

61:05-5/71

УРАЛЬСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ
АКАДЕМИЯ

На правах рукописи

Карпов

Карпов Тимофей Юрьевич

Технология построения моделей горных пород нефтегазовых скважин для
калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа

Специальность 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных
ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель - доктор геолого-минералогических наук, доцент

А.Г. Талалай

Екатеринбург - 2004

Технология построения моделей горных пород нефтегазовых скважин для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа

Введение.....	4
1. Математическое обоснование расчета параметров переноса нейтронов в насыпных моделях горных пород.....	14
1.1 Взаимодействие нейтронов с ядрами горных пород. Основные характеристики нейтронов.....	14
1.2 Параметры переноса нейтронного излучения.....	19
1.3 Групповое диффузионное приближение теории переноса нейтронов.....	24
1.4 Целесообразность и преимущества использования диффузионного приближения для решения задач теории переноса нейтронов.....	27
2. Методика расчета пористости, параметров переноса нейтронов и краевых эффектов в насыпных моделях горных пород.....	31
2.1 Методика расчета пористости насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтронного каротажа.....	31
2.1.1 Пористость горных пород, перспективных на нефть.....	31
2.1.2 Коэффициенты пористости.....	33
2.1.3 Данные о величине пористости обломочных горных пород.....	33
2.1.4 Математическое обоснование расчета пористости насыпных моделей обломочных горных пород.....	39
2.1.5 Методика расчета пористости насыпных моделей обломочных горных пород.....	46
2.2 Методика расчета параметров переноса нейтронов и краевых эффектов в насыпных моделях горных пород.....	55
2.2.1 Нейтронные параметры горных пород.....	55

2.2.2	Методика расчета параметров переноса нейтронов в двухгрупповом диффузионном приближении для насыпных моделей силикатного и карбонатного составов.....	63
2.2.3	Методика расчета краевых эффектов в насыпных моделях горных пород в диффузионном приближении.....	73
3.	Обоснование, технология и результаты построения насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа.....	78
3.1	Результаты расчета параметров диффузионного переноса нейтронов в насыпных моделях горных пород различной водонасыщенной пористости.....	78
3.2	Результаты расчета краевых эффектов в насыпных моделях горных пород.....	88
3.2.1	Результаты расчета краевых эффектов насыпных моделей в приближении однородной эквивалентной сферы.....	88
3.2.2	Выбор оптимальных размеров насыпных моделей горных пород по результатам расчета краевых эффектов.....	96
3.3	Результаты экспериментального определения водонасыщенной пористости насыпных моделей обломочных горных пород.....	100
3.4	Технология построения насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа.....	108
3.5	Оценка однородности насыпных моделей горных пород и методика калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа.....	123
3.5.1	Порядок проверки насыпных моделей горных пород на однородность.....	123
3.5.2	Экспериментальная оценка краевых эффектов и выделение “рабочего интервала” каждой модели горной породы.....	128
3.5.3	Градуировочная характеристика для аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа.....	132

3.5.4	Методика калибровки аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа на насыпных моделях горных пород.....	139
4.	Заключение.....	142
5.	Библиографический список.....	145

Введение

История развития моделестроения для нейтронных методов каротажа .

Основной задачей геофизических исследований в скважинах (ГИС) является получение достоверной количественной информации о свойствах и составе пород в разрезах нефтяных, газовых и рудных скважин. Данные ГИС широко используются при поисках и разведке месторождений, оценке их запасов и контроле за разработкой. Это предопределяет возросшие требования к точности и достоверности результатов измерений при геофизических исследованиях скважин.

Единство и достоверность измерений достигается на основе применения системы метрологического обеспечения (МО) [17,126], которая включает технические средства и методы метрологического обеспечения, а также нормативно-техническую документацию, обеспечивающие градуировку, поверку и калибровку аппаратуры для ГИС. Одним из основных элементов системы МО нейтрон-нейтронных методов каротажа (ННК) являются насыпные модели пористых пластов (образцы состава и свойств горных пород), которые играют роль первичного эталона, воспроизводящего с наибольшей достоверностью и точностью геологическую или физическую характеристику горной породы. Достоверность достигается обеспечением условий измерения в насыпных моделях пористых пластов, максимально приближенных к условиям естественного залегания пород, точность - применением при их аттестации высокоточных образцовых средств измерений и аттестованных методик измерений.

Несмотря на то, что создание подобных моделей требует значительных затрат, а набор воспроизводимых ими условий является ограниченным, роль моделей пористых пластов уникальна; получаемую с их помощью информацию нельзя заменить ни 100%-ным выходом керна, ни исследованиями в контрольно-поверочных или опорно-параметрических скважинах [59,129].

Только модели пористых пластов могут дать в неискаженном виде информацию о связи показаний скважинной аппаратуры ННК и геологических параметров.

Преимущества стандартных образцов, применяемых в виде моделей пластов для градуировки аппаратуры ННК, заключаются в следующем:

- несколько тщательно изготовленных и сосредоточенных на одной площадке моделей могут обеспечить необходимый набор стандартных условий для градуировки и получения необходимых поправок, учитывающих отклонение условий измерений от стандартных в широком диапазоне их изменения в процессе нейтронного каротажа [114];

- в моделях могут быть воспроизведены необходимые значения различных параметров пластов и скважин - концентрация элемента, мощность пласта, плотность породы, диаметр скважины и т.д. Подобные оптимальные условия редко встречаются в реальных скважинах, маловероятно также, чтобы нужный набор параметров оказался сосредоточенным в одном районе;

- материал искусственно созданных моделей, как правило, более однороден, чем однородность реального геологического пласта в скважине, проще осуществляются при этом отбор проб из исследуемого пласта и статистические сопоставления и оценки.

Модели пористых пластов горных пород являются в большинстве случаев близкими подобиями объектов исследования и позволяют охватить метрологическим контролем, как результат измерения, так и всю экспериментальную процедуру методики измерения [123].

