

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



**Алхашман Валид Халед**

**МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ  
ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ АППАРАТУРОЙ НЕЙТРОННОГО  
КАРОТАЖА С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ХЛОРА**

Специальность 1.6.9 - «Геофизика»

**Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Лобанков Валерий Михайлович

Уфа, 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ АППАРАТУРОЙ НЕЙТРОНОГ КАРОТАЖА .....</b>	<b>10</b>
1.1 Измерения коэффициента пористости пластов аппаратурой нейтронного каротажа, анализ измеряемых и влияющих величин. ....	10
1.2 Состояние разработки эталонов пористости и построения калибровочных функций для аппаратуры НК.....	14
1.3 Математическое моделирование измерений аппаратурой НК в разных геолого- технических условиях. ....	27
1.4. Выводы по первой главе и постановка задач исследований .....	31
<b>Глава 2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИСТОГО НАТРИЯ В ПЛАСТЕ И В СКВАЖИНЕ НА ПОКАЗАНИЯ АППАРАТУРЫ НК.....</b>	<b>34</b>
2.1 Обоснование конструкции эталонных моделей песчаного водонасыщенного пласта с разной концентрацией хлористого натрия.....	35
2.1.1 Эталон песчаных горных пород насыпного типа однофракционного состава.....	36
2.1.2 Эталон песчаных горных пород насыпного типа двухфракционного состава .....	38
2.2. Определение концентрации хлористого натрия в водном растворе и погрешности его воспроизведения .....	41
2.3. Методика выполнения измерений величин в процессе сборки модели пористого песчаного водонасыщенного пласта.....	44
2.4. Оценка воспроизводимого значения коэффициента пористости пласта и погрешности ..	47
2.4.1 Эталон коэффициент пористости песчаного пласта типа однафракционного состава.....	48
2.4.2 Эталон коэффициента пористости песчаного пласта двухфракционного состава с концентрацией хлора в пласте 150 г\л .....	50
2.4.3 Эталон коэффициента пористости песчаного пласта двухфракционного состава с концентрацией хлора в пласте 50 г\л .....	51
2.5. Построение семейства поправочных функций влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК с зондом НК .....	53
2.5.1. Построение семейства поправочных функций НК в модели пористого пласта однафракционного типа .....	53
2.5.2 Построение семейства поправочных функций НК в модели пористого пласта двухфракционного типа .....	61
2.6. Построение семейства поправочных функций влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине к показаниям аппаратуры НК с зондом НК-Т .....	65

2.6.1. Измерения аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т в модели однофракционного типа	65
2.6.2. Измерения аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т в модели двухфракционного типа	75
2.7. Выводы по второй главе:	77
<b>ГЛАВА 3. КОНЦЕПЦИЯ КАЛИБРОВОЧНО-ПОПРАВОЧНЫХ ФУНКЦИЙ В НЕЙТРОННОМ КАРОТАЖЕ</b>	<b>79</b>
3.1. Концепция калибровочных и поправочных функций и её недостатки	79
3.2. Предпосылки перехода к концепции калибровочно-поправочных функций в нейтронном каротаже	80
3.3. Повышение показателей точности аппаратуры НК на основе КПФ	82
3.4. Выводы по третьей главе	82
<b>ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПЛАСТА АППАРАТУРОЙ НК НА ОСНОВЕ КАЛИБРОВОЧНО-ПРАВОЧНЫХ ФУНКЦИЙ</b>	<b>83</b>
4.1. Построение калибровочно-поправочных функций для аппаратуры ПРКЛ с зондом НГК с учетом концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине	86
4.2. Построение калибровочно-поправочных функций для аппаратуры РК5-76 с зондом ННК-Т с учетом концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине	90
4.3. Методика измерений коэффициента пористости пласта аппаратурой НК на основе калибровочно-поправочных функций	94
4.4. Выводы по четвертой главе	97
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>98</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>100</b>
<b>Список сокращений и условных обозначений</b>	<b>115</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы исследования

Нефть и газ – главные энергетические и сырьевые ресурсы России. При оценке их геологических запасов коэффициент пористости пласта ( $K_p$ ) является одной из основных измеряемых величин. Прямым методом скважинных измерений  $K_p$  является нейтронный каротаж (НК). Обязательным условием таких измерений является наличие калибровочной функции (КФ) в виде зависимости  $K_p$  от выходного сигнала аппаратуры НК. Обязательным условием построения КФ является наличие эталонов пористости пород.

В 1981 году в СССР во ВНИИЯГГе, ВНИИнефтепромгеофизике и ВНИИ-ГИСе были созданы первые эталоны пористости в виде государственных стандартных образцов (ГСО) общей пористости кальцитовых пород, пересеченных скважиной диаметром 196 мм, позволяющие реализовать концепцию одной КФ, предложенную западными геофизическими компаниями. В случае отличия условий скважинных измерений от нормальных условий калибровки показания аппаратуры называли «нейтронной пористостью» или «водородосодержанием». Для перехода от «нейтронной пористости» к  $K_p$  конкретных пластов интерпретаторам требовались поправочные функции (ПФ) в виде зависимости поправки от влияющей величины для фиксированного значения  $K_p$  и конкретной конфигурации зондов в скважине заданного диаметра. Их получали математическим моделированием на основе метода Монте-Карло. В этом случае требовалось огромное количество ПФ для однотипной аппаратуры с одной КФ. Погрешность полученных поправок к показаниям аппаратуры НК не оценивалась.

Поскольку в процессе геофизических исследований в скважинах (ГИС) измеренные аппаратурой НК значения  $K_p$  редко совпадали с  $K_p$  по керну, то доверие к измерениям аппаратурой НК оставалось низким и геофизики вынуждены были искать *эталонные пористости* непосредственно в исследуемой скважине в виде «*опорных пластов*», параметры которых были заранее измерены другими методами. Использование «*опорных пластов*» для построения одной линейной КФ создавало иллюзию высокоточных измерений  $K_p$  пластов–коллекторов, выделенных в разрезе исследуемой скважины. В таком случае возникают существенные погрешности из-за разного химического состава выбранных «*опорных пластов*» (пористые глины и плотные карбонаты), замены реальной параболической КФ аппаратуры НК на линейную КФ, а также из-за приписывания ошибочных «*эталонных*» значений  $K_p$  для выбранных «*опорных пластов*» и разной степени влияния хлора в разных пластах.

К началу 2000-х наметилась тенденция создания методик измерений  $K_{п}$  аппаратурой НК на основе множества КФ с использованием эталонов пористости применительно к разным геолого-техническим условиям. Созданные в ЦМИ «Урал-Гео», НПФ «Геофизика», АО «Когалымнефтегеофизика», тресте «Сургут-нефтегеофизика» и в других компаниях новые эталоны пористости песчаных и кальцитовых пород позволяли строить несколько КФ с нулевой концентрацией хлора в пласте и в скважине. Были построены также эталоны с одним значением концентрации хлористого натрия в пласте 150 г/л для песчаников и 200 г/л – для кальцитов. Они позволяют строить для аппаратуры НК только линейную ПФ в виде зависимости поправки от концентрации хлористого натрия в пласте вместо нелинейной ПФ и только для фиксированных значений  $K_{п}$ , что также вызывает существенные погрешности измерений при других измеренных значениях  $K_{п}$ . Отсутствие эталонов параметров пористых пластов пород, позволяющих воспроизводить разные значения  $K_{п}$  с переменной концентрацией хлористого натрия в пласте и в скважине, не позволяет обеспечить требуемые показатели точности измерений  $K_{п}$  нефтегазовых пластов. Поэтому создание методики скважинных измерений  $K_{п}$  пластов аппаратурой НК на нефтегазовых месторождениях с повышенными показателями точности всегда актуально.

### **Степень разработанности темы**

Методы и средства скважинных измерений  $K_{п}$  пластов-коллекторов на нефтегазовых месторождениях создавались многими учеными, включая Ф.А. Алексеева, Я.Н. Басина, В.Н., Гильманову Р.Х., Ю.А. Гулина, В.Н. Даниленко, В.Н. Дахнова, И.Л. Дворкина, И.Г. Дядькина, А.В. Золотова, Д.А. Кожевникова, А.Л. Поляченко, Б.М. Понтекорво, Е.М. Филиппова, Ю.С. Шимелевича, L. Allen, S. Antkiw, T. Barber, C. Flaum, S. Locke, H. Sherman и других. Созданием эталонов пористости горных пород для аппаратуры НК и их экспериментальными метрологическими исследованиями занимались А.М. Блюменцев, Ю.А. Гулин, А.В. Золотов, В.П. Иванкин, В.М. Иванов, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.А. Первушин, В.Д. Святохин, В.Г. Цейтлин, В.П. Цирульников, С. Case, D. Ellis, J. Galford, W. Gilchrist, J. Flaum, F. Thays, и др. Была разработана технология изготовления моделей пластов монолитного и насыпного типа и методика их метрологической аттестации, а также методика построения КФ одной переменной в виде полинома второй степени.

Методика выполнения измерений (МВИ)  $K_{п}$  аппаратурой НК совершенствовалась по мере создания и совершенствования эталонов пористости горных пород. Первоначально до конца 20-го столетия в России использовались КФ для условий кальцитового водонасыщенного пласта с нулевой концентрацией хлора в пласте и

в скважине заданного диаметра. В 2002 г. в ОАО «Когалымнефтегеофизика» были созданы и аттестованы эталоны пористости песчаных водонасыщенных и нефтенасыщенных пород. Впервые была построена МВИ  $K_{п}$  на основе линейной КФ для песчаного водонасыщенного пласта с концентрацией NaCl 25 г/л. Строилась также линейная ПФ к показаниям аппаратуры НК в песчаном и кальцитовом пласте для коррекции влияния концентрации хлора. Однако такая линейная аппроксимация существенно отличается от реальной нелинейной ПФ. Она может быть использована только для одного или двух фиксированных значений  $K_{п}$ . Методы измерений  $K_{п}$  аппаратурой НК с оценкой и учётом совместного влияния концентрации хлора в пласте и в скважине на основе построения КПФ не создавались.

**Цель работы** - повышение точности методики выполнения скважинных измерений коэффициента общей пористости пластов, насыщенных минерализованной водой, аппаратурой НК с зондами НГК и ННК-Т на основе создания новых эталонов пористости песчаных пластов и использования КПФ трёх переменных. *Объект исследований* – нейтронный каротаж, *предмет исследований* – методика выполнения измерений  $K_{п}$  пласта аппаратурой НК с использованием эталонов пористости.

#### **Задачи исследования**

1. Выполнить анализ основных влияющих величин на показания аппаратуры НК при измерениях коэффициента пористости в нефтегазовых скважинах, выявить наиболее существенных из них, разработать и изготовить эталоны пористости песчаного пласта с переменной концентрацией хлористого натрия в поровом пространстве и в скважине, пересекающей пласт чистого песчаника.

2. Обосновать возможность нормирования и использования индивидуальной КПФ трёх переменных для аппаратуры НК вместо одной КФ одной переменной и нескольких ПФ для повышения показателей точности измерений  $K_{п}$  нефтегазовых пластов.

3. Выполнить экспериментальные исследования аппаратуры НК с зондами НГК и ННК-Т в построенных эталонах пористости чистого песчаного пласта, пересеченном скважиной диаметром  $(216 \pm 1)$  мм и оценить реальные погрешности аппаратуры НК с построенной КПФ.

#### **Научная новизна работы:**

1. Впервые разработан и изготовлен комплекс эталонов пористости песчаного пласта насыпного типа, позволяющих воспроизводить любые значения концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине для значения  $K_{п}=(35,5 \pm 0,2)$  % и фиксированные значения концентрации хлористого натрия  $(50 \pm 1)$  г/л для значения  $K_{п} = (16,7 \pm 0,2)$  % и  $(150 \pm 2)$  г/л для значения  $K_{п}=(17,2 \pm 0,2)$  %.

2. Разработана новая методика оценки одновременного влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК, позволяющая построение для этой аппаратуры калибровочно-поправочных функций трёх переменных.

3. Впервые для аппаратуры НК с зондами НГК и ННК-Т экспериментально построены калибровочно-поправочные функции, позволяющие выполнять измерения коэффициента общей пористости песчаных пластов, пересеченных скважиной диаметром 216 мм, с гарантированными показателями точности при любом сочетании концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в обосновании возможности перехода от использования КФ к нормированию и использованию индивидуальных КПФ, получении вида КПФ (с тремя переменными и с 10-ю коэффициентами, найденными путем решения системы уравнений) и получении возможности построения и применения КПФ аппаратуры НК для разных геолого-технических условий исследований нефтегазовых пластов. Это открывает новые возможности повышения точности скважинных измерений  $K_{п}$  нефтегазовых пластов.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате проведенных исследований в ООО Центр Метрологических Исследований (ЦМИ) «Урал-Гео» созданы и внедрены три новых эталона пористости песчаного пласта, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, для оценки влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК с любыми зондами и получена возможность построения КПФ аппаратуры НК с любыми зондами для геофизических компаний.

### **Методология и методы исследования**

Методология исследования базируется на использовании теоретического обоснования и выбора вида КПФ с оптимизацией количества неизвестных коэффициентов при построении методики калибровки аппаратуры НК с разными зондами. Сначала выполняется метрологический анализ методов и средств измерений  $K_{п}$  пластов горных пород аппаратурой НК, выбор существенных влияющих величин, даётся обоснование вида КПФ. Затем проводятся экспериментальные метрологические исследования различных типов аппаратуры НК с использованием созданных эталонов (моделей водонасыщенного пласта с разной минерализацией). Обработка экспериментальных данных, оценка измеренных значений величин, систематических и случайных погрешностей измерений выполняется статистическими методами на основе новых достижений общей теории измерений.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Комплект эталонов пористости водонасыщенных песчаных пород, пересеченных скважиной диаметром 216 мм, позволяет экспериментально оценивать степень совместного влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры нейтронного каротажа с любыми зондами НГК, ННК-Т и ННК-НТ.

2. Нормирование и использование индивидуальной калибровочно-поправочной функции трёх переменных для аппаратуры нейтронного каротажа вместо одной калибровочной функции одной переменной и нескольких поправочных функций создаёт возможность повышения показателей точности измерений коэффициента общей пористости нефтегазовых пластов.

3. Измерения коэффициента пористости водонасыщенных песчаных пластов могут быть выполнены аппаратурой НК с абсолютной погрешностью менее  $\pm 1,0$  % при любой концентрации хлора в пласте и в скважине по методике, созданной на основе индивидуальных калибровочно-поправочных функций, построенных с использованием новых эталонов пористости, если реальные условия скважинных измерений близки к нормальным условиям.

### **Степень достоверности и апробация работы**

Достоверность полученных результатов исследований подтверждается использованием основных положений современной теории измерений, математической статистики и обработки данных.

Достоверность параметров созданных эталонов подтверждается использованием калиброванных и поверенных средств измерений при их изготовлении.

Основные положения диссертационной работы и результаты исследований докладывались на: научной конференции «Информационные технологии в нефтегазовом сервисе» (г. Уфа, 2017), IV Всероссийской молодежной научно-практической конференции, посвященной 55-летию кафедры геофизики БашГУ. (г. Уфа, 2019); Всероссийской научно-технической конференции «Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа» (г. Уфа, УГНТУ, 2019); IV Международной геолого-геофизической конференции и выставке. ООО «ГеоЕвразия» «Геологоразведка в современных реалиях» (г. Москва, 2021), VII Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Геолого-геофизические методы исследований нефтегазовых пластов». (г. Уфа, 2022).

### **Личный вклад автора в решение поставленных задач**

Диссертация подготовлена на результатах самостоятельных исследований автора. Лично автором выполнен анализ современного состояния метрологиче-



ского обеспечения аппаратуры НК и величин, влияющих на её показания, а также выбор наиболее существенных из них.

Автором обоснованы основные требования к новым эталонам пористости и внесён основной вклад в разработку и изготовление трёх эталонов пористости. Также проведены экспериментальные исследования по оценке объёма воды, оставшейся в поровом пространстве макетного образца эталона пористости после её слива из порового пространства образца (эталона).

Автором самостоятельно выполнены измерения аппаратурой НК в созданных эталонах пористости, выполнена обработка полученных результатов измерений с использованием теории вероятностей и методов математической статистики.

Теоретически обоснован вид КПФ в виде полинома второй степени в разном сочетании выходного сигнала и влияющих величин.

Самостоятельно выполнена оценка погрешности созданных эталонов пористости в нормальных условиях и аппаратуры НК в рабочих условиях эксплуатации после учёта влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в промысловой жидкости при фиксированном диаметре скважины.

### **Публикации**

Основные научные положения и практические результаты диссертационной работы опубликованы в 10 печатных работах, в том числе 4 статьи опубликованы в изданиях перечня ВАК РФ.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Общий объем работы, включая 15 рисунков, 22 таблиц и список литературы из 120 наименований, составляет 115 страниц.

### **Благодарность**

Автор признателен и благодарен своему научному руководителю профессору Лобанкову В.М. за научно-техническую помощь в постановке задач исследований, создании эталонов пористости, проведении исследований и общее руководство работой, а также сотрудникам ООО ЦМИ «Урал-Гео» Святохину В.Д., Киямутдинову А.З. и Мамонтову Н.М. за помощь в изготовлении эталонов пористости и выполнении измерений с аппаратурой НК.

## ГЛАВА 1

### АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ АППАРАТУРОЙ НЕЙТРОНОГО КАРОТАЖА

#### **1.1 Измерения коэффициента пористости пластов аппаратурой нейтронного каротажа, анализ измеряемых и влияющих величин.**

Коэффициент общей пористости ( $K_{по}$ ) является одним из основных измеряемых параметров нефтегазовых пластов-коллекторов. Он необходим для оценки геологических и извлекаемых запасов нефти и газа, а также для оптимального управления процессом разработки месторождений нефти и газа [1, 4, 10, 26, 38].

Главной задачей геофизических методы исследований в скважинах (ГИС) принято считать получение достоверной измерительной информации о горных породах на нефтегазовых месторождениях в процессе или после бурения скважины. Она используется при поисках и разведке нефтегазовых месторождений, оценке запасов нефти и газа, а также для оптимизации процесса извлечения их из пластов в процессе разработки месторождений [4, 64].

Поэтому требования к точности измерений методами ГИС постоянно возрастают, особенно это актуально на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Одной из основных измеряемых величин при проведении ГИС в нефтегазовых скважинах является коэффициент пористости пласта ( $K_p$ ). Его определяют преимущественно методом прямых измерений аппаратурой стационарного нейтронного каротажа (НК) и (или) методом косвенных измерений аппаратурой плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК) и акустического каротажа (АК) [1, 2, 21, 55, 69, 108].

Обычно скважинные измерения  $K_{по}$  выполняют методом прямых измерений аппаратурой стационарного нейтронного каротажа (НК), а также методом косвенных измерений аппаратурой плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК) либо аку-

стического каротажа (АК) [1, 64, 108, 109, 115].

По определению «*коэффициент общей пористости*» однородного образца это отношение объёма жидкой и газообразной фазы образца (объёма порового пространства) к общему объёму пористого образца горной породы [28, 35, 41].

Это определение соответствует косвенным измерениям, когда один прибор измеряет только объём порового пространства, а второй прибор измеряет объём всего образца. Делим показания одного прибора на показания второго прибора и получаем измеренное значение коэффициента пористости. [28, 36, 40].

Однако, в аппаратуре нейтронного каротажа это требование не выполняется, так как используется эффект взаимодействия быстрых нейтронов с ядрами разных химических элементов, образующих вещества твердой, жидкой и газообразной фазы. Регистрируются только нейтроны, замедленные до уровня тепловых энергий (0,025 эВ), либо гамма-кванты разных энергий в результате захвата нейтрона ядром водорода либо хлора. При этом предполагается, что главный замедлитель быстрых нейтронов – водород и поглотитель нейтронов хлор содержатся только в порах (в жидкой и газообразной фазе вещества) и не содержится в твердой фазе. Это позволяет по количеству ядер водорода и хлора судить об объёме порового пространства при условии, что химический состав вещества в пласте и в порах остаётся неизменным, а изменяется только один параметр - объём порового пространства [2, 55, 68, 98, 114].

Кроме того, нейтроны замедляются также на ядрах вещества в скважине, в которой расположен зонд нейтронного каротажа. Химический состав этого вещества в скважине и ее геометрические размеры также не должны изменяться.

Таким образом, выходной сигнал аппаратуры нейтронного каротажа любой модификации со счетчиком тепловых нейтронов либо гамма-квантов будет зависеть только от объема порового пространства, если все указанные влияющие величины учтены при формулировании измеряемой величины и в измерительном процессе рассматриваются как константы.

На показания аппаратуры нейтронного каротажа с зондами нейтронного гамма-каротажа (НГК) и нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) по тепловым

нейтронам (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-НТ) оказывают влияние множество факторов. Поэтому калибровочные функции (КФ) строят для типовых нормальных условий (НУ), определяемых типовыми геолого-техническими условиями (ГТУ). [3, 6, 11,111].

В общем случае показания приборов нейтронного каротажа при одном и том же коэффициенте пористости изменяются под влиянием следующих основных дискретных и непрерывных влияющих величин, показанных на рисунке 1.1.

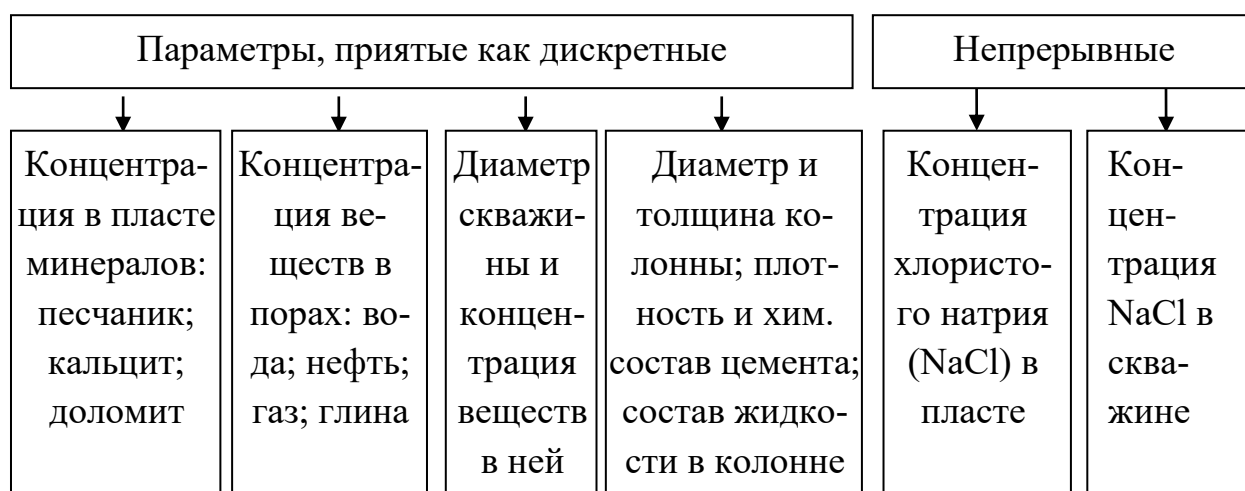


Рисунок 1.1 - Дискретные и непрерывные величины, влияющие на показания аппаратуры НК при измерениях коэффициента общей пористости нефтегазового пласта

Дискретные влияющие величины в измерительном процессе могут быть представлены постоянными величинами (константами), отражающими нормальные условия измерений в различном их сочетании. Это сочетание определяет количество калибровочных функций, необходимых для выполнения измерений  $K_{по}$ . Если непрерывные величины (концентрацию хлора в пласте и в скважине) представить, как константы, то измерения становятся невозможными из-за огромного количества необходимых калибровочных функций [14, 15, 16, 20,93].

Обычно КФ аппаратуры НК являются нелинейными и имеют вид полинома второй степени (параболы) – зависимости  $K_{п}$  от относительного выходного сигнала. Для аппаратуры с зондами 2ННК аргументом КФ является отношение частоты следования импульсов (скорости счёта) в канале малого (короткого) зонда к ча-

стоте следования импульсов в канале длинного зонда. Для аппаратуры с зондом НГК аргументом КФ является отношение частоты следования импульсов (скорости счёта) в канале регистрации гамма-квантов к показаниям (частоте следования импульсов) в том же канале при размещении зонда в емкости с пресной водой. Использование относительного выходного сигнала позволяет строить КФ независимо от разброса параметров источников быстрых нейтронов [20, 25, 42].

Иногда в качестве измеряемой величины ошибочно принимают «водородосодержание», «нейтронную пористость» или выходной сигнал аппаратуры - «скорость счёта».

Западные геофизики и ряд российских компаний придерживаются концепции «нейтронной пористости» на основе одной КФ для стандартных нормальных условий измерений с последующим введением множества поправок, полученных по результатам математического моделирования [5, 101, 102, 105]. При этом за нормальные условия измерений приняты следующие:

- минералогический состав скелета породы – чистый кальцит;
- диаметр скважины – 9 дюймов (196 или 216 мм – в России);
- в поровом пространстве и в скважине – пресная вода»
- обсадная колонна и цемент в скважине отсутствуют;
- температура воздуха при калибровке – (20-25) °С.

В случае совпадения условий измерений в скважине с условиями калибровки измеренное значение реального коэффициента общей пористости совпадает с показанием аппаратуры НК в единицах «нейтронной пористости». В этом случае отсчёт измеренного значения  $K_{п}$  пласта можно выполнить сразу по зарегистрированной каротажной диаграмме без введения каких-либо поправок [1, 2, 31, 104].

В случае несовпадения условий измерений в скважине с условиями калибровки отсчёт измеренного значения  $K_{п}$  пласта выполнить сразу на зарегистрированной каротажной диаграмме нельзя, так как шкала на диаграмме другая - в единицах «нейтронной пористости» (для других условий). Для получения измеренного значения реального коэффициента общей пористости пласта необходимо к показаниям аппаратуры НК вводить поправки [1, 18, 19, 53, 54].

## 1.2 Состояние разработки эталонов пористости и построения калибровочных функций для аппаратуры НК

Для аппаратуры нейтронного каротажа с разными зондами для типовых НУ строят семейство калибровочных функций в виде зависимости  $K_{\text{п}}$  от относительного выходного сигнала при различном сочетании влияющих факторов: минерального состава скелета (песчаник, кальцит, доломит); флюида в порах пласта (газ, нефть, вода); глина в порах пласта (каолинит, монтмориллонит, гидрослюда); диаметра скважины (124 мм, 196 мм, 216 мм) и вещества в ней (вода, глинистый раствор, минерализованный раствор) [1, 2, 94, 99, 100].

Система метрологического обеспечения (МО) аппаратуры нейтронного каротажа предусматривает в качестве эталонов монолитные и насыпные модели пористых пластов (стандартные образцы состава и свойств горных пород), пересеченных скважинами разного диаметра. Поскольку КФ аппаратуры нейтронного каротажа нелинейные, то для каждого сочетания влияющих величин, определяющих рабочие ГТУ, требуется минимум три эталона, воспроизводящих разные значения  $K_{\text{п}}$ . В эталонах, содержащих в поровом пространстве воду, требуется минимум три значения концентрации хлористого натрия, одно из которых может быть 0 г/л. С учетом сочетания указанных влияющих факторов общее количество эталонов пористости для ядерно-геофизической измерительной техники должно быть не менее 63. Вещество в скважине каждого из этих эталонов должно быть сменным и выбираться из ряда: 1) стандартный глинистый раствор разной плотности; 2) баритовый раствор; 3) вода пресная; вода с минерализацией 100 г/л; 4) вода с минерализацией 200 г/л; 5) стандартный раствор на нефтяной основе [1, 42, 52, 53, 54, 95, 96].

