

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**  
*Кафедра геофизики и нефтегазовых технологий*

**Е.А. ЯЧМЕНЁВА,**  
**В.Е. КОСАРЕВ, Б.М. НАСЫРТДИНОВ**

## **Промысловая геофизика**

**Учебно-методическое пособие**

**Казань – 2017**

**УДК 550.8**  
**ББК 33.3**

*Принято на заседании учебно-методической комиссии института геологии и  
нефтегазовых технологий  
Протокол № 5 от 17 мая 2017 года*

**Ячменёва Е.А., Косарев В.Е., Насыртдинов Б.М.**  
**Промысловая геофизика** / Е.А. Ячменёва, В.Е. Косарев, Б.М.  
Насыртдинов – Казань: Казан. ун-т, 2017. – 62 с.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплине «Промысловая геофизика».

В пособии рассмотрены методики интерпретации геофизических данных эксплуатационных скважин при контроле за разработкой месторождений нефти и газа. Для освоения пособия требуется предварительное изучение физических основ и методик интерпретации рассматриваемых методов ГИС.

Издание содержит контрольные вопросы и задания к каждому из изучаемых разделов, а также перечень литературы, рекомендуемый для самостоятельного изучения и подготовки к выполнению практических работ.

© Е.А. Ячменёва, В.Е. Косарев, Б.М. Насыртдинов  
© Казанский университет, 2017

## **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>Лабораторная работа № 1 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ</b>	<b>6</b>
Введение	6
Особенности конструкции скважины в интервале продуктивного пласта	7
Особенности требуемого количества обсадных колонн и глубины их спуска.	8
Обоснование необходимости знания конструкции скважины при проведении работ и интерпретации данных геофизических исследований	11
Практическая часть	11
Контрольные вопросы	13
Литература для самостоятельной подготовки	13
<b>Лабораторная работа № 2 СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ</b>	<b>14</b>
Введение	14
Схемы промысловых геофизических работ	14
Комплексы измерений	15
Практическая часть	19
Контрольные вопросы	19
Литература для самостоятельной подготовки	19
<b>Лабораторная работа № 3 КАЛИБРОВКА СКВАЖИНЫХ КАВЕРНОМЕРОВ-ПРОФИЛЕМЕРОВ</b>	<b>20</b>
Введение	20
Метрологическое обеспечение	20
Терминология	25
Практическая часть	27

Контрольные вопросы	27
Литература для самостоятельной подготовки	28
<b>Лабораторная работа № 4 КАЛИБРОВКА СКВАЖИННЫХ РЕЗИСТИВИМЕТРОВ</b>	29
Введение	29
Метрологическое обеспечение	29
Практическая часть	30
Контрольные вопросы	32
Литература для самостоятельной подготовки	33
<b>Лабораторная работа № 5 КАЛИБРОВКА СКВАЖИННЫХ ВЛАГОМЕРОВ</b>	35
Введение	34
Метрологическое обеспечение	35
Практическая часть	36
Контрольные вопросы	38
Литература для самостоятельной подготовки	38
<b>Лабораторная работа № 6 МЕХАНИЧЕСКИЕ ДАТЧИКИ РАСХОДОМЕТРИИ</b>	39
Введение	39
Метрологическое обеспечение	39
Практическая часть	41
Контрольные вопросы.	42
Литература для самостоятельной подготовки	43
<b>Лабораторная работа № 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДА В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ</b>	44
Введение	44
Влагометрия, резистивиметрия и барометрия, как методы определения состава смеси в стволе скважины.	44

Практическая часть	47
Контрольные вопросы	49
Литература для самостоятельной подготовки	49
<b>Лабораторная работа № 8 ЭФФЕКТ ДЖОУЛЯ-ТОМПСОНА</b>	<b>50</b>
Практическая часть	53
Контрольные вопросы	53
Литература для самостоятельной подготовки	54
<b>Лабораторная работа № 9 ВЫЯВЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ЗАКОЛОННОГО ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ МЕТОДОМ ТЕРМОМЕТРИИ</b>	<b>55</b>
Введение	55
Определение заколонный циркуляции флюидов по данным термометрии	55
Практическая часть	58
Контрольные вопросы	58
Литература для самостоятельной подготовки	58
<b>Лабораторная работа № 10 АКУСТИЧЕСКАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ</b>	<b>59</b>
Введение	59
Практическая часть	60
Контрольные вопросы	62
Литература для самостоятельной подготовки	62

# ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

## Введение

Нефть и газ имеют особое значение в развитии народного хозяйства и наряду с продуктами их переработки являются не только высококалорийным топливом, но и ценнейшим сырьем для химической промышленности. Единственным действенным средством поисков, разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа служит глубокое бурение. Принципиальное отличие глубокого бурения на нефть и газ от других видов бурения, и в первую очередь от геологоразведочного на твердые полезные ископаемые, можно видеть не только в глубине, но и в целом ряде особенностей технологического процесса сооружения скважин. Справедливо отмечают, что бурение нефтяных и газовых скважин это строительство сложного, капитального инженерно-технического сооружения в земной коре.

Обоснование и расчет конструкции скважины составляют один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазоносной залежи и проведения всего намеченного комплекса работ в скважине, включая ее использование в системе разработки месторождения.

Конструкция скважины зависит от сложности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов. Она должна удовлетворять требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», которые были утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101, а также требованиям по охране недр и защите окружающей среды.

## **Особенности конструкции скважины в интервале продуктивного пласта**

Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта должна обеспечивать наилучшие условия поступления нефти или газа в скважину и наиболее эффективное использование пластовой энергии нефтегазовой залежи. Выбором правильной конструкции скважины в интервале продуктивного пласта решаются следующие задачи:

- обеспечение наилучших условий дренирования продуктивного пласта;
- задание величины заглубления скважины в продуктивный пласт, обеспечивающего длительную безводную добычу;
- изоляция продуктивного пласта от близлежащих водоносных горизонтов;
- защита продуктивного пласта от вредного влияния тампонажного раствора при цементировании или всемерное снижение этого влияния на проницаемость породы.

Решение всех этих задач в совокупности усложняется большим разнообразием конкретных условий. В зависимости от строения залежи, литологического состава пород-коллекторов, его устойчивости в стенках скважины, пластового давления, насыщенности продуктивного пласта нефтью ил газом применяются различные схемы вскрытия. Все их можно свести к трем основным:

1. Спуск эксплуатационной колонны в кровлю продуктивного пласта с последующей установкой потайной колонны после вскрытия пласта или оставление открытого ствола, если породы коллекторы достаточно устойчивы в стенках скважины, либо закрепляется перфорированной потайной колонной (хвостовиком). Данная схема часто используется в горизонтальных скважинах.

2. Спуск эксплуатационной колонны после вскрытия продуктивного пласта и проведение манжетного цементирования колонны выше кровли пласта.
3. Спуск эксплуатационной колонны после достижения проектной глубины и ее цементирование от нижнего конца с перекрытием всей продуктивной толщи.

### **Особенности требуемого количества обсадных колонн и глубины их спуска**

При изучении геологического разреза в нем выделяются осложненные интервалы (катастрофических поглощений, высокопластичных глин, соленосные и т.п.), которые необходимо изолировать обсадными колоннами, как интервалы с несовместимыми условиями бурения. Несовместимыми считаются условия в тех интервалах, которые по показателям пластовых давлений (коэффициента аномальности пластового давления  $K_a$ ) и давления гидроразрыва (индекса давления поглощения  $K_p$ ) невозможно проходить открытым стволом с буровым раствором одной плотности без угрозы возникновения осложнений в виде перетоков.

Для разделения разреза на интервалы с несовместимыми условиями строится совмещенный график давлений, на котором по интервалам глубин откладываются известные значения коэффициента аномальности пластового давления  $K_a$ , индекса давления поглощения  $K_p$  и соответствующие значения относительной плотности бурового раствора  $\rho_{отн}$  рассчитанной по формуле:

$$\rho_{отн} = K_a * K_3, \quad (1.1)$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса, определяющий величину репрессии на пласт.

На рисунке 1.1 представлен график давлений одной из возможных ситуаций, из которого следует, что на глубине 300 м скважина входит в



интервал с  $K_a = 1.15$ , что превышает индекс давления поглощения в вышележащем пропластке. Поэтому на данной глубине следует провести границу интервалов с несовместимыми условиями и для их разобщения спустить кондуктор. Рассуждая подобным образом, мы приходим к выводу, что с глубины 2100 м необходимо резко повысить плотность бурового раствора от 1.22-1.23 г/см<sup>3</sup> до 1.63-1.64 г/см<sup>3</sup>. Поэтому вышележащий интервал должен быть изолирован промежуточной колонной. Таким образом, с учетом эксплуатационной колонны, которая спускается в продуктивный пласт, скважина должна быть оборудована еще направлением, кондуктором и промежуточной колонной.