За последние десятилетия, как в России, так и за рубежом, проводились значительные работы по созданию подобных моделей для метрологического обеспечения аппаратуры стационарного ННК. Эти стандартные образцы изготавливают в виде моделей пористых пластов, пересеченных скважиной. В зарубежной практике для целей стандартизации аппаратуры ННК широко применяются модели Американского нефтяного института [149], представляющие собой шахту с вертикально расположенными тремя моделями

из известняка с пористостью 1, 9, 19 и 26 %. Этот ряд моделей принят за базовый для геофизических предприятий США. С его помощью воспроизводится единица измерений “нейтронной пористости” (в системе API), определяемая как 1/1000 разности показаний ННК с источником нейтронов и без него в пласте известняка пористостью 19 %. Имеющиеся в США эталонные модели для аппаратуры ННК охарактеризованы в [71]. Всего они включают 19 моделей, имеющих пористость в диапазоне от 1 до 40 %. По вещественному составу выделяются три типа моделей: известняковые, песчаные и доломитовые, что позволяет получить градуировочные зависимости ННК для пород различного литотипа.

В России первые модели пористых пластов для калибровки аппаратуры нейтронного каротажа были построены в Волго-Уральском филиале ВНИИГеофизика (г. Октябрьский) А.В. Золотовым (1956 г.). Им впервые было введено понятие и дано определение эффективного радиуса зоны исследования ННК.

Двухгрупповое диффузионное приближение для количественного изучения эффектов и зависимостей ННК впервые было применено О.А. Барсуковым (1957 г.). Много работ было выполнено зарубежными исследователями (Я.А. Чубеком, Ч.В. Титтлом). Теория и технология создания насыпных моделей пористых пластов с использованием принципа подобия для метрологического обеспечения нейтронных методов каротажа были разработаны Ш.А. Губерманом (1960 г.).

В середине 60-х г.г. изготовлением гетерогенных моделей пластов занимались российские и зарубежные специалисты [110,148], которыми предложены модели, имеющие сложную слоистую структуру с цилиндрическими включениями.

В последующие годы в России модели пористых пластов для аппаратуры ННК были построены во ВНИИЯГГе (г. Раменское) [99] и во ВНИИГТ (г. Саратов) [64]. Наиболее полный комплект моделей состоял из монолитного мраморного блока с $K_n=0,15$ %, гетерогенной модели с $K_n=4,2$ %,

двухфракционной насыпной модели с $K_n=19\%$, и однофракционной насыпной модели с $K_n=37,5\%$. Диаметры скважин в моделях имели размеры 130, 190, 214 мм. Указанные модели обладали универсальностью с точки зрения создания в них различных условий измерений, но они не были аттестованы по погрешности воспроизводимых ими значений K_n .

В начале 80-х годов во ВНИИЯГТ (г. Раменское), ВНИИГИС (г. Октябрьский) и во ВНИИНПГ (г. Уфа) были разработаны и аттестованы государственные стандартные образцы объемного влагосодержания (общей пористости) карбонатных горных пород, предназначенные для воспроизведения значений пористости с наивысшей точностью [130].

Аналогичные по значению, номенклатуре и параметрам модели пластов для аппаратуры НК используются в Болгарии [117], Польше [150] и Венгрии. В Болгарии созданы модели с пористостью: 0,61 % (мрамор), 6,3 % (известняк), 14 % (известняк), 40 % (стеклянные шарики) и 100 % (вода). Скважина в моделях имитируется асбоцементной трубой диаметром 200 мм.

В последующие годы моделестроением в отечественном радиоактивном каротаже занимались такие специалисты как Аксельрод С.А.[1], Артемьев Б.Г.[5], Басин Я.Н.[115], Березовский Н.С.[9], Беспалов Д.Ф.[10], Горбатюк О.В.[44], Григорян Р.С., Гулин Ю.А., Давыдов А.В., Давыдов Ю.Б., Иванкин В.П., Кантор С.А. [68-71], Кожевников Д.А.[78-82], Кухаренко Н.К., Кучурин Е.С., Молчанов А.А.[108-109], Пасечник М.П.[116], Перелыгин В.Т., Померанц Л.И.[119], Уткин В.И., Фоминых В.И., Хайкович И.М., Хаматдинов Р.Т.[139], Хамитов Р.А.[140], Ханипов З.З.[141-142], Цейтлин В.Г.[144], Черменский В.Г. и др.[7, 32-33, 34-37, 46, 55, 62-63, 65-66, 98, 104-105, 120, 143].

Значительный вклад в развитие системы метрологического обеспечения ГИС внесли специалисты ВНИИгеосистем Блюменцев А.М. [11-16,19-20,23,25-27,30-31,103,107,121,135], Лобанков В.М. [88-90,93-96,106,127], Цирульников В.П. [28,145-146] и Дембицкий С.И. [58,60-61].

В последнее время проводились работы над созданием новых насыпных градуировочных моделей водонасыщенной пористости в Центре

метрологических исследований «Урал-Гео» (прежнее название – РЦСМ «Урал»)[91] и в ОАО «Когалым НГФ» [87].

Актуальность работы. В настоящее время техническое оснащение многих метрологических центров и научно-исследовательских институтов не является достаточно полным и современным [72]. Большинство из испытательного оборудования, в частности модели пористости, создавались и внедрялись в метрологические центры в период становления метрологической службы геофизики в СССР. Они выполнены из материалов и комплектующих элементов, которые уже либо устарели, либо не используются. К тому же удаленность таких организаций, как ВНИИЯГТ (г.Раменское), НПФ «Геофизика» (г.Уфа) и ОАО НПП «ВНИИГИС» (г.Октябрьский) делает невозможным их эффективного использования для целей метрологического обеспечения работ геофизических предприятий Западно-Сибирского региона.

В настоящее время для создания метрологического центра в Западно-Сибирском регионе необходимо современное испытательное оборудование нового поколения [92], которое должно быть долговечным, ремонтпригодным, изготавливаться из сертифицированных и стойких к коррозии материалов.

При разработке для нейтрон-нейтронного каротажа нового испытательного оборудования, такого как насыпные модели пористых пластов необходимо следующее:

- расширение номенклатуры и типов моделей пористых пластов, производимое с учетом существующих типов;
- разработка моделей пористых пластов для аттестации методик и контроля правильности результатов скважинных измерений в условиях конкретных месторождений [14,40];
- разработка моделей пористости многоэлементного состава с расширенным диапазоном значений аттестуемых характеристик (в сторону более низких концентраций). Это связано с тем, что

особенностью современных условий поиска и разведки месторождений нефти и газа являются большие глубины, экстремальные термодинамические условия в скважинах, сложнопостроенные (литологически и структурно) разрезы, относительно низкие значения коэффициентов пористости коллекторов;

- создание насыпных градуировочных моделей пористых пластов с имитатором ствола, играющим роль поверхности открытого ствола необсаженной скважины, пройденной в разрезе того или иного литотипа.