Необходимо экспериментально определить степень влияния концентрации хлористого натрия (NaCl) в водном растворе, находящегося в поровом пространстве песчаного пласта и в скважине в разном их сочетании, на показании аппаратуры нейтронного каротажа при измерении коэффициента общей пористости породы зондами НК и НКК. Требуется обоснование параметров и создание экспе-

риментальной модели пласта для наиболее распространенных типовых ГТУ. Модель должна позволять изменять концентрацию NaCl в поровом пространстве и в скважине, выполнить измерения коэффициента общей пористости аппаратурой нейтронного каротажа с зондами разных модификаций (НГК, ННК-Т, ННК-НТ). По полученным экспериментальным данным требуется построить поправочные функции (ПФ) к показаниям аппаратуры в конкретных выбранных ГТУ и создать технологию для построения ПФ в любых других типовых ГТУ нефтегазовых месторождений [2, 4, 49, 56, 57, 58].

Известно, что единицы измеряемых величин передаются прибору от эталона в нормальных условиях. Поэтому возникает необходимость выбора нормальных условий для построения калибровочных функций (КФ) аппаратуры НК для разных геолого-технических условий [1, 2, 4].

Для аппаратуры нейтронного каротажа с разными зондами для типовых НУ строят семейство калибровочных функций в виде зависимости  $K_n$  от относительного выходного сигнала при различном сочетании влияющих факторов: минерального состава скелета (песчаник, кальцит, доломит); флюида в порах пласта (газ, нефть, вода); глина в порах пласта (каолинит, монтмориллонит, гидрослюда); диаметра скважины (124 мм, 196 мм, 216 мм) и вещества в ней (вода, глинистый раствор, минерализованный раствор) [1, 56, 57, 100].

В современных условиях для аппаратуры нейтронного каротажа построено недостаточное количество калибровочных функций (КФ), с учетом влияния хлора в пласте и скважине.

Многие исследователи показали, что стандартные образцы пористости для аппаратуры нейтронного каротажа должны иметь следующие важные требования:

– воспроизводить коэффициент пористости в нормальных условиях в диапазоне от 0 до 40% с требуемой точностью. Требуется минимум 6 эталонов разных значений коэффициента пористости при одинаковых типовых геолого-технических условиях;

– минеральная часть состава эталона должна состоять из камней, крошки и муки чистого песчаника, или доломита, либо кальцита.

– поры в эталоне заполняются обязательно на 100% должны быть заполнены либо нефтью, либо газом или воздухом, или водой (пресной или минерализованной);

– скважины или имитаторы скважины эталонов пористости должны создаваться с разными значениями диаметра и должны соответствовать диаметрам скважин, пробуренных в пластах на нефтегазовых месторождениях;

– жидкость (буровой раствор) в скважине эталона по химическому составу должна совпадать с реальным раствором;

– эталоны пористости для аппаратуры НК не должны содержать компонентов с аномально высоким сечением захвата нейтронов (бор, гадолиний);

– при измерении коэффициента пористости аппаратурой НК через обсадную колонну калибровка аппаратуры НК должен быть выполнена в эталоне с заданными стандартными параметрами стальной колонны и цемента;

Таким образом, все указанные требования должны быть отражены в паспорте прибора НК [13, 17, 23, 27, 42, 43, 44, 55].

Первоначально модели пластов для калибровки ядрено- геофизических приборов появились к 1950-м годам в научно-исследовательских центрах Мингео и Миннефтепрома СССР в городах Саратов, Октябрьский, Уфа, Раменское.

Первые эталоны пористости с оцененными показателями точности появились в 1980 г. в городе Раменское Московской области во ВНИИЯГГе и одновременно во ВНИИнефтепромгеофизике (г. Уфа). Это были эталоны в виде государственных стандартных образцов пористости кальцитовых водонасыщенных пластов, пересеченных скважиной с диаметром 196 мм при нулевой концентрации хлористого натрия (концентрация  $\text{NaCl} = 0 \%$ ) в пласте и в скважине.

Для других геолого-технических условий нужны были подобные эталоны пористости.

Позже, в начале 2000-х годов, были построены в г. Уфе 24 новых эталона для аппаратур нейтронного и плотного каротажа. Пласты были пересечены сква-



жинами диаметром 124, 156, 216 и 295 мм [41, 42, 53,100]. 18 эталонов песчаных и кальцитовых пород были насыщены пресной водой, а 2 эталона были насыщены минерализованной водой с концентрацией NaCl в пласте 150 г\л. Концентрация хлористого натрия в скважине была принята равной нулю ( $\text{NaCl}=0$  г\л). Два эталона воспроизводили  $K_{\text{п}}$  песчаных газонасыщенных пород. Эталон пористости доломитовых пород отсутствуют.

Цилиндрическая модель кальцитового пласта в виде монолитного блока колгинского мрамора (диаметр 1,4 м, высота 1,6 м) показана без корпуса на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 - Модель монолитного кальцитового пласта со скважиной

Эталон пористости включает в себе цилиндрический корпус из нержавеющей стали толщиной 2 м. В центре вертикально установлены имитаторы скважины диаметром 124, 156, 216 и 295 мм – тонкостенные (1,5 мм) стаканы из дюралюминия – (рис. 1.3, 1.4 и 1.5).

Корпус стандартного образца и скважины заполнены пресной водой или водой с различной минерализацией. Пространство между скважиной и стенкой корпуса засыпается камушками, крошкой и мукой, между которыми вода или нефть либо газ.



Рисунок 1.3 - Эталон пористости песчаных пород с диаметром скважин 124, 156, 216 и 295 мм (диаметр корпуса модели 2 м и высота 2 м)



Рисунок 1.4 - Эталон пористости кальцитовых пород (однофракционный, диаметр 2 м, диаметром скважин 124, 156 и 216 мм)



Рисунок 1.5 - Эталон кальцитовых пород (двухфракционный, диаметр 2 м, диаметр скважин - 124, 156 и 216 мм)

До выдачи разрешений на ввод эталон в эксплуатацию необходимо контролировать герметичности корпуса и скважины, прежде чем насыпать камушки в модели. Для этого поставим метку на стенке корпуса на высоте 1м, например и нальем воду в модели и следуем за уровнем воды по сравнению с меткой в течение 2 дня и также проверим герметичности имитатора скважины [1, 75, 76, 80, 81].

Отдельно рассмотрим технические характеристики самых распространенных моделей пластов горных пород для аппаратуры стационарного НК в других городах.

#### *Саратовские модели пластов*

Первые модели пористости для исследований аппаратуры НК были созданы в Саратове в 1963 г. В Нижневолжском научно-исследовательском институте геологии и геофизики (НВ НИИГГ) были изготовлены шесть моделей пластов горных пород с диаметрами скважин 130, 190, 243 и 290 мм.

Две модели были из мраморного блока, две насыпных модели водонасыщенного кальцитового пласта и две модели кварцитового водонасыщенного пласта. Характеристики саратовских моделей указаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристики моделей пластов в городе Саратов

№	Состав модели	$K_p$ , %	Диаметр скважины, мм	Конструктивные осо- бенности модели
1	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,5	130; 190; 243; 290	Монолитный блок
2	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	4	130; 190; 243; 297	Монолитный блок
3	Кальцит водонасыщенный	16	130; 190; 243; 297	Насыпная двухфракци- онная модель
4	Кальцит водонасыщенный	37	130; 190; 243; 297	Насыпная, однофрак- ционная
5	Кварцит водонасыщенный	16	100; 130; 190; 243; 290	Насыпная, двухфрак- ционная
6	Кварцит водонасыщенный	37	100; 130; 190; 243; 290	Насыпная, однофрак- ционная

Мраморный блок с месторождения ( $K_p$  менее 1%), а мраморная модель с  $K_p = 4\%$  получена при сверлении отверстий диаметром 12 мм со всех стороны блока.

Модели пластов НВ НИИГГ в 1963 не были признаны эталонами, не были выполнены их метрологические исследования, не было исследований этих моделей на неоднородность. Таким образом, не были определены погрешности воспроизводимых значений коэффициента пористости. Их метрологической аттестации органами Госстандарта не было.

*Раменские модели пластов (1981 г).* Характеристики эталонов пористости водонасыщенных пластов, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Характеристики раменских эталонов пористости водонасыщенных пластов

№	Состав эталонов	$K_p$ $\pm 0,3\%$	Диаметр скважины, мм	Конструктивные особенности
1	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8	96; 146; 196; 243	Монолитный блок
2	Кальцит водонасыщенный	19,4	146; 196; 243	двухфракционная
3	Кальцит водонасыщенный	37,9	146; 196; 246	однофракционная

Допускаемая погрешность воспроизводимых значений коэффициента пористости для раменских моделей пластов в нормальных условиях  $\pm 0,3\%$ . Минералогический состав – мрамор, наполнитель порового пространства – пресная вода, диаметр скважины – 196 мм.

Уфимские эталоны пластов.

Во ВНИИнефтепромгеофизике в 1981 году в г. Уфе были проведены работы по созданию эталонов пористости для аппаратуры НК с разными зондами (ННКт, ННКнт и НГК). Они представляли собой модели водонасыщенных кальцитовых пород на основе мрамора диаметром скважины 196 мм. Характеристики этих эталонов указано в таблице 1.3.

В дополнение, строили еще модель насыпного типа песчаного пласта с коэффициентом пористости 36% диаметром скважины 196 мм; диаметр корпуса 1400 мм, высота 1600 мм.

Позже в институте «ВНИИнефтепромгеофизика» были получены из Болгарии блоки известняка для создания моделей кальцитового пласта. Она изготовлена как стандартный образец водонасыщенной пористости и плотности кальцитовых пород, с коэффициентом пористости 13,7% с диаметром скважины 198 мм (габаритные размеры блока 1,0x1,0x1,5 м).

Таблица 1.3 - Характеристики Уфимских эталонов пластов (1981 г)

№	Состав СО	$K_{п}$ %	Диаметр скважины, мм	Конструктивные особен- ности
1	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	$1,0 \pm 0,2$	198	Монолитный блок
2	Кальцит водонасыщенный	$20,2 \pm 0,3$	196	насыпная двухфракцион- ная, имитатор скважины из нержавеющей стали
3	Кальцит водонасыщенный	$38,3 \pm 0,3$	196	насыпная однофракцион- ная, имитатор скважины из нержавеющей стали

В СССР первый эталон пористости доломитовых горных пород В 1982 г. был создан во ВНИИнефтепромгеофизике (г. Уфа);  $K_{п} = (39,1 \pm 0,3) \%$ ; скважина из дюралюминия  $d_c = (196 \pm 1)$  мм толщиной 2 мм; диаметр корпуса 1,4 м, высота 1,6 м.

*Октябрьские модели пластов.* Характеристики стандартных образцов пористости, построенные ВНИИГИС г. Октябрьский приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4 - Характеристики эталонов пористости горных пород, построенные во ВНИИГИС

№	Состав	$K_{п}$ $\pm 0,3\%$	Диаметр скважины, мм	Конструктивные особенности
1	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,6	190	Монолитный блок
2	Кальцит водонасыщенный	17,9	190	насыпная двухфракционная, имитатор скважины из нержа- вующей стали
3	Кальцит водонасыщенный	35,4	190	насыпная однофракционная, имитатор из нержавеющей стали

Характеристики эталонов пористости горных пород, созданных в НИИГИ (г. Грозный) показаны в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Характеристики эталонов пористости горных пород, созданы в НИ-ИГИ (г. Грозный)

№	Состав	$K_p$ $\pm 0,3\%$	Диаметр скважины, мм	Конструктивные особенности
1	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	3,4	200	монолит
2	Кальцит водонасыщенный	24,5	200	двухфракционная
3	Кальцит водонасыщенный	41,1	200	однофракционная
4	Доломит водонасыщенный	4,86	200	монолит
5	Доломит водонасыщенный	28,5	200	двухфракционная

Характеристики эталонов пористости пластов горных пород, созданных в ТСКТБ (г. Тюмень) показаны в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Характеристики эталонов пористости пластов в ТСКТБ

№	Состав эталона	$K_p$ %	Диаметр скважины, мм	Конструктивные Характеристики
1	Кальцит	$0,7 \pm 0,05$	200	Монолитный блок
2	Кальцит водонасыщенный	$32,8 \pm 0,05$	200	двухфракционная
3	Кальцит водонасыщенный	$39,96 \pm 0,06$	200	однофракционная
4	Мрамор +полиэтилен	$49,8 \pm 1,0$	200	насыпная

### *Модели пластов США.*

В Американском нефтяном институте АРІ в г. Хьюстон (США) были изготовлены модели пластов горных пород из монолитных блоков. Модели расположены в шахте один над другим (сверху вниз). Минеральный состав: мрамор; известняк; мел на глубине 7.5 м. Диаметр корпуса 1.8м [102, 118].

Коэффициент пористости пластов в ряд: 1.9%, 19 %, 26%.

Над пластами горных пород слой пресной воды высотой 1,8 м. Ниже пластов имеется зумпф глубиной около 5 мв. Диаметр скважины 0,2 м. Общая высота все пластов 1.8 м. Диаметр пластов более 1,5 м.

Эталон пористости и плотности для калибровки аппаратуры НК представляет собой два блока из вермонтского мрамора (не менее 98%  $\text{CaCO}_3$ ).  $K_{п} = (0 \pm 0,5)\%$ . Плотность равна  $2700 \text{ кг/м}^3$ . Второй блок имеет  $K_{п} = (1,7 \pm 0,5)\%$ .

Первая модель состоит из кубиков со стороной 0,3 м, а вторая модель изготовлена в виде большого прямоугольного блока. Скважина заделана кремнийорганическим каучуком [103, 105, 107].

Два эталона водонасыщенного известняка (более 93%  $\text{CaCO}_3$ ) выполнены в виде прямоугольного блока. Коэффициент пористости  $K_{п} = (13,2- 17,7) \pm 0,5 \%$ .

Две насыпные модели пористости изготовлены из водонасыщенного известняка. Первая - из пористого остинского известняка с  $K_{п} = (29,5 \pm 0,5)\%$ , а вторая - из крошки вермонского мрамора с размерами от 0,3 до 1,4 мм.  $K_{п} = (42,5 \pm 0,5)\%$ .

Эталон пористости для измерений в газовых скважинах изготовлен из кубиков сухого кварца (без воды) со стороной 300 мм (содержание  $\text{SiO}_2$  более 98%.  $K_{п} = 0^{+0,5} \%$ ).

Эталон пористости песчаного пласта представляет собой водонасыщенную модель двухфракционного состава из кварцевого щебня размером до 25 мм и кварцевого песка. Он имеет коэффициент общей пористости в пределах  $(14,1 \pm 0,5)\%$ . В нём установлен имитатор скважины из алюминиевого листа с толщиной стенки 3 мм. Второй эталон аналогичен первому в виде насыпной модели



из кварцевой крошки размером 25 - 50 мм и кварцевого песка. Он воспроизводит коэффициент пористости в интервале  $(18,4 \pm 0,75)\%$ . Водонасыщенного песчаника.

Две насыпные однофракционные кварцевые модели имеют коэффициент пористости водонасыщенного песчаника в пределах  $35,5 \pm 0,5\%$  и  $35,9 \pm 0,5\%$ .

Эталон пористого доломита с  $K_{п} = 0\%$  сложен из кубиков  $300 \times 300 \times 300$  мм с содержанием  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  более 95%. Плотность эталона -  $2830 \text{ кг/м}^3$ . Эталон пористости доломитизированного известняка Казота (концентрация доломита – 68%, а известняка – 18%) воспроизводит  $K_{п} = 11 \pm 1\%$ . Эталон на основе доломитовой крошки до 20 мм в смеси и доломитового песка воспроизводит  $K_{п}$  в пределах  $(23,9 \pm 0,75)\%$ . Доломитовый эталон на основе однофракционной доломитовой крошки (до 3 мм) воспроизводит  $K_{п}$  в пределах  $(43,0 \pm 0,5)\%$ .

В 1980 году в США были созданы 3 модели трещиноватого пласта изверженных горных пород с искусственно созданными трещинами.

Предусмотрено использование пересчетных коэффициентов для перехода к стандартным «нейтронным единицам» API. Одна такая единица равна 0,001 разности между показаниями аппаратуры НГК с источником и без источника в известняке с коэффициентом пористости 19% для одного диаметра скважины [103, 105, 107, 118, 119].

#### *Польские модели пористости пластов (г. Познань)*

Модели построены из известняка, песчаника, доломита, гранита. Всего было построено 11 водонасыщенных эталонов. Их параметры приведены в таблице 1.7.

Видно, что зарубежные компании используют в основном монолитные блоки образцов горных пород.

Значительная часть геофизических предприятий России не имеют необходимого набора эталонов пористости пород. Часто для калибровки аппаратуры НК применяются имитаторы пористого пласта (ИПП). ИПП представляют собой устройство в виде трех стальных стаканов разного диаметра. Они вместе с зондом НК погружаются поочередно в емкость с водой. При этом изменялся выходной сигнал (частота следования импульсов) [40, 68, 69].

Таблица 1.7 - Характеристики СО пористости, построенные Польше (г. Познань)

№	Состав СО	К <sub>п</sub> %	Диаметр скважины, мм	Конструктивные особенности
1	Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	4,9±0,5%	146	Высота корпуса 120 см, диаметр 100 см
2	Кальцит (мраморный блок)	4,9±0,5%	220	Высота 120 см, диаметр 90 см
3	Мрамор водонасыщенный	37±1	146	Высота 120 см, диаметр 1 м
4	Доломит водонасыщенный	16,5±2,2	146	Высота 120 см, диаметр 1 м
5	Гранит водонасыщенный	2,3±0,5%	146	Высота 120 см, диаметр 1 м
6	Песчаник водонасыщенный	14,0±1,2	146	Корпус 130 см, диаметр 100 см
7	Песчаник водонасыщенный	25,4±1,4	146	Высота корпуса 130 см, диаметр 1 м
8	Песчаник водонасыщенный	33,7±1,2	97	Высота 2,0 м, диаметр 1 м
9	Песчаник водонасыщенный	33,7±1,2	146	Высота 2,0 м, диаметр 1 м
10	Песчаник водонасыщенный	33,7±1,2	220	Высота 2,0 м, диаметр 1 м

Следует отметить, что имитаторы пористости в любом виде не могут ли быть использованы для построения каких-либо КФ, ПФ или КПФ.

### **1.3 Математическое моделирование измерений аппаратурой НК в разных геолого-технических условиях.**

Использовалось двухгрупповое диффузионное приближение теории переноса нейтронов в породах. Диффузия нейтронов происходит в результате их столкновения с ядрами элементов в горных породах со слабым поглощением и высоким сечением их рассеяния [55, 69, 88].

Все нейтроны делятся на две группы - быстрые и тепловые. Анализируется длина диффузии быстрых нейтронов, коэффициент диффузии и макроскопическое сечение [88].

Тепловые нейтроны также характеризуются длиной диффузии тепловых нейтронов, коэффициентом диффузии, а также макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов. Параметры переноса нейтронов оценивались для песчаников и кальцитов. Минералогическая плотность кварцита принималась равной  $2650 \text{ кг/м}^3$ , а для кальцита -  $2700 \text{ кг/м}^3$ .

Коэффициент пористости водонасыщенного пласта изменялся от 0 до 30 % при полном насыщении пор жидкостью. Вещество в порах - пресная вода, а также минерализованная вода с концентрацией от 0 до 200 г/л и лёгкая нефть. Начальная энергия нейтронов для дейтерий- тритиевого генератора нейтронов -  $E_0 = 14 \text{ МэВ}$ . Для  $\text{Po-Be}$  – источника она равна 5 МэВ. Тепловая энергия нейтронов принята ровно 0,025 эВ. Применялось численное интегрирование на основе атласа эффективных нейтронных сечений [71, 78]. Сечения рассеяния и поглощения тепловых нейтронов на ядрах выбраны из справочников.

Результаты расчетов параметров переноса нейтронов в пластах-коллекторах с разным флюидом представлены в таблицах 1.8 и 1.9.

Таблица 1.8 - Оценки параметров диффузии нейтронов в песчаном водонасыщенном пласте

Вид и энергия источника нейтронов	$K_p, \%$	$\Sigma_1, 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_1, \text{ см}$	$L_1, \text{ см}$	$\Sigma_2, 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_2, \text{ см}$	$L_2, \text{ см}$
Генератор нейтронов ( $E_0=14$ МэВ)	0	0,11	1,79	40,3	0,35	1,29	19,2
	10	0,49	1,63	18,2	0,53	0,72	11,7
	20	0,88	1,50	13,0	0,72	0,50	8,3
	30	1,26	1,38	10,5	0,90	0,38	6,5
	100	3,94	0,91	4,81	2,20	0,14	2,5
Po-Be источник ( $E_0=5$ МэВ)	0	0,13	1,57	34,8	0,35	1,29	19,2
	10	0,61	1,43	15,3	0,53	0,72	11,7
	20	1,10	1,31	10,9	0,72	0,50	8,3
	30	1,58	1,21	8,8	0,90	0,38	6,5
	100	4,98	0,79	4,0	2,20	0,14	2,5
Cf-252 ( $E_0=2$ МэВ)	0	0,13	1,59	34,4	0,35	1,29	19,2
	10	0,77	1,40	13,5	0,53	0,72	11,7
	20	1,41	1,24	9,38	0,72	0,50	8,3
	30	2,05	1,12	7,4	0,90	0,38	6,5
	100	6,52	0,67	3,21	2,20	0,14	2,5

Видно, что длина замедления быстрых и длина диффузии тепловых нейтронов больше в песчанике, чем в известняке.

Исследуемые параметры убывает при увеличении пористости водонасыщенных пород. Видно, что с ростом начальной энергии нейтронов увеличивается длина свободного пробега (зависит от энергии нейтронов  $E_0$ ).

Видно, что макросечение поглощения тепловых нейтронов для кацитов больше, чем для песчаников. Длина диффузии тепловых нейтронов в кальцитах меньше, чем в песчаниках. С увеличением  $K_p$  водонасыщенных пород макросечение поглощения тепловых нейтронов растёт.

Таблица 1.9 - Оценки параметров диффузионного переноса нейтронов в карбонатном водонасыщенном пласте

Источник нейтронов	$K_p, \%$	$\Sigma_1, 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_1, \text{ см}$	$L_1, \text{ см}$	$\Sigma_2 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_2, \text{ см}$	$L_2, \text{ см}$
Генератор нейтронов ( $E_0=14 \text{ МэВ}$ )	0	0,16	1,38	29,4	0,7	1,05	12,20
	10	0,54	1,31	15,6	0,85	0,64	8,67
	20	0,91	1,25	11,7	1,0	0,46	6,76
	30	1,29	1,19	9,6	1,15	0,36	5,6
	100	3,94	0,91	4,81	2,2	0,14	2,5
Ро-Ве источник ( $E_0=5 \text{ МэВ}$ )	0	0,17	1,32	27,9	0,7	1,05	12,20
	10	0,65	1,24	13,8	0,85	0,64	8,67
	20	1,13	1,17	10,2	1,0	0,46	6,76
	30	1,60	1,10	8,3	1,15	0,36	5,6
	100	4,98	0,79	4,0	2,2	0,14	2,5
СГ252 ( $E_0=2 \text{ МэВ}$ )	0	0,18	1,34	27,28	0,7	1,05	12,20
	10	0,81	1,22	12,27	0,85	0,64	8,67
	20	1,45	1,12	8,79	1,0	0,46	6,76
	30	2,07	1,03	7,05	1,15	0,36	5,6
	100	6,52	0,67	3,21	2,2	0,14	2,5

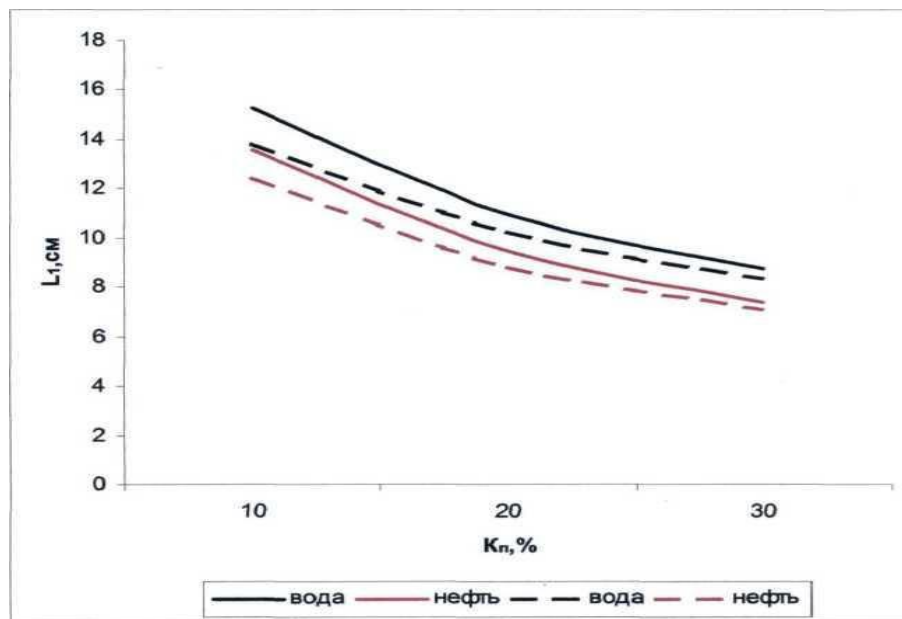


Рисунок 1.6 - Длина замедления быстрых нейтронов  $L_1$  от  $K_p$  водонасыщенного песчаника (сплошные) и известняка (пунктирные) для воды и нефти

Длина диффузии быстрых нейтронов больше в песчанике, чем в известняке.

Она убывает с возрастанием  $K_n$ . В нефтенасыщенном пласте длина замедления быстрых нейтронов меньше, чем в водонасыщенном пласте. Для нефти наблюдаются увеличение микросечения рассеяния быстрых нейтронов, чем для воды.

Зависимость для тепловых нейтронов выглядит как обратная. Вода - более сильный поглотитель, чем нефть [3, 10, 11]

На рисунке 1.7 можно увидеть, что длина диффузии тепловых нейтронов в песчаном пласте с нефтью выше длины диффузии в коллекторе с водой. Минерализация пластовой воды изменялась от 0 до 200 г/л.

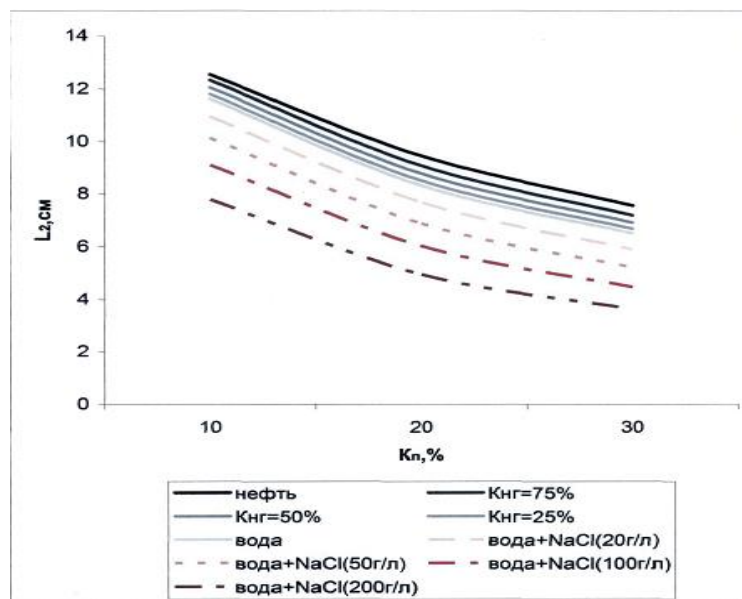


Рисунок 1.7 - Длина диффузии тепловых нейтронов в зависимости от  $K_n$  водонасыщенного песчаника для разных флюидов

С уменьшением коэффициента нефтегазонасыщенности ( $K_n$ ) с изменением от 100 % нефти до 100 % воды длина диффузии тепловых нейтронов уменьшается.