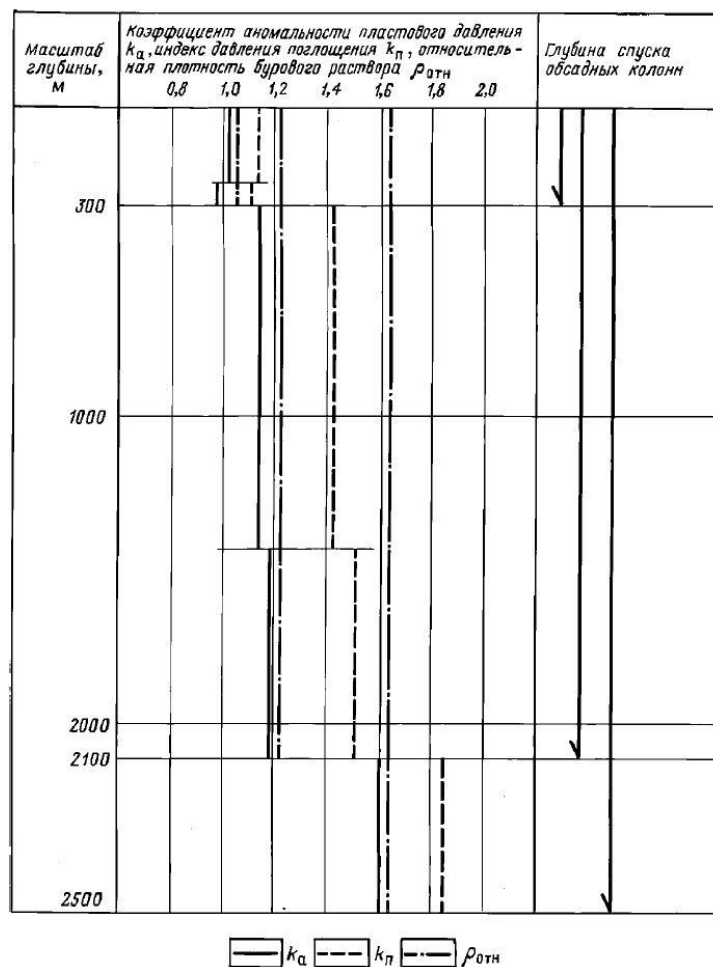
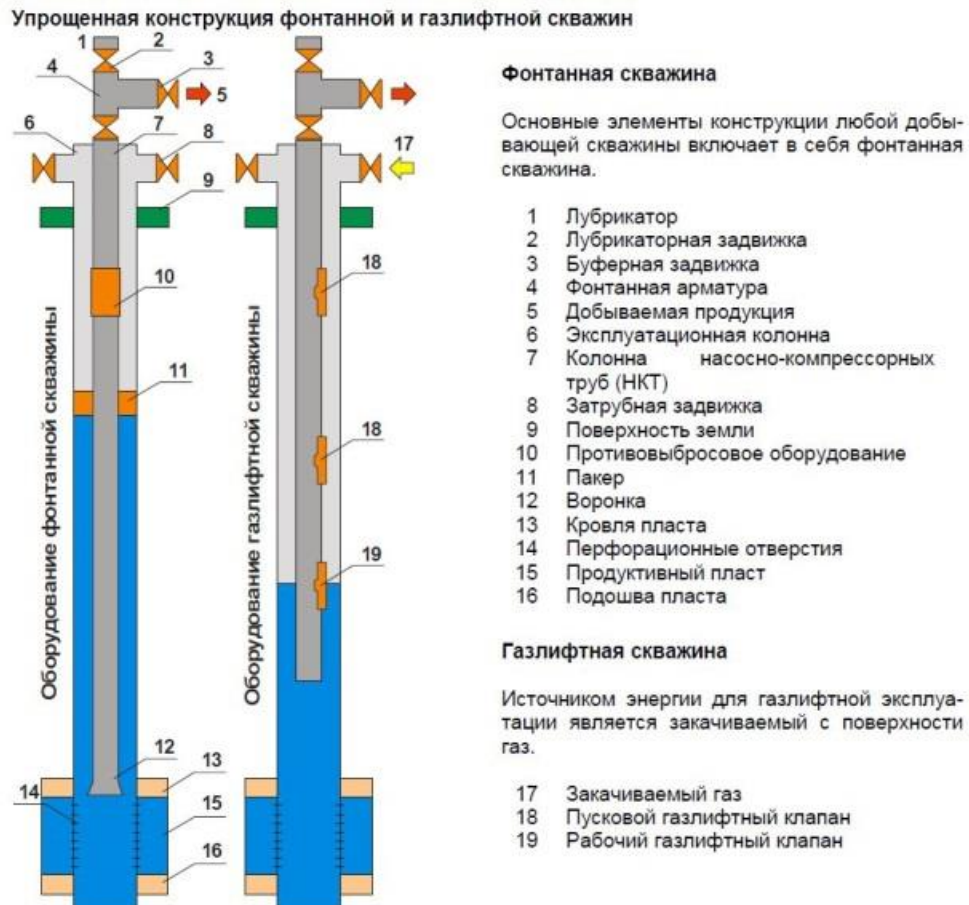


Рис. 1.1 Совмещенный график давлений для обоснования конструкции скважины

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин. Составляется из труб путем их последовательного свинчивания, на один конец трубы обычно в заводских условиях накручивается муфта. Колонна НКТ подвешивается на фонтанной арматуре или пьедестале, закрепленном на устье скважины. К нижней части колонны НКТ могут быть прикреплены погружные насосы.



Пакер - уплотняющее приспособление в буровой скважине, предназначенное для разобщения друг от друга различных частей кольцевого пространства ствола скважины; позволяет проводить раздельное испытание различных горизонтов на притоки нефти, газа или воды как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах; применяется при раздельной эксплуатации двух горизонтов. Представляет собой резиновый армированный брезентом манжет, расширяющийся в скважине при нажиме колонной вышерасположенных труб.

## **Обоснование необходимости знания конструкции скважины при проведении работ и интерпретации данных геофизических исследований**

В соответствии с руководящим отраслевым документом «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» 2001 года полагается материалы ГИС сопровождать графическими иллюстрациями конструкции исследуемой скважины и использованных при этом скважинных приборов. Это облегчает заказчику (недропользователю) и интерпретатору восприятие, оценку и обработку полученных материалов, особенно в современных условиях, когда исполнители работ на скважинах, исполнители обработки и интерпретации, а также заказчики нередко разъединены территориально.


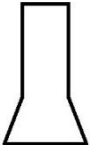
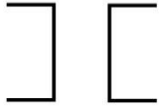




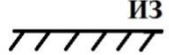

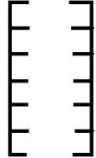
С другой стороны, детальное ознакомление с конструкцией скважины необходимо для исключения ошибки при интерпретации данных ГИС. Во-первых, конструкция скважины оказывает значительное влияние на ряд геофизических методов исследования скважин (термометрия, гамма-гамма-цементометрия, дефектоскопия и др.). Во-вторых, незнание конструкции скважины может привести к ложной интерпретации процессов в системе скважины и системе скважина – пласт.

### **Практическая часть**

Каждый студент должен схематично представить конструкцию скважины согласно своему варианту, полученному у преподавателя.

Работа выполняется на миллиметровой бумаге в масштабе глубин 1:500. Обязательно делать разрывы по глубине в интервалах продолжительного неизменного состояния конструкции скважины. Необходимо указывать внутренний диаметр каждой из колонн. Для схематичного представления необходимо воспользоваться следующими пиктограммами, представленными в таблице 1.1.

## Пиктограммы конструктивных элементов скважины

	Колонна (направление, кондуктор, эксплуатационная, НКТ)
	НКТ, заканчивающееся воронкой
	Хвостовик
	Пакер
	Клапан
	Текущий забой
	Пробуренный забой
	Искусственный забой
	Интервал открытого ствола
	Интервал перфорации

**Контрольные вопросы**

1. Какие факторы влияют на планировку конструкции скважин?
2. Каковы особенности требуемого количества обсадных колонн и глубины их спуска?

3. Каково назначение НКТ и пакера, их конструктивные особенности?
4. Каковы особенности конструкции скважины в вашем варианте?

### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В.: Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Под ред. А. Г. Калинина. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 450с.

2. Коровин В.М., Лобанков В.М., Миллер А.В., Миллер А.А., Сулейманов А.А., Барышев В.И., Соломина И.Л., Шаисламова Г.Г. Геофизические исследования и работы в скважинах// В 7 томах. Уфа. 2010. Том 4 Контроль технического состояния скважин

3. Мохов М.А., Игrevский Л.В., Новик Е.С.: Краткий электронный справочник по основным нефтегазовым терминам с системой перекрестных ссылок. — М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. 2004.

4. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017)

5. Зварыгин, В. И. Буровые станки и бурение скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. И. Зварыгин. - 2-е изд., стер. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. - 256 с. - ISBN 978-5-7638-2691-3. <http://znanium.com/bookread2.php?book=492008>

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

### **Введение**

Промыслово-геофизическое предприятие (управление, экспедиция, отдельно действующая партия) действует на основании плана и сметы на геофизические работы в скважинах. Эти документы составляются исходя из объемов и видов бурения скважины, указанных в годовых заявках геологоразведочных, буровых и нефтегазодобывающих организаций.

Геофизические работы на скважине проводят по мере поступления заявок от заказчиков на промыслово-геофизическое предприятие. В заявке на проведение работ указана скважина и ее местоположения, и главное, цель исследования и интервалы исследования на данной скважине.

После получения заявки на промыслово-геофизическом предприятии существует определенный порядок работ.

### **Схемы промысловых геофизических работ**

Перед выездом на скважину начальник партии получает наряд, в котором указывается общий объем работ, в том числе по видам исследований и интервалам, данные о времени проведения работ, о конструкции скважины и т.д. Затем он информирует своих подчиненных о характере предстоящих работ, проверяет готовность аппаратуры и оборудования, если необходимо, получает взрывчатые вещества, средства взрывания.

В зависимости от задачи и цели исследования на скважине, каждый вид работ будет иметь свой порядок кратко иллюстрированный в схеме проведения промыслово-геофизических работ.

На рисунке 2.1 представлена типовая схема работ для определения профиля приемистости и технического состояния в нагнетательной скважине. Также на этой схеме рассмотрены случаи работ при изливе и детализации.

Расписаны скорости проведения исследований в интервале интереса и по всему стволу скважины, указаны необходимые временные интервалы для режима остановки скважины, режима нагнетания, стабилизации скважины после нагнетания.

На рисунке 2.2 представлена одна из схем работ в добывающей скважине с целью определения профиля притока, источника обводнения и КВД при компрессировании.

Схема промыслово-геофизического исследования отражает в себе строго те каротажные методы, которые будут применяться при решении данной конкретной задачи на скважине.

Таким образом, схема ПГИ визуализирует порядок проведения исследования на скважине в зависимости от поставленных целей и задач.

Схема ПГИ представляет собой, в некотором роде, график исследования. По оси Ох откладывается время необходимое на проведение каждой спускоподъемной операции. После чего рассчитывается общее время, которое потребуется геофизической партии на проведение поставленных геофизических работ согласно заявке, полученной от заказчика. По оси Оу откладывается глубина, на которую необходимо спускать прибор при проведении определенной спускоподъемной операции. Слева от графика, схематически изображается конструкция скважины, на которой в обязательном порядке указывается глубина спуска эксплуатационной колонны, НКТ, места расположения пакеров и интервалов перфорации.

### **Комплексы измерений**

Предпосылкой успешного применения каротажа для изучения геологического разреза в необсаженной скважине и промысловых исследований в обсаженной скважине является выбор надлежащего комплекса (программы) геофизических исследований. Программа должна обеспечивать

решение поставленных перед нею задач при возможно меньшем объеме измерений.

С учетом сходства геологических и технических условий проведения работ в разных районах устанавливают типовые комплексы ГИС. Типовые комплексы включают в себя общие исследования, которые выполняются по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500, и детальные исследования перспективных на нефть и газ интервалов (или интервалов перфорации) в масштабе глубин 1:200. В тонкослоистых разрезах детальные исследования осуществляются в масштабе 1:100 или 1:50. Общие и детальные исследования подразделяются на основные, которые в большинстве случаев позволяют решать все поставленные геологические задачи, и дополнительные, информация которых необходима в отдельных случаях.

Общие исследования предназначены для корреляции разрезов скважин, выделения в них интервалов, перспективных на нефть и газ, а также для изучения технического состояния скважин.

Детальные исследования предназначены для полного изучения нефтегазосодержащих коллекторов.

Назначение скважин определяет полноту комплексов ГИС. Наиболее полно документируются поисковые скважины, предназначенные для выделения на новых площадях перспективных на нефть и газ интервалов. В разведочных скважинах, которые бурятся для детального изучения уже выявленных продуктивных интервалов, используется меньший комплекс ГИС. Основное внимание при этом уделяется определению эффективных мощностей, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения. Наименьший комплекс требуется для эксплуатационных скважин, исследования которых, направлены на определение положения коллекторов, свойства которых известны.