Цель и задачи исследований

Цель исследований: Повышение эффективности калибровки аппаратуры ННК путем построения насыпных моделей состава и свойств горных пород нефтегазовых скважин с расширенным диапазоном значений аттестуемых характеристик.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ и обобщение зарубежного и отечественного опыта моделирования ядерно-физических методов (ЯФМ) геофизических исследований нефтегазовых скважин.
2. Выбор математического обеспечения и вывод аналитических выражений для расчета параметров переноса нейтронов в силикатных и карбонатных средах с различной водонасыщенной пористостью и для оценки краевых эффектов на моделях конечных размеров.
3. Анализ результатов численного расчета краевых эффектов моделирования ЯФМ геофизических исследований нефтегазовых скважин и выбор оптимальных размеров насыпных градуировочных моделей пористых пластов.
4. Проведение работ по экспериментальному определению водонасыщенной пористости насыпных моделей силикатного и карбонатного составов на мерных стаканах объемом 12 л.

5. Разработка технологии построения насыпных моделей пластов.
6. Опытнo-производственная апробация моделей пористых пластов и разработка методики калибровки рабочей аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа на созданных моделях.

Исходные материалы и личный вклад в решение проблемы. В основу диссертационной работы положен материал, собранный и проанализированный автором в период с 2001 по 2003 гг. в процессе участия в создании полигона с геологическими моделями на базе ПГО «Тюменьпромгеофизика».

Автором произведен расчет параметров переноса нейтронов в средах карбонатного и силикатного составов различной водонасыщенной пористости в диффузионном приближении. По предложенной профессором Ю.Б. Давыдовым методике, автором выполнены расчеты краевых эффектов в насыпных моделях горных пород и обоснованы минимальные размеры насыпных моделей карбонатного и силикатного составов различной водонасыщенной пористости.

Диссертант выполнил экспериментальное моделирование водонасыщенной пористости моделей на мерных стаканах объемом 12 л с использованием сертифицированного насыпного материала различного гранулометрического состава и выбрал оптимальные результаты моделирования водонасыщенной пористости для построения насыпных моделей горных пород. В процессе построения моделей автор принимал непосредственное участие.

Совместно с ведущим специалистом Института испытаний и сертификации минерального сырья при УГГГА Сарвартиновым И.Д. произведена оценка полученных насыпных моделей на однородность, построена градуировочная характеристика для аппаратуры ННК на моделях карбонатного и силикатного литотипов с различным типом порового флюида,

а также отработана методика калибровки рабочей аппаратуры ИНК на полученных моделях горных пород.

Работа выполнена в Институте геологии и геофизики УГТГА под руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора А.Г. Талалая, которому автор выражает глубокую благодарность за помощь и поддержку при проведении исследований и написании работы.

Автор благодарен руководству ПГО «Тюменьпромгеофизика» за доверие и предоставленную возможность участия в создании метрологического полигона с насыпными моделями горных пород. Диссертант выражает благодарность коллективу метрологической лаборатории ПГО «Тюменьпромгеофизика» во главе с главным метрологом А.А. Демидовым за помощь и содействие в сборе материалов.

Большую помощь при проведении аналитических исследований и расчетов оказал доктор физико-математических наук, профессор Ю.Б. Давыдов. Автор искренне признателен и благодарен ведущему сотруднику Института испытаний и сертификации минерального сырья И.Д. Сарвартинову за большую помощь в сборе материалов и поддержку при завершении работы.

Научная новизна. Вклад автора диссертации заключается в следующем:

1. Использовано диффузионное приближение в качестве математического аппарата для расчета параметров переноса нейтронов в средах силикатного и карбонатного составов различной пористости и различным типом порового флюида (пресная вода, нефть и минерализованная вода с концентрацией NaCl от 50 до 200 г/л).
2. Обоснованы оптимальные размеры для изготовления насыпных моделей пластов карбонатного и силикатного составов на основе анализа результатов расчета краевых эффектов в диффузионном приближении.

3. На мерных стаканах объемом 12 л произведено моделирование водонасыщенной пористости моделей карбонатного и силикатного составов с использованием сертифицированного насыпного материала различного гранулометрического состава.

4. Построены насыпные модели пористых пластов с имитатором открытого ствола скважины и выведена градуировочная характеристика для аппаратуры стационарного ННК на моделях карбонатного и силикатного составов с насыщением пор водой и нефтью.

Практическая значимость. В ходе диссертационной работы обоснована возможность применения методики расчета параметров переноса нейтронов в диффузионном приближении и методики расчета краевых эффектов для целей моделирования ядерно-геофизических полей и оценки оптимальных размеров насыпных моделей пластов.

Отработана методика построения насыпных моделей пластов различной водонасыщенной пористости с имитатором открытого ствола скважины.

Результаты диссертационной работы легли в основу создания полигона с насыпными моделями пластов карбонатного и силикатного составов в метрологическом центре ПГО «Тюменьпромгеофизика» (г. Мегион).

Защищаемые положения

1. Двухгрупповое диффузионное приближение при расчетах параметров переноса нейтронов для оценки краевых эффектов в насыпных моделях пластов конечного размера как точный и удобный математический аппарат.

2. Конструкция, состав и технология построения комплекса насыщенных по нейтронному излучению моделей пористых пластов карбонатного и силикатного составов в качестве основного технического средства для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа.

Апробация работы и публикации. Результаты проведенных исследований по теме диссертации докладывались на третьей Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2002), на Уральской горно-промышленной декаде (Екатеринбург, 2003), на Международной геофизической конференции и выставке «Геофизика XXI века – прорыв в будущее» (Москва, 2003). По теме диссертации опубликовано 5 работ.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения и библиографического списка использованной литературы и содержит 160 страниц печатного текста, 19 таблиц, 32 рисунка. Библиографический список состоит из 150 наименований.

В первой главе рассмотрено математическое обоснование расчета параметров переноса нейтронов в насыпных моделях в диффузионном приближении. Обоснована целесообразность и преимущества использования диффузионного приближения для решения задач теории переноса нейтронов в различных средах.