Пластовые воды содержат растворенные в них соли до 200 г/л. Например, хлор в состав NaCl, имеет аномальное сечение поглощения и рассеяния тепловых нейтронов. С увеличением минерализации пластовой воды длина диффузии тепловых нейтронов уменьшается. Нефть и пресная вода характеризуются близкими диффузионными параметрами. Минерализованная вода по тем же па-

раметрам отличается от нефти [12, 22].

Для определения водонефтяного контакта (ВНК) необходимо знать влияние повышенной минерализации пластовых до 200 г/л. Определение ВНК возможно при минерализации более 50 г/л.

Микропримеси сильно влияют на параметры переноса тепловых нейтронов в эталонах горных пород. Поэтому, химическая чистота исходных материалов должна быть обеспечена во избежание вредного поглощения тепловых нейтронов.

В таблице 1.10 приведены элементы в горных породах с аномальным сечением захвата тепловых нейтронов.

Таблица 1.10 - Характеристика содержания высокобарных элементов в горных породах терригенного и карбонатного состава

Химический элемент	Сечение, барн	Содержание в горных породах в граммах на тонну		
		песчаник	глина	карбонаты
Gd	49000	0,7	5	-
Sm	5800	3,7	5	1,4
Eu	4800	0,7	2	-
Cd	2450	-	0,37	0,03
Dy	930	2,6	4	0,8
B	760	4	150	12
In	194	0,3	3	-
Er	162	-	2,5	-
Hf	102	-	4-13	-
Li	71	7-17	60	26
Nd	51	-	18	-
Cl	33	-	-	-

Видно, что содержание таких элементов больше всего в глинах (бор и ли-

тий), меньше в песчаниках и ещё меньше в карбонатах.

При создании эталонов пористости горных пород выбирают вещества-носители свойств без элементов с высоким сечением захвата нейтронов - чистые кварцевые песчаники (более 97%  $\text{SiO}_2$ ) и проверенный коелгинский мрамор [41, 42, 99, 100].

#### **1.4. Выводы по первой главе и постановка задач исследований**

На основании анализа состояния измерений  $K_n$  и эталонов для калибровки аппаратуры НК, а также методик метрологической аттестации эталонов можно сделать следующие выводы:

1. Для аппаратуры стационарного НК было бессистемно создано незначительное количество моделей пластов в виде стандартного образца пористости, воспроизводящих известный химический состав горных пород и коэффициент общей пористости пластов. Недостатком данного комплекта эталонов является ограниченное количество геолого-технических условий, для которых могут быть построены КФ. Например, в ЦМИ Урал-Гео построение трех параболических КФ возможно только для кальцитовых пород, пресеченных скважиной диаметром 124, 156 и 216 мм и одной параболической КФ песчаного пласта, пресеченного скважиной диаметром 216 мм. Для других диаметров эталоны пористости созданы попарно, что позволяет строить только линейные КФ и вызывает большие погрешности измерений коэффициента пористости. Эталоны пористости нефтенасыщенных отсутствуют и для газонасыщенных пород созданы 2 эталона пористости песчаных пород.

2. Отсутствие в распоряжении метрологической службы ГИС эталонов пористости с переменным хлоросодержанием в пласте и в скважине для аппаратуры НК разных модификаций не позволяет строить для нее поправочные либо калибровочно-поправочные функции для разных геолого-технических условий.

3. Методы математического моделирования (методы Монте-Карло) процессов взаимодействия быстрых нейтронов с веществом горных пород позволяют проследить тенденцию изменения показаний аппаратуры НК при изменении ка-



кой-либо одной влияющей величины. Моделирование влияния двух и более влияющих величин одновременно проблематично. Предусмотрено поочерёдное введение поправок к показаниям аппаратуры, калиброванной в следующих нормальных условиях: минералогический состав – кальцит; диаметр скважины – 8 дюймов; концентрация хлора в пласте и в скважине – 0 г/л; температура воздуха – +20°С.

*Поэтому в процессе исследования необходимо решить следующие задачи:*

1. Выполнить анализ основных влияющих величин на показания аппаратуры НК при измерениях коэффициента пористости в нефтегазовых скважинах, выявить наиболее существенных из них, разработать и изготовить эталоны пористости песчаного пласта с переменной концентрацией хлористого натрия в поровом пространстве и в скважине, пересекающей пласт чистого песчаника.

2. Обосновать возможность нормирования и использования индивидуальной КПФ трёх переменных для аппаратуры НК вместо одной КФ одной переменной и нескольких ПФ для повышения показателей точности измерений  $K_p$  нефтегазовых пластов.

3. Выполнить экспериментальные исследования аппаратуры НК с зондами НГК и ННК-Т в построенных эталонах пористости чистого песчаного пласта, пересеченном скважиной диаметром  $216 \pm 1$  мм и оценить реальные погрешности аппаратуры НК с построенной КПФ.

## Глава 2.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИСТОГО НАТРИЯ В ПЛАСТЕ И В СКВАЖИНЕ НА ПОКАЗАНИЯ АППАРАТУРЫ НК

Эта глава посвящена доказательству справедливости **первого научного положения**, вынесенного на защиту.

Утверждается, что *«Комплект эталонов пористости водонасыщенных песчаных пород, пересеченных скважиной диаметром 216 мм, позволяет экспериментально оценивать степень совместного влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры нейтронного каротажа с любыми зондами НГК, ННК-Т и ННК-НТ»*.

Для доказательства этого утверждения следует выполнить следующие работы:

1) обосновать, разработать, изготовить одну экспериментальную модель песчаного пористого пласта с  $K_{п} = (35,5 \pm 0,2) \%$ , пересеченного скважиной диаметром 216 мм, с возможностью изменения концентрации хлора в порах и в скважине, и выполнить её метрологические исследования

2) обосновать, разработать, изготовить две экспериментальные модели песчаного пористого пласта с  $K_{п} = 16,7\%$  и с  $K_{п} = 17,2\%$ , пересеченных скважинами диаметром 216 мм, с фиксированными значениями концентрации хлора в порах соответственно 50 г/л и 150 г/л и возможностью изменения концентрации хлора в скважине и выполнить их метрологические исследования;

3) обосновать вид и построить ПФ одной и двух переменных с использованием созданных эталонов и проверить её пригодность к введению поправок в измеренные значения  $K_{п}$  для зондов НГК и ННК-Т аппаратуры со стандартной КФ.

## 2.1 Обоснование конструкции эталонных моделей песчаного водонасыщенного пласта с разной концентрацией хлористого натрия

Основными требованиями к эталонам пористости горных пород являются следующие:

- точность воспроизводимого коэффициента пористости;
- стабильность свойств эталона во времени;
- однородность аттестуемых параметров эталона по объёму;
- минимум примесей элементов с аномальным сечением захвата нейтронов;
- минимальное влияние ограниченных размеров эталона.

Конструктивно эталонная модель пласта должна быть похожа на уже отработанные варианты её построения. Она должна быть насыпного типа и представлять собой цилиндрический корпус из нержавеющей стали с имитатор скважины диаметром 216 мм в виде стеклопластикового тонкостенного стакана. Пространство между корпусом и имитатором должно быть заполнено кварцитовым щебнем. В модели пласта должно быть предусмотрена возможность смены пресной или соленой воды.

Следует воспользоваться методикой Святохина В.Д., основанной на приготовлении однородного вещества-носителя свойств пористого пласта с засыпкой твердой фракции послойно через слой жидкости. Щебень оседает на дно. Фракции смачиваются и впитывают воду. При этом из пор вытесняется воздух.

При приготовлении эталона пористости однофракционного типа слои укладываются через слой жидкости 25 см [41, 42, 68].

При определении аттестуемых параметров эталона насыпного типа используется объёмно-весовой метод косвенных измерений  $K_{\Pi}$  и плотности пород.

Оценку объёма воздуха в корпусе эталона можно оценить с использованием следующей формулы:

$$\rho = \rho_{\text{в}} \cdot K_{\Pi} + \rho_{\text{м}} \cdot (1 - K_{\Pi}) \quad (2.1)$$

где  $\rho$  - плотность;

$\rho_в$  - плотность воды;

$\rho_м$  – минералогическая плотность породы;

$K_п$  – коэффициент пористости пласта.

После завершения измерений в процессе изготовления эталона находим  $K_п$  и расчетную оценку плотности  $\rho_{расч}$  по формуле 2.1

Измеренное значение плотности эталона ( $\rho_{изм}$ ) находим косвенным методом путём деления суммы массы щебня и воды на объём вещества-носителя свойств. Если выполняется неравенство  $\rho_{изм} < \rho_{расч}$ , то это свидетельствует о наличии пузырьков воздуха в материале эталона.

Для исключения влияния краевых эффектов диаметр корпуса модели должен быть не менее 1400 мм и высота засыпки носителя свойств не менее 1200 мм. Эталон песчаных горных пород насыпного типа двухфракционного состава водонасыщенный.

Для изучения влияние хлора в песчаных пластах и вследствие строение КПФ требуется 3 эталонных пористости для получения 3 точки пористости. Первый эталон песчаных горных пород насыпного типа одифракционного состава водонасыщенный с коэффициента пористости около 35% оснащен краном для изменения концентрации хлора в пласте. Для коэффициента пористости около 17% из-за сложности процесса сливания раствора с пласта при малинках пористостей надо строить как минимум 2 эталона песчаных горных пород насыпного типа двухфракционного состава водонасыщенный с разными концентрации хлора в пласте. Третья модель блок с коэффициента пористости 0%. [7, 8, 9, 12].

### **2.1.1 Эталон песчаных горных пород насыпного типа однофракционного состава**

Для обеспечения высокой проницаемости вещества и возможности быстрого заполнения и слива водного раствора NaCl следует использовать кварцевый

щебень с размерами фракций от 10 мм до 20 мм с ожидаемым значением  $K_{п}$  в интервале от 33 % до 38 %.

Схема и конструктивные особенности модели показаны на рисунке 2.1.

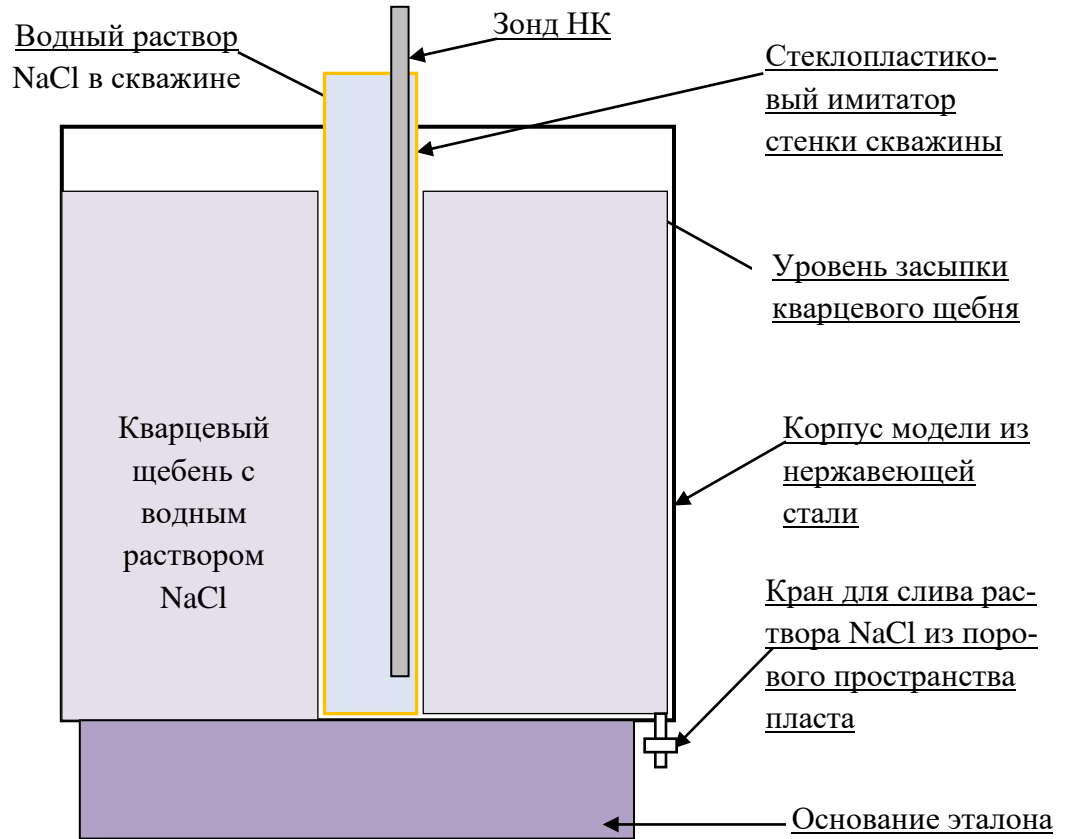


Рисунок 2.1 - Схема и конструктивные особенности модели пласта с переменной концентрацией NaCl в пласте и в скважине

Имитатор стенки скважины был изготовлен в ЦМИ «Урал-Гео» из стеклоленты на эпоксидной основе в виде цилиндрического стакана высотой 2000 мм с внутренним диаметром  $(216 \pm 1)$  мм и толщиной стенки  $(1,8 \pm 0,2)$  мм и установлен коаксиально на дно корпуса модели диаметром 1450 мм и высотой 1600 мм.

Оценка влияния имитатора на показания аппаратуры НК выполнена в емкости с питьевой водой без имитатора и с имитатором на стенке зонда НК. Разность в показаниях в пересчете на коэффициент пористости не превысила 0,1 %.

Модель со скважиной была заполнена водой общим объемом 1700 литров с помощью 100-литрового мерника 2-го разряда с допускаемой основной абсолютной погрешностью  $\pm 0,1$  л. По уровню залитой воды на внутреннюю поверхность корпуса модели была нанесена яркая технологическая линия, до которой планировалась засыпка кварцевого щебня.

Щебень предварительно был промыт водопроводной водой и высушен. Каждая навеска кварцевого щебня в диапазоне от 16 до 18 кг вместе с ведром была взвешена на электронных весах с допускаемой абсолютной погрешностью  $\pm 0,02$  кг (допускаемая относительная погрешность менее  $\pm 0,12$  %) и равномерно засыпана в корпус модели пласта. Щебень тщательно был утрамбован. Общая масса засыпанного в корпус модели щебня до уровня контрольной отметки равна  $(2901 \pm 4)$  кг с вероятностью 1.

Общий объем воды в поровом пространстве модели равен  $(600,5 \pm 1,2)$  литров.

### **2.1.2 Эталон песчаных горных пород насыпного типа двухфракционного состава**

Для исключения влияния краевых эффектов как в первой модели диаметр корпуса не менее 1400 мм и высота не менее 1200 мм. Нужно накрыть корпуса слой ПВХ чтобы хранить металл от коррозии.

Для обеспечения значения  $K_{п}$  около 17% следует использовать кварцевый щебень с размерами фракций от 10 мм до 20 мм и кварцевый песок с размером 1 мм.

Имитатор стенки скважины должен быть как у первой модели из стеклоленты на эпоксидной основе в виде цилиндрического стакана высотой 2000 мм с внутренним диаметром  $(216 \pm 1)$  мм.

Схема и конструктивные особенности модели показаны на рисунке 2.2.

Были построены две модели такого типа с концентрацией NaCl 50 и 150 г\л в пласте, чтобы исключить процедуры слива раствора из порового пространства модели. Слив занимает много времени и возникает погрешность измерений из-за

накопления соли в пласте после слива раствора.

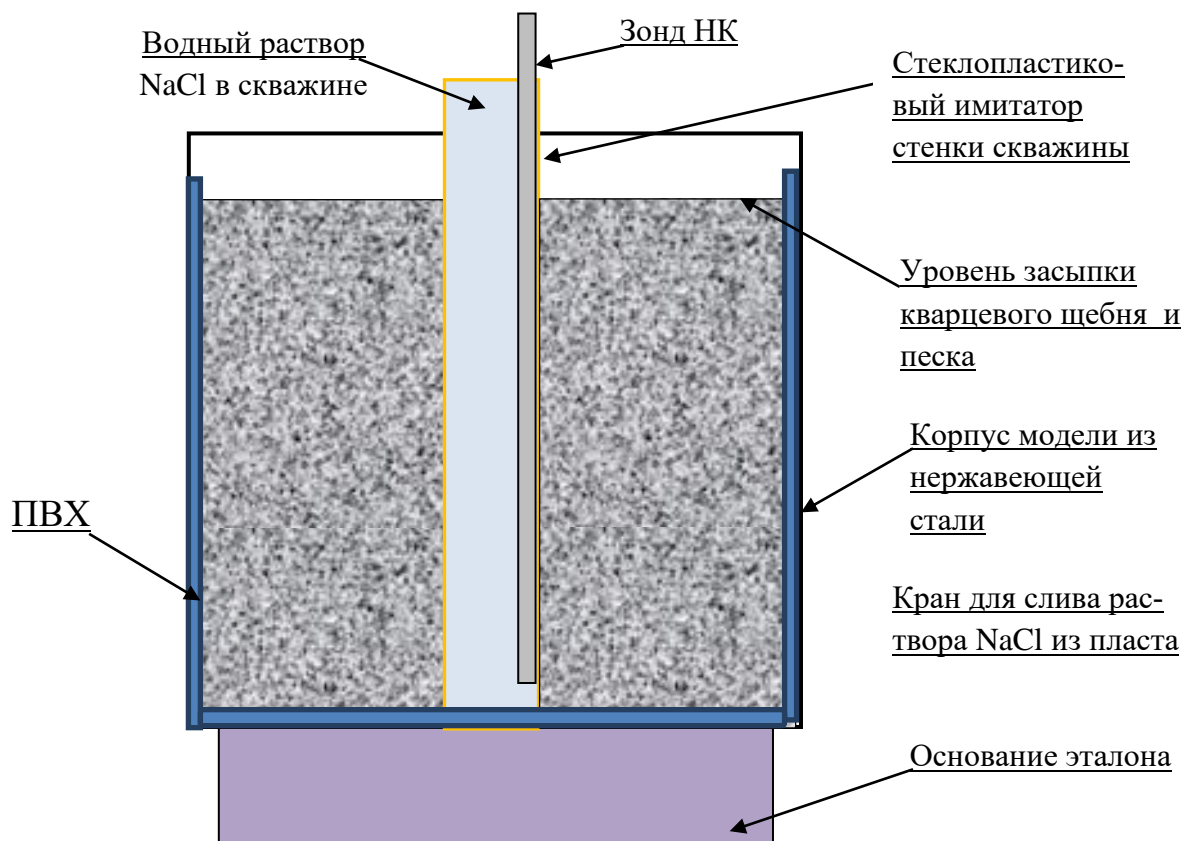


Рисунок 2.2 - Схема и конструктивные особенности двухфракционной модели пласта с фиксированной концентрацией NaCl в пласте и с переменной концентрацией NaCl в скважине

Общий объем модели с пластиковой скважиной (с раствором 150г\л) был измерен заполнением водой с помощью 100-литрового мерника 2-го разряда с допускаемой основной абсолютной погрешностью  $\pm 0,02$  л и составил 2280,2 литров. По уровню залитой воды на внутреннюю поверхность корпуса модели была нанесена яркая технологическая линия, до которой планировалась засыпка кварцевого щебня.

Щебень предварительно был промыт водопроводной водой и высушен. Каждая навеска кварцевого щебня в диапазоне от 16 до 18 кг вместе с ведром была взвешена на электронных весах с допускаемой абсолютной погрешностью  $\pm 0,02$  кг (относительная погрешность менее  $\pm 0,12$  %) и равномерно засыпана в

корпус модели пласта. Далее песок равномерно засыпан в поровое пространство щебня. Общая масса засыпанного в корпус модели щебня до уровня контрольной отметки равна  $3593 \pm 8,5$  кг и песка  $1444 \pm 3,5$  кг. Общий объем воды в поровом пространстве модели равен  $(392,86 \pm 0,08)$  литров.

Общий объем модели со скважиной с концентрацией соли  $50 \text{ г/л}$  составил 2234 литра. Общая масса засыпанного в корпус модели щебня до уровня контрольной отметки равна  $(3504,0 \pm 8,5)$  кг. Общая масса засыпанного в корпус модели песка  $(1431 \pm 3,5)$  кг. Общий объем воды в поровом пространстве модели равен  $(374 \pm 0,08)$  литров.

Модель песчаного пласта двухфракционного состава показана на рисунке 2.3 (вид сверху).



Рисунок 2.3 - Модель песчаного пласта двухфракционного состава (вид сверху)



## 2.2 Определение концентрации хлористого натрия в водном растворе и погрешности его воспроизведения

Измерения концентрации хлористого натрия в водном растворе выполнены в процессе его приготовления в специальных пластиковых ёмкостях.

Для построения нужных ПФ необходимо поочередно готовить по 600 литров раствора хлористого натрия для заполнения порового пространства корпуса эталона пористости и четыре ёмкости вместимостью 80 – 100 литров для раствора, заполняющего скважину. Объём воды  $V$  в ёмкостях измерялся с помощью мерника.

Для раствора хлористого натрия в пласте заготовим навеску поваренной соли. Измерения её массы  $M_{\text{NaCl}}$  выполним с помощью электронных весов.

Концентрацию водного раствора хлористого натрия определим по формуле:

$$C_{\text{п}} = \frac{M_{\text{NaCl}}}{V} \quad (2.2)$$

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации хлористого натрия при доверительной вероятности 0,95 выполним по формуле

$$\Delta = 2 \sqrt{\frac{\delta_{\text{м}}^2}{3} + \frac{\delta_{\text{в}}^2}{3}} \quad (2.3)$$

где  $\delta_{\text{м}}$  и  $\delta_{\text{в}}$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов.

С помощью мерника второго класса вместимостью 100 л заливаем 600 литров воды в ёмкость для приготовления раствора хлористого натрия для заполнения порового пространства корпуса эталона пористости.

Измеренный объём воды  $V = 600$  л.

Теоретически концентрация водного раствора хлористого натрия 50 г/л определяем по формуле:

$$C_{\text{п}} = \frac{M_{\text{NaCl}}}{600} = 50 \text{ г/л} \quad (2.4)$$

Для раствора хлористого натрия в пласте 50 г/л заготовим навеску поваренной соли. Измеренное с помощью электронных весов значение её массы  $M_{\text{NaCl}}$  равно  $50 \cdot 600 = 30$  кг

Практический такой расчет не точный, потому что объём раствора будет больше чем 600 л с учетом объёма добавленной соля, вследствие концентрация будет меньше чем 50 г\л.

Для изготовления соленого раствора с концентрации 50 г хлорида натрия в 1 литр воды:

Рассчитаем массовую долю  $W$  соли в воде:

$$W = \frac{M_{\text{вещества}}}{M_{\text{воды}}} = \frac{M_{\text{вещества}}}{V \cdot \rho_{\text{раствора}} - M_{\text{вещества}}} \quad (2.5)$$

$$= \frac{50}{1000 \cdot 1,033 - 50} = 0,0508 \text{ г/г}$$

Где  $\rho$  плотность соленого раствора с содержанием NaCl 50 г/л

Для 1000 грамм воды доля NaCl  $W = 50,8 \text{ г/кг}$  1кг воды = 1,002 л при температуре  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ , поэтому

$$W = 50,8/1,002 = 50,76 \text{ г/л}$$

Для 600 литров воды нужно  $50,76/1000 \cdot 600 = 30,46 \text{ кг}$  соли чтобы приготовить раствор с концентрацией 50г/л.

Для приготовления соленого раствора с концентрации 150 г хлорида натрия в 1 литр воды :

$$= \frac{150}{1000 \cdot 1,098 - 150} = 0,1582 \text{ г/г}$$

Где  $\rho$  плотность соленого раствора с содержанием NaCl 150 г/л

Для 1000 грамм воды доля NaCl  $W = 158,2 \text{ г/кг}$

1кг воды = 1,002 л при температуры  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ , поэтому

$$W = 158,2/1,002 = 157,88 \text{ г/л}$$

Для 600 литров воды нужно  $157,88/1000 \cdot 600 = 94,73 \text{ кг}$  соля чтобы готовить раствора с концентрации 150г/л.

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации 50 г/л при доверительной вероятности 0,95 выполним по формуле 2.3

$$\Delta = \pm 2 \cdot 50 \cdot \sqrt{\frac{0,000006}{3} + \frac{0,00000289}{3}} = \pm 0,3 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Где  $\delta_m = 0,0002$  и  $\delta_v = 0,0012$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов при абсолютной погрешности  $\pm 50$  г..

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации 100 г/л выполним по формуле 2.3

$$\Delta = \pm 2 \cdot 100 \cdot \sqrt{\frac{0,000006}{3} + \frac{0,000000576}{3}} = \pm 0,3 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Где  $\delta_m = 0,001$  и  $\delta_v = 0,0012$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов при абсолютной погрешности  $\pm 50$  г..

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации 150 г/л выполним по формуле 2.3

$$\Delta = \pm 300 \cdot \sqrt{\frac{0,000006}{3} + \frac{0,000000864}{3}} = \pm 0,42 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Где  $\delta_m = 0,001$  и  $\delta_v = 0,00033$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов при абсолютной погрешности  $\pm 50$  г..

Для четырёх ёмкостей вместимостью по 100 литров для раствора, заполняющего скважину необходимы следующие навески соли:

- 5 кг для концентрации 50 г/л;
- 10 кг для концентрации 100 г/л;
- 15 кг для концентрации 150 г/л

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации 50 г/л выполним по формуле 2.3

$$\Delta = \pm 100 \cdot \sqrt{\frac{0,000001}{3} + \frac{0,0000001}{3}} = \pm 0,08 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Где  $\delta_m = 0,0002$  и  $\delta_v = 0,001$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов при абсолютной погрешности  $\pm 50$  г.

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации 100 г/л выпол-

ним по формуле

$$\Delta = \pm 200 \cdot \sqrt{\frac{0,000001}{3} + \frac{0,0000025}{3}} = \pm 0,2 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Где  $\delta_m = 0,001$  и  $\delta_v = 0,0005$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов при абсолютной погрешности  $\pm 50$  г.

Оценку абсолютной погрешности измерений концентрации 150 г/л выполним по формуле 2.3

$$\Delta = \pm 300 \cdot \sqrt{\frac{0,000001}{3} + \frac{0,000000109}{3}} = \pm 0,18 \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Где  $\delta_m = 0,001$  и  $\delta_v = 0,00033$  – допускаемые относительные погрешности мерника и весов при абсолютной погрешности  $\pm 50$  г

### **2.3. Методика выполнения измерений величин в процессе борки модели пористого песчаного водонасыщенного пласта**

В основе создания эталона пористости насыпного типа основную роль играет методика измерений массы вещества и его объёма.

Цилиндрическую емкость (корпус эталона) установить устойчиво на горизонтальную поверхность.

Установить скважину в емкость. Верхнюю часть скважины отцентрировать и с помощью деревянного бруска и проволоки зафиксировать скважину относительно верхнего фланца емкости. Заполнить скважину водой.

Заполнить водой емкость модели до предполагаемого верхнего уровня материала с помощью 100 дм<sup>3</sup> мерника. По уровню воды провести карандашом либо чертилкой черту толщиной не более 0,5 мм.