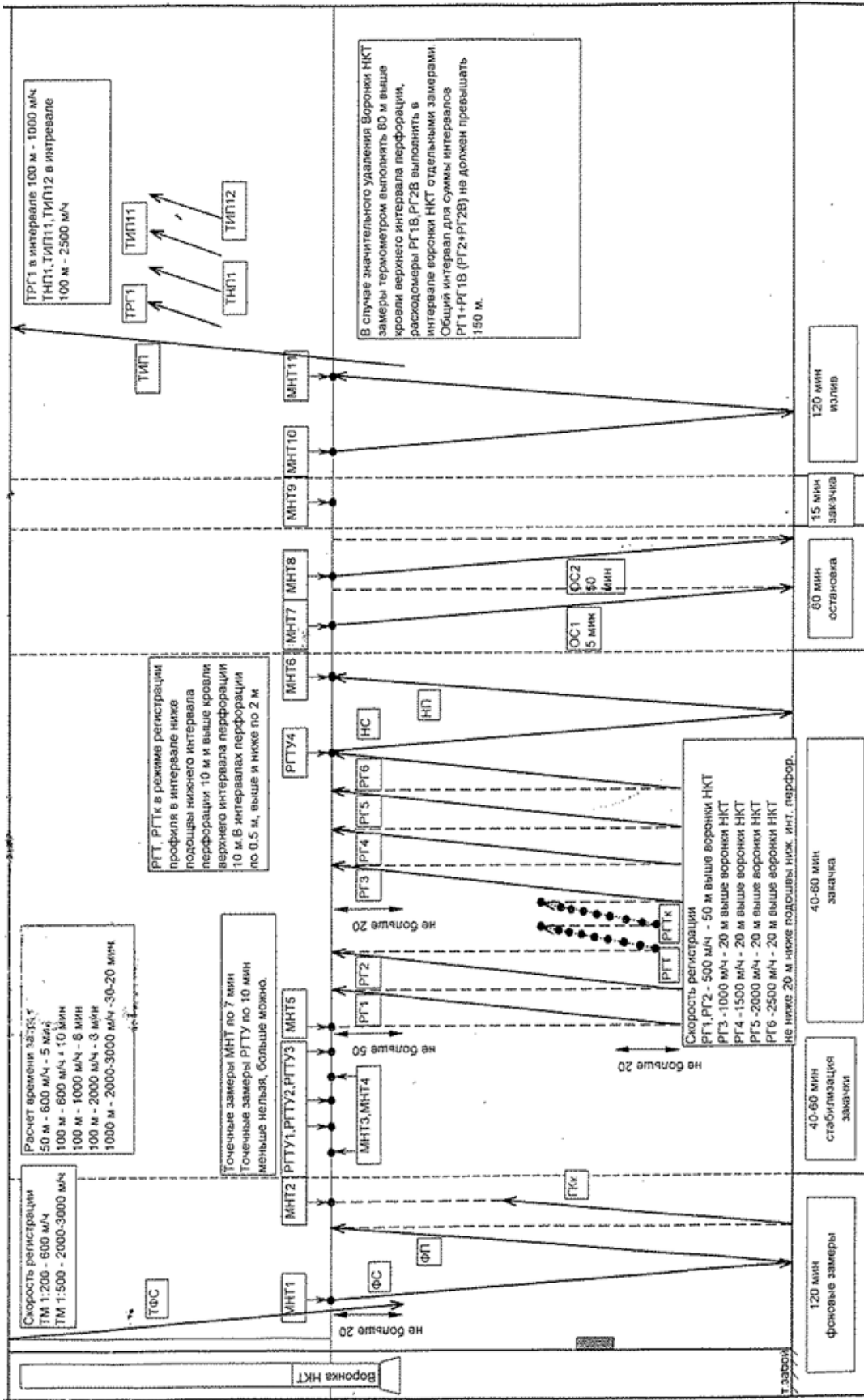


Рис. 2.1 Схема определения профиля приемистости в нагнетательных скважинах



## **Практическая часть**

Каждый студент должен выполнить следующие задания:

1. Изучить программу исследования (в соответствии со своим вариантом) и на основании ее составить схему промысловых геофизических работ.
2. Обязательно схематически представить конструкцию скважины, согласно программе исследования.
3. Рассчитать общее время необходимое геофизической партии на проведение промыслово-геофизических работ согласно вашему варианту.
4. Определить какие задачи можно решить, проведя исследования согласно вашему плану и схеме исследования работ.

## **Контрольные вопросы**

1. В чем заключается необходимость составления плана и схемы геофизических работ?
2. Что указывается на схеме проведения геофизических работ?
3. В чем заключается необходимость проведения исследований в различных масштабах глубин?
4. Какие масштабы глубин вам известны, и для решения каких задач они применяются?
5. Как соотносится скорость записи каротажным прибором с масштабом по глубине получаемых геофизических данных?

## **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т.1. Промысловая геофизика/Сост.: Р.А. Валиуллин, Л.Е. Кнеллер – Уфа: Информреклама, 2010. – 172 с., ил.

2. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах / Р.Т. Хаматдинова, В.Ф. Козяр и др. – Минэнерго России, 2001. – 272 с.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3. КАЛИБРОВКА СКВАЖИНЫХ КАВЕРНОМЕРОВ-ПРОФИЛЕМЕРОВ**

### **Введение**

Изучение геометрии ствола скважины проводят по результатам измерения нескольких диаметров – не менее двух – во взаимно перпендикулярных плоскостях (профилеметрия ствола скважины), а также среднего диаметра скважины (кавернометрия). Измеряемая величина – диаметр скважины в миллиметрах.

### **Метрологическое обеспечение**

Измерительные каналы каверномеров и профилемеров обеспечивают измерение линейных размеров и ввиду этого метрологический контроль, как правило, осуществляется прямыми измерениями путем задания с помощью эталонных средств измерений (калибровочных установок) на входе первичных преобразователей скважинных приборов известных (эталонных) значений измеряемых величин.

Скважинными каверномерами и профилемерами измеряют в одной или нескольких плоскостях линейные размеры сечения:

- расстояние между концами противоположных измерительных рычагов (для каверномеров);
- среднее значение диаметра скважины (колонны), измеренное двумя парами взаимно перпендикулярных рычагов;
- расстояние от оси прибора до конца измерительного рычага (для профилемеров).

Точность решения задачи построения сечения скважины (колонны) ограничена конечным количеством измерительных рычагов прибора.

Основным средством периодических калибровок является набор из пяти образцовых колец или калибровочная установка типа УП-Кв, которые

воспроизводят значения диаметров в диапазоне от 100 до 800 мм с погрешностью не более  $\pm 1.0$  мм (рисунок 3.1).

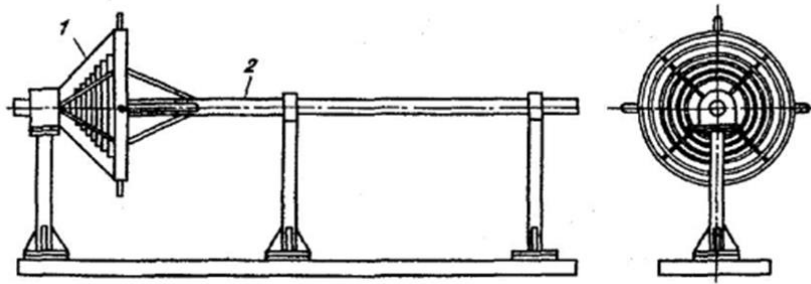


Рис. 3.1 Калибровочная установка УП-КВ скважинных кверномеров и профилемеров: 1 – блок аттестованных колец, 2 – кверномер

Комплект эталонных измерительных колец предназначен для калибровки кверномеров и профилемеров и выполнен в виде набора стальных цилиндров (рисунок 3.2). Измерительные рычаги кверномера размещают в эталонном кольце таким образом, чтобы цилиндрическая поверхность кольца была параллельна оси кверномера. Выполняют однократные измерения диаметра, воспроизводимого каждым из колец. В каждой точке целесообразно проводить не менее пяти измерений, закрывая и вновь открывая рычаги.

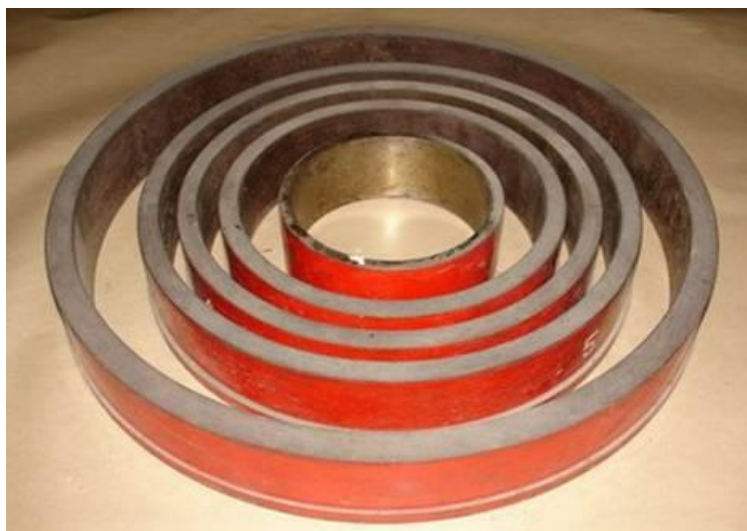


Рис. 3.2 Фото комплекта 5-ти эталонных колец для градуировки

Методика калибровки измерительных каналов профиломеров (каверномеров) с использованием эталонной установки УПК-1 основана на прямых измерения радиуса (диаметра), воспроизводимого кольцами установки.

При калибровке в качестве эталонов используются измерительные кольца, концевые меры в виде «ромба» и «елки», установки с ручным управлением и автоматизированные установки.

К недостаткам измерительных колец относится то, что с их использованием не представляется возможным оценивать вариацию показаний (люфты) каверномеров, так как изменение диаметра при заправке рычагов каверномера в кольцо происходит только со стороны меньших значений. Устройства «Ромб» и «Елка» в виде концевых мер длины также не позволяют оценивать вариацию.

Ниже на рисунке 3.3 показан общий вид установки УПК-1 для калибровки и поверки каверномеров и профиломеров. Она позволяет оценивать вариацию показаний каверномеров и профиломеров. В ней вращающийся блок эталонных колец, установленных в одной плоскости, имеет возможность рычагам каверномера и профиломера скользить по рабочей поверхности и плавно переходить с одного кольца на другое. При вращении в одну сторону рычаги поочередно переходят на одно и то же кольцо со стороны меньших значений, а при вращении блока колец в противоположную сторону – со стороны больших значений. При этом разность показаний каверномера (профиломера) принимается за оценку вариации. Однако такая установка обладает рядом недостатков, связанных с техническими трудностями при выполнении калибровочных работ. По мере раскрытия рычагов каверномера приходится приподнимать блок эталонных колец, чтобы рычаги не «выпрыгнули» из кольца большего диаметра.



Каверномер

Узел крепления каверномера

Блок эталонных колец  
Механизм подъема блока  
эталонных колец

Основание установки

Рис. 3.3 Установки УПК-1 для калибровки и поверки каверномеров и профиломеров.

На следующем рисунке 3.4 показана установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профиломеров.

Блок эталонных колец содержит 4 кольца, с внутренним диаметром 130, 300, 500 и 700 мм. Каждое кольцо в средней части рабочей поверхности имеет проточку глубиной 5 мм, обеспечивающую возможность оценки люфтов каверномеров и профиломеров (до 5 мм) при вертикальном перемещении.