Во второй главе рассмотрены методика расчета водонасыщенной пористости насыпных моделей горных пород, методика расчета параметров переноса нейтронов в насыпных моделях силикатного и карбонатного составов в диффузионном приближении, а также методика расчета краевых эффектов в насыпных моделях горных пород.

Третья глава посвящена технологии и результатам построения насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа. Обоснованы минимальные размеры и гранулометрический состав насыпных моделей. Приведена технология построения моделей и проверки их на однородность. В конце главы описана методика калибровки аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа на построенных моделях.

Глава 1. Математическое обоснование расчета параметров переноса нейтронов в насыпных моделях горных пород

1.1. Взаимодействие нейтронов с ядрами горных пород.

Основные характеристики нейтронов

Нейтроны ампульных источников, попадая в горные породы в результате своего пространственного перемещения, постоянно теряют свою энергию и захватываются ядрами горных пород. Начальная энергия нейтронов ампульных источников определяется в основном реакцией (α, n) на легких ядрах и спектром нейтронов деления тяжелых ядер [47]. Средняя энергия колеблется в пределах 2—5 МэВ.

В результате взаимодействия нейтронов с ядрами горных пород энергия нейтронов уменьшается. Если энергия нейтронов становится сравнимой с тепловым движением нейтронов окружающей среды, то в дальнейшем нейтрон с одинаковой вероятностью может получить или потерять энергию. Устанавливается тепловое равновесие нейтронов с атомами среды. Поэтому в тепловой области нейтроны будут сохранять свою энергию постоянной до тех пор, пока не будут, наконец, захвачены ядрами вещества.

Процесс последовательного уменьшения энергии нейтронов за счет рассеяния на ядрах вещества называется замедлением. В результате замедления нейтроны постепенно теряют свою энергию [39].

В процессе замедления условно выделяются два последовательных этапа: этап замедления до энергий порядка 1 эВ и этап термализации при энергиях меньше 1 эВ, который имеет ряд специфических особенностей. На этапе замедления средняя энергия нейтронов значительно больше энергии теплового движения и химической связи атомов замедлителя, поэтому ядра горных пород можно считать свободными и независимыми рассеивающими центрами. На этапе термализации приходится учитывать химическую связь атомов вещества.

Поскольку характер взаимодействия нейтронов с веществом зависит от их энергии, целесообразно разделить нейтроны различных энергий на группы так, чтобы внутри каждой группы нейтроны мало отличались друг от друга по своим свойствам.

Классификация свободных нейтронов по энергии может быть проведена различными способами. Поэтому границы отдельных групп являются условными. Мы будем придерживаться общепринятой классификации, в основе которой лежат процессы взаимодействия нейтронов с атомными ядрами.

Согласно этой классификации, нейтроны с энергией выше 1 эВ относятся к быстрым нейтронам, от 1 до 0,025 эВ — к надтепловым и с энергией ниже 0,025 эВ — к тепловым. При таком разделении нейтронов по энергиям основными процессами взаимодействия для быстрых, надтепловых и тепловых нейтронов являются, соответственно, замедление, термализация и диффузия нейтронов.

На практике используют еще более простую классификацию нейтронов по энергии. Все нейтроны по энергии делятся на две группы. Нейтроны, энергия которых превышает тепловую энергию, относятся к быстрым, а остальные — к тепловым. Основными типами взаимодействия для быстрых нейтронов остаются рассеяние и замедление, а для тепловых — рассеяние и поглощение.

По упрощенной классификации история жизни любого нейтрона начинается с процесса замедления, который продолжается до тех пор, пока нейтрон не приобретет тепловую энергию, и кончается процессом диффузии нейтрона с последующим захватом его ядрами среды, т.е. в основу классификации положены два основных процесса: замедление и диффузия.

Процессы замедления быстрых нейтронов и диффузия тепловых в веществе подчиняются различным законам и поэтому обычно рассматриваются отдельно. В дальнейшем будем придерживаться упрощенной классификации нейтронов по энергиям.

Характер взаимодействия нейтрона с ядром зависит от энергии нейтрона и типа ядра-мишени. Атомные ядра горных пород разделяют на легкие ($A < 25$), средние ($25 < A < 80$) и тяжелые ($A > 80$). Горные породы состоят в основном из легких ядер. Поэтому наибольший интерес для практических приложений представляет взаимодействие нейтронов с легкими ядрами.

Для быстрых нейтронов с энергией более 1 МэВ основным типом взаимодействия нейтронов с ядрами горных пород является рассеяние, которое может быть как упругим, так и неупругим. Однако при рассмотрении пространственно-энергетического распределения быстрых нейтронов неупругим рассеянием обычно пренебрегают. Вероятность захвата быстрых нейтронов пренебрежимо мала.

Для тепловых нейтронов основными типами взаимодействия являются рассеяние на ядрах горных пород и поглощение нейтронов, которое чаще всего сводится к реакции радиационного захвата.

Мерой взаимодействия нейтронов с веществом являются эффективные нейтронные сечения [147]. Каждое взаимодействие нейтрона с ядром может быть описано определенным типом сечения. Сечение можно рассматривать как эффективную поперечную площадь ядра, которая определяет геометрическую вероятность взаимодействия нейтрона с данным ядром. Простое представление сечения как площади является не только наглядным, но и достаточно точным. В соответствии с определением сечение измеряется в единицах площади.

Поскольку радиус ядра имеет порядок 10^{-12} см, то эффективный поперечник ядра имеет порядок 10^{-24} см². Обычно за единицу принимают 1 барн = 10^{-24} см².

Эффективное поперечное сечение, определенное как вероятность столкновения нейтрона с ядром безотносительно к тому, что произойдет после столкновения, называется полным эффективным сечением. Полное сечение можно разделить на парциальные эффективные сечения, каждое из которых определяет вероятность одного из возможных результатов столкновения нейтрона с ядром. Все парциальные сечения измеряются в единицах площади, и

их сумма равна полному эффективному сечению взаимодействия нейтрона с ядром.