Дополнительно измерить штангенциркулем уровень жидкости от фланца модели и записать фломастером этот размер с наружной стороны ёмкости в 3-х местах.

Удалить воду из емкости и высушить ее внутреннюю поверхность.

Залить в емкость один 100 дм<sup>3</sup> мерник воды. Сделать отметку в журнале.

Для модели типа одифракционного состава засыпать в емкость ведром сухую кварцевую крошку слоем около 5 см, взвешивая каждую навеску и записывая результаты взвешивания в журнал регистрации измерительной информации и тщательно утрамбовать слой крошки. Насыпать очередной слой взвешенной крошки, зафиксировать в журнале результаты очередного взвешивания крошки и вновь тщательно ее утрамбовать.

Для модели типа двухфракционного состава также засыпать кварцевую крошку слоем около 5 см взвешивая все навески в слое, засыпать песок равномерно чтобы попал песок в порах между крошками и количества примерно 0,39 от веса крошки в слое (отношение 0,39 определили экспериментально чтобы песок не был много вследствие возникает слой песка над крошками не порах, и если песок был мало то пористость будет больше в верхний част модели потому что песок осадить в низу) и тщательно хлопать.

По мере заполнения крошкой добавлять воду из мерника, записывая объём залитой воды. Уровень воды должен быть выше уровня засыпанного материала.

При подходе материала к черте верхнего уровня модели уровень жидкости удерживать на черте, отбирая либо добавляя воду (солярку). При отборе жидкость должна сливаться обратно в мерник.

Вывести уровень крошки на уровень черты.

После выхода материала на уровень черты измерить объём оставшейся воды в мернике путем ее взвешивания на весах.

Определить общий объём области засыпки кварцевого материала (чисто крошки или крошки с песком) путем измерений объема воды, залитой до уровня контрольной отметки на внутренней поверхности корпуса эталона (в  $\text{дм}^3$ ) по формуле:

$$V_{\text{общ}} = n \cdot V_{\text{мер}}. \quad (2.4)$$

Определить общую массу кварцевого материала, засыпанного в корпус СО до уровня контрольной отметки:

$$M_{\text{пес}} = \sum_{i=1}^k m_{\text{кв}}, \quad (2.5)$$

где  $m_{\text{пес}i}$  -  $i$ -тая навеска песка;  $k$  - количество навесок песка.

Определить общий объем воды, заполнившей поровое пространство СО в процессе засыпки до уровня контрольной отметки, по формуле (в  $\text{дм}^3$ ):

$$V_{\text{в}} = (m + 1) \cdot V_{\text{мер}} - V_{\text{ост}}. \quad (2.6)$$

Определить значение плотности, воспроизводимое СО, по результатам измерений массы исходных материалов (крошка, песка и воды) и общего объема засыпки песка по формуле:

$$\rho_{\text{СО}} = \frac{M_{\text{кр}} + M_{\text{пес}} + M_{\text{в}}}{V_{\text{общ}}}, \quad (2.7)$$

где  $M_{\text{пес}}$  - масса песка;  $M_{\text{кр}}$  масса крошки;  $M_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} \cdot V_{\text{в}}$  - масса воды (в кг);  $\rho_{\text{в}} = 998 \text{ кг/м}^3$  - плотность воды при температуре  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $V_{\text{в}}$  - объем воды, залитой в поровое пространство СО (в  $\text{м}^3$ ).

Определить коэффициент водонасыщенной пористости, воспроизводимый СО, по результатам измерений объема залитой воды и общего объема засыпки кварцевого песка (в %):

$$K_{\text{вп}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{общ}}} \cdot 100\%. \quad (2.8)$$

При оценке неоднородности эталона используется стабильный зонд аппаратуры НК с нормированным среднеквадратическим отклонением (СКО) случайной погрешности не более 0,1%.

СКО оценивают по результатам измерений зондом НК (отношение показаний малого и большого зондов) в пресной воде.

Оценку СКО случайной абсолютной погрешности эталонного зонда аппаратуры НК определим по формуле:

$$\tilde{\sigma}[\Delta_{\text{НК}}] = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n (K_{\text{п}j} - \bar{K}_{\text{п}})^2}, \quad (2.9)$$

где  $\bar{K}_n = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n K_{pi}$  - среднее значение коэффициента пористости в каждой точке контроля;  $n$  – общее число измерений в точке контроля.

Оценку абсолютной погрешности воспроизведения  $K_n$ , обусловленные его неоднородностью, при доверительной вероятности 0,95 по формуле:

$$\Delta_{\text{неодн}}[K_n] = t_s \cdot \sqrt{\tilde{\sigma}^2[\dot{A}_{\text{НСО}}] - \tilde{\sigma}^2[\dot{A}_{\text{НК}}]}, \quad (2.10)$$

где  $t_s$  - коэффициент Стьюдента.

#### **2.4. Оценка воспроизводимого значения коэффициента пористости пласта и погрешности**

Жесткая конструкция стандартного образца (корпус) изготовлена в форме цилиндра из нержавеющей стали. Для исключения влияния краевых эффектов диаметр корпуса модели должен быть не менее 1400 мм и высота засыпки носителя свойств не менее 1200 мм. Поэтому создан цилиндр с высотой корпуса 1600 мм, внешний диаметр корпуса 1470 мм и толщиной стенки 2 мм. Корпус эталона установлен на квадратной подставке высотой 25 см. В дне корпуса установлен кран для слива растворов из пласта.

Имитатор скважины должен быть изготовлен из стеклоленты на эпоксидной основе (для модели с солёной водой) в форме цилиндрической трубы с внутренним диаметром  $(216 \pm 1)$  мм и толщиной стенки  $(1,8 \pm 0,2)$  мм и высотой 2000 мм. Вертикальная ось корпуса соответствует оси имитатора скважины либо проходить параллельно с ним ( в случай модель с некоторыми скважинами. Дно скважины свариться на дно цилиндра.

Имитатор ствола скважины заполняется пресной водой до кровли имитатора пласта, после чего наблюдается засухи внешняя поверхность ИСС, а труба держит уровень воды. Для наверняка гидроизоляции внешняя поверхность покрывается тонкий слой жидкого стекла (ГОСТ 13078- 81). Всегда необходимо поддерживать в стволе скважины уровень воды.

### 2.4.1 Эталон коэффициент пористости песчаного пласта насыпного типа однафракционного состава

Имитатор пласта в зависимости от краевых эффектов и длины зонда должен иметь высоты (толщина пласта) не менее 1.2 м. высоту имитатора пласта 1.313 м после залить 1700 ± 3.4 литров воды для расчета общей объема с помощью 100 литрового мерника 2-го разряда (допускаемая абсолютная погрешность ±0,2 л) и поставили метку на внутренних стенках цилиндрического корпуса.

По уровню залитой воды на внутреннюю поверхность корпуса модели была нанесена яркая технологическая линия, до которой планировалась засыпка кварцевого щебня. Щебень предварительно был промыт водопроводной водой и высушен. После слива воду из цилиндра каждая навеска кварцевого щебня в диапазоне от 16 до 18 кг вместе с ведром была взвешена на электронных весах с допускаемой абсолютной погрешностью ±0,02 кг (относительная погрешность менее ±0,12 %). И равномерно засыпали щебень в корпус модели пласта на высоте около 100 мм и залили воду мерником до уровня насыпной фракции и сопровождающееся уплотнением путем трамбовки с помощью деревянных брусков, повторяется процедура заполнения модели фракции и воды с уплотнением до уровня метки 1313 мм. Общая масса засыпанного в корпус модели щебня до уровня контрольной отметки равна 2901±7 кг. Общий объем воды в поровом пространстве модели равен (600,5±1,2) литров.

Воспроизводимое значение коэффициента пористости определено объемным и весовым способами [2,14,31,43, 47,70].

В первом случае  $K_{п}$  определим как отношение объема воды  $V_{пор}$ , залитого в поровое пространство эталона, к общему объему ( $V$ ) всей засыпанной породы в корпус модели до уровня контрольной отметки по следующей формуле:

$$K_{п} = \frac{V_{пор}}{V} = \frac{600,5}{1700} = 0,3532. \quad (2.11)$$



Оценку абсолютной погрешности при доверительной вероятности, близкой к 1, найдена по формуле

$$\Delta K_{\Pi} = \pm K_{\Pi} \cdot \sqrt{2 \cdot (\delta V_{\text{мер}})^2} = \pm 0,3532 \sqrt{2 \cdot 0,002^2} = \pm 0,001 \quad (2.12)$$

где  $\delta V_{\text{мер}}$  – допускаемая относительная погрешность мерника  $\pm 0,2$  %.

С учетом незначительного влияния неровности уровня засыпки и неоднородности вещества вблизи скважины воспроизводимое значение  $K_{\Pi}$  с вероятностью 1 может находиться в пределах  $(35,3 \pm 0,2)$  %.

Во втором случае определение коэффициента пористости выполнялось методом косвенных измерений по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \left( \frac{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{изм}}}{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{вода}}} \right), \quad (2.13)$$

где  $\rho_{\text{кварц}}$  – плотность кварца (кварцевого щебня) при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , равная  $2650 \pm 5$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{изм}}$  – измеренное значение плотности кварцевого щебня с водой;  $\rho_{\text{вода}}$  – плотность воды при температуре  $24^{\circ}\text{C}$ , равная  $(997 \pm 1)$  кг/м<sup>3</sup>.

Измеренное значение плотности  $\rho_{\text{изм}}$  определили по формуле

$$\rho_{\text{изм}} = \frac{M_{\text{кварц}} + M_{\text{вода}}}{V} = \frac{2901 + 599}{1,7} = 2059 \text{ кг/м}^3 \quad (2.14)$$

где  $M_{\text{кварц}}$  – масса твердой фазы модели, равная  $(2901 \pm 3)$  кг;  $M_{\text{вода}}$  – масса воды в порах модели, равная  $(997 \cdot 0,6005) = (599 \pm 1)$  кг.

Определим воспроизводимое числовое значение коэффициента пористости.

$$K_{\Pi} = \left( \frac{2650 - 2059}{2650 - 997} \right) = 0,357.$$

Полученное значение  $K_{\Pi} = 0,357$  методом косвенных измерений незначительно отличается от значения  $K_{\Pi} = 0,353$  полученного объемным методом  $(0,004)$ .

Следовательно, за результат измерений  $K_{\Pi}$  принимаем интервал  $(35,3 \pm 0,2)$  % с вероятностью 1.

#### 2.4.2 Эталон коэффициента пористости песчаного пласта двухфракционного состава с концентрацией хлора в пласте 150 г\л

Для измерений общего объема засыпки с помощью 100 литрового мерника 2-го разряда (допускаемая абсолютная погрешность  $\pm 0,2$  л) в корпус эталона было залито  $(2280,2 \pm 4,6)$  литров воды и на внутренней стенке цилиндрического корпуса отмечен уровень засыпки.

Общая масса засыпанного в корпус модели щебня и песка до уровня контрольной отметки равна  $3539,27 \pm 8,33$  кг и  $1464,1 \pm 3,4$  кг. Общий объем воды в поровом пространстве модели равен  $(392,9 \pm 0,8)$  литров.

В первом случае  $K_{\Pi}$  определим как отношение объема воды  $V_{\text{пор}}$ , залитого в поровое пространство эталона, к общему объему ( $V$ ) всей засыпанной породы в корпус модели до уровня контрольной отметки по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V} = \frac{392,86}{2280,214} = 0,1721.$$

Оценку абсолютной погрешности при доверительной вероятности, близкой к 1, найдена по формуле

$$\Delta K_{\Pi} = \pm K_{\Pi} \cdot \sqrt{2 \cdot (\delta V_{\text{мер}})^2} = \pm 0,1721 \sqrt{2 \cdot 0,002^2} = \pm 0,0005$$

где  $\delta V_{\text{мер}}$  – допускаемая относительная погрешность мерника  $\pm 0,2$  %.

С учетом незначительного влияния неровности уровня засыпки и неоднородности вещества вблизи скважины воспроизводимое значение  $K_{\Pi}$  с вероятностью 1 может находиться в пределах  $(17,2 \pm 0,2)$  %.

Во втором случае определение коэффициента пористости выполнялось методом косвенных измерений по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \left( \frac{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{изм}}}{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{вода}}} \right),$$

где  $\rho_{\text{кварц}}$  – плотность кварца (кварцевого щебня) при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , равная  $2650 \pm$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{изм}}$  – измеренное значение плотности кварцевого щебня с водой;

$\rho_{\text{вода}}$  – плотность соляного раствора 150 г\л при температуре 20°C, равная (1098±1) кг/м<sup>3</sup>.

Измеренное значение плотности  $\rho_{\text{изм}}$  определили по формуле

$$\rho_{\text{изм}} = \frac{M_{\text{крошки}} + M_{\text{песок}} + M_{\text{вода}}}{V} = \frac{3539,265 + 1464,12 + 0,39286 \cdot 1098}{2,280} = 2383,6 \text{ кг/м}^3,$$

Принято  $\rho_{\text{изм}} = 2383 \text{ кг/м}^3$ .

где  $M_{\text{крошки}}$  - масса твердой кварц;  $M_{\text{песок}}$  – масса кварцево песка;  $M_{\text{вода}}$  - масса воды в порах модели, равная (1098\*0,392)=(430,4±1,0) кг.

Определим воспроизводимое числовое значение коэффициента пористости.

$$K_{\text{п}} = \left( \frac{2650 - 2383}{2650 - 1098} \right) = 0,1720.$$

Полученное значение  $K_{\text{п}}=0,1720$  методом косвенных измерений незначительно отличается от значения  $K_{\text{п}}=0,1721$  полученного объемным методом (0,0001).

Следовательно, за результат измерений  $K_{\text{п}}$  принимаем интервал (17,2±0,2) % с вероятностью 1.

### **2.4.3 Эталон коэффициента пористости песчаного пласта двухфракционного состава с концентрацией хлора в пласте 50 г\л**

Для измерений общего объема с помощью 100 литрового мерника 2-го разряда (допускаемая абсолютная погрешность ±0,2 л) было залито 2234,0±4,6 литров воды и на внутренней стенке цилиндрического корпуса отмечен уровень засыпки.

Общая масса засыпанного в корпус модели щебня и песка до уровня контрольной отметки равна 3503,85±8,25 кг и 1430,6±3,4 кг. Общий объем воды в поровом пространстве модели равен (374,03±0,8) литров.

В первом случае  $K_{\text{п}}$  определим как отношение объема воды  $V_{\text{пор}}$ , залитого в поровое пространство эталона, к общему объему ( $V$ ) всей засыпанной породы в

корпус модели до уровня контрольной отметки по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V} = \frac{374,03}{2234,017} = 0,1674.$$

Оценку абсолютной погрешности при доверительной вероятности, близкой к 1, найдена по формуле

$$\Delta K_{\Pi} = \pm K_{\Pi} \cdot \sqrt{2 \cdot (\delta V_{\text{мер}})^2} = \pm 0,1674 \sqrt{2 \cdot 0,002^2} = \pm 0,0005,$$

где  $\delta V_{\text{мер}}$  – допускаемая относительная погрешность мерника  $\pm 0,2$  %.

С учетом незначительного влияния неровности уровня засыпки и неоднородности вещества вблизи скважины воспроизводимое значение  $K_{\Pi}$  с вероятностью 1 может находиться в пределах  $(16,74 \pm 0,2)$  %.

Во втором случае определение коэффициента пористости выполнялось методом косвенных измерений по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = \left( \frac{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{изм}}}{\rho_{\text{кварц}} - \rho_{\text{вода}}} \right),$$

где  $\rho_{\text{кварц}}$  – плотность кварца (кварцевого щебня) при температуре 20°C, равная  $2650 \pm 5$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{изм}}$  – измеренное значение плотности кварцевого щебня с водой;  $\rho_{\text{вода}}$  – плотность воды при температуре 24°C, равная  $(1033 \pm 1)$  кг/м<sup>3</sup>.

Измеренное значение плотности  $\rho_{\text{изм}}$  определено по формуле

$$\rho_{\text{изм}} = \frac{M_{\text{крошки}} + M_{\text{пск}} + M_{\text{вода}}}{V} = \frac{3503,846 + 1430,55 + 0,37403 \cdot 1033}{2,234} = 2382 \text{ кг/м}^3,$$

где  $M_{\text{крошки}}$  – масса твердой кварц;  $M_{\text{пес}}$  – масса кварцевого песка;  $M_{\text{вода}}$  – масса воды в порах модели.

Определим воспроизводимое числовое значение коэффициента пористости.

$$K_{\Pi} = \left( \frac{2650 - 2382}{2650 - 1033} \right) = 0,1657$$

Полученное значение  $K_{\Pi} = 0,1657$  методом косвенных измерений незначительно отличается от значения  $K_{\Pi} = 0,1674$  полученного объемным методом (0,0017). Следовательно, за результат измерений  $K_{\Pi}$  принимаем интервал  $(16,7 \pm 0,2)$  %

## **2.5. Построение семейства поправочных функций влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК с зондом НГК**

Для оценки влияния концентрации NaCl в скважине на измерения коэффициента пористости пласта аппаратурой НК с зондами НГК, ННК-Т и ННК-НТ были приготовлены 4 емкости вместимостью по 60 л с водным раствором NaCl с концентрацией 50, 100, 150 и 200 г/л.

Измерения выполнялись аппаратурой ПРКЛ с зондом НГК, РК5-76 с зондом ННК-Т и СРК-1 с зондом ННК-НТ с калибровочными функциями (КФ), построенными на эталонах пористости песчаных водонасыщенных пород с нулевой концентрацией NaCl.

### **2.5.1 Построение семейства поправочных функций НГК в модели пористого пласта однофракционного типа**

Сначала были выполнены измерения  $K_{п}$  всеми приборами при нулевой концентрации NaCl в пласте и в скважине для получения базовых значений  $K_{п0}$ , относительно которых оценивались изменения от влияния хлора.

Затем были выполнены измерения  $K_{п}$  всеми приборами при нулевой концентрации NaCl в пласте при каждом фиксированном значении концентрации NaCl в скважине. С помощью насоса выкачивался из скважины водный раствор NaCl меньшей концентрации и заливался раствор большей концентрации.

Далее были выполнены измерения  $K_{п}$  всеми приборами при концентрации NaCl 50 г/л в пласте при каждом фиксированном значении концентрации NaCl в скважине. Цикл измерений повторен для содержания NaCl в пласте 100 и 150 г/л.

Поправки к показаниям приборов ПРКЛ (зонд НГК) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Поправки к показаниям прибора ПРКЛ (зонд НГК) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине

NaCl в пласте, г/л	NaCl в скважине, г/л	ПРКЛ-73, зонд НГК $K_{п}$ , %	Поправка к ПРКЛ-73, %
0	0	35,43	0,02
0	50	31,47	2,765
0	100	29,46	4,423
0	150	28,41	5,314
50	0	30,91	1,619
50	50	26,58	4,165
50	100	24,674	5,621
50	150	23,57	6,311
100	0	29,27	2,734
100	50	25,28	5,636
100	100	23,77	6,910
100	150	22,41	7,520
150	0	27,84	3,748
150	50	23,77	6,810
150	100	22,44	7,764
150	150	21,43	8,347

*Влияние хлора в скважине на показания аппаратуры НК*

Влияние концентрации хлора в скважине оценим при разном значении концентрации хлора в пласте.

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине с  $K_{п} = 35,3$  % при разной концентрации NaCl в пласте показан на рисунке 2.4.

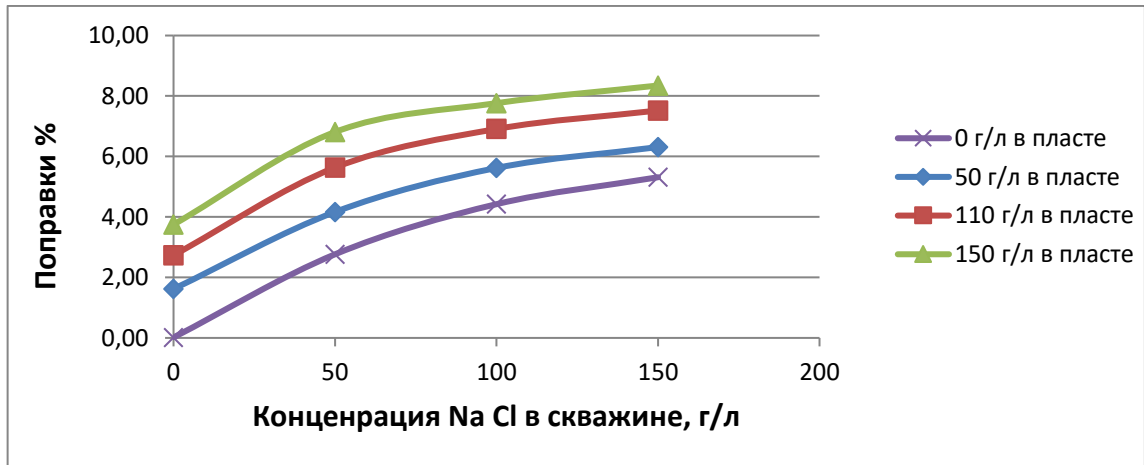


Рисунок 2.4 - Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине с  $K_{\text{п}} = 35,3 \%$  при разной концентрации NaCl в пласте

#### *Влияние концентрации хлора в пласте*

Влияние концентрации хлора в пласте оценим при разном значении концентрации хлора в скважине.

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в пласте с  $K_{\text{п}} = 35,3 \%$  при разной концентрации NaCl в скважине представлен на рисунке 2.5.

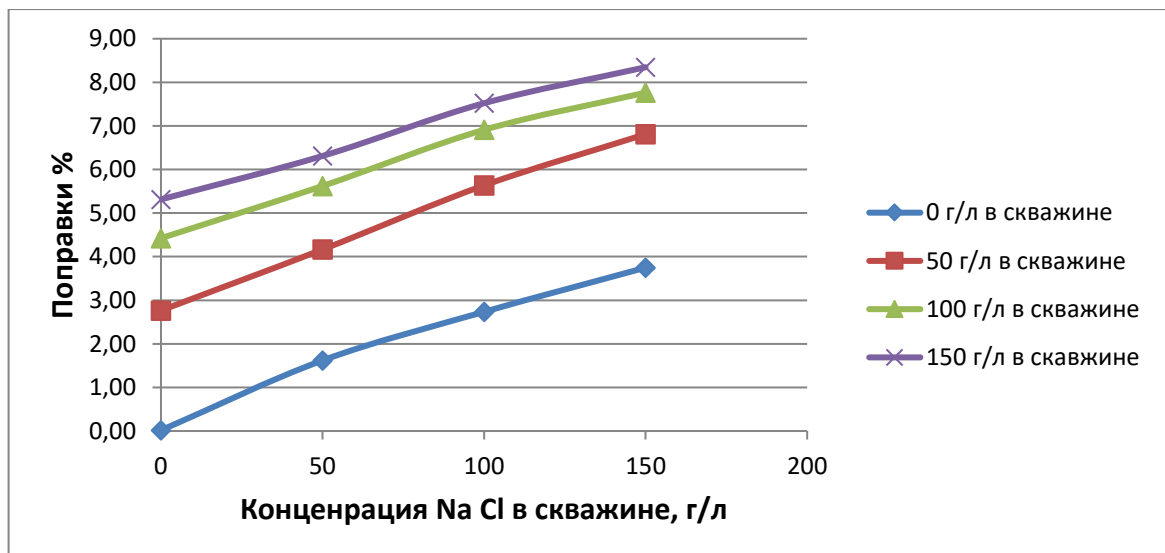


Рисунок 2.5 - Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в пласте с  $K_{\text{п}} = 35,3 \%$  при разной концентрации NaCl в скважине

## Построение поправочных функций для аппаратуры ПРКЛ с зондом НГК

### *Логарифмическая поправочная функция*

Поскольку поправочные функции на графике 4 нелинейные и похожи на логарифмическую зависимость, то поправочную функцию совместного влияния концентрации хлора в пласте и в скважине следует искать в следующем виде:

$$\theta(C_n, C_c) = \text{Ln}(1 + b \cdot C_n + c \cdot C_c + d \cdot C_n \cdot C_c)$$

Преобразуем уравнение

$$e^\theta - 1 = b \cdot C_n + c \cdot C_c + d \cdot C_n \cdot C_c$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблицы

$$e^{2,77} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 50 + d \cdot 0 \cdot 50$$

$$e^{4,42} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 100 + d \cdot 0 \cdot 100$$

$$e^{5,31} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 150 + d \cdot 0 \cdot 150$$

$$e^{1,62} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 0 + d \cdot 50 \cdot 0$$

$$e^{4,16} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 50 + d \cdot 50 \cdot 50$$

$$e^{5,62} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 100 + d \cdot 50 \cdot 100$$

$$e^{6,31} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 150 + d \cdot 50 \cdot 150$$

$$e^{2,73} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 0 + d \cdot 100 \cdot 0$$

$$e^{5,64} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 50 + d \cdot 100 \cdot 50$$

$$e^{6,91} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 100 + d \cdot 100 \cdot 100$$

$$e^{7,52} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 150 + d \cdot 100 \cdot 150$$

$$e^{3,75} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 0 + d \cdot 150 \cdot 0$$

$$e^{6,81} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 50 + d \cdot 150 \cdot 50$$

$$e^{7,76} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 100 + d \cdot 150 \cdot 100$$

$$e^{8,35} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 150 + d \cdot 150 \cdot 150$$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на



числа после коэффициентов  $b$ ,  $c$  и  $d$ , находя каждый раз сумму левых и правых частей.

В итоге получим следующую систему уравнений:

$$1,5 = b \cdot 0,14 + c \cdot 0,09 + d \cdot 10,5$$

$$1,5 = b \cdot 0,09 + c \cdot 0,1125 + d \cdot 10,5$$

$$181,5 = b \cdot 10,5 + c \cdot 10,5 + d \cdot 1225$$

Составим матричное уравнение:

$$\begin{vmatrix} 1,5 \\ 1,5 \\ 181,5 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,14 & 0,09 & 10,5 \\ 0,09 & 0,14 & 10,5 \\ 10,5 & 10,5 & 1225 \end{vmatrix}$$

Найдем основной определитель матрицы  $3 \times 3$ :

$$\begin{aligned} \Delta &= 0,14(0,14 \cdot 1225 - 10,5^2) - 0,09 \cdot (0,09 \cdot 1225 - 10,5^2) + \\ &+ 10,5(0,09 \cdot 10,5 - 0,14 \cdot 10,5) = 3,0625 \end{aligned}$$

Найдем дополнительные определители для коэффициента  $b$ ,  $\Delta_b = -4,64$

Найдем дополнительные определители для коэффициента  $c$ ,  $\Delta_c = -6,48$

Найдем дополнительные определители для коэффициента  $d$ ,  $\Delta_d = 0,55$

Разделим каждый из дополнительных определителей на основной определитель матрицы и найдем коэффициенты  $b$ ,  $c$  и  $d$ .

В итоге получим  $b = -1,51$   $c = -2,11$   $d = 0,18$

Поправочная функция двух переменных имеет следующий вид

$$\theta(C_n, C_c) = \text{Ln}(1 - 1,51 \cdot C_n - 2,11 \cdot C_c + 0,18 \cdot C_n \cdot C_c)$$

Если подставить в эту поправочную функцию исходные концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине, то получим значения соответствующих поправок, близким к значениям, указанным в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

NaCl в пласте, кг/л	NaCl в скважине, кг/л	Аддитивная поправка по ЛФ, %	Поправка по прибору НГК, %	Разность поправок по НГК и ЛФ, %
0	0,05		2,77	
0	0,1		4,42	
0	0,15		5,31	
0,05	0		1,62	
0,05	0,05	5,59	4,16	-1,43
0,05	0,1	6,41	5,62	-0,79
0,05	0,15	6,86	6,31	-0,55
0,1	0		2,73	
0,1	0,05	6,46	5,64	-0,83
0,1	0,1	7,27	6,91	-0,36
0,1	0,15	7,71	7,52	-0,19
0,15	0		3,75	
0,15	0,05	6,92	6,81	-0,11
0,15	0,1	7,72	7,76	0,04
0,15	0,15	8,16	8,35	0,19

Максимальные отклонения не превышают  $\pm 1,5\%$ , что является хорошим показателем для погрешности поправок.