С помощью подъемного устройства каверномер через неподвижный блок на мачте опускается в блок эталонных колец до упора. После раскрытия рычагов он медленно поднимается из блока эталонных колец, скользя рычагами по их рабочей поверхности. При этом выполняется запись выходных сигналов каверномера в файл посредством каротажного регистратора или другим путём.





Каверномер

Мачта

Привод подъема каверномера

Блок эталонных колец

Основание

Рис. 3.4 Установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров.

После завершения измерений в блоке эталонных колец записанные значения выходного сигнала подаются на вход обрабатывающей программы.

## **Терминология**

Погрешность измерения  $\Delta$  – есть отклонение результата измерения от истинного значения измеряемой величины.

По форме числового выражения погрешности измерений подразделяются на абсолютные и относительные:

Абсолютной называют погрешность измерения, выраженную в единицах измеряемой величины.

Относительной погрешностью измерений называется отношение абсолютной погрешности измерения к истинному значению величины.

В зависимости от характера проявления при повторных измерениях и возможностей устранения погрешности делятся на случайные, систематические, прогрессирующие, грубые и вариации показаний.

Разность показаний прибора в одной и той же точке диапазона измерений при плавном подходе к этой точке со стороны меньших и больших значений

измеряемой величины – вариация показаний прибора. Вариация показаний измерительного прибора, наибольшее экспериментально найденное расхождение между показаниями прибора, полученными при повторных измерениях одной и той же величины, служит источником одной из составляющих погрешностей измерительного прибора.

Градуировкой средства измерений называется процедура определения градуировочной характеристики. Функция преобразования, полученная экспериментально с использованием высокоточных рабочих средств измерения и представленная в виде формулы, таблицы или графика, называется градуировочной характеристикой.

Поверкой средств измерений называют совокупность действий, выполняемых для определения и оценки погрешностей средств измерений с целью выяснить, соответствует ли их точностные характеристики регламентированным значениям и пригодно ли средство измерений к применению.

Калибровка средств измерений – это совокупность операций, выполняемых с целью определения действительных значений метрологических характеристик и/или пригодности к применению средств измерений, не подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору. В отличие от поверки, которую осуществляют органы государственной метрологической службы (ГМС), калибровка может проводиться любой метрологической службой (или физическим лицом) при наличии надлежащих условий для квалифицированного выполнения этой работы. Калибровка – добровольная операция, и ее может выполнить также метрологическая служба самого предприятия.

## Практическая часть

Оценку основной абсолютной погрешности  $\Delta_{oi}$  измерений в каждой  $i$ -й точке контроля (в каждом кольце) определяют по формуле:

$$\Delta_{oi} = D_i - D_{эi}, \quad (3.1)$$

где  $D_i$  – показания каверномера в  $i$ -й точке контроля,  $D_{эi}$  – эталонное значение диаметра в  $i$ -й точке контроля.

Для профилемера оценку основной абсолютной погрешности  $\Delta_{oi}$  измерений в каждой  $i$ -й точке контроля (в каждом кольце) определяют по формуле:

$$\Delta_{oi} = R_i - R_{эi}, \quad (3.2)$$

где  $R_i$  – показания профилемера в  $i$ -й точке контроля,  $R_{эi}$  – эталонное значение радиуса в  $i$ -й точке контроля.

Каверномер признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности не превышает нормированных значений, указанных в паспорте калибруемого каверномера.

Каждый студент должен выполнить следующие задания:

1. Изучить конструктивные и технические особенности прибора согласно своему варианту.
2. Рассчитать абсолютную погрешность по результатам калибровки прибора.
3. Определить пригодность прибора к работе.

## Контрольные вопросы

1. Какие линейные размеры сечения скважины измеряют каверномерами, профилемерами?
2. Расскажите о применимых калибровочных установках для метрологического обеспечения каверномеров и профилемеров.
3. Как определить, годен ли каверномер к работе?

4. От чего зависит точность построения сечения скважины (колонны)?
5. Что такое вариация показаний прибора?
6. Дайте определение погрешности измерения.

#### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Лобанков В.М. Калибровка скважинной геофизической аппаратуры: Учебное пособие. – Уфа: «Мастер-Копи».-2011.-176 с.
2. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 498 с.: ил.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4. КАЛИБРОВКА СКВАЖИННЫХ РЕЗИСТИВИМЕТРОВ**

### **Введение**

Резистивиметрия является основным методом для определения минерализации воды. Метод применяют для определения состава флюида в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притока воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солености скапливаемой на забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий, а также капельной и четочной структуры течения для гидрофильной смеси.

Для определения сопротивления флюида в стволе скважины используют два вида резистивиметров: индукционный и токовый. Датчики резистивиметрии комплексируются с другими модулями ГИС-контроля в единой сборке методов оценки «приток-состава».

### **Метрологическое обеспечение**

Первичную и периодическую калибровки датчиков резистивиметрии производят с помощью метрологического устройства, выполненного в виде цилиндрического сосуда диаметром свыше 150 мм. Измерения выполняют в водных растворах хлористого натрия отличающихся различной проводимостью. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (См/м) или минерализации воды (г/л).

Источником погрешностей измерений удельной электропроводности является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания устройства.

## Практическая часть

Градуировка и калибровка индукционных резистивиметров в условиях производственных геофизических предприятий выполняется методом прямых измерений удельной электрической проводимости (УЭП) растворов хлористого натрия. В качестве эталонных средств измерений применяют стандартные образцы удельной электрической проводимости жидкости в виде водного раствора хлористого натрия различной концентрации.

Стандартные образцы (СО) УЭП объединены в калибровочную установку, которая состоит из шести скважин-стаканов диаметром 110 мм и высотой 0.9 м, расположенных в два ряда в термостате.

В цилиндрических стаканах содержатся аттестованные водные растворы хлористого натрия. Аттестация стандартных образцов УЭП производится методом прямых измерений лабораторным кондуктометром типа КЛ-4.

Диапазон воспроизведения УЭП равен от 200 до 2500 мСм/м и разбит на 5 точек контроля. Четыре точки из них – водные растворы поваренной соли разной концентрации, воспроизводящие следующие диапазоны по УЭП:

- без ёмкости – (0.1 ÷ 0.5) См/м - водопроводная вода;
- ёмкость №1 – (2 ÷ 3) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №2 – (4 ÷ 6) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №3 – (9 ÷ 11) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №4 – (18 ÷ 50) См/м – водный раствор поваренной соли.

Объём каждой ёмкости с растворами – 5 литров.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения УЭП ( $\Delta_{op}$ ), вычисляются по формуле:

$$\Delta_{op} = \pm [2 + 0,5 * (50/\sigma - 1)]\%, \quad (4.1)$$

где  $\sigma$  – удельная электрическая проводимость в См/м.

Датчик резистивиметра был откалиброван описанным способом и были получены следующие данные:

Эталонные значение $\sigma$ , См/м	0.000	0.309	1.268	6.954	15.157
Числовой код на выходе датчика	206	335	650	2507	5169

Градуировочная характеристика прибора в аналитическом виде представляет собой линейную функцию:

$$\sigma = \sigma_0 + K_p * N \quad \text{или} \quad \sigma = K_p * (N - N_0), \quad (4.2)$$

где  $\sigma$  – измеряемый параметр - УЭП;  $K_p$  – коэффициент преобразования;  $N$  – цифровой код на выходе резистивиметра;  $N_0$  – цифровой код на выходе при расположении датчика в воздухе («Нуль в воздухе» - когда  $\delta=0$ );  $\delta_0$  - значение проводимости при  $N=0$ .

Необходимо построить график, используя данные калибровки прибора и получить градуировочную функцию для данного датчика резистивиметра.

На втором этапе работы необходимо рассмотреть пригодность прибора к дальнейшей эксплуатации, если при тех же эталонных значениях показания датчика изменились на следующие:

Эталонные значение $\sigma$ , См/м	0.000	0.309	1.268	6.954	15.157
Измеренные значения $\sigma$ , См/м	0.000	0.504	1.871	7.415	17.618

Для решения данной задачи необходимо рассчитать пределы допускаемой основной погрешности воспроизведение УЭП по формуле 4.1. Провести оценку основной абсолютной погрешности  $\Delta_0$  по формуле:

$$\Delta_0 = \sigma_i - \sigma_{эi} \quad (4.3)$$

где  $\sigma_i$  и  $\sigma_{эi}$  – измеренное и эталонное значение УЭП в  $i$ -той точке контроля.

По результатам калибровки возможны три случая годности прибора к дальнейшей эксплуатации: прибор годен к эксплуатации; необходимо построение новой градуировочной характеристики; прибор требует ремонта.

Для принятия решения, что прибор годен к эксплуатации необходимо выполнение следующего условия: в каждой точке контроля основная абсолютная погрешность не превышает нормируемых значений указанных в паспорте прибора.

Для принятия решения о необходимости построения новой градуировочной характеристики должно выполняться следующее неравенство:

$$\Delta_{(op)} \leq |\Delta_0| \leq 3 * \Delta_{op} \quad (4.4)$$

За критерий для принятия решения о передаче резистивиметров в ремонт рекомендуется принять следующее условие:

$$|\Delta_0| > 3 * \Delta_{op} \quad (4.5)$$

### **Контрольные вопросы**

1. Перечислите виды резистивиметров. Опишите их сходство и различие.
2. Что представляет собой калибровочная установка для датчика резистивиметра?
3. Для решения каких задач используют скважинные резистивиметры?
4. Что такое градуировочная характеристика?



5. Каковы критерии принятия решения о ремонте прибора и построении новой градуировочной характеристики?

#### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Дворкин В.И., Дворецкий В.Г. Применение индукционной резистивиметрии для выделения слабых притоков нефти в высокообводненных скважинах. Каротажник №25, 1996, с. 95-103.

2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд. 2-е, испр. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.

3. Лобанков В.М. Калибровка скважинной геофизической аппаратуры: Учебное пособие. – Уфа: «Мастер-Копи».-2011.-176 с.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5. КАЛИБРОВКА СКВАЖИННЫХ ВЛАГОМЕРОВ

### Введение

Влагомерами определяют процентное содержание воды во флюиде, заполняющем ствол скважины. Данный метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти).

Чувствительным элементом влагомеров является проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора по скважине протекает исследуемый флюид. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды ( $\epsilon=81$ ) гораздо больше, чем нефти ( $\epsilon=2$ ) и газа (значения  $\epsilon$  близко к единице). То емкость конденсатора растет с ростом содержания воды в продукции скважины.

Для преобразования изменения величины электрической емкости такого конденсатора в электрический сигнал используется RC-генератор, частота генерации которого меняется в зависимости от диэлектрической проницаемости скважинной жидкости. Максимальная чувствительность датчика влагомера наблюдается в диапазоне от 0 до 60%. С увеличением содержания воды крутизна преобразования падает практически до нуля. Это обстоятельство ограничивает область применения датчика малыми включениями влаги в нефтяной поток.

Влагомеры применяют для определения состава флюида в стволе скважины, выявления интервалов притока газа, нефти или их смесей воды в скважину, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях – для определения обводненности продукции в нефтяной или газовой скважине.