Многообразие типов взаимодействия нейтронов с веществом соответствует такое же количество типов парциальных эффективных сечений. При изучении пространственного распределения нейтронного поля представляют интерес лишь те из них, численные значения которых во много раз превосходят величину сечения остальных типов взаимодействия. К таким основным типам сечений относятся сечение рассеяния σ_s и сечение поглощения нейтрона ядром σ_a , которые связаны с полным сечением соотношением $\sigma = \sigma_s + \sigma_a$.

Один и тот же тип взаимодействия может происходить с большей или меньшей вероятностью в зависимости от энергии нейтронов и типа ядер горных пород. Поэтому нейтронные сечения являются функцией энергии нейтронов и состава среды.

Для быстрых нейтронов рассеяние на ядрах легких элементов изотропно в системе центра масс и анизотропно в лабораторной системе координат. С уменьшением энергии нейтронов рассеяние становится изотропным и в лабораторной системе.

Для того чтобы перейти из микромира существования элементарных частиц в реальный макромир лабораторных измерений потока нейтронов, необходимо перейти от эффективных поперечных сечений ядер к макроскопическим сечениям взаимодействия нейтронов с веществом. Под макроскопическим сечением взаимодействия нейтронов с ядрами горных пород понимается эффективная площадь поперечных сечений всех ядер, которые содержатся в 1 см^3 вещества.

Подсчитаем эффективную площадь поперечных сечений всех ядер, которые содержатся в 1 см^3 вещества. Пусть пучок моноэнергетических нейтронов падает нормально одной из боковых поверхностей выделенного кубика. Если выделенный кубический сантиметр вещества содержит N ядер с

одинаковым поперечным сечением, то эффективная площадь всех ядер мишени при условии их пренебрежимо малого взаимного затемнения равна $\Sigma = N\sigma$.

Величина Σ , равная полному поперечному сечению всех ядер в 1 см³ вещества, носит название макроскопического взаимодействия нейтронов с веществом. Ее можно рассматривать как вероятность того, что нейтрон испытает акт взаимодействия с веществом на отрезке длиной 1 см. Макроскопическое сечение взаимодействия имеет размерность обратной длины (см⁻¹).

Число ядер вещества в 1 см³ среды, целиком состоящей из этого вещества, определяется соотношением $N = A_o \cdot \rho / A$, где ρ — плотность вещества; A_o — число Авогадро, равное количеству ядер в одной моли вещества; A — атомная масса вещества.

В соответствии с типом реакций взаимодействия различают макроскопические сечения рассеяния Σ_s и захвата Σ_a , сумма которых равна полному макроскопическому сечению взаимодействия $\Sigma = \Sigma_s + \Sigma_a$.

Для пород сложного химического состава, состоящих из n элементов, макросечения взаимодействия нейтронов подсчитываются по формуле

$$\Sigma = \frac{A_o \rho}{100} \sum_{i=1}^n \frac{p_i \sigma_i}{A_i},$$

где ρ — плотность горной породы; A_o — число Авогадро; p_i , σ_i , A_i — процентное массовое содержание, поперечное сечение взаимодействия и атомная масса i -го элемента.

Для пористых горных пород, поровое пространство которых полностью заполнено влагой, макроскопические сечения взаимодействия нейтронов определяются соотношением

$$\Sigma = \frac{A_o}{100} \left[\rho_r (1 - k_n) \sum_{i=1}^n \frac{p_{\pi i} \sigma_{\pi i}}{A_{\pi i}} + k_n \rho_w \sum_{i=1}^m \frac{p_{wi} \sigma_{wi}}{A_{wi}} \right],$$

где k_n — коэффициент пористости; ρ_T, ρ_t — плотность твердой и жидкой части горных пород; $p_{Ti}, \sigma_{Ti}, A_{Ti}$ — процентное массовое содержание, поперечное сечение взаимодействия и атомная масса i -го элемента твердой части горных пород; $p_{ji}, \sigma_{ji}, A_{ji}$ — процентное массовое содержание, поперечное сечение взаимодействия и атомная масса i -го элемента жидкой части горных пород.

Таким образом, для подсчета макросечения взаимодействия нейтронов необходимо знать химический состав горных пород, их пористость, плотность твердой и жидкой фаз и макроскопические сечения взаимодействия нейтронов с ядрами элементов, слагающих горные породы.

Условились считать, что между столкновениями, которые испытывает нейтрон в процессе прохождения через вещество, он движется по прямой линии. Отрезок траектории между двумя последовательными соударениями носит название свободного пробега. Для практических приложений обычно используют понятие средней длины свободного пробега λ . Средняя длина свободного пробега нейтрона в веществе подсчитывается по формуле $\lambda = 1/\Sigma$. Таким образом, средняя длина свободного пробега равна обратной величине макроскопического сечения.

При расчетах предполагают, что наиболее часто происходят реакции рассеяния и поглощения нейтронов ядрами горных пород. Поэтому различают среднюю длину пробега до рассеяния λ_s и до поглощения λ_a , которые связаны с величиной полного свободного пробега λ соотношением $1/\lambda = 1/\lambda_s + 1/\lambda_a$, т.е. $\lambda = \lambda_s \lambda_a / (\lambda_s + \lambda_a)$.

1.2 Параметры переноса нейтронного излучения

В соответствии с характером переноса нейтронов в веществе нейтронные параметры делятся на параметры замедления быстрых и диффузии тепловых нейтронов. Процесс замедления быстрых нейтронов характеризуется длиной замедления L_s , а процесс диффузии тепловых нейтронов - длиной диффузии L ,

коэффициентом диффузии D и макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов Σ_a .

Длина замедления $L_s(E)$ связана с возрастом нейтронов $\tau(E)$ соотношением $L_s^2(E) = \tau(E)$. По определению возраст равен 1/6 среднего квадрата расстояния, на которое смещаются нейтроны в процессе замедления до энергии E , т.е. $\tau(E) = \overline{R^2} / 6$. Средний квадрат смещения нейтрона с учетом анизотропии рассеяния определяется соотношением

$$\overline{R^2} = \frac{2\lambda_s \lambda_{tr}}{\xi} \ln \frac{E_0}{E}, \quad (1.1)$$

где λ_s - среднее расстояние между двумя рассеивающими столкновениями;

$\lambda_{tr} = \lambda_s / (1 - \overline{\cos \vartheta})$ - средняя длина переноса нейтронов;

ξ - средняя логарифмическая потеря энергии;

$\overline{\cos \vartheta}$ - средний косинус угла рассеяния.