Обычно погрешностью измерений влияющей величины и выходного сигнала можно пренебречь. Тогда за оценку погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальная из погрешностей эталонов (либо  $\pm \Delta_{оп1э}$ , либо  $\pm \Delta_{оп2э}$ ).

### ***Параболическая поправочная функция***

Рассмотрим сначала ПФ аппаратуры в виде параболической функции с четырьмя коэффициентами:

$$\theta(C_n, C_c) = a C_n + b \cdot (C_n)^2 + c \cdot C_c + d \cdot (C_c)^2$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблицы

$$\begin{aligned} 2.77 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\ 4.42 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\ 5.31 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\ 1.62 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2 \\ 4.17 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\ 5.62 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\ 6.31 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\ 2.73 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2 \\ 5.63 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\ 6.91 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\ 7.52 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\ 3.75 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2 \\ 6.81 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\ 7.76 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\ 8.35 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \end{aligned}$$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$ , находя каждый раз сумму левых и правых частей. В итоге получим следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} 7.17 &= a \cdot 0,14 + b \cdot 0,018 + c \cdot 0,09 + d \cdot 0,0105 \\ 0.87 &= a \cdot 0,018 + b \cdot 0,00245 + c \cdot 0,0105 + d \cdot 0,00123 \\ 7.56 &= a \cdot 0,09 + b \cdot 0,0105 + c \cdot 0,14 + d \cdot 0,018 \\ 0.91 &= a \cdot 0,0105 + b \cdot 0,001225 + c \cdot 0,018 + d \cdot 0,00245 \end{aligned}$$

Система уравнений в матричной форме имеет следующий вид:

$$\begin{vmatrix} 7.17 \\ 0.87 \\ 7.56 \\ 0.91 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,14 & 0,018 & 0,09 & 0,0105 \\ 0,018 & 0,00245 & 0,0105 & 0,00123 \\ 0,09 & 0,0105 & 0,14 & 0,018 \\ 0,0105 & 0,001225 & 0,018 & 0,00245 \end{vmatrix}$$

В итоге решения этой система получим следующие значения коэффициентов:

$$a = 31,367; b = -45,68; c = 66,168; d = -224,58$$

Поправочная функция двух переменных имеет следующий вид

$$\theta(C_n, C_c) = 31,367 \cdot C_n - 45,68 \cdot (C_n)^2 + 66,168 \cdot C_c - 224,6 \cdot (C_c)^2$$

Если подставить в эту поправочную функцию исходные концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине, то получим значения соответствующих поправок.

Разница между экспериментальными и расчетными значениями поправок показана в таблице 2.3.

Максимальные отклонения не превышают 0,44%, что является хорошим показателем для погрешности поправок и меньше, чем при логарифмической ПФ.

Погрешностью измерений влияющей величины и выходного сигнала можно пренебречь.

Тогда за оценку погрешности поправки к показаниям аппаратуры с построенной ПФ в каждой точке контроля принимается сумма отклонения поправки по прибору и по ПФ и погрешность эталона  $\pm \Delta_3$ .

Таблица 2.3 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

NaCl в пласте, кг/л	NaCl в скважине, кг/л	Аддитивная по- правка по ПФ, %	Поправка по прибору НГК, %	Разность по- правок по НГК и ПФ, %
0	0,05	2,75	2,77	0,02
0	0,1	4,37	4,42	0,05
0	0,15	4,87	5,31	0,44
0,05	0	1,45	1,62	0,17
0,05	0,05	4,20	4,16	-0,04
0,05	0,1	5,82	5,62	-0,20
0,05	0,15	6,33	6,31	-0,02
0,1	0	2,68	2,73	0,05
0,1	0,05	5,43	5,64	0,21
0,1	0,1	7,05	6,91	-0,14
0,1	0,15	7,55	7,52	-0,03
0,15	0	3,68	3,75	0,07
0,15	0,05	6,42	6,81	0,39
0,15	0,1	8,05	7,76	-0,28
0,15	0,15	8,55	8,35	-0,20

### 2.5.2 Построение семейства поправочных функций НГК в модели пористого пласта двухфракционного типа

Для оценки влияния концентрации NaCl в скважине на измерения коэффициента пористости пласта в двух фракционных эталонах с концентрации в пласте 50 и 150 г/л аппаратурой НК с зондами НГК, были приготовлены 4 емкости вместимостью по 60 л с водным раствором NaCl с концентрацией 50, 100, 150 и 200 г/л.

Измерения выполнялись аппаратурой ПРКЛ с зондом НГК с калибровоч-

ными функциями (КФ), построенными на эталонах пористости песчаных водонасыщенных пород с нулевой концентрацией NaCl.

Сначала были выполнены измерения  $K_{п}$  при нулевой концентрации NaCl в скважине.

Далее были выполнены измерения  $K_{п}$  при концентрации NaCl 50,100,150 и 200 г/л NaCl в скважине.

Поправки к показаниям приборов ПРКЛ (зонд НГК) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине представлены в таблице 2.4.

#### *Построение поправочных функций для аппаратуры ПРКЛ с зондом НГК*

Влияние концентрации хлора в скважине оценим при разном значении концентрации хлора в пласте.

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине с  $K_{п} = 16,7-17,2$  % при разной концентрации NaCl в пласте показан на рисунке 2.6.

Таблица 2.4 – Поправки к показаниям прибора ПРКЛ (зонд НГК) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине

NaCl в пласте, г/л	NaCl в скважине, г/л	ПРКЛ-73, зонд НГК $K_{п}$ , %	Поправка к ПРКЛ-73, %
0	50	17,41261068	-0,71261
50	50	16,02985358	0,67015
100	50	15,32518105	1,37482
150	50	15,04932189	1,81068
200	50	14,78003554	1,91996
0	150	17,73628529	-0,536285
50	150	16,58421859	0,61578
100	150	15,84720076	1,3528
150	150	15,43865349	1,76135
200	150	15,28902763	1,91097

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине с  $K_{п} = 16,7$  и  $17,2$  % при разной концентрации NaCl в пласте показан на рисунке 2.6.

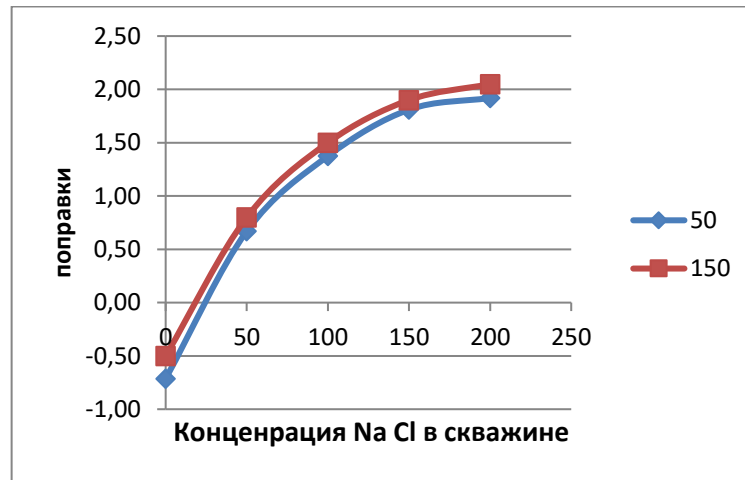


Рисунок 2.6 - Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры ПРКЛ-73 от концентрации NaCl в скважине с  $K_{п} = 16,7$  и  $17,2$  % при разной концентрации NaCl в пласте

### Совместное влияние концентрации хлора в пласте и в скважине

Рассмотрим сначала ПФ аппаратуры в виде параболической функции с четырьмя коэффициентами:

$$\theta(C_{п}, C_c) = a C_{п} + b \cdot (C_{п})^2 + c \cdot C_c + d \cdot (C_c)^2$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблицы

$$\begin{aligned} (-0,9126) &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2. \\ 0,47 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2. \\ 1,175 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2. \\ 14,51 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2. \\ 1,72 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2. \\ (-0,536) &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2. \\ 0,616 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2. \\ 1,353 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2. \\ 1,761 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2. \\ 1,911 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2. \end{aligned}$$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$ , находя каждый раз сумму левых и правых частей и решим матрицу. В итоге получим

$$a = -16,023; c = 27,155;$$

$$b = 80,536; d = -73,549;$$

Поправочная функция двух переменных имеет следующий вид

$$\theta(C_n, C_c) = -13,023 C_n + 80,536 \cdot (C_n)^2 + 27,151 \cdot C_c - 73,549 \cdot (C_c)^2$$

Если подставить в эту поправочную функцию исходные концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине, то получим значения соответствующих поправок. Разница между экспериментальными и расчетными значениями поправок показана в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

<b>NaCl в пласте, кг/л</b>	<b>NaCl в сква- жине, кг/л</b>	<b>Аддитивная по- правка по ПФ, %</b>	<b>Поправка по прибору НГК, %</b>	<b>Разность поправок по НГК и ПФ, %</b>
0,05	0	-0,60	-0,71	-0,11
0,05	0,05	0,57	0,67	0,10
0,05	0,1	1,38	1,37	-0,01
0,05	0,15	1,82	1,81	-0,01
0,05	0,2	1,89	1,92	0,03
0,15	0	-0,59	-0,54	0,06
0,15	0,05	0,58	0,62	0,03
0,15	0,1	1,39	1,35	-0,04
0,15	0,15	1,83	1,76	-0,07
0,15	0,2	1,90	1,91	0,01



## **2.6. Построение семейства поправочных функций влияния концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК с зондом ННК-Т**

Для оценки влияния концентрации NaCl в скважине на измерения коэффициента пористости пласта аппаратурой НК с зондами ННК-Т были приготовлены 4 емкости вместимостью по 60 л с водным раствором NaCl с концентрацией 50, 100, 150 и 200 г/л.

Измерения выполнялись аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т с калибровочными функциями (КФ), построенными на эталонах пористости песчаных водонасыщенных пород с нулевой концентрацией NaCl.

### **2.6.1. Измерения аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т в модели однофракционного типа**

Сначала были выполнены измерения  $K_{п}$  всеми приборами при нулевой концентрации NaCl в пласте и в скважине для получения базовых значений  $K_{п0}$ , относительно которых оценивались изменения от влияния хлора.

Затем были выполнены измерения  $K_{п}$  всеми приборами при нулевой концентрации NaCl в пласте при каждом фиксированном значении концентрации NaCl в скважине. С помощью насоса выкачивался из скважины водный раствор NaCl меньшей концентрации и заливался раствор большей концентрации.

Далее были выполнены измерения  $K_{п}$  всеми приборами при концентрации NaCl 50 г/л в пласте при каждом фиксированном значении концентрации NaCl в скважине. Цикл измерений повторен для содержания NaCl в пласте 100 и 150 г/л.

Поправки к показаниям приборов РК5-76 (зонд ННК-Т) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Поправки к показаниям прибора РК5-76 (зонд НК-Т) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине

NaCl в пласте, г/л	NaCl в скважине, г/л	$K_n$ , %	Поправка, %
0	0	35,52	0
0	50	36,69	-1,17
0	100	37,21	-1,69
0	150	37,43	-1,90
0	200	37,47	-1,95
50	0	36,80	-1,27
50	50	37,59	-2,07
50	100	38,00	-2,48
50	150	38,32	-2,80
50	200	38,34	-2,83
100	0	37,02	-1,50
100	50	37,84	-2,32
100	100	38,33	-2,81
100	150	38,53	-3,01
100	200	38,60	-3,07
150	0	37,11	-1,58
150	50	37,981	-2,46
150	100	38,44	-2,92
150	150	38,68	-3,16
150	200	38,73	-3,21

Влияние концентрации хлора в скважине оценим при разном значении концентрации хлора в пласте.

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в скважине с  $K_n = 35,3$  % при разной концентрации NaCl в пласте показан на рисунке 2.7.

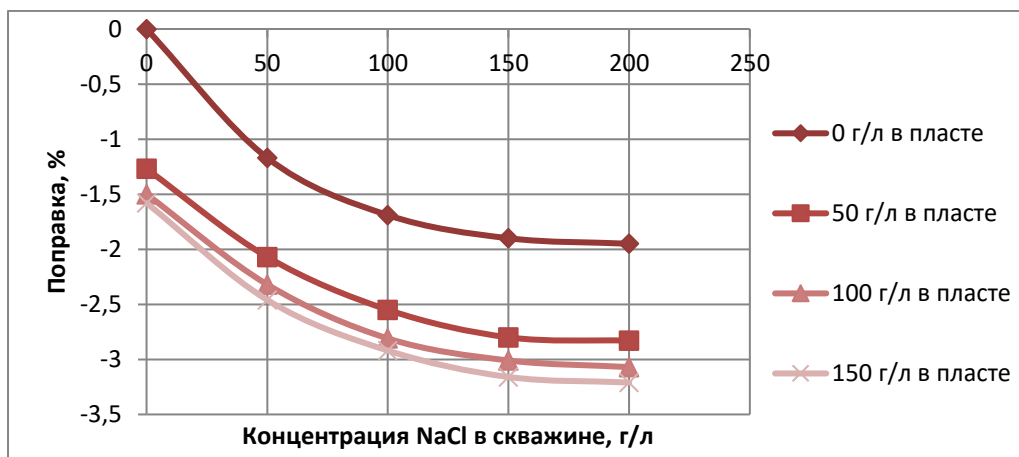


Рисунок 2.7 - Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в скважине при разной концентрации NaCl в пласте с  $K_{п} = 35,3 \%$

Из графика на рисунке 2.7 видно, что для зонда НГК характерно занижение измеренных значений  $K_{п}$  при появлении хлора в пласте и скважине. Причем, влияние аномальных свойств хлора сильно проявляется при малой его концентрации как в пласте, так и в скважине. При повышении концентрации хлора в пласте и скважине поправочные кривые выполаживаются и также асимптотически приближаются к своей константе в зависимости от концентрации хлора в пласте. Занижение показаний происходит в результате того, что количество гамма-квантов в счетчике возрастает в результате образования гамма-квантов при захвате тепловых нейтронов ядрами хлора.

Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в пласте ( $K_{п} = 35,3 \%$ ) при разной концентрации NaCl в скважине представлен на рисунке 2.8.

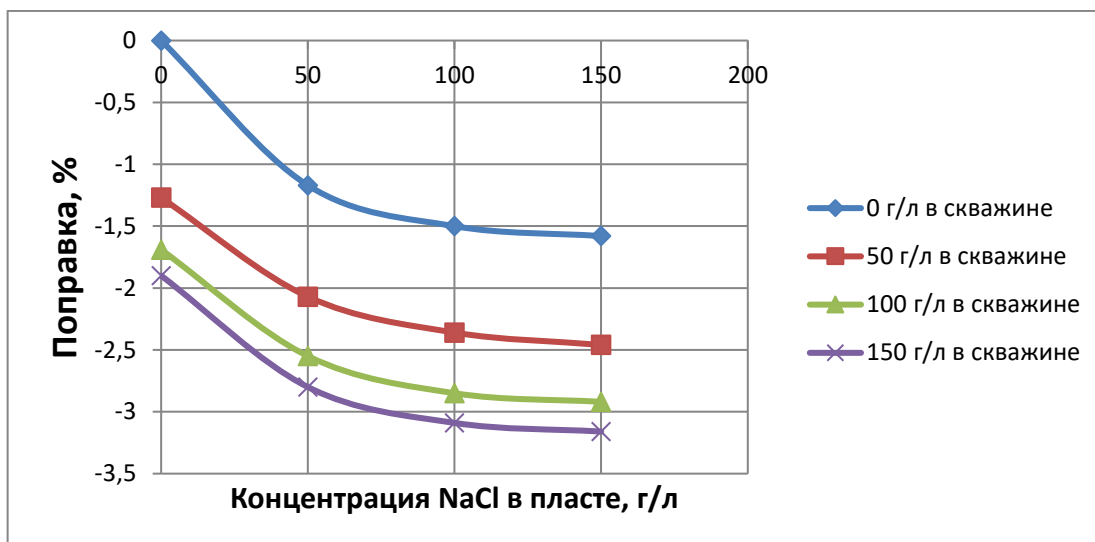


Рисунок 2.8 - Графики зависимости поправки к показаниям аппаратуры РК5-76 от концентрации NaCl в пласте с  $K_p = 35,3 \%$  при разной концентрации NaCl в скважине

Из графика на рисунке 2.8 видно, что для зонда ННК-Т характерно завышение измеренных значений  $K_p$ . Причем, влияние аномальных свойств хлора сильно проявляется при малой его концентрации как в пласте, так и в скважине. При повышении концентрации хлора в пласте и скважине поправочные кривые выполаживаются и асимптотически приближаются к своей константе в зависимости от концентрации хлора в пласте. Завышение показаний происходит в результате того, что относительный выходной сигнал возрастает из-за уменьшения частоты следования импульсов на дальнем детекторе, так тепловые нейтроны поглощаются хлором, не долетая до дальнего детектора, в то время как на ближнем детекторе они продолжают регистрироваться.

### *Совместное влияние концентрации хлора в пласте и в скважине*

#### *Логарифмическая функция*

Поскольку поправочные функции на графике 4 также нелинейные и имеют зависимость, близкую к логарифмической, то поправочную функцию совместного влияния концентрации хлора в пласте и в скважине следует также искать в виде такой же логарифмической функции, как и для аппаратуры ПРКЛ-73:

$$\theta(C_n, C_c) = \ln(1 + b \cdot C_n + c \cdot C_c + d \cdot C_n \cdot C_c)$$

Преобразуем уравнение в степенную зависимость, чтобы в правой части остались коэффициенты  $b$ ,  $c$  и  $d$  в явном виде,

$$e^\theta - 1 = b \cdot C_n + c \cdot C_c + d \cdot C_n \cdot C_c$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблицы

$$e^{-1,17} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 50 + d \cdot 0 \cdot 50$$

$$e^{-1,69} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 100 + d \cdot 0 \cdot 100$$

$$e^{-1,9} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 150 + d \cdot 0 \cdot 150$$

$$e^{-1,95} - 1 = b \cdot 0 + c \cdot 200 + d \cdot 0 \cdot 200$$

$$e^{-1,27} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 0 + d \cdot 50 \cdot 0$$

$$e^{-2,07} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 50 + d \cdot 50 \cdot 50$$

$$e^{-2,48} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 100 + d \cdot 50 \cdot 100$$

$$e^{-2,8} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 150 + d \cdot 50 \cdot 150$$

$$e^{-2,83} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 200 + d \cdot 50 \cdot 200$$

$$e^{-1,5} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 0 + d \cdot 100 \cdot 0$$

$$e^{-2,32} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 50 + d \cdot 100 \cdot 50$$

$$e^{-2,81} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 100 + d \cdot 100 \cdot 100$$

$$e^{-3,01} - 1 = b \cdot 100 + c \cdot 150 + d \cdot 100 \cdot 150$$

$$e^{-3,07} - 1 = b \cdot 50 + c \cdot 200 + d \cdot 50 \cdot 200$$

$$e^{-1,58} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 0 + d \cdot 150 \cdot 0$$

$$e^{-2,46} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 50 + d \cdot 150 \cdot 50$$

$$e^{-2,92} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 100 + d \cdot 150 \cdot 100$$

$$e^{-3,16} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 150 + d \cdot 150 \cdot 150$$

$$e^{-3,21} - 1 = b \cdot 150 + c \cdot 200 + d \cdot 150 \cdot 200$$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов  $b$ ,  $c$  и  $d$ , находя каждый раз сумму левых и правых частей. В итоге получим систему уравнений:

$$-1.357 = b \cdot 175 + c \cdot 150 + d \cdot 17500$$

$$-1.828 = b \cdot 150 + c \cdot 300 + d \cdot 22500$$

$$-141.84 = b \cdot 17500 + c \cdot 22500 + d \cdot 2625000$$

Составим матричное уравнение:

$$\begin{vmatrix} -1.357 \\ -1.828 \\ -141.84 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 175 & 150 & 17500 \\ 150 & 300 & 22500 \\ 17500 & 22500 & 2625000 \end{vmatrix}$$

Найдем основной определитель матрицы 3x3:

$$\Delta = 175(300 \cdot 2625000 - 22500^2) - 150(150 \cdot 2625000 - 22500 \cdot 17500) + 17500(150 \cdot 22500 - 300 \cdot 17500) = 16406 \cdot 10^6$$

Найдем дополнительные определители для коэффициента  $b$ ,  $\Delta_b = -116 \cdot 10^6$

Найдем дополнительные определители для коэффициента  $c$ ,  $\Delta_c = -94 \cdot 10^6$

Найдем дополнительные определители для коэффициента  $d$ ,  $\Delta_d = 0.7 \cdot 10^6$

Разделим каждый из дополнительных определителей на основной определитель матрицы и найдем коэффициенты  $b$ ,  $c$  и  $d$ .

В итоге получим  $b = -0.007$ ,  $c = -0.005$ ,  $d = 0.004 \cdot 10^{-2}$

Поправочная функция двух переменных имеет следующий вид

$$\theta(C_n, C_c) = \ln(1 - 0.007 \cdot C_n - 0.005 \cdot C_c + 0.004 \cdot 10^{-2} \cdot C_n \cdot C_c)$$

Если подставить в эту поправочную функцию исходные концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине, то получим значения соответствующих поправок, близким к значениям, указанным в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

NaCl в пласте, кг/л	NaCl в скважине, кг/л	Аддитивная поправка по ЛФ, %	Поправка по прибору РК5, %	Разность поправок по РК5 и ЛФ, %
0	0,05	-0,34	-1,17	-0,83
0	0,1	-0,85	-1,69	-0,84
0	0,15	-1,97	-1,9	0,07
0	0,2		-1,95	
0,05	0	-0,43	-1,27	-0,84
0,05	0,05	-0,76	-2,07	-1,31
0,05	0,1	-1,26	-2,48	-1,22
0,05	0,15	-2,27	-2,8	-0,53
0,05	0,2		-2,83	
0,1	0	-1,22	-1,5	-0,28
0,1	0,05	-1,52	-2,32	-0,80
0,1	0,1	-1,95	-2,81	-0,86
0,1	0,15	-2,71	-3,01	-0,30
0,1	0,2		-3,07	
0,15	0		-1,58	
0,15	0,05		-2,46	
0,15	0,1	-3,34	-2,92	0,42
0,15	0,15	-3,51	-3,16	0,35
0,15	0,2	-2,83	-3,21	-0,38

Максимальные отклонения не превышают  $\pm 1,3\%$ , что не является хорошим показателем для погрешности поправок.

Обычно погрешностью измерений влияющей величины и выходного сигнала можно пренебречь. Тогда за оценку погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальная из погрешностей эталонов (либо  $\pm \Delta_{оп1э}$ , либо  $\pm \Delta_{оп2э}$ ).

#### *Параболическая функция*

Рассмотрим сначала ПФ аппаратуры в виде параболической функции с четырьмя коэффициентами:

$$\theta(C_n, C_c) = a C_n + b \cdot (C_n)^2 + c \cdot C_c + d \cdot (C_c)^2.$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблицы

$$\begin{aligned}
 -1.17 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\
 -1.69 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\
 -1.9 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\
 -1.95 &= a \cdot 0 + b \cdot 0^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2 \\
 -1.27 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2 \\
 -2.07 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\
 -2.48 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\
 -2.8 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\
 -2.83 &= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2 \\
 -1.5 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2 \\
 -2.32 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\
 -2.81 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\
 -3.01 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\
 -3.07 &= a \cdot 0,1 + b \cdot 0,1^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2 \\
 -1.58 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2 \\
 -2.46 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2 \\
 -2.92 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2 \\
 -3.16 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2 \\
 -3.21 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2
 \end{aligned}$$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$ , находя каждый раз сумму левых и правых частей. В итоге получим следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned}
 -3,843 &= a \cdot 0,175 + b \cdot 0,0225 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,0205 \\
 -0,45565 &= a \cdot 0,0225 + b \cdot 0,003 + c \cdot 0,0175 + d \cdot 0,0025 \\
 -5,2335 &= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,0175 + c \cdot 0,3 + d \cdot 0,042 \\
 -0,692825 &= a \cdot 0,0205 + b \cdot 0,0025 + c \cdot 0,042 + d \cdot 0,00725
 \end{aligned}$$



Составим матричное уравнение:

$$\begin{vmatrix} 3,843 \\ -0,455 \\ -5,234 \\ -0,693 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,175 & 0,0225 & 0,15 & 0,0205 \\ 0,0225 & 0,003 & 0,0175 & 0,0025 \\ 0,15 & 0,0175 & 0,3 & 0,042 \\ 0,0205 & 0,0025 & 0,0025 & 0,00725 \end{vmatrix}$$

Найдем основной определитель матрицы 4x4 –

$$\Delta = 5,57 \cdot 10^{-9}.$$

Найдем дополнительные определители:

- для коэффициента  $a$ ,  $\Delta_a = -1,51 \cdot 10^{-7}$ ;
- для коэффициента  $b$ ,  $\Delta_b = 6 \cdot 10^{-7}$ ;
- для коэффициента  $c$ ,  $\Delta_c = -6,7 \cdot 10^{-8}$ ;
- для коэффициента  $d$ ,  $\Delta_d = 7,4 \cdot 10^{-8}$ .

Разделим каждый из дополнительных определителей на основной определитель матрицы и найдем коэффициенты  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$ .

В итоге получим  $a = -27,067$ ;  $b = 108,149$ ;  $c = -12,082$ ;  $d = 13,300$ .

Поправочная функция двух переменных имеет следующий вид

$$\theta(C_n, C_c) = -27,067 \cdot C_n + 108,149 \cdot (C_n)^2 + -12,082 \cdot C_c + 13,300 \cdot (C_c)^2.$$

Если подставить в эту поправочную функцию исходные концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине, то получим значения соответствующих поправок.

Разница между экспериментальными и расчетными значениями поправок показана в таблице 21.

Таблица 2.8 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

<b>NaCl в пласте, кг/л</b>	<b>NaCl в сква- жине, кг/л</b>	<b>Аддитивная поправка по ПФ, %</b>	<b>Поправка по прибору РК5, %</b>	<b>Разность поправок по РК5 и ПФ, %</b>
0	0,05	-0,57	-1,17	-0,60
0	0,1	-1,08	-1,69	-0,61
0	0,15	-1,51	-1,9	-0,39
0	0,2	-1,88	-1,95	-0,07
0,05	0	-1,08	-1,27	-0,19
0,05	0,05	-1,65	-2,07	-0,42
0,05	0,1	-2,16	-2,48	-0,32
0,05	0,15	-2,60	-2,8	-0,20
0,05	0,2	-3,50	-2,83	0,67
0,1	0	-1,63	-1,5	0,13
0,1	0,05	-2,20	-2,32	-0,12
0,1	0,1	-2,70	-2,81	-0,11
0,1	0,15	-3,14	-3,01	0,13
0,1	0,2	-3,51	-3,07	0,44
0,15	0	-1,63	-1,58	0,05
0,15	0,05	-2,20	-2,46	-0,26
0,15	0,1	-2,70	-2,92	-0,22
0,15	0,15	-3,14	-3,16	-0,02
0,15	0,2	-3,51	-3,21	0,30

Максимальные отклонения не превышают 0,67%, что является хорошим показателем для погрешности поправок и меньше, чем при логарифмической ПФ.