## Метрологическое обеспечение

При калибровке (градуировке) и поверке скважинных диэлькометрических (конденсаторных) влагомеров нефти в нормальных условиях в качестве измеряемого параметра принято влагосодержание нефтепродукта – дизельного топлива (или солярового масла), так как его диэлектрические параметры близки к параметрам нефти. Диапазон измерений влагосодержания (W) от 0 до 60%. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности прибора  $\pm(1.0+0.04 \cdot W)\%$ .

В качестве эталонных средств измерений при градуировке и калибровке скважинных влагомеров применяют установку УАК-СВ-60 для автоматизированной калибровки скважинных влагомеров нефти. Фотография общего вида установки УАК-СВ-60 приведена на рисунке 5.1.



Лубрикатор для  
калибруемого  
влагомера

Камера с эмульсией

Насосная система

Эталонный влагомер

Емкость с водой

Рис. 5.1 Установка УАК-СВ-60

Данная установка состоит из основной камеры с эталонной смесью, системы диспергирования и перемешивания смеси, эталонного датчика влагосодержания нефти. Конструктивно установка выполнена в виде емкости из нержавеющей стали для воды, над которой расположена камера смешения жидкостей из стеклопластиковой трубы диаметром 146 мм (труба-имитатор

колонны), заполненная соляной. Имеется блок программного и ручного управления. Камера смешения совмещена с насосом для струйного диспергирования. В камере находится 100% дизельного топлива, и эталонный датчик влагосодержания емкостного и резистивного типа. В нижней части установки в стальной емкости находится вода.

По окончании цикла градуировки или калибровки диспергированная смесь за счет гравитационных сил разделяется на первоначальные составляющие. Дизельное топливо всплывает в камеру, а вода сливается в стальную емкость установки. Через 2 часа после выключения установка вновь готова к повторной работе.

### **Практическая часть**

Градуировочная характеристика скважинного влагомера нефти в общем случае представляет собой зависимость влагосодержания нефти от частоты следования импульсов или числового кода на его выходе. Она имеет нелинейную зависимость и может быть представлена в виде параболической функции второго порядка:

$$W=a+b*N+c*N^2, \quad (5.1)$$

где  $W$  – влагосодержание нефти;  $N$  – код на выходе влагомера;  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – коэффициенты функции преобразования.

Построение градуировочной характеристики влагомера основано на прямых измерениях влагосодержания, воспроизводимого калибровочной установкой, и его выходного сигнала. Выполняют однократные измерения этих параметров.

Используя данные градуировки датчика влагомера постройте его градуировочную характеристику:

Эталонные значение W, %	0.2	7.0	16.4	22.3	33.0	42.2	46.0
Числовой код на выходе датчика	3425	4333	4491	4885	5739	6847	7667

На втором этапе работы необходимо рассмотреть пригодность прибора к дальнейшей эксплуатации, если при тех же эталонных значениях показания датчика изменились на следующие:

Эталонные значение W, %	0.2	7.0	16.4	22.3	33.0	42.2	46.0
Измеренные значение W, %	0.25	8.5	24.1	31.2	38.4	45.7	52.8

Провести оценку основной абсолютной погрешности  $\Delta_0$  по формуле:

$$\Delta_0 = W_i - W_{эi}, \quad (5.2)$$

где  $W_i$  и  $W_{эi}$  – измеренное и эталонное значение влагосодержания в  $i$ -той точке контроля.

Определите основную допустимую погрешность прибора для данных измерений по формуле:

$$\Delta_{оп} = \pm(1 + 0,04 * W_i). \quad (5.3)$$

По результатам калибровки возможны три случая годности прибора к дальнейшей эксплуатации: прибор годен к эксплуатации; необходимо построение новой градуировочной характеристики; прибор требует ремонта.

Для принятия решения о необходимости построения новой градуировочной характеристики должно выполняться следующее неравенство:

$$\Delta_{op} \leq |\Delta_o| \leq 3 * \Delta_{op}. \quad (5.4)$$

За критерий для принятия решения о передаче влагомера в ремонт рекомендуется принять следующее условие:

$$|\Delta_o| > 3 * \Delta_{op} \quad (5.5)$$

Влагомер признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности, вычисленные по формуле 5.2, не превышает нормированных значений, указанных в его паспорте.

### **Контрольные вопросы**

1. Что представляет собой скважинный датчик влагометрии?
2. Для решения каких задач используют скважинные влагомера?
3. Что представляет собой калибровочная установка для датчика влагомера?
4. Как изменяются и от чего зависят пределы основной абсолютной погрешности датчика влагометрии?
5. Каковы ограничения по применению датчиков влагометрии?

### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Валиуллин Р.К., Яруллин Р.К. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 3. Исследования действующих скважин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с., ил.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд. 2-е, испр. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.
3. Лобанков В.М. Калибровка скважинной геофизической аппаратуры: Учебное пособие. – Уфа: «Мастер-Копи».-2011.-176 с.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6. МЕХАНИЧЕСКИЕ ДАТЧИКИ РАСХОДОМЕТРИИ

### Введение

Механическая расходомерия предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты. Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируемый электрический сигнал. На практике используются беспакерные и пакерные расходомеры. Последние - только для измерения потоков жидкости.

Механическая расходомерия является количественным методом определения скорости потока и оценки интенсивности притока (поглощения) в работающих прослоях, хорошо выделяет работающие интервалы в высокодебетных скважинах.

### Метрологическое обеспечение

Калибровку механических расходомеров производят в единицах скорости потока. Градуировочная зависимость связывает частоту вращения турбинки и скорость потока жидкости (газа) в скважине:

$$V_{\text{пот}} = K_{\text{ап}} * F + b, \quad (6.1)$$

где  $V_{\text{пот}}$  – скорость потока жидкости в скважине;  $K_{\text{ап}}$  – аппаратный коэффициент;  $b$ – пороговая чувствительность (порог срагивания);  $F$  – показания прибора.

Реальные значения метрологических параметров скважинного расходомера в условиях эксплуатации могут существенно отличаться от паспортных значений по следующим причинам:

- загрязнение турбинки или подшипников приводит к значительному повышению порога срагивания;

- механический износ подшипника и искривление оси турбинки приводит к возникновению дисбаланса и повышению порога страгивания;
- загрязнение, износ, искажение геометрии турбинки существенно снижает верхний диапазон регистрируемых скоростей и расходов;
- различие плотности или вязкости скважинного флюида относительно характеристик технической воды, на которой проводится градуировка расходомера, существенно меняет метрологические параметры прибора;
- отклонение оси прибора от вертикального положения приводит к возникновению дополнительного тормозящего момента на оси турбинки и искажает его метрологические характеристики;
- отклонение оси скважины от вертикали в условиях двух- или трехфазного потока и затрудняет возможность количественных измерений беспакерными расходомерами.

Таким образом, метрологические параметры механических скважинных расходомеров, полученные в идеальных условиях на специальных стендах, не могут быть рекомендованы для количественных измерений в скважинных условиях.

Калибровка расходомера в полевых условиях проводится в остановленной скважине при записи прибором с каналом расходомера в режиме различных скоростей. Необходимо проводить отдельную калибровку для каждого диаметра скважины.

Расход жидкости можно определить по следующей формуле:

$$Q \text{ (м}^3\text{/ч)} = V_{\text{пот}} \text{ (м/ч)} * S \text{ (м}^2\text{)}, \quad (6.2)$$

где  $Q$  – расход жидкости;  $V_{\text{пот}}$  – скорость потока жидкости в скважине;  $S$  – разница площадей поперечных сечений скважины и прибора.



## Практическая часть

По данным расходомерии в остановленной скважине определить аппаратный коэффициент и пороговую чувствительность прибора. Для этого снять значения с кривых расходомерии и построить график зависимости вращения турбинки от скорости движения прибора в скважине при отсутствия движения жидкости (рисунок 6.1).

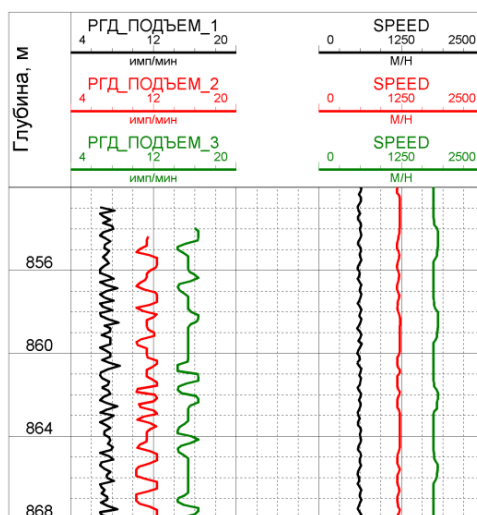


Рис. 6.1 Данные механической расходомерии в остановленной скважине.

Определить по каротажным диаграмма в работающей скважине данные механической расходомерии и построить графики зависимости на спуске и подъеме.

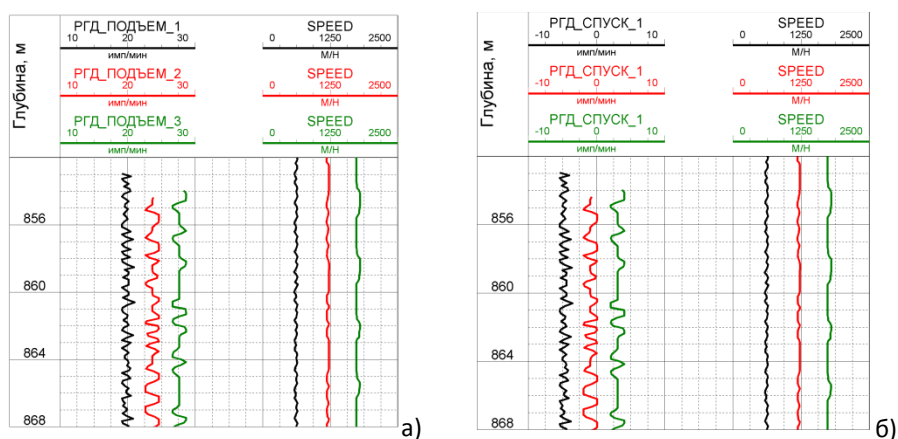


Рис. 6.2 Данные механической расходомерии в работающей скважине: а – запись на подъеме прибора; б – запись на спуске прибора.

В результате у вас должен получиться график зависимости показаний прибора ( $F$ ) от скорости движения прибора ( $w$ ) (рисунок 6.3) по которому вы сможете определить скорость потока жидкости по стволу скважины и рассчитать дебит по формуле 6.2.