Таким образом, для подсчета длины замедления можно использовать выражение

$$L_s(E) = \left[\frac{\lambda_s^2}{3\xi(1 - \overline{\cos \vartheta})} \ln \frac{E_0}{E} \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (1.2)$$

Входящие в выражение (1.2) параметры $\overline{\cos \vartheta}$ и ξ для сложного вещества, состоящего из ядер n сортов, подсчитываются по формулам

$$\xi = \sum_{i=1}^n h_i \xi_i; \quad (1.3)$$

$$\overline{\cos \vartheta} = \sum_{i=1}^n h_i \overline{\cos \vartheta}_i, \quad (1.4)$$

где h_i - парциальная вероятность рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта

По определению

$$h_i = \frac{n_i \sigma_{si}(E)}{\sum_{i=1}^n n_i \sigma_{si}(E)}, \quad (1.5)$$

где $\sigma_{si}(E)$, n_i - микроскопические сечения рассеяния на ядрах i -го сорта и плотность ядер i -го сорта

Поскольку парциальные вероятности рассеяния на ядрах i -го сорта зависят от энергии нейтронов, то параметры (1.3) и (1.4) усредняются по энергии в интервале замедления (E_o, E) .

Таким образом, длину замедления нейтронов можно вычислить, если известны вещественный состав горных пород и эффективные сечения рассеяния для всех сортов ядер [38].

Для определения времени замедления можно использовать связь между латаргией и временем, которая в дифференциальной форме имеет вид:

$$du = \frac{\xi v d\tau}{\lambda_s(u)}, \quad (1.6)$$

где v - скорость нейтрона;

$\lambda_s(u)$ - средняя длина пробега до акта рассеяния;

ξ - средняя логарифмическая потеря энергии при одном столкновении.

Перейдем к обычной шкале энергий и проинтегрируем выражение (1.6) по всем энергиям от тепловой до начальной энергии нейтронов

$$\tau_3 = \int_0^t dt \int_{E_T}^{E_0} \frac{\lambda_s(E) dE}{\xi v E}, \quad (1.7)$$

где E_0, E_T - начальная энергия нейтронов и энергия тепловых нейтронов

Введем среднее для заданного интервала энергий значение длины пробега до рассеяния $\overline{\lambda_s(E)} = \lambda_s$ и учтем, что $v = \frac{2E}{m}$, где m - масса нейтрона, тогда

$$\tau_3 = \frac{\lambda_s}{\xi} \sqrt{2m} \left(\frac{1}{\sqrt{E_T}} - \frac{1}{\sqrt{E_0}} \right). \quad (1.8)$$

Поскольку начальная энергия нейтронов значительно превышает тепловую $E_0 \gg E_T$, то

$$\tau_3 \approx \frac{\lambda_s}{\xi} \sqrt{\frac{2m}{E_T}} = \frac{2\lambda_s}{\xi v_T}, \quad (1.9)$$

где v_T - скорость тепловых нейтронов.

Расчет эффективной скорости замедляющихся нейтронов осуществляется по формуле

$$v = \frac{\int_{E_T}^{E_0} v(E) \Phi(E) dE}{\int_{E_T}^{E_0} \Phi(E) dE}, \quad (1.10)$$

где $\Phi(E)$ - поток нейтронов.

В слабопоглощающей среде $\Phi(E) = \frac{S}{\Sigma_s E}$, где S - мощность источника нейтронов, Σ_s - макроскопическое сечение рассеяния нейтронов в среде.

Поскольку сечение рассеяния в водородосодержащих горных породах в области от 1 до 10^4 эВ постоянно, то поток нейтронов в этой области следует закону $1/E$. При выполнении численных расчетов полезно также иметь в виду следующее соотношение между скоростью нейтрона и его энергией $v(E) = 1,38 \cdot 10^6 \sqrt{E}$, где E - выражено в эВ, а скорость в см/с.

С учетом сказанного проинтегрируем выражение (1.10) по энергии. В результате получаем:

$$v = 1,38 \cdot 10^6 \frac{2(\sqrt{E_0} - \sqrt{E_T})}{\ln \frac{E_0}{E_T}}. \quad (1.11)$$

Параметры переноса тепловых нейтронов подсчитываются по формулам:

$$L^2 = \frac{1}{3\Sigma_{tr} \Sigma_a}; \quad (1.12)$$

$$D = \frac{1}{3\Sigma_{tr}}; \quad (1.13)$$

$$\tau = \frac{1}{\Sigma_a v_T}, \quad (1.14)$$

где Σ_{tr}, Σ_a - макроскопическое транспортное сечение и макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов;

v_T - скорость тепловых нейтронов,

τ - среднее время жизни тепловых нейтронов.

Для сред сложного изотопного состава, состоящих из ядер n сортов, макроскопические сечения взаимодействия для тепловых нейтронов рассчитываются по формулам:

$$\Sigma_{tr} = \sum_{i=1}^n n_i \sigma_{si} (1 - \overline{\cos \vartheta_i}) \quad (1.15)$$

$$\Sigma_a = \sum_{i=1}^n n_i \sigma_{ai}, \quad (1.16)$$

где n_i - плотность ядер i -го сорта в среде;

$\overline{\cos \vartheta_i}$ - средний косинус угла рассеяния на ядрах i -го сорта в лабораторной системе координат.

1.3 Групповое диффузионное приближение теории переноса нейтронов

Для описания замедления нейтронов в водородосодержащих средах часто используют групповое диффузионное приближение теории переноса нейтронов. Групповой перенос нейтронов характеризуется тремя основными параметрами: макроскопическим сечением увода нейтронов i -ой группы Σ_{yi} , коэффициентом диффузии D_i и длиной диффузии L_i . Из указанных параметров только два являются независимыми, а третий может быть получен расчетным методом из двух известных. Каждый из параметров, взятый в отдельности, не дает полной характеристики переноса нейтронов в среде. Для полной однозначной характеристики необходимо знать не менее двух параметров переноса.

Макроскопическое сечение увода нейтронов i -ой группы характеризует вероятность увода нейтронов на отрезке длиной 1 см. Величина, обратная макроскопическому сечению увода, определяет среднюю длину пробега нейтронов i -ой группы до момента увода за пороговую энергию $\lambda_{yi} = \frac{1}{\Sigma_{yi}}$.