Погрешностью измерений влияющей величины и выходного сигнала можно пренебречь. Тогда за оценку погрешности поправки к показаниям аппаратуры с построенной ПФ в каждой точке контроля принимается сумма отклонения поправки по прибору и по ПФ и погрешность эталона  $\pm\Delta$ .

### 2.6.2. Измерения аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т в модели двухфракционного типа

Для оценки влияния концентрации NaCl в скважине на измерения коэффициента пористости пласта аппаратурой НК с зондами ННК-Т повторили процедуры как при измерении с аппаратуры ПРКЛ 73.

Поправки к показаниям приборов НК (зонд ННК-Т) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Поправки к показаниям прибора НК (зонд ННК-Т) в зависимости от содержания NaCl в пласте и в скважине

NaCl в пласте, г/л	NaCl в скважине, г/л	РК5-76, зонд ННКТ $K_n$ , %	Поправка к РК5-76, %
0	50	18,563	-1,863
50	50	18,634	-1,934
100	50	18,585	-1,885
150	50	18,461	-1,761
200	50	18,541	-1,841
0	150	19,801	-2,601
50	150	19,806	-2,606
100	150	19,854	-2,654
150	150	19,812	-2,612
200	150	19,800	-2,600

*Совместное влияние концентрации хлора в пласте и в скважине.*

Рассмотрим сначала ПФ аппаратуры в виде параболической функции с четырьмя коэффициентами:

$$\theta(C_n, C_c) = a \cdot C_n + b \cdot (C_n)^2 + c \cdot C_c + d \cdot (C_c)^2$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблицы

$$(-1,863)= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2.$$

$$(-1,934)= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2.$$

$$(-1,885)= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2.$$

$$(-1,761)= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2.$$

$$(-1,841)= a \cdot 0,05 + b \cdot 0,05^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2.$$

$$(-2,601)= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0 + d \cdot 0^2.$$

$$(-2,606)= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,05 + d \cdot 0,05^2.$$

$$(-2,654)= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,1 + d \cdot 0,1^2.$$

$$(-2,612)= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,15 + d \cdot 0,15^2.$$

$$(-2,6)= a \cdot 0,15 + b \cdot 0,15^2 + c \cdot 0,2 + d \cdot 0,2^2.$$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$ , находя каждый раз сумму левых и правых частей и решим матрицу. В итоге получим

$$A = -47,212;$$

$$B = 198,176;$$

$$C = -0,308;$$

$$D = 2,601.$$

Поправочная функция двух переменных имеет следующий вид

$$\theta(C_{\text{п}}, C_{\text{с}}) = -47,212C_{\text{п}} + 198,176 \cdot (C_{\text{п}})^2 - 0,308 \cdot C_{\text{с}} + 2,601 \cdot (C_{\text{с}})^2$$

Если подставить в эту поправочную функцию исходные концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине, то получим значения соответствующих поправок. Разница между экспериментальными и расчетными значениями поправок показана в таблице 2.10.

Максимальные отклонения не превышают 0,09%, что является хорошим показателем для погрешности поправок и меньше, чем при логарифмической ПФ.

Погрешностью измерений влияющей величины и выходного сигнала можно пренебречь. Тогда за оценку погрешности поправки к показаниям аппаратуры с

построенной ПФ в каждой точке контроля принимается сумма отклонения поправки по прибору и по ПФ и погрешность эталона  $\pm\Delta$ .

Таблица 2.10 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

NaCl в пласте, кг/л	NaCl в скважине, кг/л	Аддитивная поправка по ПФ, %	Поправка по прибору НК, %	Разность поправок по НК и ПФ, %
0,05	0	-1,87	-1,86	0,00
0,05	0,05	-1,87	-1,93	-0,06
0,05	0,1	-1,87	-1,89	-0,02
0,05	0,15	-1,85	-1,76	0,09
0,05	0,2	-1,82	-1,84	-0,02
0,15	0	-2,62	-2,60	0,02
0,15	0,05	-2,63	-2,61	0,03
0,15	0,1	-2,63	-2,65	-0,03
0,15	0,15	-2,61	-2,61	0,00
0,15	0,2	-2,58	-2,60	-0,02

### 2.7. Выводы по второй главе:

Экспериментально установлено, что влияние хлора в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК с зондами НК-Т и НК велико.

Показано, что при измерении  $K_{оп}$  аппаратурой РК5-76 с зондом НК-Т наблюдается завышение измеренных значений  $K_{оп}$  при увеличении концентрации хлорида натрия в скважине и пласте.

При концентрации NaCl в скважине до 150 г/л показания могут быть завышены до 0,4 %. При добавлении раствора NaCl такой же концентрации в поровое пространство пласта показания уже возрастают до 3 %.

При измерении  $K_{оп}$  аппаратурой ПРКЛ-73 с зондом НК наблюдается зани-

жение измеренных значений  $K_{оп}$  при увеличении концентрации NaCl в скважине до 150 г/л на 5 %. При добавлении такой же концентрации NaCl в пласт занижение показаний наблюдается до 8,5 %.

Построено семейство поправочных функций (ПФ) к показаниям аппаратуры НК по концентрации хлорида натрия в поровом пространстве пласта и в промысловой жидкости применительно к условиям минерализованных песчаных пластов.

При уменьшении измеренного значения  $K_{оп}$  поправки за влияние хлора в пласте на показания аппаратуры НК уменьшаются, но в целом влияние хлора в скважине остается достаточно высоким.

Таким образом, экспериментально построенные ПФ для аппаратуры НК доказывают справедливость первого положения, вынесенного на защиту.

### ГЛАВА 3. КОНЦЕПЦИЯ КАЛИБРОВОЧНО-ПОПРАВОЧНЫХ ФУНКЦИЙ В НЕЙТРОННОМ КАРОТАЖЕ

В третьей главе приведено доказательство справедливости второго положения, вынесенного на защиту.

*Утверждается, что «нормирование и использование индивидуальной калибровочно-поправочной функции трёх переменных для аппаратуры нейтронного каротажа вместо одной калибровочной функции одной переменной и нескольких поправочных функций создаёт возможность повышения показателей точности измерений коэффициента общей пористости нефтегазовых пластов».*

Для доказательства данного положения использованы результаты анализа источников погрешности измерений  $K_{\Pi}$  нефтегазовых пластов, возникающих при использовании аппаратуры НК на базе КФ и ПФ.

#### **3.1. Концепция калибровочных и поправочных функций и её недостатки**

В России с начала двухтысячных развивается концепция множества КФ одной переменной для типовых нормальных условий измерений  $K_{\Pi}$ .

В разрезе скважины выделяются пласты с параметрами, соответствующими типовым нормальным условиям, для которых имеется КФ.

В этом случае каротажная кривая по всему разрезу регистрируется не в единицах измеряемой величины, а в единицах выходного сигнала аппаратуры НК. Однако для условий минерализованного пласта и минерализованной промывочной жидкости требуется огромное количества КФ одной переменной.

Если концентрация хлористого натрия в пласте и скважине равна нулю, то для водонасыщенного неглинистого песчаника, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, КФ аппаратуры НК имеет стандартный вид полинома второй степени – зависимость  $K_{\Pi}$  от относительного выходного сигнала  $\alpha$ .

$$K_{\Pi} = A + B \alpha + C \alpha^2, \quad (3.1)$$

где А, В и С – коэффициенты КФ.

Если нормирована одна КФ для фиксированных значений влияющих величин, то их влияние на показания аппаратуры НК могут быть учтены путем введения ранее оцененных аддитивных или мультипликативных поправок (во всём диапазоне изменений влияющей величины) или поправок, полученных через ПФ. Сами аддитивные и мультипликативные поправки получают с большой погрешностью из-за их осреднения в пределах области влияния влияющих величин.

ПФ обычно бывают разные для разных значений измеряемой величины –  $K_n$ . Поэтому требуется несколько ПФ одной и той же влияющей величины для разных фиксированных значений измеряемой величины. Если измеренное значение не совпадает со значением, принятым в ПФ, то интерпретатор вынужден выполнить интерполяцию оценки поправки в пространстве между соседними ПФ, что вызывает появление неконтролируемых погрешностей от такой интерполяции.

Если влияющих величин две или более двух, то поправки могут быть разными не только при разных значениях измеряемой величины, но и при разных значениях другой влияющей величины, что также приводит к возникновению неконтролируемых погрешностей измерений  $K_n$ . Например, поправки за влияние концентрации хлора в пласте и в скважине будет разным для разных значений диаметра скважины и разной концентрации глины в промывочной жидкости.

### **3.2. Предпосылки перехода к концепции калибровочно-поправочных функций в нейтронном каротаже**

Поскольку зависимость показаний аппаратуры НК от измеряемой величины ( $K_n$ ) и от влияющих величин (концентраций  $C_{Cl-п}$  и  $C_{Cl-пж}$ ) является нелинейной, то КПФ может быть описана полиномом второй степени в виде функции  $K_n$  от трех переменных: относительного выходного сигнала  $\alpha$ ; концентрации хлористого натрия в пласте  $C_{Cl-п}$ ; концентрации хлористого натрия в промывочной жидкости  $C_{Cl-пж}$ .

Для построения КПФ для аппаратуры НК необходимы эталоны разной по-



ристости чистых песчаников, кальцитов и доломитов с заполнением порового пространства водой и возможностью воспроизведения переменной концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине.

Для того, чтобы объединить КФ с одной или несколькими ПФ в единую КПФ, необходима возможность технической реализации эталонов, позволяющих воспроизводить одновременно измеряемую величину и одну или несколько влияющих величин. В этом случае экспериментально оцененные влияния на показания аппаратуры НК учитываются через непрерывную функцию выходного сигнала и влияющих величин, в которой учитывается взаимное влияние этих величин и отсутствуют погрешности от какой-либо аппроксимации величин.

Если концентрация хлористого натрия в пласте ( $C_n$ ) не равна нулю, то для водонасыщенного неглинистого песчаника, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, КПФ может быть представлена в следующем виде:

$$K_{по} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 + D \cdot C_n + F \cdot C_n^2 + G \cdot \alpha \cdot C_n,$$

где – D, F и G – коэффициенты.

Если концентрация хлористого натрия в пласте ( $C_n$ ) и в скважине ( $C_c$ ) не равны нулю, то для того же песчаника КПФ может быть представлена в следующем виде:

$$K_{по} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 + D \cdot C_n + F \cdot C_n^2 + G \cdot \alpha \cdot C_n + P \cdot C_c + V \cdot C_c^2 + Q \cdot \alpha \cdot C_c + W \cdot \alpha \cdot C_n \cdot C_c, \quad (3.2)$$

где – P, V, Q и W – коэффициенты.

Построение КПФ заключается в нахождении коэффициентов этой функции (от A до W). Обычно каждый эталон пористости воспроизводит только по одному значению измеряемой величины и каждой из влияющих величин в различном их сочетании. В каждом из эталонов для каждого сочетания величин фиксируют один относительный выходной сигнал аппаратуры НК.

Таким образом, для уменьшения количества КФ и ПФ и получения возможности прямых измерений коэффициента пористости пластов с нормированными показателями точности целесообразно создавать достаточное количество нужных эталонов для получения возможности построения нужных КПФ.

### **3.3. Повышение показателей точности аппаратуры НК на основе КПФ**

При изучении пластов-коллекторов сложного строения, количество влияющих величин возрастает, геолого-технические условия усложняются, скважинные измерения выполнить с одной или несколькими калибровочными функциями с требуемой точностью становятся затруднительными.

Следует принять, что КФ является частным случаем КПФ, когда влияющие величины в процессе измерений остаются неизменными или изменяются в узком диапазоне.

Таким образом, формируется система уравнений, решением которой являются искомые коэффициенты КПФ. Достоинством методики измерений Кпо по показаниям НК с использованием КПФ на основе эталонов единиц измеряемых и влияющих величин является учет взаимного влияния величин на показания аппаратуры НК и получение возможности измерений  $K_{п}$  с требуемой точностью при любом значении влияющей величины, принятой в качестве аргумента функции.

### **3.4. Выводы по третьей главе**

Таким образом, переход к концепции КПФ является одним из путей повышения показателей точности прямых скважинных измерений коэффициента пористости пластов аппаратурой НК.

## ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПЛАСТА АППАРАТУРОЙ НК НА ОСНОВЕ КАЛИБРОВОЧНО-ПРАВОЧНЫХ ФУНКЦИЙ

Приведём доказательство справедливости третьего положения, вынесенного на защиту.

*Утверждается, что «измерения коэффициента пористости водонасыщенных песчаных пластов могут быть выполнены аппаратурой НК с абсолютной погрешностью менее  $\pm 1,0$  % при любой концентрации хлора в пласте и в скважине по методике, созданной на основе индивидуальных калибровочно-поправочных функций, построенных с использованием новых эталонов пористости, если реальные условия скважинных измерений близки к нормальным условиям».*

Для доказательства данного утверждения необходимо было выполнить следующие работы:

1) на основе измерений во всех созданных эталонах пористости аппаратурой НК обосновать вид и построить калибровочно-поправочную функцию (КПФ) с учетом влияния концентрации хлористого натрия в порах и в скважине; оценить погрешности аппроксимации выбранной КПФ путем подстановки в неё исходных экспериментальных данных;

2) оценить погрешности аппаратуры НК с построенной КПФ и с обычной КФ и сравнить их между собой;

3) показать, что оцененные абсолютные погрешности измерений  $K_{п}$  аппаратурой НК с использованием КПФ в рабочих условиях, близких к условиям калибровки, могут быть менее 1,0 %.

В России в качестве альтернативы концепции «нейтронной пористости» с одной стандартной КФ развивается концепция множества КФ одной переменной для типовых нормальных условий измерений  $K_{оп}$ . В разрезе скважины выделяются пласты с параметрами, соответствующими типовым нормальным условиям, для которых имеется КФ. В этом случае каротажная кривая по всему разрезу регистрируется не в единицах измеряемой величины, а в единицах выходного сигнала аппаратуры НК. Однако для условий минерализованного пласта и минерализованной промывочной жидкости требуется большое количество КФ одной переменной.

Поскольку зависимость показаний аппаратуры НК от измеряемой величины ( $K_n$ ) и от влияющих величин ( $C_{Cl-n}$  и  $C_{Cl-пж}$ ) является нелинейной, то КПФ может быть описана полиномом второй степени в виде функции  $K_{оп}$  от трех переменных: относительного выходного сигнала  $\alpha$ ; концентрации хлористого натрия в пласте  $C_{Cl-n}$ ; концентрации хлористого натрия в промывочной жидкости  $C_{Cl-пж}$ .

Для построения КПФ для аппаратуры НК были дополнительно созданы два новых эталона, воспроизводящих коэффициент пористости чистых песчаников около 15 % с двумя разными значениями концентрации хлористого натрия в пласте (50 и 150 г/л) с возможностью воспроизведения переменной концентрации хлористого натрия в скважине (0, 50, 100, 150 и 200 г/л).

Если концентрация хлористого натрия в пласте и скважине равна нулю, то для водонасыщенного неглинистого песчаника, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, КФ аппаратуры НК имеет стандартный вид полинома второй степени – зависимость  $K_{по}$  от относительного выходного сигнала  $\alpha$ .

$$K_{по} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2, \quad (4.1)$$

где  $A$ ,  $B$  и  $C$  – коэффициенты.

Если концентрация хлористого натрия в пласте ( $C_n$ ) не равна нулю, то для водонасыщенного неглинистого песчаника, пересеченного скважиной диаметром 216 мм, КПФ может быть представлена в виде функции двух переменных:

$$K_{по} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 + D \cdot C_n + F \cdot C_n^2 + G \cdot \alpha \cdot C_n, \quad (4.2)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ,  $F$  и  $G$  – коэффициенты.

Если концентрация хлористого натрия в пласте ( $C_n$ ) и в скважине ( $C_c$ ) не равны нулю, то для того же песчаника КПФ может быть представлена в следующем виде:

$$K_{по} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 + D \cdot C_n + F \cdot C_n^2 + G \cdot \alpha \cdot C_n + P \cdot C_c + V \cdot C_c^2 + Q \cdot \alpha \cdot C_c + W \cdot \alpha \cdot C_n \cdot C_c, \quad (4.3)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ,  $F$ ,  $G$ ,  $P$ ,  $V$ ,  $Q$  и  $W$  – коэффициенты.

Построение КФ и КПФ заключается в нахождении их коэффициентов (от  $A$  до  $W$ ). Обычно каждый эталон пористости воспроизводит только по одному значению измеряемой величины и каждой из влияющих величин в различном их сочетании. В каждом из эталонов для каждого сочетания величин фиксируют один относительный выходной сигнал аппаратуры НК. Таким образом, формируется система уравнений, решением которой являются искомые коэффициенты КФ или КПФ. Достоинством методики измерений  $K_{по}$  по показаниям НК с использованием КПФ на основе эталонов единиц измеряемых и влияющих величин является

учет взаимного влияния величин на показания аппаратуры НК и получение возможности измерений  $K_{\text{по}}$  с требуемой точностью при любых возможных значениях влияющих величин.

По экспериментальным данным была построена следующая КПФ для аппаратуры ПРКЛ-73

$$K_{\text{п}} = -11 + 74,12 \cdot \alpha - 16,68 \cdot \alpha^2 - 87,47 C_{\text{п}} + 265,7 C_{\text{п}}^2 + 79,2 \cdot \alpha \cdot C_{\text{п}} - 4,108 \cdot C_{\text{с}} - 122,5 \cdot C_{\text{с}}^2 + 112 \cdot \alpha \cdot C_{\text{с}} - 51,3 \cdot \alpha \cdot C_{\text{п}} \cdot C_{\text{с}} \quad (4.4)$$

Максимальная погрешность измерений  $K_{\text{п}}$  от аппроксимации экспериментальных данных с помощью КПФ в виде полинома второй степени с 10-ю коэффициентами не превысила  $\pm 0,8 \%$ .

КПФ с оценкой совместного влияния концентрации хлористого натрия в песчаном пласте и в скважине можно представить в другом виде:

$$K_{\text{оп}} = a + (b + c \cdot C_{\text{Cl-п}} + d \cdot C_{\text{Cl-пж}} + q \cdot C_{\text{Cl-п}} \cdot C_{\text{Cl-пж}}) \cdot \alpha + (k + m \cdot C_{\text{Cl-п}} + n \cdot C_{\text{Cl-пж}} + l \cdot C_{\text{Cl-п}} \cdot C_{\text{Cl-пж}}) \cdot \alpha^2 \quad (4.5)$$

Если подставить в уравнение (4.5) те же исходные экспериментальные данные и решить систему - уравнений с 9-тью неизвестными  $a, b, c, d, q, k, m, n, l$ , то для аппаратуры ПРКЛ-73 получим другой вид КПФ:

$$K_{\text{п}} = -10,26 + (69,2 - 54,71 \cdot C_{\text{п}} - 55,42 \cdot C_{\text{с}} + 107,53 \cdot C_{\text{п}} \cdot C_{\text{с}}) \cdot \alpha + (-15,54 + 122,59 \cdot C_{\text{п}} + 211,84 \cdot C_{\text{с}} - 256,28 \cdot C_{\text{п}} \cdot C_{\text{с}}) \cdot \alpha^2. \quad (4.6)$$

В этом случае максимальная абсолютная погрешность от выбранной аппроксимации КПФ не превышает  $\pm 1,4 \%$ . Следовательно, аппаратура НК с КПФ, выраженной формулой (4.4), более точно описывает КПФ по экспериментальным данным, чем КПФ по формуле (4.6).

Для современной аппаратуры НК допускаемая абсолютная погрешность в заданных нормальных условиях не должна превышать

$$\Delta_{\text{д}} = \pm(0,9 + 0,02 \cdot K_{\text{п}}) \%$$

Для измеренного значения  $K_{\text{оп}} = 15\%$  абсолютная допускаемая погрешность  $\Delta_{\text{д}} = \pm 1,2 \%$ , а для измеренного значения  $K_{\text{оп}} = 35 \%$  уже  $\Delta_{\text{д}} = \pm 1,6 \%$ .

Видно, что при представлении результата измерений использовать допуска-

емые погрешности аппаратуры НК показатели точности оказываются уже весьма грубыми даже в условиях отсутствия хлора в пласте и в скважине.

Если при измерениях в песчаном пласте с  $K_{\text{п}} = 35\%$  аппаратурой ПРКЛ-73 с зондом НГК не будут введены поправки за влияние хлора в пласте и в скважине, то максимальная абсолютная погрешность может достигать  $\pm 15,6\%$ , а для аппаратуры РК5-76 по каналу ННК-Т максимальная абсолютная погрешность может достигать  $\pm 4,8\%$  при доверительной вероятности более 0,997.

В случае, когда для аппаратуры НК построена КПФ в виде (3) и скважинные условия измерений будут близки к условиям калибровки, то общая погрешность измерений будет складываться из максимальной погрешности аппроксимации КПФ ( $\pm 0,8$ ) и погрешности использованных эталонов пористости ( $\pm 0,2\%$ ). Если найти арифметическую сумму этих абсолютных погрешностей, то для аппаратуры ПРКЛ-73 и РК5-76, то оценка погрешности этой аппаратуры в самом худшем случае не превысит  $\pm 1,0\%$  с вероятностью 1.

#### 4.1. Построение калибровочно-поправочных функций для аппаратуры ПРКЛ с зондом НГК с учетом концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине

По экспериментальным данным была построена следующая КПФ для аппаратуры ПРКЛ-73.

$$K_{\text{п}} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 + D \cdot C_{\text{п}} + F \cdot C_{\text{п}}^2 + G \cdot \alpha \cdot C_{\text{п}} + P \cdot C_{\text{с}} + V \cdot C_{\text{с}}^2 + Q \cdot \alpha \cdot C_{\text{с}} + W \cdot \alpha \cdot C_{\text{п}} \cdot C_{\text{с}} \quad (4.7)$$

Составим систему уравнений с исходными данными, приведенных из таблиц, приведённых в главе 3 для всех эталонов пористости 0%, 16.7%, 17.2% и 35.5% путём подстановки в уравнение 4.7.

$$0 = A + B \cdot 0,152 + C \cdot 0,152^2 + D \cdot 0 + F \cdot 0^2 + G \cdot 0,152 \cdot 0 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,152 \cdot 0 + W \cdot 0,152 \cdot 0 \cdot 0;$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,444 + C \cdot 0,444^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,444 \cdot 0,05 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,444 \cdot 0 + W \cdot 0,444 \cdot 0,05 \cdot 0;$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,419 + C \cdot 0,419^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,419 \cdot 0,05 + P \cdot 0,05 + V \cdot 0,05^2 + Q \cdot 0,419 \cdot 0,05 + W \cdot 0,419 \cdot 0,05 \cdot 0,05$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,4062 + C \cdot 0,4062^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,4062 \cdot 0,05 + P \cdot 0,1 + V \cdot 0,1^2 + Q \cdot 0,4062 \cdot 0,1 + W \cdot 0,4062 \cdot 0,05 \cdot 0,1;$$

$16,7 = A+B \cdot 0,398+C \cdot 0,398^2+D \cdot 0,05+F \cdot 0,05^2+G \cdot 0,398 \cdot 0,05+P \cdot 0,15+V \cdot 0,15^2+Q \cdot 0,398 \cdot 0,15+W \cdot 0,398 \cdot 0,05 \cdot 0,15$
$16,7 = A+B \cdot 0,3965+C \cdot 0,3965^2+D \cdot 0,05+F \cdot 0,05^2+G \cdot 0,3965 \cdot 0,05+P \cdot 0,2+V \cdot 0,2^2+Q \cdot 0,3965 \cdot 0,2+W \cdot 0,3965 \cdot 0,05 \cdot 0,2$
$17,2 = A+B \cdot 0,45+C \cdot 0,45^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,45 \cdot 0,15+P \cdot 0+V \cdot 0^2+Q \cdot 0,45 \cdot 0+W \cdot 0,45 \cdot 0,15 \cdot 0$
$17,2 = A+B \cdot 0,429+C \cdot 0,429^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,429 \cdot 0,15+P \cdot 0,05+V \cdot 0,05^2+Q \cdot 0,429 \cdot 0,05+W \cdot 0,429 \cdot 0,15 \cdot 0,05$
$17,2 =$ $A+B \cdot 0,4156+C \cdot 0,4156^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,4156 \cdot 0,15+P \cdot 0,1+V \cdot 0,1^2+Q \cdot 0,4156 \cdot 0,1+W \cdot 0,4156 \cdot 0,15 \cdot 0,1$
$17,2 = A+B \cdot 0,408+C \cdot 0,408^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,408 \cdot 0,15+P \cdot 0,15+V \cdot 0,15^2+Q \cdot 0,408 \cdot 0,15+W \cdot 0,408 \cdot 0,15 \cdot 0,15$
$17,2 =$ $A+B \cdot 0,4056+C \cdot 0,4056^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,4056 \cdot 0,15+P \cdot 0,2+V \cdot 0,2^2+Q \cdot 0,4056 \cdot 0,2+W \cdot 0,4056 \cdot 0,15 \cdot 0,2$
$35,5 = A+B \cdot 0,78+C \cdot 0,78^2+D \cdot 0,05+F \cdot 0,05^2+G \cdot 0,78 \cdot 0,05+P \cdot 0+V \cdot 0^2+Q \cdot 0,78 \cdot 0+W \cdot 0,78 \cdot 0,05 \cdot 0$
$35,5 = A+B \cdot 0,695+C \cdot 0,695^2+D \cdot 0,05+F \cdot 0,05^2+G \cdot 0,695 \cdot 0,05+P \cdot 0,05+V \cdot 0,05^2+Q \cdot 0,695 \cdot 0,05+W \cdot 0,695 \cdot 0,05 \cdot 0,05$
$35,5 = A+B \cdot 0,66+C \cdot 0,66^2+D \cdot 0,05+F \cdot 0,05^2+G \cdot 0,66 \cdot 0,05+P \cdot 0,1+V \cdot 0,1^2+Q \cdot 0,66 \cdot 0,1+W \cdot 0,66 \cdot 0,05 \cdot 0,1$
$35,5 = A+B \cdot 0,642+C \cdot 0,642^2+D \cdot 0,05+F \cdot 0,05^2+G \cdot 0,642 \cdot 0,05+P \cdot 0,15+V \cdot 0,15^2+Q \cdot 0,642 \cdot 0,15+W \cdot 0,642 \cdot 0,05 \cdot 0,15$
$35,5 = A+B \cdot 0,756+C \cdot 0,756^2+D \cdot 0,1+F \cdot 0,1^2+G \cdot 0,756 \cdot 0,1+P \cdot 0+V \cdot 0^2+Q \cdot 0,756 \cdot 0+W \cdot 0,756 \cdot 0,1 \cdot 0$
$35,5 = A+B \cdot 0,69+C \cdot 0,69^2+D \cdot 0,1+F \cdot 0,1^2+G \cdot 0,69 \cdot 0,1+P \cdot 0,05+V \cdot 0,05^2+Q \cdot 0,69 \cdot 0,05+W \cdot 0,69 \cdot 0,1 \cdot 0,05$
$35,5 = A+B \cdot 0,666+C \cdot 0,666^2+D \cdot 0,1+F \cdot 0,1^2+G \cdot 0,666 \cdot 0,1+P \cdot 0,1+V \cdot 0,1^2+Q \cdot 0,666 \cdot 0,1+W \cdot 0,666 \cdot 0,1 \cdot 0,1$
$35,5 = A+B \cdot 0,64+C \cdot 0,64^2+D \cdot 0,1+F \cdot 0,1^2+G \cdot 0,64 \cdot 0,1+P \cdot 0,15+V \cdot 0,15^2+Q \cdot 0,64 \cdot 0,15+W \cdot 0,64 \cdot 0,1 \cdot 0,15$
$35,5 = A+B \cdot 0,733+C \cdot 0,733^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,733 \cdot 0,15+P \cdot 0+V \cdot 0^2+Q \cdot 0,733 \cdot 0+W \cdot 0,733 \cdot 0,15 \cdot 0$
$35,5 = A+B \cdot 0,666+C \cdot 0,666^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,666 \cdot 0,15+P \cdot 0,05+V \cdot 0,05^2+Q \cdot 0,666 \cdot 0,05+W \cdot 0,666 \cdot 0,15 \cdot 0,05$
$35,5 = A+B \cdot 0,648+C \cdot 0,648^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,648 \cdot 0,15+P \cdot 0,1+V \cdot 0,1^2+Q \cdot 0,648 \cdot 0,1+W \cdot 0,648 \cdot 0,15 \cdot 0,1$
$35,5 = A+B \cdot 0,63+C \cdot 0,63^2+D \cdot 0,15+F \cdot 0,15^2+G \cdot 0,63 \cdot 0,15+P \cdot 0,15+V \cdot 0,15^2+Q \cdot 0,63 \cdot 0,15+$ $+W \cdot 0,63 \cdot 0,15 \cdot 0,15$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов a, b, c, d, f, g, p, v, q и w находя каждый раз сумму левых и правых частей.