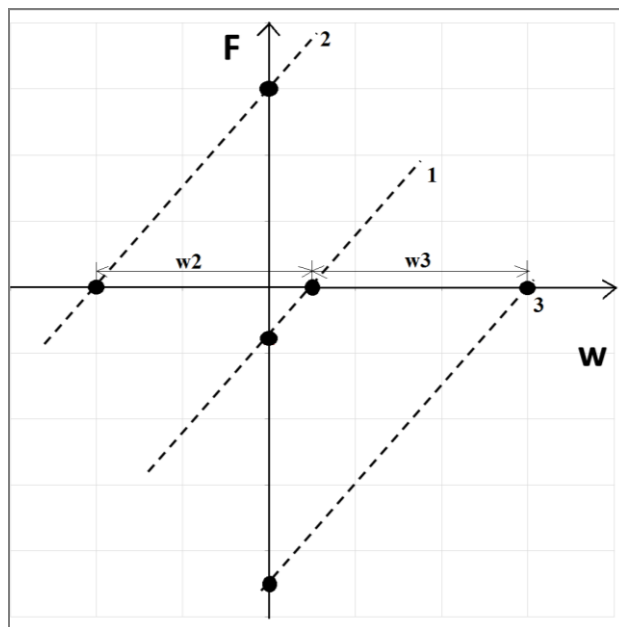


Рис. 6.3 Принцип калибровки результатов механической расходомерии:  $F$  - обороты турбинки;  $w$  – скорость записи; 1,2,3 – зависимости  $F(w)$  в потоке: неподвижном (1), движущемся навстречу прибору (2), при совпадающем направлении движения прибора и потока (3);  $w_2$  и  $w_3$  - скорость потока.

### Контрольные вопросы

1. Каково назначение метода расходомерии?
2. Опишите принцип работы датчика механического расходомера.
3. Зависят ли показания датчика механического расходомера от направления движения прибора по стволу работающей (нагнетательной и добывающей) скважины?
4. Как влияет на показания датчика механического расходомера направление движения флюида по стволу скважины?
5. Объясните полученные результаты и проделанные расчеты.

### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т.3. Исследования действующих скважин/Сост.: Р.А. Валиуллин, Р.К.Яруллин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с., ил.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд. 2-е, испр. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДА В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ**

### **Введение**

Определение состава смеси в стволе скважины необходимо для решения ряда задач: определения глубины динамического уровня жидкости и водо-нефтяного раздела (ВНР); определения нефте-, газо-, водопритоков в скважину; определения наличия осадка в зумпфе скважины; определение факта и интервала гравитационной конвекции в зумпфе.

К методам оценки состава смеси в стволе скважины относятся следующие методы: влагометрия, гамма-гамма плотностеметрия, резистивиметрия, светооптическое анализирование смеси, нейтронные методы.

Принцип работы методов состава основан на регистрации изменения физических параметров среды, измеряемых в стволе скважины с помощью специальных датчиков.

Традиционные датчики состава - датчики локального типа, которые реагируют только на изменение физических параметров среды в рабочей зоне датчика.

### **Влагометрия, резистивиметрия и барометрия, как методы определения состава смеси в стволе скважины**

Диэлькометрическая влагометрия основана на изучении диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины. Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов – начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти), что связано с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков диэлькометров. Данная зависимость характеризуется практически полным отсутствием влияния влагосодержания на показания датчиков в диапазоне

содержания воды в продукции выше 40-60%. Еще одна из причин недостоверности калибровки стандартного влагомера – существенно меньшие, чем диаметр потока флюида в стволе, размеры измерительной камеры. Вследствие этого показания датчика сильно зависят от положения прибора в скважине, особенно в неоднородном многокомпонентном потоке при отсутствии центрирующего устройства и в наклонной скважине.

Данный метод применяется для определения состава флюида в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти и газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях – для определения обводненности продукции в нефтяной или газовой скважине.

Оценка состава потока в стволе скважины с использованием данных влагометрии осуществляется по показаниям влагомера, функционально связанными с диэлектрической проницаемостью заполнителя ствола скважины. Диэлектрическая проницаемость воды и углеводородов существенно отличны друг от друга ( $\epsilon_{\text{в}}=81$ ,  $\epsilon_{\text{н}}=2$ ,  $\epsilon_{\text{г}}=1$ ). Таким образом, показания диэлькометрического влагомера зависят от соотношения содержания воды и углеводородных компонент в камере датчика.

Резистивиметрия – основной количественный метод для определения минерализации (солености) воды. Однако вследствие одновременного влияния на результат большого числа факторов метод относится к числу индикаторов.

Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электропроводности жидкости смеси в стволе скважины методом вихревых токов, что позволяет производить оценки параметров неконтактным, а дистанционным (объемным) способом измерения. Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солености скапливаемой на забое воды, установления мест

негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий, а также капельной и четочной структуры течения для гидрофильной смеси. Величина удельной электропроводности флюида в стволе скважины зависит от состава флюидов, структуры потока в стволе скважины, наличия в составе смеси воды, а также ее минерализации. При этом одной из наиболее существенных характеристик структуры потока, влияющих на показания метода, является гидрофильность или гидрофобность движущейся по стволу водогазонефтяной эмульсии.

Поскольку пластовая вода, как правило, является минерализованной, резистивиметр фиксирует ее наличие в стволе скважины. Эта задача решается наиболее успешно, если структура водонефтяной смеси в стволе является гидрофильной (нефть в воде). В этом случае по данным резистивиметрии возможна оценка проводимости и минерализации воды. В гидрофобной смеси (вода в нефти) по данным резистивиметрии можно лишь зафиксировать наличие воды. Количественная обработка результатов измерений, как правило, исключена.

Барометрия изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины. Метод применяют для определения значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси. Дифференциальные манометры, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины. Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера.

Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь несущественно.

Изучение состава по барометрии имеет неоспоримые преимущества перед рассмотренными выше способами, поскольку показания не зависят от распределения фаз по сечению скважины.

Оценки состава смеси в стволе скважины наиболее достоверны в статическом режиме. В стабильно работающей скважине необходимо учитывать влияние на барограмму гидравлических потерь, при неустановившемся режиме эксплуатации – влияние изменения давления во времени.

### Практическая часть

Каждый студент должен выполнить следующие задания:

- На планшете (пример планшета представлен на рисунке 7.1) по резкому изменению показаний методов состава определить глубину раздела фаз в стволе скважины.

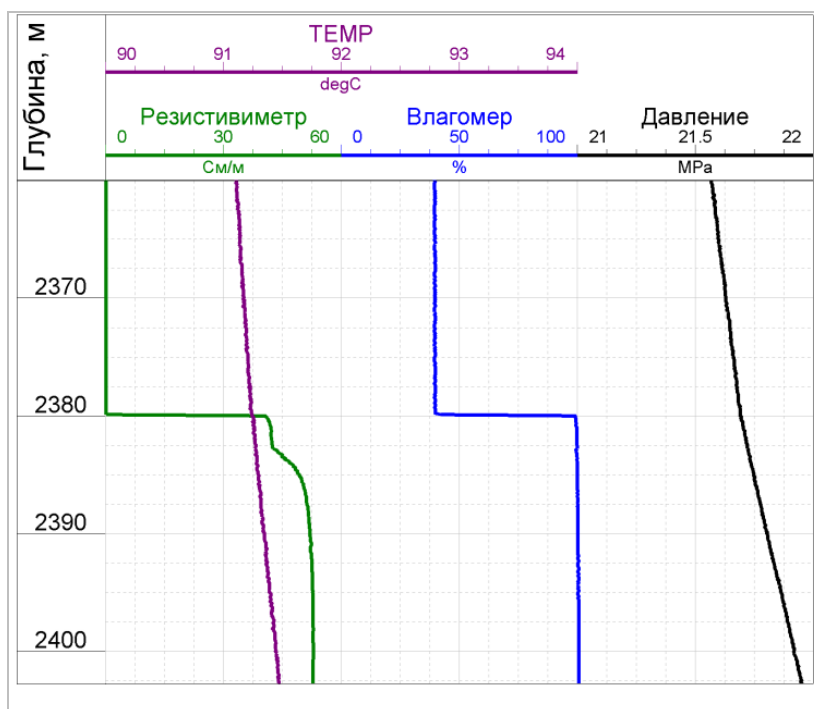


Рис. 7.1 Пример планшета с данными для обработки

- Для определения качества контакта (нефтеводораздел (НВР) или газонефтегазодораздел (ГНП)) выполнить решение следующих задач:

- По данным влагометрии определить процентное содержание воды в каждой из частей столба скважины различных по составу.

- По данным барометрии (кривой давления) рассчитать плотность в каждой из выделенных частей считая, что ствол скважины вертикальный по формуле:

$$\rho = P / (g * h), \quad (7.1)$$

где  $g$  - ускорение свободного падения на поверхности Земли (считать как  $g = 9.8 \text{ м/с}^2$ );  $P$  – перепад давления от верхней границы до нижней границы флюида одного состава, зарегистрированное при каротаже;  $h$  – расстояние по глубине, занимаемое флюидом одного состава.

- По данным резистивиметрии и термометрии определить минерализацию воды используя палетку представленную на рисунке 7.2.

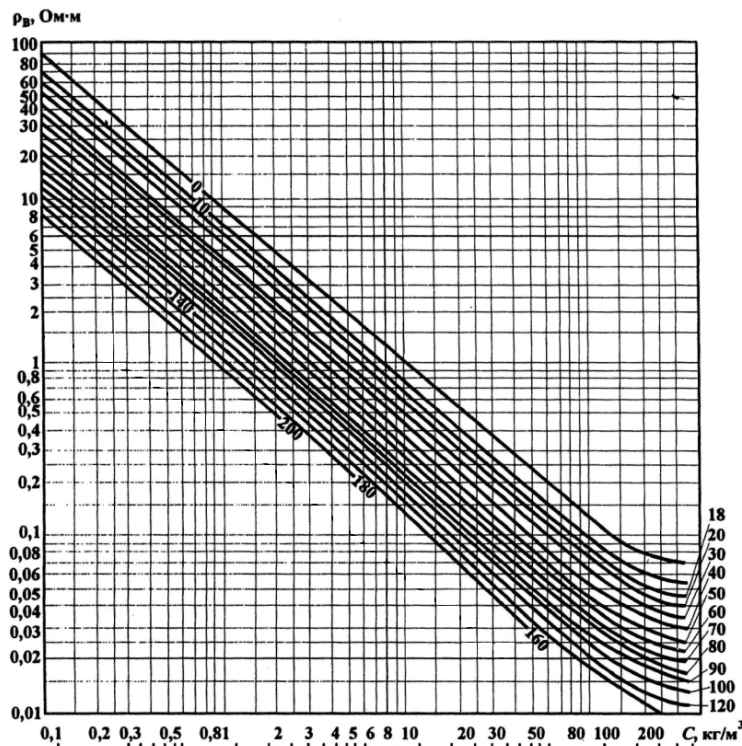


Рис. 7.2 Зависимость удельного электрического сопротивления пластовых вод от концентрации и плотности раствора NaCl. Шифр кривых –  $t, ^\circ\text{C}$



## **Контрольные вопросы**

1. Перечислите геофизические методы, используемые для определения состава смеси в стволе скважины.
2. Какие задачи решают методами определения состава смеси в стволе скважины?
3. Как влияет на показания резистивиметра, влагомера и барометра структура потока в стволе скважины?
4. Какие существуют ограничения для оценки результатов исследования методом влагометрии?
5. Какие существуют ограничения для оценки результатов исследования методом резистивиметрии?
6. Какие существуют ограничения для оценки результатов исследования методом барометрии?
7. Объясните полученные результаты обработки методов состава.