Для тепловых нейтронов макросечение увода совпадает с макросечением поглощения, а длина релаксации со средней длиной свободного пробега до захвата.

Коэффициент диффузии для нейтронов i -ой группы с учетом анизотропии рассеяния определяется выражением

$$D_i = \frac{1}{3\Sigma_{tr}} = \frac{\lambda_{tr}}{3},$$

т.е. с точностью до постоянного множителя равен транспортной длине свободного пробега нейтронов i -ой группы.

Длина диффузии нейтронов i -ой группы определяется соотношением

$$L_i = \sqrt{\frac{D_i}{\Sigma_{yi}}} = \sqrt{\frac{\lambda_{tr} \lambda_{yi}}{3}},$$

т.е. с точностью до постоянного множителя равна среднему геометрическому между транспортной длиной и средней длиной пробега до момента увода за пороговую энергию (длиной релаксации нейтронов i -ой группы). При замедлении быстрых нейтронов до тепловой энергии их обычно объединяют в одну группу, а длину диффузии принимают равной длине замедления.

Групповые постоянные находятся из соотношений

$$D_i = \frac{\int_{u_{i-1}}^{u_i} D(u) \Delta\Phi(\vec{r}, u) du}{\int_{u_{i-1}}^{u_i} \Delta\Phi(\vec{r}, u) du}, \quad (1.17)$$

$$\Sigma_{Si} = \frac{\int_{u_{i-1}}^{u_i} \Sigma_S(u) \Phi(\vec{r}, u) du}{\int_{u_{i-1}}^{u_i} \Phi(\vec{r}, u) du}. \quad (1.18)$$

Чтобы определить групповые константы D_i и Σ_{Si} , необходимо знать зависимость потока $\Phi(\vec{r}, u)$ от летаргии в каждой группе. Такая зависимость,

как правило, неизвестна. Поэтому на практике для вычисления групповых постоянных используют дополнительные предположения. Простейшим является предположение о том, что пространственно-энергетическое распределение потока $\Phi(\vec{r}, u)$ можно представить в виде мультипликации пространственной и энергетической функции $\Phi(\vec{r}, u) = \Phi(\vec{r})\Phi(u)$. Энергетическое распределение потока предполагается постоянным в каждой группе $\Phi(u) = \text{const}$, или, другими словами, соблюдается закон $\Phi(E) \approx 1/E$. Для горных пород зависимость потока нейтронов от энергии в виде $1/E$ соблюдается в широком диапазоне энергий. После интегрирования (1.17) и (1.18) по лётаргиям получаем

$$D_i = \frac{\int_{u_{i-1}}^{u_i} D(u) du}{u_i - u_{i-1}}, \quad (1.19)$$

$$\Sigma_{Si} = \frac{\int_{u_{i-1}}^{u_i} \Sigma_S(u) du}{u_i - u_{i-1}}. \quad (1.20)$$

Сечение замедления, согласно определению, можно подсчитать по формуле

$$\Sigma_{yi} = \frac{\xi \Sigma_{Si}}{u_i - u_{i-1}}. \quad (1.21)$$

По аналогии с групповыми константами эффективная скорость нейтронов i -ой группы определяется соотношением

$$v_i = \frac{\int_{u_{i-1}}^{u_i} v(u) \Phi(\vec{r}, u) du}{\int_{u_{i-1}}^{u_i} \Phi(\vec{r}, u) du}. \quad (1.22)$$

Представляя поток $\Phi(\vec{r}, u)$ в виде мультипликации пространственной и энергетической функции и предполагая постоянство энергетического распределения потока в каждой группе $\Phi_i(u) = const$, получаем:

$$v_i = \frac{\int_{u_{i-1}}^{u_i} v(u) du}{u_i - u_{i-1}}. \quad (1.23)$$

Чаще всего групповые константы приходится определять для двухгрупповой теории. В двухгрупповом приближении все нейтроны делятся на две группы. К первой группе относятся быстрые нейтроны, для которых основным является процесс замедления, ко второй группе - тепловые нейтроны, перенос которых определяется пространственной диффузией.

1.4 Целесообразность и преимущества использования диффузионного приближения для решения задач теории переноса нейтронов

Для оценки пространственного распределения нейтронов в насыпных моделях горных пород можно использовать известные приближения теории переноса нейтронов: возрастное приближение, диффузионное приближение, метод Монте-Карло. Каждое приближение теории переноса нейтронов имеет свои условия применимости, преимущества и ограничения.

Основные условия применимости возрастного приближения: среда должна быть бесконечной, гомогенной и изотропной, состоять из не слишком легких ядер, не иметь пустот и поглотителей. Сечение рассеяния должно слабо зависеть от энергии замедляющихся нейтронов. Учитываются только упругие столкновения. Упругое рассеяние должно быть изотропным в системе центра масс. Неупругое рассеяние пренебрежимо мало. Вероятность поглощения

много меньше вероятности рассеяния. Число столкновений, испытываемых нейтроном при замедлении, достаточно велико.

Анализ границ применимости возрастного приближения для сред произвольного изотопного состава был выполнен Д.А. Кожевниковым [78,82], который показал, что на малых расстояниях от источника возрастное приближение хорошо согласуется с экспериментальными данными. При решении задач нейтронного каротажа горных пород с малым водородосодержанием в границах применимости приближения оказываются размеры всех практически используемых зондов. В горных породах с повышенным водородосодержанием использование возрастного приближения справедливо лишь для зондов малого размера.

В отличие от возрастного приближения целесообразность использования диффузионного приближения в теоретическом плане диктуется широкой распространенностью процесса физической диффузии нейтронов в природных средах. Большая протяженность природных сред, слабое поглощение излучения и высокие сечения рассеяния породообразующих элементов приводят к многократным столкновениям и возникающей в результате этого диффузии нейтронов. При этом предшествующий диффузии лучевой перенос первичного не рассеянного излучения (первый пролет нейтронов по лучам) и следующий за диффузией процесс поглощения нейтронов, потерявших свою энергию, играют подчиненное значение. Соотношение прямого (двигающегося по лучам) и рассеянного нейтронного излучения сдвинуто в сторону преобладания рассеянного излучения.