В итоге получим

595,5 =	23	12,54102	7,419221	2,2	0,265	1,235971	1,9	0,255	0,993566	0,099363
362,41 =	12,54102	7,419221	4,640716	1,235971	0,147382	0,734157	0,993566	0,128564	0,548803	0,054771

230,21=	7,419221	4,640716	3,0211	0,734157	0,08659	0,457076	0,548803	0,068519	0,318041	0,031625
59,67=	2,2	1,235971	0,734157	0,265	0,0355	0,147382	0,19	0,0255	0,099363	0,011927
7,11=	0,265	0,147382	0,08659	0,0355	0,005013	0,019517	0,023	0,0031	0,011927	0,001591
36,14=	1,235971	0,734157	0,457076	0,147382	0,019517	0,08659	0,099363	0,012868	0,054771	0,006512
48,9=	1,9	0,993566	0,548803	0,19	0,023	0,099363	0,255	0,0385	0,128564	0,012868
6,27=	0,255	0,128564	0,068519	0,0255	0,0031	0,012868	0,0385	0,006263	0,018765	0,001879
27,74=	0,993566	0,548803	0,318041	0,099363	0,011927	0,054771	0,128564	0,018765	0,068519	0,006849
2,77=	0,099363	0,054771	0,031625	0,011927	0,001591	0,006512	0,012868	0,001879	0,006849	0,000819

Решаем систему уравнений и находим коэффициенты КПФ  $a, b, c, d, f, g, p, v, q$  и  $w$ .

$$A = -11,014$$

$$B = 74,1219$$

$$C = -16,6784$$

$$D = -87,4702$$

$$F = 265,7246$$

$$G = 79,21$$

$$P = -4,1077$$

$$V = -122,5462$$

$$Q = 111,9869$$

$$W = -51,2994$$

Окончательный вид КПФ для аппаратуры ПРКЛ-73 с зондом НГК :

$$K_{\Pi} = -11 + 74,12 \cdot \alpha - 16,68 \cdot \alpha^2 - 87,47 C_{\Pi} + 265,7 C_{\Pi}^2 + 79,2 \cdot \alpha \cdot C_{\Pi} - 4,108 \cdot C_c - 122,5 \cdot C_c^2 + 112 \cdot \alpha \cdot C_c - 51,3 \cdot \alpha \cdot C_{\Pi} \cdot C_c \quad (4.8)$$

Разница между экспериментальными и расчетными значениями поправок к показаниям показана в таблице 4.1.

Максимальная погрешность аппроксимации не превышает  $\pm 0,8$  %.

КПФ с оценкой совместного влияния концентрации хлористого натрия в песчаном пласте и в скважине может быть представлена в следующем виде:



Таблица 4.1 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

$C_{II}$	$C_c$	КП	КПФ	Разница
0	0	0,0	-0,133	0,133
50	0	16,7	16,663	0,037
50	50	16,7	16,840	-0,140
50	100	16,7	17,054	-0,354
50	150	16,7	16,908	-0,208
50	200	16,7	16,569	0,131
150	0	17,2	17,171	0,029
150	50	17,2	17,392	-0,192
150	100	17,2	17,407	-0,207
150	150	17,2	17,191	0,009
150	200	17,2	16,720	0,480
50	0	35,5	36,151	-0,651
50	50	35,5	34,778	0,722
50	100	35,5	35,207	0,293
50	150	35,5	35,729	-0,229
100	0	35,5	35,413	0,087
100	50	35,5	34,847	0,653
100	100	35,5	35,642	-0,142
100	150	35,5	35,699	-0,199
150	0	35,5	35,950	-0,450
150	50	35,5	34,708	0,792
150	100	35,5	35,702	-0,202
150	150	35,5	35,892	-0,392

$$K_{оп} = a + (b + c \cdot C_{Cl-II} + d \cdot C_{Cl-II} + q \cdot C_{Cl-II} \cdot C_{Cl-II}) \cdot \alpha + \\ + (k + m \cdot C_{Cl-II} + n \cdot C_{Cl-II} + l \cdot C_{Cl-II} \cdot C_{Cl-II}) \cdot \alpha^2 \quad . \quad (4.9)$$

Подставив в уравнение (4.9) экспериментальные данные и решая систему - уравнений с 9-тью неизвестными  $a, b, c, d, q, k, m, n, l$ , находим эти коэффициенты КПФ.

По экспериментальным данным была построена следующая КПФ для аппа-

ратуры ПРКЛ-73.

$$K_{\Pi} = -10,26 + (69,2 - 54,71 \cdot C_{\Pi} - 55,42 \cdot C_c + 107,53 \cdot C_{\Pi} \cdot C_c) \cdot \alpha + (-15,54 + 122,59 \cdot C_{\Pi} + 211,84 \cdot C_c - 256,28 \cdot C_{\Pi} \cdot C_c) \cdot \alpha^2. \quad (6)$$

Максимальная абсолютная погрешность аппроксимации не превышает  $\pm 1,4\%$ . Следовательно, КПФ, выраженная формулой (4), более точно описывает КПФ по экспериментальным данным.

#### 4.2. Построение калибровочно-поправочных функций для аппаратуры РК5-76 с зондом ННК-Т с учетом концентрации хлористого натрия в пласте и в скважине

По экспериментальным данным была построена следующая КПФ для аппаратуры РК-5 76.

$$K_{\Pi} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 + D \cdot C_{\Pi} + F \cdot C_{\Pi}^2 + G \cdot \alpha \cdot C_{\Pi} + P \cdot C_c + V \cdot C_c^2 + Q \cdot \alpha \cdot C_c + W \cdot \alpha \cdot C_{\Pi} \cdot C_c$$

Составим систему уравнений с исходными данными из таблиц, приведённых в главе 3 для всех эталонов пористости 0%, 16.7%, 17.2% и 35.5%, путём их подстановки в уравнение 4.3.

$$0 = A + B \cdot 0,15 + C \cdot 0,15^2 + D \cdot 0 + F \cdot 0^2 + G \cdot 0,15 \cdot 0 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,15 \cdot 0 + W \cdot 0,15 \cdot 0 \cdot 0$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,36 + C \cdot 0,36^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,36 \cdot 0,05 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,36 \cdot 0 + W \cdot 0,36 \cdot 0,05 \cdot 0$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,36 + C \cdot 0,36^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,36 \cdot 0,05 + P \cdot 0,05 + V \cdot 0,05^2 + Q \cdot 0,36 \cdot 0,05 + W \cdot 0,36 \cdot 0,05 \cdot 0,05$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,361 + C \cdot 0,361^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,361 \cdot 0,05 + P \cdot 0,1 + V \cdot 0,1^2 + Q \cdot 0,361 \cdot 0,1 + W \cdot 0,361 \cdot 0,05 \cdot 0,1$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,363 + C \cdot 0,363^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,363 \cdot 0,05 + P \cdot 0,15 + V \cdot 0,15^2 + Q \cdot 0,363 \cdot 0,15 + W \cdot 0,363 \cdot 0,05 \cdot 0,15$$

$$16,7 = A + B \cdot 0,363 + C \cdot 0,363^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,363 \cdot 0,05 + P \cdot 0,2 + V \cdot 0,2^2 + Q \cdot 0,363 \cdot 0,2 + W \cdot 0,363 \cdot 0,05 \cdot 0,2$$

$17,2 = A + B \cdot 0,374 + C \cdot 0,374^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,374 \cdot 0,15 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,374 \cdot 0 + W \cdot 0,374 \cdot 0,15 \cdot 0$
$17,2 = A + B \cdot 0,377 + C \cdot 0,377^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,377 \cdot 0,15 + P \cdot 0,05 + V \cdot 0,05^2 + Q \cdot 0,377 \cdot 0,05 + W \cdot 0,377 \cdot 0,15 \cdot 0,05$
$17,2 = A + B \cdot 0,378 + C \cdot 0,378^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,378 \cdot 0,15 + P \cdot 0,1 + V \cdot 0,1^2 + Q \cdot 0,378 \cdot 0,1 + W \cdot 0,378 \cdot 0,15 \cdot 0,1$
$17,2 = A + B \cdot 0,379 + C \cdot 0,379^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,379 \cdot 0,15 + P \cdot 0,15 + V \cdot 0,15^2 + Q \cdot 0,379 \cdot 0,15 + W \cdot 0,379 \cdot 0,15 \cdot 0,15$
$17,2 = A + B \cdot 0,379 + C \cdot 0,379^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,379 \cdot 0,15 + P \cdot 0,2 + V \cdot 0,2^2 + Q \cdot 0,379 \cdot 0,2 + W \cdot 0,379 \cdot 0,15 \cdot 0,2$
$35,5 = A + B \cdot 0,645 + C \cdot 0,645^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,645 \cdot 0,05 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,645 \cdot 0 + W \cdot 0,645 \cdot 0,05 \cdot 0$
$35,5 = A + B \cdot 0,646 + C \cdot 0,646^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,646 \cdot 0,05 + P \cdot 0,05 + V \cdot 0,05^2 + Q \cdot 0,646 \cdot 0,05 + W \cdot 0,646 \cdot 0,05 \cdot 0,05$
$35,5 = A + B \cdot 0,648 + C \cdot 0,648^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,648 \cdot 0,05 + P \cdot 0,1 + V \cdot 0,1^2 + Q \cdot 0,648 \cdot 0,1 + W \cdot 0,648 \cdot 0,05 \cdot 0,1$
$35,5 = A + B \cdot 0,65 + C \cdot 0,65^2 + D \cdot 0,05 + F \cdot 0,05^2 + G \cdot 0,65 \cdot 0,05 + P \cdot 0,15 + V \cdot 0,15^2 + Q \cdot 0,65 \cdot 0,15 + W \cdot 0,65 \cdot 0,05 \cdot 0,15$
$35,5 = A + B \cdot 0,662 + C \cdot 0,662^2 + D \cdot 0,1 + F \cdot 0,1^2 + G \cdot 0,662 \cdot 0,1 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,662 \cdot 0 + W \cdot 0,662 \cdot 0,1 \cdot 0$
$35,5 = A + B \cdot 0,663 + C \cdot 0,663^2 + D \cdot 0,1 + F \cdot 0,1^2 + G \cdot 0,663 \cdot 0,1 + P \cdot 0,05 + V \cdot 0,05^2 + Q \cdot 0,663 \cdot 0,05 + W \cdot 0,663 \cdot 0,1 \cdot 0,05$
$35,5 = A + B \cdot 0,663 + C \cdot 0,663^2 + D \cdot 0,1 + F \cdot 0,1^2 + G \cdot 0,663 \cdot 0,1 + P \cdot 0,1 + V \cdot 0,1^2 + Q \cdot 0,663 \cdot 0,1 + W \cdot 0,663 \cdot 0,1 \cdot 0,1$
$35,5 = A + B \cdot 0,665 + C \cdot 0,665^2 + D \cdot 0,1 + F \cdot 0,1^2 + G \cdot 0,665 \cdot 0,1 + P \cdot 0,15 + V \cdot 0,15^2 + Q \cdot 0,665 \cdot 0,15 + W \cdot 0,665 \cdot 0,1 \cdot 0,15$
$35,5 = A + B \cdot 0,668 + C \cdot 0,668^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,668 \cdot 0,15 + P \cdot 0 + V \cdot 0^2 + Q \cdot 0,668 \cdot 0 + W \cdot 0,668 \cdot 0,15 \cdot 0$
$35,5 = A + B \cdot 0,67 + C \cdot 0,67^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,67 \cdot 0,15 + P \cdot 0,05 + V \cdot 0,05^2 + Q \cdot 0,67 \cdot 0,05 + W \cdot 0,67 \cdot 0,15 \cdot 0,05$
$35,5 = A + B \cdot 0,671 + C \cdot 0,671^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,671 \cdot 0,15 + P \cdot 0,1 + V \cdot 0,1^2 + Q \cdot 0,671 \cdot 0,1 + W \cdot 0,671 \cdot 0,15 \cdot 0,1$
$35,5 = A + B \cdot 0,674 + C \cdot 0,674^2 + D \cdot 0,15 + F \cdot 0,15^2 + G \cdot 0,674 \cdot 0,15 + P \cdot 0,15 + V \cdot 0,15^2 + Q \cdot 0,674 \cdot 0,15 + W \cdot 0,674 \cdot 0,15 \cdot 0,15$

Умножим левые и правые части уравнений в системе последовательно на числа после коэффициентов а, b, с, d, f, g, p, v, q и w находя каждый раз сумму левых и правых частей. В итоге получим

595,5=	23,0	11,77	6,627	2,2	0,265	1,17	1,9	0,255	0,966	0,097
344,08=	11,77	6,627	3,972	1,17	0,1404	0,67	0,966	0,125	0,53	0,054
209,15=	6,627	3,972	2,48	0,67	0,08	0,405	0,53	0,0667	0,31	0,032
59,67=	2,2	1,171	0,67	0,265	0,0355	0,14	0,19	0,0255	0,0974	0,0117
7,11=	0,265	0,14	0,08	0,0355	0,005	0,0186	0,023	0,0031	0,0117	0,0016
34,69=	1,17	0,67	0,4046	0,1404	0,0186	0,08	0,097	0,0126	0,054	0,0065
48,9=	1,9	0,966	0,53	0,19	0,023	0,0974	0,255	0,0385	0,125	0,0126
6,27=	0,255	0,125	0,0667	0,0255	0,0031	0,0126	0,0385	0,00626	0,018	0,0018
27,42=	0,966	0,53	0,312	0,0974	0,0117	0,054	0,125	0,0182	0,0667	0,0068
2,76=	0,0974	0,054	0,032	0,0117	0,00157	0,0065	0,0126	0,00184	0,0068	0,00082

Решим систему по методу Гаусса, коэффициенты принимают следующие значения:

$$A = -13,13;$$

$$B = 91,1;$$

$$C = -24,1;$$

$$D = 18,7$$

$$F = -75,2$$

$$G = -28,7$$

$$P = 0,745$$

$$V = -9,75$$

$$Q = -3,86$$

$$W = 25,4$$

КПФ для аппаратуры РК5-76 зонд ННК имеет вид

$$K_{\Pi} = -13,13 + 91,06 \cdot \alpha - 24,13 \cdot \alpha^2 + 18,73 C_{\Pi} - 75,187 C_{\Pi}^2 - 28,71 \cdot \alpha \cdot C_{\Pi} + 0,744 \cdot C_c - 9,75 \cdot C_c^2 - 3,86 \cdot \alpha \cdot C_c + 25,414 \cdot \alpha \cdot C_{\Pi} \cdot C_c .$$

Разница между экспериментальными и расчетными значениями поправок показана в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Разность между экспериментальными и расчетными значениями поправок

$C_{\Pi}$	$C_c$	$K_{\PiЭ}$	$K_{\PiЗМ}$	$K_{\PiЭ} - K_{\PiЗМ}$
0	0	0,0	-0,032	0,032
50	0	16,7	16,683	0,017
50	50	16,7	16,717	-0,017
50	100	16,7	16,769	-0,069
50	150	16,7	16,703	-0,003
50	200	16,7	16,540	0,160
150	0	17,2	17,064	0,136
150	50	17,2	17,294	-0,094
150	100	17,2	17,330	-0,130
150	150	17,2	17,285	-0,085
150	200	17,2	17,187	0,013
50	0	35,5	35,430	0,070
50	50	35,5	35,386	0,114
50	100	35,5	35,391	0,109
50	150	35,5	35,315	0,185
100	0	35,5	35,812	-0,312
100	50	35,5	35,861	-0,361
100	100	35,5	35,773	-0,273
100	150	35,5	35,755	-0,255
150	0	35,5	35,209	0,291
150	50	35,5	35,290	0,210
150	100	35,5	35,340	0,160
150	150	35,5	35,403	0,097

Максимальная погрешность аппроксимации не превышает  $\pm 0,4$  %

Для современной аппаратуры НК абсолютная погрешность в нормальных условиях не должна превышать допусковых интервалов, вычисляемых по формуле

$$\Delta_d = \pm(0,9 + 0,02 \cdot K_{\Pi})\%$$

Для измеренного значения  $K_{\Pi} = 15$  % абсолютная допустимая погрешность  $\Delta_d = \pm 1,2$  %, а для измеренного значения  $K_{\Pi} = 35$  % уже  $\Delta_d = \pm 1,6$  %.

Видно, что при представлении результата измерений использовать допуска-

емые погрешности аппаратуры НК показатели точности оказываются уже весьма грубыми.

Если при измерениях в песчаном пласте с  $K_{п} = 35 \%$  аппаратурой ПРКЛ-73 с зондом НГК не будут введены поправки за влияние хлора в пласте и в скважине, то максимальная абсолютная погрешность может достигать  $\pm 10 \%$ , а для аппаратуры РК5-76 по каналу ННК-Т максимальная абсолютная погрешность может достигать  $\pm 4,8 \%$ ,

В случае когда для аппаратуры НК построена КПФ и скважинные условия измерений будут близки к условиям калибровки, то общая погрешность измерений будет складываться из максимальной погрешности аппроксимации КПФ ( $\pm 0,8$ ) и погрешности использованных эталонов пористости ( $\pm 0,2 \%$ ). Если найти арифметическую сумму этих абсолютных погрешностей, то для аппаратуры ПРКЛ-73 и РК5-76, то оценка погрешности этой аппаратуры в самом худшем случае не превысит  $\pm 1,0 \%$  с вероятностью 1.

Видно, что экспериментально построенная КПФ трёх переменных для аппаратуры НК на основе созданного комплекта эталонов позволяет выполнять скважинные измерения  $K_{п}$  с погрешностью значительно меньшей, чем нормированная допускаемая погрешность аппаратуры с КФ одной переменной, и стать менее  $\pm 1,0\%$  с вероятностью 1.

### **4.3. Методика измерений коэффициента пористости пласта аппаратурой НК на основе калибровочно-поправочных функций**

Измерения коэффициента пористости пласта аппаратурой НК на основе калибровочно-поправочных функций могут быть выполнены только после того, как необходимые КПФ для конкретной аппаратуры построены и выполнена её периодическая поверка.

Методика выполнения измерений  $K_{п}$  аппаратурой НК включает описание процедуры выполнения работ на следующих этапах:

- калибровка с измерениями в эталонах и построение КПФ;
- измерения в скважинах с периодическим контролем стабильности аппаратуры НК во времени с использованием имитаторов пористости;
- выделение пластов-коллекторов, для которых применима типовая методика скважинных измерений по влияющим величинам, включая литологию;
- получение измеренного значения коэффициента пористости выделенного пласта;
- оценка погрешности измерений коэффициента пористости выделенного пласта;
- оформление результата измерений коэффициента пористости выделенного пласта в виде доверительного интервала для его истинного значения.

На этапе калибровки аппаратуры НК необходимо построить КПФ трёх переменных для следующих типовых геолого-технических условий измерений:

- минералогический состав – чистый песчаник, кальцит или доломит;
- тип пористости – межзерновой;
- внутренний диаметр имитатора скважины в эталон пористости должен соответствовать номинальному диаметру долота бурового инструмента.

В качестве эталонов используются стандартные образцы пористости горных пород, воспроизводящие одновременно  $K_p$  и концентрацию хлористого натрия в пласте и в скважине заданного диаметра.

Итоговым документом этапа калибровки является «Сертификат калибровки» с протоколом калибровки, где чётко регламентируются условия калибровки с указанием ограничений применимости аппаратуры НК с построенной КПФ.

Описание этапа измерений в процессе каротажа сводится к получению качественной диаграммы с записью относительного выходного сигнала аппаратуры и соблюдению максимально допустимой скорости перемещения зонда, указанной в паспорте аппаратуры НК, для исключения возникновения существенной динамической погрешности измерений.

На этапе интерпретации выделяются пористые пласты толщиной более 1,5 длины зонда и определяется их минералогический состав с использованием дан-

ных по керну, ГТИ и ГИС. Из набора имеющихся КПФ для применяемой аппаратуры подбирают те, которые могут быть применены к конкретным условиям измерений в скважинах.

На каротажной делается отсчет выходного сигнала как среднее арифметическое показаний (относительного выходного сигнала) в пределах выделенного пласта, вводится температурная поправка (если имеется) и подставляется в выбранную КПФ.

Концентрация хлора в пласте оценивается по результатам лабораторных измерений пробы из исследуемого пласта и подставляется в выбранную КПФ.

Концентрация хлора в скважине оценивается в процессе ГТИ по результатам измерений пробы промывочной жидкости и подставляется в выбранную КПФ.

Измеренное значение  $K_{п.изм}$  каждого выделенного пласта оценивается непосредственно по выбранной КПФ и введение других поправок не требуется.

Оценку абсолютной погрешности измерений  $K_{п}$  каждого выделенного пласта находят по формуле

$$\Delta = \pm 2 \cdot K_{п} \cdot \sqrt{\frac{\left(\frac{\Delta_{НКд}}{K_{п}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{Clп}}{C_{п}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{Clc}}{C_{c}}\right)^2}{3}}$$

где  $\Delta_{НКд}$  - допускаемая абсолютная погрешность аппаратуры НК;

$\Delta_{Clп}$  - допускаемая абсолютная погрешность измерений концентрации Cl в поровом пространстве пласта-коллектора;

$\Delta_{Clc}$  - допускаемая абсолютная погрешность измерений концентрации Cl в промывочной жидкости.

Результат измерений  $K_{п}$  каждого выделенного пласта при доверительной вероятности 0,95 представить в следующем виде

$$K_{п} = (K_{п.изм} \pm \Delta) \%, \quad P = 0,95.$$



#### 4.4. Выводы по четвертой главе

Возможность применения методики измерений коэффициента пористости пластов-коллекторов аппаратурой НК на основе экспериментального построения КПФ трёх переменных для различных геолого-технических условий на основе созданного комплекта эталонов позволяет выполнять скважинные измерения  $K_{оп}$  с погрешностью значительно меньшей, чем нормированная допускаемая погрешность аппаратуры с КФ одной переменной, и стать менее  $\pm 1,0\%$  с вероятностью 1.

Следовательно, справедливость третьего научного положения, вынесенного на защиту, считаю доказанным, а поставленная цель исследования – повысить показатели точности измерений коэффициента пористости на основе новой методики скважинных измерений аппаратурой нейтронного каротажа - достигнута.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании выполненных автором исследований получены следующие основные результаты и выводы:

1. Выполнен анализ основных влияющих величин на показания аппаратуры НК при измерениях коэффициента пористости в нефтегазовых скважинах, выявить наиболее существенные из них. Установлено, что принятая в настоящее время концепция одной основной калибровочной функции аппаратуры НК для нормальных условий измерений в чистом водонасыщенном кальцитовом пласте в виде зависимости  $K_{\text{п}}$  от относительного выходного сигнала с последующим поочередным введением поправок для типовых влияющих величин не позволяет измерять  $K_{\text{п}}$  с требуемой точностью. Поправки к показаниям аппаратуры НК от различных влияющих величин взаимозависимы. Они имеют разные значения при разном сочетании других влияющих величин при одном и том же значении измеряемой величины. Разработаны и изготовлены эталоны пористости песчаного пласта с переменной концентрацией хлористого натрия в поровом пространстве и в скважине диаметром  $(216 \pm 1)$  мм, пересекающей пласт чистого песчаника. Первый эталон воспроизводит  $K_{\text{оп}} = (35,3 \pm 0,2) \%$  с переменной концентрацией хлористого натрия в пласте и скважине.

Второй эталон воспроизводит  $K_{\text{п}} = (16,7 \pm 0,2) \%$  с переменной концентрацией хлористого натрия в скважине с постоянной концентрацией хлористого натрия в пласте  $(50 \pm 1)$  г/л и третий эталон с  $K_{\text{п}} = (17,2 \pm 0,2) \%$  и с концентрацией хлористого натрия в пласте  $(150 \pm 2)$  г/л.

2. Обоснована возможность нормирования и использования индивидуальной КПФ трёх переменных для аппаратуры НК вместо одной КФ одной переменной и нескольких ПФ для повышения показателей точности измерений  $K_{\text{п}}$  нефтегазовых пластов. Установлено, что методология КПФ позволяет получать измеренные значения коэффициента пористости во всем нормированном диапазоне измеряемой величины и влияющих величин (концентрации хлористого натрия в диапазоне от 0 до 200 г/л). Показана возможность построения семейства КПФ для

аппаратуры НК с различными зондами, что позволит существенно уменьшить погрешности измерений  $K_{п}$  на нефтегазовых месторождениях для значительной части геолого-технических условий измерений, для которых могут быть созданы соответствующие эталоны пористости.

3. Выполнены экспериментальные исследования аппаратуры НК с зондами НГК и ННК-Т в построенных эталонах пористости чистого песчаного пласта, пересеченного скважиной. Экспериментально установлено, что влияние хлора в пласте и в скважине на показания аппаратуры НК с зондами ННК-Т и НГК велико. Показано, что при измерении  $K_{п}$  аппаратурой РК5-76 с зондом ННК-Т наблюдается завышение измеренных значений  $K_{п}$  при увеличении концентрации хлорида натрия в скважине и пласте. При концентрации NaCl в скважине до 150 г/л показания могут быть завышены до 0,4 %. При добавлении раствора NaCl такой же концентрации в поровое пространство пласта показания уже возрастают до 3 %. При измерении  $K_{оп}$  аппаратурой ПРКЛ-73 с зондом НГК наблюдается занижение измеренных значений  $K_{оп}$  при увеличении концентрации NaCl в скважине до 150 г/л на 5 %. При добавлении такой же концентрации NaCl в пласт занижение показаний наблюдается до 8,5 %. Оценены реальные погрешности аппаратуры НК с построенной КПФ трёх переменных. Показано, что реальная абсолютная погрешность измерений коэффициента пористости песчаных водонасыщенных пластов в диапазоне измерений от 10 до 40 % с любой концентрацией хлористого натрия в пласте и в скважине от 0 до 150 г/л не превышает  $\pm 1,0$  %, если реальные условия скважинных измерений несущественно отличаются от нормальных условий калибровки аппаратуры НК с использованием новых эталонов.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Алхашман, В.Х. Состояние измерений коэффициента пористости горных пород аппаратурой нейтронного каротажа / В.Х. Алхашман, Н.М. Мамонтов // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. – 2019. – С. 19-20.
2. Алхашман, В.Х. Влияние концентрации хлористого натрия в песчаном пласте и в скважине на показания аппаратуры нейтронного каротажа / В.Х. Алхашман, В.М. Лобанков // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 1. – С. 6-14.
3. Алхашман, В.Х. Проблемы импульсного нейтронного каротажа при геофизическом контроле разработки месторождений / В.Х. Алхашман, В.М. Лобанков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 1. – С. 9-17.
4. Артемьев, Б.Г. Метрология и метрологическое обеспечение / Б.Г. Артемьев. – М.: ФГУП "Стандартинформ", 2010. – 568 с.
5. Барсуков, О.А. Пространственно-энергетическое распределение нейтронов в системе скважина-пласт / О.А. Барсуков, В.С. Авзянов // Атомная энергия. – 1961. – Т. 10. – № 5. – С. 478-486.
6. Басин, Я.Н. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК / Я.Н. Басин, Ю.В. Тюкаев // М.: ВНИИЯГГ, 1979.
7. Бурдун, Г.Д. Основы метрологии. Учебное пособие для вузов. Изд. третье, перераб. / Г.Д.Бурдун, Б.Н.Марков. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – Т. 256. – 286 с.
8. Борисов, В.И. Тенденции развития ядерной геофизики на примере спектрометрического каротажа / В.И. Борисов, Л.К. Борисова, В.Н. Даниленко // Каротажник. – 2021. – № 5(311). – С. 97-104.
9. Блюменцев, А. М. Перспективы использования стандартных образцов при геофизических исследованиях скважин на нефтегазовых месторождениях / А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков // Сб. трудов ВНИИЯГГ. Ядерная геофизика при поиске и разведке месторождений нефти и газа. М.: 1981. – С. 100-107.