## **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т.3. Исследования действующих скважин/Сост.: Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с., ил.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд. 2-е, испр. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.
3. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учебное пособие для вузов/М.Г. Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.: ил.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8. ЭФФЕКТ ДЖОУЛЯ-ТОМПСОНА

Фильтрация жидкости и газов в системе скважина-пласт есть прохождение сужений, сопровождающееся перепадом давления (явление дросселирования). При этом температура флюида изменяется: жидкости разогреваются, газы охлаждаются. Величина установившегося изменения температуры в результате дросселирования  $\Delta T$  зависит от коэффициента Джоуля-Томпсона флюида  $\epsilon$  и депрессии на пласт  $\Delta P$ :

$$\Delta T = \Delta P * \epsilon. \quad (8.1)$$

$$\Delta T = T_c - T_{пл}, \quad (8.2)$$

где  $T_c$  – температура потока флюида на стенке скважины,  $T_{пл}$  – пластовая температура.

$$\Delta P = P_{пл} - P_c, \quad (8.3)$$

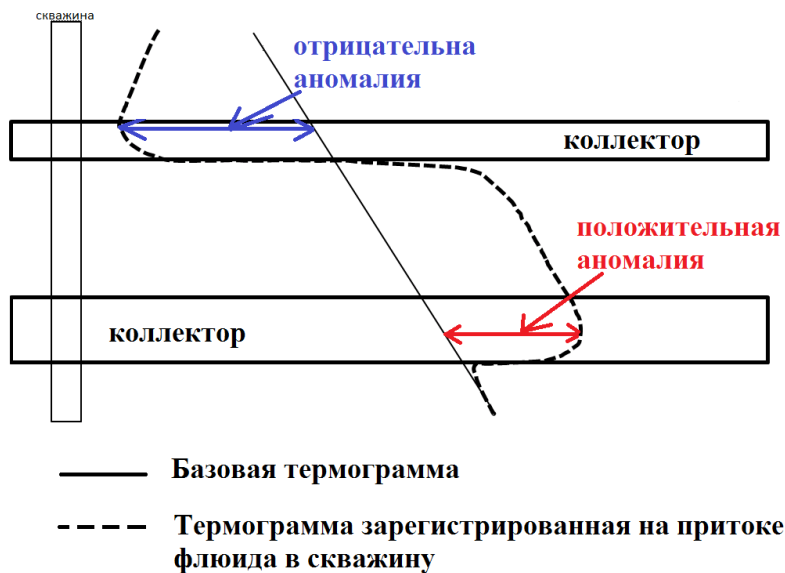
где  $P_c$  – давление на стенке скважины,  $P_{пл}$  – пластовое давление.



*Значение  $\epsilon$  для нефти колеблется в пределах  $0.04 \div 0.06$  °C/атм, для воды примерно равняется  $0.02$  °C/атм, для газов он отрицательный и на порядок больше, чем для нефти,  $\epsilon \approx (0.3 \div 0.5)$  °C/атм.*

При поступлении из пласта смеси различных жидкостей и газов суммарный температурный эффект зависит от массовой доли различных компонентов. Учитывая коэффициенты Джоуля-Томпсона воды и нефти, с увеличением обводненности продукции при неизменной депрессии, температурная аномалия вследствие дросселирования будет уменьшаться.

Температурная аномалия – это область зарегистрированной термограммы с повышенными или пониженными значениями относительно базовой термограммы (температурного градиента, термограммы зарегистрированной в режиме остановки скважины и др.)



Ввиду того, что газы при дросселировании охлаждаются, а жидкости нагреваются, изменение температуры газожидкостной смеси может быть как отрицательным, так и положительным, а может и отсутствовать.

На рисунках 8.1-8.3 представлены образующиеся температурные аномалии в результате притока воды или нефти из пласта, а также в результате смешивания флюидов.

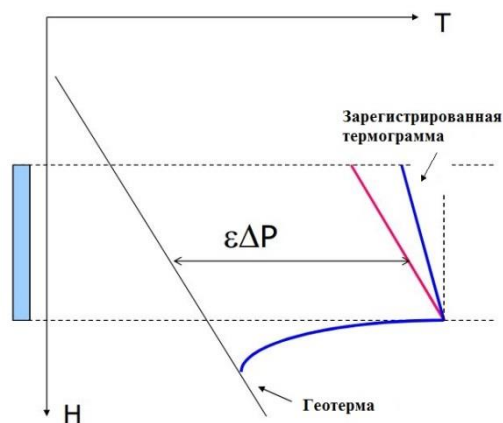


Рис. 8.1 Однородный приток воды из пласта

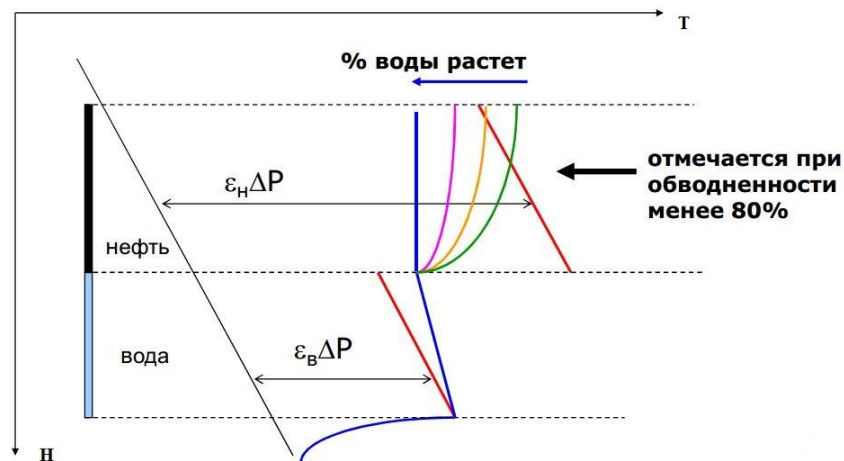


Рис. 8.2 Приток воды из нижнего пласта и нефти из верхнего

Ситуация представленная на рисунке 8.2 возможна в случае если количество поступающей воды из нижнего пласта менее 80%, в противном случае аномалию дросселирования напротив нефтяного пласта можно не заметить (степень изменения температуры не проявится).

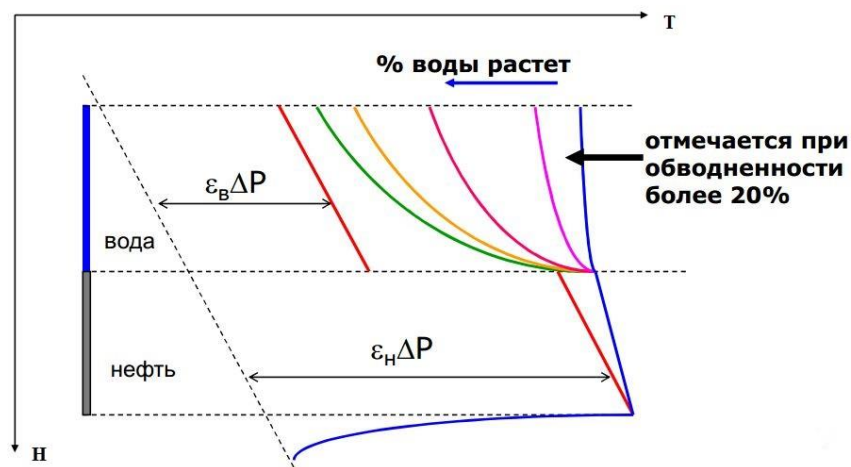


Рис. 8.3 Приток нефти из нижнего пласта, приток воды из верхнего пласта.

В случае если приток воды наблюдается из пласта лежащего выше нефтяного (с кровельной части нефтяного пласта) то степень изменения дроссельного эффекта проявится в случае притока воды более 20 % от общего объема притекающего флюида из обоих пластов.

Таким образом, можно выделить следующие свойства дроссельного эффекта:

- проявление его только при движении флюидов;
- необходимо падение давления по пути движения;
- проявляется не только при горизонтальной фильтрации;
- суммируется с другими тепловыми полями;
- у жидкостей дроссельный эффект положительный;
- у газов дроссельный эффект отрицательный.

### **Практическая часть**

Каждый студент должен выполнить следующие задания:

1. Решить задачу по теме эффект Джоуля-Томсона, где необходимо определить величину  $\epsilon$ , определить тип флюида, провести сравнение двух температурных кривых.

2. Решить задачу по оценке поведения кривой термометрии в случае работы двух пластов с различными случаями обводненности продукции.

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое эффект Джоуля-Томпсона?
2. Какие свойства дроссельного эффекта вы можете назвать?
3. Что представляет собой температурный эффект смеси различных жидкостей?
4. Какова величина коэффициента Джоуля-Томпсона для воды, нефти и газа?
5. Почему изменение наклона кривой зависит от процента обводненности продукции?

### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т.3. Исследования действующих скважин/Сост.: Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с., ил.
2. Филиппов А.И. Интерпретация скважинных термограмм// А.И. Филиппов, К.А. Филиппов. – Уфа: Гилем, 2004. – 160 с.

# **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9. ВЫЯВЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ЗАКОЛОННОГО ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ МЕТОДОМ ТЕРМОМЕТРИИ**

## **Введение**

Использование термических методов для решения геологических задач основано на связи, наблюдаемой в скважине температуры с теплофизическими свойствами горных пород, процессами, происходящими в недрах Земли, в системе скважина-пласт при эксплуатации нефтяных и газовых скважин, подземных хранилищ газа, интенсификации притока.

В зависимости от физической природы наблюдаемых в скважинах тепловых полей различают методы естественного и искусственного тепловых полей.

Метод естественного теплового поля основан на изучении стационарного теплового поля, обусловленного региональным тепловым потоком из недр Земли, локальными тепловыми полями, формируемыми подвижными пластовыми флюидами.

Метод искусственного теплового поля основан на изучении нестационарного теплообмена между горными породами и насыщающими их флюидами в системе скважина-пласт.

## **Определение заколонной циркуляции флюидов по данным термометрии**

Основной способ выявления и оценки заколонных перетоков флюидов – серия замеров термометрии на нескольких режимах (включая статику). Оценивают как видимые изменения градиента термограмм, так и эффекты инверсии в локальном интервале при восстановлении теплового поля к геотермическому. На качественном уровне по форме термоаномалий определяют направление перетока.

Признаком затрубной циркуляции флюидов между пластами является резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород между соседними пластами. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимается подошва верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограмм по отношению к геотерме, за нижнюю — кровля нижнего пласта. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливаются по виду и расположению термограммы относительно геотермы в интервале их расхождения.

Термограмма может быть расположена выше геотермы, ниже геотермы и пересекать ее (рисунок 9.1).

