование Профессии	Квалификация, Разряд рабочего	Количество Рабочих	Тарифная ставка
1. Бурильщик	5	3	
2. Бурильщик	6	4	
3. Помощник бурильщика	5	3	
4. Помощник бурильщика	6	1	
Итого основных Рабочих		11	

2.2 Расчет годового фонда оплаты труда ППП.

В расчете годового фонда оплаты труда (ФОТ) потребуется определение баланса рабочего времени. Для облегчения работы студентов предлагается примерный расчет на 2002 год.

Осветить механизмы мотивации труда персонала (Положение об оплате труда и формах стимулирования).

Расчет фонда оплаты труда ППП производится отдельно по каждой категории работников по следующей методике:

Категории работников состоят из трех групп:

- основные
- вспомогательные
- ИТР (инженерно – технические работники)

Изначально определяется годовой ФОТ для основных работников. Обычно расчет производится из оклада мастера, начальника участка или технолога. Количество ИТР определяется в зависимости от численности человек в бригаде основных и вспомогательных рабочих и не может превышать количество рабочих.

Заключение

Содержит краткие выводы, оценку выполнения поставленных задач, значимость курсового проектирования в учебной деятельности студента. В разделе «Заключение» автор описывает итоги работы, важнейшие выводы исследования в целом, формулирует рекомендации. Логика заключения должна быть определена задачами исследования.

В целом заключение должно давать ответ на следующие вопросы:

- зачем предпринято данное исследование?
- что сделано?
- к каким выводам пришёл автор?

Обязательное требование:

Заключение должно быть кратким и обстоятельным. В нём не следует повторять содержание введения и основной части работы.

Список литературы

Список литературы помещается непосредственно после основного текста работы, является ее важной составной частью и отражает степень разработанности студентом данной проблемы. Важно чтобы список был библиографически грамотно оформлен.

Существуют стандартные требования к оформлению списка литературы:

1. В список литературы включаются все проработанные автором источники.
2. Литературные источники указываются в алфавитном порядке. Список имеет сквозную нумерацию.