10. Велиев, Р. Г. Определение коэффициента пористости пород продуктивного углеводородного пласта / Р. Г. Велиев // Научные достижения и открытия 2019 : сборник статей IX Международного научно-исследовательского конкурса : в 2 ч., Пенза, 10 апреля 2019 года. Том Часть 1. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2019. – С. 50-55.

11. Влияние галита на результаты определения пористости по данным нейтронного каротажа аппаратурой СРК-76 / А. А. Бубеев, В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, Ю. Г. Мызников // Каротажник. – 2012. – № 5(215). – С. 83-96.

12. Гайфуллин, Я. С. Опробование технологии построения флюидальных моделей коллекторов в обсаженных скважинах по данным нейтронных методов каротажа с использованием априорной информации / Я.С. Гайфуллин, В.Н. Даниленко // Каротажник. – 2019. – № 4(298). – С. 18-29.

13. ГОСТ Р 53709-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования : национальный стандарт Российской Федерации Изд. Официальное : внесен техническим комитетом по стандартизации ТК431 «Геологическое изучение, использование и охрана недр» : дата введения 2011-07-01 / разработан Ассоциацией научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС) и Межрегиональной общественной организацией Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО). – М.: Стандартинформ, 2010. – 15 с.

14. ГОСТ Р ИСО 5725-1-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Част 1. Основные положения и определения : государственный стандарт Российской Федерации: Изд. Официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 2002 г. № 161-ст : дата введения 2002-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы Госстандарта России (ВНИИМ С), Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИСтандарт), Всероссийским научно-исследовательским институтом классификации (ВНИИКИ) Госстандарта России. – М.: И ПК. Издательство стандартов, 2002. Стандартинформ, 2006. – 23 с.

15. ГОСТ Р ИСО 5725-2-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 2. Основной метод определения повторяемости и воспроизводимости стандартного метода измерений : государственный стандарт Российской Федерации : Изд. Официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 2002 г. № 161-ст : дата введения 2002-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом метро-логической службы Госстандарта России (ВНИИМ С), Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИСтандарт), Всероссийским научно-исследовательским институтом классификации (ВНИИКИ) Госстандарта России. – М.: И ПК. Издательство стандартов, 2002 – 42 с.

16. ГОСТ Р ИСО 5725-3-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 3. Промежуточные показатели прецизионности стандартного метода : государственный стандарт Российской Федерации : Изд. Официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 2002 г. № 161-ст : дата введения 2002-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом метро-логической службы Госстандарта России (ВНИИМ С), Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИСтандарт), Всероссийским научно-исследовательским институтом классификации (ВНИИКИ) Госстандарта России. – М.: И ПК. Издательство стандартов, 2002 – 28 с.

17. ГОСТ Р ИСО 5725-4-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 4. Основные методы определения правильности стандартного метода измерений : государственный стандарт Российской Федерации : Изд. Официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 2002 г. № 161-ст : дата введения 2002-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом метро-логической службы Госстандарта России (ВНИИМ С), Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИСтандарт), Всероссийским научно-исследовательским институтом классификации (ВНИИКИ) Госстандарта

России. – М.: ИПК. Издательство стандартов, 2002 – 22 с.

18. ГОСТ Р ИСО 5725-5-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 5. Альтернативные методы определения прецизионности стандартного метода измерений : государственный стандарт Российской Федерации : Изд. Официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 2002 г. № 161-ст : дата введения 2002-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы Госстандарта России (ВНИИМ С), Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИСтандарт), Всероссийским научно-исследовательским институтом классификации (ВНИИКИ) Госстандарта России. – М.: ИПК. Издательство стандартов, 2002 – 48 с.

19. ГОСТ Р ИСО 5725-6-2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике : государственный стандарт Российской Федерации : Изд. Официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 2002 г. № 161-ст : дата введения 2002-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы Госстандарта России (ВНИИМ С), Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации (ВНИИСтандарт), Всероссийским научно-исследовательским институтом классификации (ВНИИКИ) Госстандарта России. – М.: ИПК. Издательство стандартов, 2002 – 42 с.

20. Гулин, Ю.А. О характере зависимости показаний нейтронного каротажа от пористости пород / А.Ю. Гулин // Прикладная геофизика. – 1973. – № 72. – С. 204-214.

21. Гулин, Ю.А. Гамма-гамма методы исследования нефтяных скважин / А.Ю. Гулин. – М.: Недра, 1976. – 160 с.

22. Гильманова, Р.Х. Литолого-фациальный анализ продуктивных пластов терригенного девонаалексеевского месторождения / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Т.Р. Вафин, А.Ф. Егоров // Нефтяная провинция. – 2020. – № 3(23). – С. 54-67.

23. Дембицкий, С.И. Оценка качества геофизических исследований / С.И. Дембицкий. – М.: Недра, 1991. – 204 с.
24. Дядькин, И.Г. Вычислительный эксперимент Монте-Карло, моделирующий перенос нейтронов и гамма-квантов / И.Г. Дядькин. – Численные методы в ядерной геофизике. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – С. 67-110.
25. Еникеева, Ф. Х. Решение задач нейтронного каротажа нефтяных скважин / Ф.Х. Еникеева. Б.К. Журавлев, А.Ю. Гулин. – Математическое моделирование в ядерной геофизике. – Уфа: изд. БашФАН СССР, 1979. – С. 34-55.
26. Единство измерений в нефтепромысловой геофизике / В. М. Лобанков, В. Д. Святохин, Ф. И. Хатьянов, Д. А. Хисаева // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 353-359. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lobankov/Lobankov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lobankov/Lobankov_1.pdf).
27. Земельман, М.А. Метрологические основы технических измерений / М.А. Земельман. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 228 с.
28. Исследование изменения коэффициента вытеснения нефти в зонах переменного объема закачки рабочего агента в пласт / Р. М. Инсафов, А. Ф. Егоров, Р. Х. Гильманова [и др.]. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 6(606). – С. 5-9.
29. Клаассен, К.Б. Основы измерений. Электронные методы и приборы в измерительной технике / К.Б.Клаассен; пер. с англ. Е.В. Воронова, А.Л. Ларина. – М.: Постмаркет, 2000. – 352 с.
30. Комплекс калибровочного оборудования для геофизических предприятий / В.М.Лобанков, З.Г.Гарейшин, В.Д.Святохин [и др.]. // Научн. симпозиум «Высокие технологии в промысловой геофизике». – Уфа. – 2004. – С. 56-57.
31. Кузнецов, В.А. Метрология / В.А.Кузнецов, Л.К.Исаев, И.А.Шайко ; под ред. Кузнецова В. А. – М.: Стандартинформ, 2005. – 300 с.
32. Куликович, А.Е. К решению задачи теории нейтронного каротажа методом «групп» / А.Е. Куликович // Ядерная геофизика. – 1963. – С. 143.
33. Кожевников, Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии / Д. А. Кожевников. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – М.: Издательство "Недра", 1982. – 221 с.



34. Лобанков, В.М. Количественная интерпретация данных нейтронного каротажа как измерительный процесс / Лобанков В.М., Алхашман В.Х. // Каротажник. – 2023. – № 1(320). – С. 88-94.
35. Лобанков, В.М. Метрологический сервис скважинной геофизической аппаратуры при оказании измерительных услуг / Лобанков В.М., Алхашман В.Х. // Каротажник. – 2021. – № 3(309). – С. 127-138.
36. Лобанков В.М. Метрологическое обеспечение скважинных измерений / В.М. Лобанков // Геофизика. – 2000. – спец. выпуск. – С. 50-55.
37. Лобанков, В. М. Метрологический анализ измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин / В. М. Лобанков // Геофизика. – 2002. – № 3. – С. 73-77.
38. Лобанков, В. М. Система обеспечения единства измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин / В. М. Лобанков, В. Д. Святохин // Каротажник. – 2005. – № 10-11(137-138). – С. 199-206.
39. Лобанков, В. М. Инструментальные погрешности скважинных измерений параметров нефтегазовых пластов / В. М. Лобанков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2007. – № 8. – С. 18-22.
40. Лобанков, В. М. Технология автоматизированной градуировки и калибровки скважинной геофизической аппаратуры / В. М. Лобанков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2007. – № 11. – С. 43-47.
41. Лобанков, В.М. Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики / В. М. Лобанков, В. Д. Святохин // Нефтегазовое дело. – 2007. – УГНТУ. – С. 34-39.
42. Лобанков В.М. Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики / В. М. Лобанков, В. Д. Святохин // Нефтегазовое дело. – Том 5. – № 2. – 2007. – С. 71-76.
43. Лобанков, В.М. Аттестация методик выполнения измерений параметров нефтегазовых залежей / В.М.Лобанков // Метрологическая служба СССР. – 1983. – №. 12. – С. 16-21.

44. Лобанков, В. М. Вероятностный смысл погрешности измерений / В. М. Лобанков // Законодательная и прикладная метрология. – 2012. – № 2. – С. 54-60.
45. Лобанков, В. М. Основы метрологии геофизических измерений / В. М. Лобанков ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа : Новый стиль, 2011. – 144 с.
46. Лобанков, В. М. Метрология, стандартизация, сертификация : учебное пособие / В. М. Лобанков. - Уфа : УГНТУ, 2017. - 187 с.
47. Лобанков, В. М. Метрологические аспекты повышения эффективности исследований нефтегазовых коллекторов / Лобанков В. М. // Исследование коллекторов сложного строения, техника и методика. – 1982. – С. 125-132.
48. Лобанков, В. М. Аттестация методик выполнения измерений параметров нефтегазовых залежей / Лобанков В. М. // Метрологическая служба СССР. – 1983. – №. 12. – С. 16-21.
49. Лобанков, В.М. Методические указания по метрологическому обеспечению промыслово-геофизической аппаратуры / В.М. Лобанков, В.Н. Широков // М.: Изд. МИНГ им. И.М. Губкина. – 1987. – 55 с.
50. Лобанков, В.М. Основы метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры / Лобанков В.М., Александров С.С. // Методические указания для студентов специальности. – Уфа : УНИ, 1989. – 37 с.
51. Лобанков, В.М. Комплекс калибровочного оборудования для геофизических предприятий / В.М. Лобанков, З.Г. Гарейшин, В.Д. Святохин [и др.]. // Уфа : Научн. симпозиум «Высокие технологии в промысловой геофизике», 2004. – С 56-57.
52. Лобанков, В. М. Программно-управляемый комплекс метрологического оборудования для контроля геофизической аппаратуры / В.М. Лобанков, З.Г. Гарейшин, В.Д. Святохин [и др.]. // В Сб.: VI Конгресс нефтегазопромышленников России, секция «А», Научный симпозиум «Геоинформационные технологии в нефтепромысловом сервисе. – 2005. – С. 205-206.
53. Лобанков, В. М. Требования к эталонам параметров пластов при

оценке запасов нефти и газа / В. М. Лобанков, В. В. Лаптев // Недропользование XXI век. – 2015. – № 4(54). – С. 28-32.

54. Лобанков, В. М. Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики / В.М. Лобанков, В.Д. Святохин // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – №. 2. – С. 71-76.

55. Лобанков, В. М. Проблемы метрологического обеспечения геофизических исследований в горизонтальных скважинах / В.М. Лобанков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – №. 4. – С. 41-43.

56. Лысенков, А. И. Геологические основы и результаты применения хлорного каротажа / А. И. Лысенков, В. А. Лысенков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 5. – С. 62-70.

57. Математическое моделирование в ядерной геофизике [Текст] : [Материалы Рабочего совещ. по применению методов Монте-Карло в ядер. геофизике (Уфа, июнь 1977 г.)] / [Отв. ред. И.И. Фельдман, И.Л. Дворкин]. – Уфа : БФАН СССР, 1979. – 183 с.

58. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / В. М. Лобанков, А. М. Блюменцев, Г. А. Калистратов, В. П. Цирульников. – М.: Недра, 1991. – 266 с.

59. Медведев, Ю.А. Ядерно-физические константы взаимодействия нейтронов с элементами, входящими в состав атмосферы и земной коры / Ю.А. Медведев, Б.М. Степанов, Г.Я Труханов. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 304 с.

60. Метрологическое обеспечение измерений при геологическом изучении недр Башкортостана / Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М. Лобанков [и др.]. // Материалы IV Республиканской геологической конференции «Геология и перспективы расширения сырьевой базы Башкортостана и сопредельных территорий». – Уфа. – 2001. – № 2. – С.225-226.

61. Метрологический анализ измерений при геологическом изучении нефтяных месторождений / Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М. Лобанков [и др.]. // Материалы региональной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы геологического изучения и освоения мелких нефтяных месторождений». –Ижевск. –2002. – С. 104-106.

62. МИ 1062-85 ГСИ. Влагомеры горных пород нейтронные скважинные. Методика поверки / А.М. Блюменцев, Н.Е. Григорьев, В.М. Лобанков, Б.Ю. Мельчук. – Уфа : ВНИИнефтепромгеофизика, 1986. – 17 с.
63. МУ 39-09-076-83 Параметры, принимаемые в качестве измеряемых величин при промыслово-геофизических исследованиях / В.М. Лобанков. – Уфа : ВНИИнефтепромгеофизика, 1983. – 26 с.
64. Основы метрологии, стандартизации и сертификации в геофизике. Часть 2. Методы обеспечения качества первичной геофизической информации : Учебное пособие / В.Н. Широков, В.М. Лобанков. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 128 с.
65. Основы метрологии, стандартизации и сертификации в геофизике. Часть 1. Методы обеспечения качества первичной геофизической информации : Учебное пособие / В.Н. Широков, В.М. Лобанков. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 104 с.
66. Об обеспечении единства измерений: федер. Закон № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г. – М: Стандартинформ, 2009.
67. О техническом регулировании: федер. закон №184-ФЗ от 27 декабря 2002г. М: Стандартинформ, 2007.
68. Патент 2231810 Российская Федерация, МПК G01V 13/00 Установка для калибровки скважинных приборов гамма-каротажа : № 2002132176 : заяв. 28.11.2002 : опубл. 27.06.2004 / Гарейшин З.Г., Лобанков В.М., Святохин В.Д., Поротова А.А. ; заявитель НУ РЦСМ "УРАЛ" . – 6 с.
69. Перельгин, В.Т. Технологическая платформа ВНИИГИС для решения сложных геолого-технических задач в нефтяных и газовых скважинах / В. Т. Перельгин, В. Н. Даниленко, А. А. Сергеев // Каротажник. –2022. – № 4(318). – С. 233-247.
70. Поляченко, А.Л. Оптимизация режимов измерений и параметров аппаратуры импульсного нейтронного каротажа / А.Л. Поляченко, В. Г. Цейтлин // Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. – М: ВНИИЯГГ, 1975. – С. 143-160.

71. Поляченко А.Л., Шапошникова Т.А. и др. Альбом расчетных палеток нейтронного каротажа. ВНИИЯГГ, 1977, 73 с.
72. Применение технологии подготовки и перевода периферийной части залежи на вытеснение нефти водогазовыми методами / И. А. Магзянов, А. Г. Миннуллин, Р. М. Инсафов [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 2. – С. 76-78.
73. Поляченко, А.Л. Численные методы в ядерной геофизике / А.Л. Поляченко. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 152 с.
74. Рекомендация МИ 1317-2004 ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров. – М.: ФГУП ВНИИМС. – 2004. – 50 с.
75. Руководство по выражению неопределенности измерения: пер. с англ. – СПб: ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, 1999. – 126 с.
76. РД 39-4-940-83 Ведомственная поверочная схема для скважинных средств измерений плотности горных пород / В.М. Лобанков, Г.А. Калистратов, Ю.А. Гулин, А.М. Блюменцев // Изд. Миннефтепрома СССР. – 1983.
77. РД 39-04-72-79 Средства измерений для геофизических исследований в скважинах. Метрологические характеристики. Номенклатура и выбор комплекса / Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, Л.Н.Котельников.- М : Изд. Миннефтепрома СССР, 1979.
78. Святохин, В. Д. Градуировочные характеристики аппаратуры стационарного нейтронного каротажа / В. Д. Святохин // Каротажник. – 2008. – № 5(170). – С. 113-117.
79. Сергеев, А.Г. Метрология и метрологическое обеспечение: Учебник / А.Г.Сергеев. – М.: Высшее образование, 2008. – 575 с.
80. СТП 3-065-2005 Методика выполнения измерений параметров стандартных образцов двухфракционного состава и свойств кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной / В. Д. Святохин – Уфа : 2005. – 11с.
81. Состояние и перспективы развития метрологического обеспечения

аппаратуры нейтронного каротажа / А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, Ю.А. Гулин, В. М. Лобанков // Сб. «Геофизическая аппаратура». – 1983. – № 77. – С. 122 - 128.

82. Состояние метрологического обеспечения геофизических средств измерений на предприятиях Миннефтепрома / И.Г. Жувагин, В.В. Лаптев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков // Измерительная техника. – 1977. – № 8. – С. 10-14.

83. Страхов, В. Н., Методологические проблемы теории и практики интерпретации данных в прикладной геофизике // Вопросы методологии интерпретации геофизических данных в прикладной геофизике. – 1996. – С. 4-20.

84. СТ ЕАГО 008-01 Геофизическая аппаратура и оборудование. Методики калибровки и калибровочные схемы. Требования к составу, построению и содержанию. Правила утверждения и регистрации / А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, Н.Г. Козыряцкий [и др.]. – М.: 1998.

85. Тойберт, П. Оценка точности результатов измерений. Пер. с нем. В.Н. Храменкова; под ред. Е.И. Сычева. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.

86. ТПр 96-84 Типовая программа и методика проведения государственных приемочных испытаний скважинной геофизической аппаратуры / В.М. Лобанков, В.И. Фоминых, А.М. Блюменцев [и др.]. – Уфа : ВНИИнефтепромгеофизика, 1984. – 19 с.

87. Теория нейтронных методов исследования скважин / С. А. Кантор, Д. А. Кожевников, А. Л. Поляченко, Ю. С. Шимелевич. – Москва : Издательство "Недра", 1985. – 432 с.

88. Хамитов, Р.А. Задачи МЦ «Урал-Гео» при геологическом изучении недр / Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М. Лобанков // Научно-технический вестник «Каротажник». – 2003. – № 3. – С. 56-61.

89. Хисамутдинов, А.И. Алгоритмы Монте-Карло в ядерной геофизике [Текст] / А. И. Хисамутдинов, В. Н. Стариков, А. А. Морозов ; отв. ред. В.А. Филатов. - Новосибирск : Наука. Сибирское отд-ние, 1985. – 157 с.

90. Хамитов, Р.А. Задачи МЦ «Урал-Гео» при геологическом изучении недр / Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М. Лобанков // Научно-технический вестник «Каротажник». – 2003. – № 3. – С. 56-61
91. Разведочная ядерная геофизика : Справ. геофизика / [А. Л. Поляченко и др.] ; под ред. О. Л. Кузнецова, А. Л. Поляченко ; [предисл. А. Л. Поляченко]. - 2-е изд. - М.: Недра, 1986. - 431 с.
92. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин / Ю.С. Шимелевич, С.А. Кантор, А.С. Школьников [и др.]. – М.: Недра, 1976. – 160 с.
93. Широков, В.Н. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник/ В.Н.Широков, В.М.Лобанков. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 498 с.
94. Широков, В.Н. Теоретические основы метрологии геофизических исследований скважин. Учебное пособие / В.Н. Широков, В.М. Лобанков. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, – 1996. –118 с.
95. Шишкин И.Ф. Теоретическая метрология : Общая теория измерений : Учебник для вузов : в 2 частях / И.Ф.Шишкин. 3-е изд . – СПб.: Питер, 2010. – Ч.1. – 192 с.
96. Шишкин И.Ф. Теоретическая метрология : Общая теория измерений : Учебник для вузов : в 2 частях / И.Ф.Шишкин. 3-е изд . – СПб.: Питер, 2010. – Ч.2. – 240 с.
97. Шакиров, А. А. Современные возможности аппаратуры и методики испытания пластов и отбора проб приборами на кабеле / А. А. Шакиров, В. Н. Даниленко // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 2. – С. 50-53.
98. Экспериментальное изучение нейтронных полей в однородных водородосодержащих средах / Д.А.Кожевников, Н.Н.Марьенко, В.И.Мархасин, В.С.Хавкин. – Ядерно-физические методы изучения горных пород. – М.: Недра, 1974. – Труды МИНХ и ГП. – № 111. – С. 40-63.
99. Эталоны единиц геологических параметров / Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М. Лобанков В.Д. Святохин // Новые идеи в науках о Земле: Материалы VI Международной конференции. – М.: 2003. – №1. –С. 274-274.

100. Эталоны единиц геологических параметров / Р.А. Хамитов, К.В. Антонов, В.М. Лобанков В.Д. Святохин // Новые идеи в науках о Земле: Материалы VI Международной конференции. – М.: 2003. – №1. – С. 274-275.

101. Badruzzaman, A. Comparison of Monte Carlo and discrete ordinates methods in a three-dimensional well-logging problem / A. Badruzzaman, J.A. Chiarmonte // United States : Trans. Am. Nucl. Soc., 1985. – Vol. 50. – №. CONF-851115. – P. 256-267.

102. Barenbaum, A.A. Solving inverse problems of nuclear geophysics (method of equivalent fields) / A.A. Barenbaum A.L. Polyachenko, K.I. Yakubson // Soviet Atomic Energy. – 1982. – Vol. 52. – №. 6. – P. 410-416.

103. Berzin, A. K. Present state and use of basic nuclear geophysical methods for investigating rocks and ores /A.K. Berzin, D. F. Bepalov, V.M. Zaporozhets // Atomic Energy Review. – 1966. – Vol. 4. – №. 2. – P. 59-111.

104. Briemlister, J.F. MCNP a general Monte-Carlo code for neutron and photon transport / J.F. Briemlister. – Los Alamos Nat. Lab. – report LA-7396-M. –1986. – rev. 2.

105. Butler, J. A new philosophy for calibration oil well logging tools based on neutrons transport codes / J. Butler, C.G. Clayton // Trans. 25-th SPWLA annual logging symp. – New Orleans Louisiana, 1984. – Vol. 2. – P. SPWLA-1984.

106. De Bièvre P. The 2012 International Vocabulary of Metrology : “VIM” / P. De Bièvre // Chemistry International--Newsmagazine for IUPAC. – 2012. – Vol. 34. – №. 3. – P. 26-27.

107. Dunn K. J. A diffusion model for pulsed neutron logging. Geophysics / K. J. Dunn // Geophysics. – 1989. – Vol. 54. – №. 1. – P. 100-113.

108. Gardner, R.P. Complete composition and density correlated sampling in the specific purpose Monte Carlo codes McPNL and McDNL for simulating pulsed neutron and neutron porosity logging tools / R.P. Gardner, M.W. Mickael, K. Verghese // Nucl.Geophys. –1989. – .Vol. 3. – No.3. – P. 157-165.

109. Garber D.I., Kinsey R.R. Neutron cross section curves / D.I. Garber, R.R. Kinsey // BNL-325. – Vol. 2. – 1976.



110. Goldstein, H. Calculations of the penetration of gamma-rays : Final Report / H. Goldstein, J. E. Wilkins Jr. – Nuclear Development Associates. – Inc. –1954. – №. NYO-3075; NDA-15C-41. – 196 p.

111. Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM) / BIPM, IEC, IFCC, ILAC, ISO, IUPAC, IUPAP and OIML. – Geneva, Switzerland. – International Organization for Standardization, 1995. – First edition.

112. Kondakov, A. P. Reservoirs identifying in the volcanogenic-sedimentary rocks of the northeast edge of Krasnoleninskiy arch based on logging, core study and well testing (Russian). / A.P. V.A. Efimov, S. V. Dobryden // OIJ 2020. – 2020. – P. 29–34. doi: <https://doi.org/10.24887/0028-2448->

113. McCallen C.W.J. SNAP-3D three-dimensional neutron diffusion code / C. W. J. McCallen. – TRG report 2677R U.K.: Risley, 1975.

114. Mickael, M. McDNL : A new specific purpose Monte Carlo code for simulation of dual-spaced neutron porosity logs / M. Mickael, R.P. Gardner, K. Verghese // SPWLA Annual Logging Symposium. – SPWLA, 1988. – C. SPWLA-1988-MM.

115. Rabinovich, S. G., Rabinovich M. Evaluating measurement accuracy / S.G. Rabinovich, M. Rabinovich . – New York, USA : Springer, 2010. – 148 p.

116. Shuttleworth, E. Linked Monte-Carlo and finite-element diffusion methods for reactor shield design (McBEND) / E. Shuttleworth, S. J. Chucas // Proc. 6 Int. Conf. on radiation shielding. – Tokyo, 1983. – Vol. 1. – p. 180.

117. Taylor, J. R. An introduction to error analysis. The study of uncertainties in physical measurements / J.R. Taylor. – Sausalito, California : University Science Book, 1997. – Second edition. – 327 p.

118. Theys P. Log data acquisition and quality control / P. Theys. – Paris : Editions Technip, 1999. – Second edition. – 453 p.

119. Theys, P. P. Log data acquisition and quality control / P.P. Theys // Editions Technip. – 1999. – First edition. – 435 p.

120. Velizhanin V. A. et al. Monte Carlo simulation in nuclear geophysics. Pt. 1; Features of Monte Carlo algorithmic techniques for solving problems in borehole nucle-

ar geophysics // Nuclear Geophysics (International Journal of Radiation Applications and Instrumentation, Part E) – 1990. – Vol. 4. – №. 4.

## Список сокращений и условных обозначений

ГТУ – геолого-технические условия;

КФ – калибровочная функция;

КПФ – калибровочно-поправочная функция;

НГК – нейтронный гамма-каротаж;

НК – нейтронный каротаж;

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж;

ННК-НТ – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам;

ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

ПФ – поправочная функция;

$\Delta$  - оценка абсолютной погрешности;

$\Delta_d$  - допускаемая абсолютная погрешность;

$\delta_d$  - допускаемая относительная погрешность;

$K_n$  – коэффициент общей пористости.