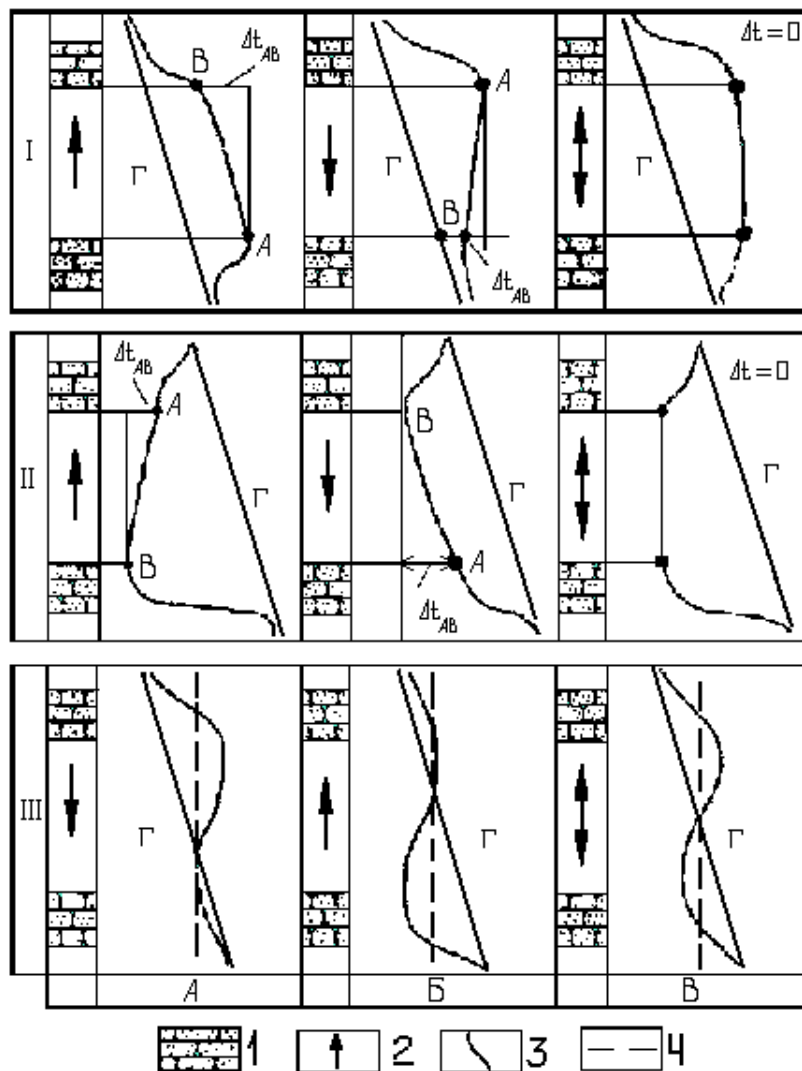


Рис. 9.1 Примеры определения заколонных перетоков методом термометрии



В первом случае источник поступления флюида определяется в точке А максимальной температуры (рисунок 9.1, I, А, Б). Если максимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний, если вверху, то из верхнего пласта в нижний. При неопределенном положении точки максимальной температуры сравниваются давления в пластах или величина депрессии на верхний пласт. Источником перетока является пласт с большим давлением или при  $\Delta P$ , превышающей реальные различия давлений верхнего и нижнего пластов, — нижний пласт (рисунок 9.1, I, В).

Если термограммы расположены ниже геотермы, источник поступления флюида определяется по точке минимальной температуры В. Если минимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт является либо газоносным, либо обводненным нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. В случае, когда минимум температур находится вверху, то флюид перетекает из верхнего пласта в нижний (рисунок 9.1, II, А, Б). Если положение минимума не определено, источником перетока является либо газоносный, либо обводненный закачиваемыми водами пласт. Источник перетока устанавливается, по давлению в пластах (рисунок 9.1, II, В).

Когда термограмма пересекает геотерму, источник поступления флюида определяется по расположению термограммы относительно оси, параллельной оси глубин. Если термограмма расположена существенно правее этой линии, то переток флюида происходит из верхнего пласта в нижний, если левее, то из нижнего в верхний (рисунок 9.1, III, А, Б). В случае, когда в перемычке между пластами градиент температур равен нулю, источник перетока выделяется на основе анализа характера насыщения пластов (рисунок 9.1, III, В). При этом учитывается, что вверх перемещаются и нагнетаемые воды с температурой ниже пластовой.

## **Практическая часть**

Каждый студент должен выполнить следующие задания:

1. Решить задачу на определение наличия заколонной циркуляции жидкости в нагнетательной скважине, определить направление движения жидкости.
2. Решить задачу на определение наличия заколонной циркуляции жидкости в добывающей скважине, определить направление движения жидкости, тип флюида.

## **Контрольные вопросы**

1. Что такое естественное тепловое поле? Каковы причины его возникновения?
2. Что такое искусственное тепловое поле? Каковы причины его возникновения?
3. Что такое калориметрический эффект?
4. Каковы причины возникновения затрубной циркуляции, виды затрубной циркуляции?
5. Перечислите известные вам геофизические методы определения затрубной циркуляции.

## **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т.Т.3. Исследования действующих скважин/Сост.: Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с., ил.
2. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин// В.В. Стрельченко. – Москва: Недра, 2008. – 551 с.
3. Филиппов А.И. Интерпретация скважинных термограмм// А.И. Филиппов, К.А. Филиппов. – Уфа: Гилем, 2004. – 160 с.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 10. АКУСТИЧЕСКАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ

### Введение

Акустический каротаж (АК) основан на возбуждении в жидкости, заполняющей скважину, импульса упругих колебаний (акустического импульса) и регистрации волн, прошедших через горные породы, на заданном расстоянии от излучателя.

Метод предназначен для изучения акустических параметров горных пород, пересеченных скважиной. Регистрируемые акустические параметры функционально связаны с пористостью, структурными особенностями, физико-механическими свойствами горных пород. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных скважинах, весьма чувствительны также к условиям на контактах между цементным камнем, обсадной колонной и горной породой. Поэтому АК широко применяется как при изучении разрезов скважин, так и при оценке их технического состояния. Акустический метод для контроля качества цементирования (АКЦ) основан на интерпретации амплитуды преломленных продольных волн, распространяющихся по обсадной колонне и времени распространения упругих волн.

Исходными (полевыми) данными являются каналы волнового сигнала (волновые картины - графическое отображение электрического сигнала, снятого с акустического преобразователя в точке наблюдения в координатах времени и амплитуд) в виде фазокорреляционных диаграмм (ФКД). ФКД - это графическое отображение изменения электрических сигналов, снятых с электроакустических преобразователей при перемещении базы наблюдений (длины зонда) в координатах времени и глубин.

Исходный волновой сигнал обрабатывается, и из него извлекаются и рассчитываются кинематические (скорость, интервальное время) и

динамические (амплитуда) параметры волны. Основными извлекаемыми параметрами являются:

-  $T_1$  – время распространения от излучателя до первого приемника первой положительной фазы колебаний упругих волн, превышающей по амплитуде установленный пороговый уровень.

-  $T_2$  – время распространения от излучателя до второго приемника первой положительной фазы колебаний упругих

-  $A_{1Ц}$  – амплитуда упругих волн, регистрируемая в фиксированном временном окне, которое устанавливается в интервале прихода на первый приемник первого положительного вступления волны по колонне

-  $A_{2Ц}$  - амплитуда упругих волн, регистрируемая в фиксированном временном окне, которое устанавливается в интервале прихода на второй приемник первого положительного вступления волны по колонне

Данные параметры в дальнейшем используются для вычисления следующих относительных параметров упругих волн:

-  $\Delta T$  – интервальное время распространения упругих волн на базе зонда,

-  $ALFA$  – коэффициент затухания амплитуды упругих волн в плавающем временном окне

-  $A_{3Ц}$  - коэффициент затухания амплитуды упругих волн в фиксированном временном окне

Кинематические и динамические параметры волны далее используются при интерпретации данных ГИС. При замерах в обсаженной скважине для определения качества контакта цемента на границах «цемент-колонна» и «цемент-порода».

## **Практическая часть**

По данным ФКД акустического прибора МАК-2 (шифр зонда И1.0П10.5П2) необходимо выделить участки предположительно сплошного,

частичного наличия цемента либо его отсутствия. Воспользуйтесь примером представленным на рисунке 10.1 и таблицей 10.1 в качестве руководства.

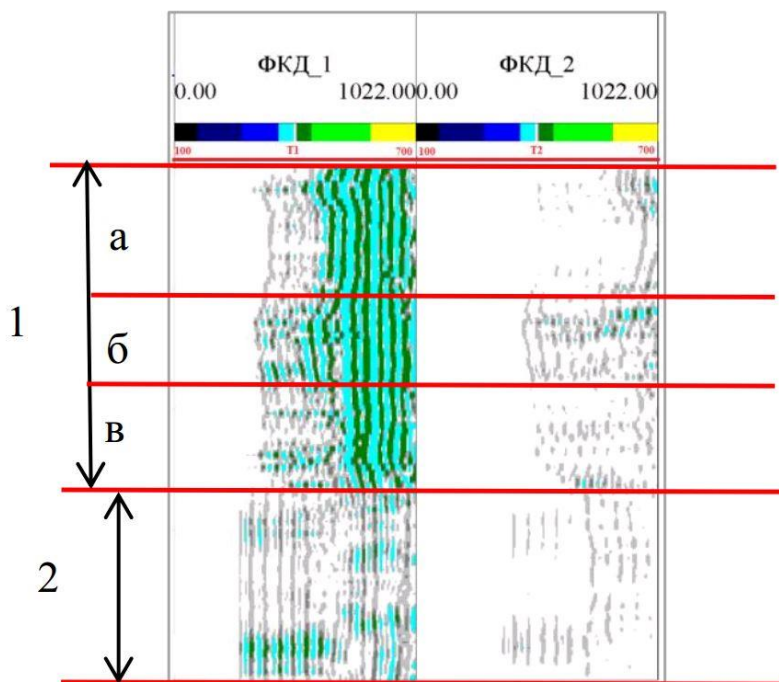


Рис. 10.1 ФКД участка записи прибором МАК-2: 1 (а, б, в) – участок сплошного цементного кольца; 2 – участок частичного цементирования.

Таблица 10.1.

Вид ФКД для различных характеристик контакта

Характеристика контакта на границе	ФКД
сплошной	
частичный	
отсутствие	

После того, как вы разделили диаграмму на участки по визуальной оценке картин ФКД, определите в выбранных участках значения T1 и T2.

Рассчитайте значения  $\Delta T$  для каждого участка по формуле:

$$\Delta T = (T_1 - T_2)/S, \quad (10.1)$$

где  $T_1$  и  $T_2$  – время распространения от излучателя до первого и второго приемников первой положительной фазы колебаний упругих волн;  $S$  – база зонда.

Используя данные таблицы 10.2 определите качество цементного кольца по данным интервального времени.

*Таблица 10.2.*

Граничные значения интерпретационных параметров для прибора МАК-2

Качество цем. кольца	Коеф.затухания, дБ/м	Интервал.время, мкс
отсутствие	2-5	178-190
частичный	5-30	178-190
сплошной	>30	190-550, >550

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое ФКД, декремент затухания, коэффициент затухания, интервальное время?
2. Каково назначение метода акустической цементометрии?
3. Какими еще геофизическими методами можно проконтролировать состояние цементного кольца за колонной?
4. Каковы критерии определения состояния цементного кольца как «хорошего» или «плохого»?
5. Объясните полученные результаты обработки.

### **Литература для самостоятельной подготовки**

1. Коровин В.М., Лобанков В.М., Миллер А.В., Миллер А.А., Сулейманов А.А., Барышев В.И., Соломина И.Л., Шаисламова Г.Г. Геофизические исследования и работы в скважинах// В 7 томах. Уфа. 2010. Том 4 Контроль технического состояния скважин.