Удобство в использовании диффузионного приближения объясняется простотой и достаточной для практических целей точностью его математического аппарата, хорошо разработанными методами решения уравнений диффузии (использование функций Грина, интегральные преобразования, применение фиктивных источников) и численными методами решения (использование разностной факторизации, численное

дифференцирование). Все эти методы разработаны ранее при расчете ядерных реакторов [43,82].

Однако возможность использования готовых решений, известных из теории ядерных реакторов, для оценки переноса нейтронов в ненасыщенных по нейтронному излучению насыпных моделях горных пород ограничена спецификой исследования пространственного распределения нейтронов в маломерных моделях. Отличия, возникающие при исследовании потока нейтронов в моделях пористых пластов горных пород, ненасыщенных по мощности и простираию, заключаются в их неоднородности, сложном элементном составе, влиянии краевых эффектов, особенностях геометрии измерений, когда детектор отделен от исследуемого пласта промежуточной зоной переменного вещественного состава (обсадная колонна, зона цементации, зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт). Специфика переноса нейтронов в насыпных моделях приводит к тому, что большую часть решений приходится искать заново.

В настоящее время для расчета потока нейтронного излучения в скважинах кроме диффузионного приближения используют вычислительный эксперимент (метод Монте-Карло), сводящийся к численному решению задач теории нейтронного каротажа [97,138].

К преимуществам диффузионной теории по сравнению с численным решением задач методом Монте-Карло следует отнести ее аналитический характер. При выполнении численных расчетов величина потока ядерного излучения определяется только в данной точке пространства для конкретной ситуации, что затрудняет изучение закономерностей переноса излучения в целом. Диффузионная теория позволяет выразить пространственное распределение потока нейтронов в аналитическом виде с помощью формул, оценить основные закономерности переноса в любой точке пространства и исследовать общие процессы миграции излучения.

Точность метода Монте-Карло при случайном выборе траекторий с увеличением объема выборки растет медленно. Поэтому проведение

достаточно точных вычислений весьма трудоемко. Это ограничение особенно существенно на больших расстояниях от источника, где поток мал и лишь небольшая часть общего числа траекторий участвует в формировании потока. Для источников, распределенных по объему, эффективность метода резко снижается. Затраты труда и времени на выполнение расчетов быстро растут. Тем не менее, метод Монте-Карло является ценным дополнением теории и эксперимента и может быть использован для описания переноса нейтронного излучения в моделях.

Сопоставительный анализ свидетельствует о том, что теория диффузии выгодно отличается от численного моделирования простотой математического аппарата, быстротой реализации вычислений на компьютере и общностью получаемых результатов. Численное моделирование слишком трудоемко, особенно для случая объемных источников. Поэтому проблема выбора подходящего приближения для описания переноса нейтронов в моделях была решена в пользу диффузионного приближения.

Глава 2. Методика расчета пористости, параметров переноса нейтронов и краевых эффектов в насыпных моделях горных пород

2.1 Методика расчета пористости насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтронного каротажа

2.1.1 Пористость горных пород, перспективных на нефть

Пористостью называется совокупность пространств (пор) между твердой фазой абсолютно сухой породы. Поры различны по происхождению, форме, размерам и внутренней связи. Пористость в основном определяет содержание в породах газов и жидкостей.

По происхождению поры подразделяются на первичные и вторичные. Первичные поры формируются при образовании пород. Изменение горных пород, происходящее после их образования, приводит к изменению объема и формы первичных пор и образованию вторичных пор. Возникновение вторичных пор является следствием выщелачивания, деформации под давлением, уплотнения, цементации, метаморфизации, кристаллизации, перекристаллизации, дегидратации, доломитизации, выветривания, биохимических процессов и т.д.

Форма и величина пор, так же как и их сообщаемость сильно влияет на физические свойства горных пород. Особенно большое значение структура порового пространства имеет в промысловой геофизике при добыче нефти и газа, так как от неё зависят дебиты и отдача нефти и газа из продуктивных пластов.

По размеру поры классифицируются на сверхкапиллярные (просвет более 0,1 мм), капиллярные (просвет от 0,2 мкм до 0,1 мм) и субкапиллярные (просвет менее 0,2 мкм). Иногда поры подразделяются на микропоры (диаметром менее 1 мм) и макропоры (диаметром более 1 мм). Средний радиус

пор для горных пород нефтяных месторождений находится в пределах 1 – 10 мкм. Радиус основного количества пор нефтеносных песков варьирует от 1 до 20 мкм.

Характер распределения пор различного размера в кластических (обломочных) горных породах определяется степенью отсортированности обломочного материала. Чем выше отсортированность, тем больше в породе пор одинакового размера и тем равномернее их распределение по объему. Для плохо отсортированных разностей соотношение количества пор различного размера и их распределение по объему обусловлено соотношением отдельных фракций обломочных частиц, их взаимным расположением и формой.

У слоистых разностей терригенных коллекторов песчано-алевритоглинистого состава размеры пор глинистых прослоев значительно меньше, чем песчаных прослоев. У чистых карбонатных коллекторов с первичной пористостью, не содержащих примесей глинистого материала, поры одинаковы по размеру и распределены равномерно.

Поры могут быть взаимосвязанными. Поры, сообщающиеся друг с другом, называются открытыми. Поры, не сообщающиеся друг с другом, называются закрытыми. Общая пористость горных пород равна суммарному объему открытых и закрытых пор. Открытая пористость характерна для несцементированных, хорошо отсортированных терригенных и карбонатных коллекторов. У сцементированных разностей обломочных пород, глин и глинистых пород связь между отдельными порами часто нарушается вследствие цементации.

По возможности движения в порах жидкостей и газов поры подразделяются на эффективные и неэффективные. Эффективные поры образуют эффективную пористость горных пород. Это часть порового объема, по которой может происходить движение жидкостей и газов. Неэффективная пористость это часть порового пространства не пропускающая жидкости и газы вследствие малого размера или изолированности слагающих их пор.

2.1.2 Коэффициенты пористости

Коэффициент общей пористости K_n определяется отношением объема всех пор V_n к объему V абсолютно сухой породы $K_n = V_n / V$.

При изучении изменения коэффициента пористости от давления [137], когда изменяется не только объем пор, но и объем исследуемого образца породы, используют коэффициент приведенной пористости.

Коэффициент приведенной пористости $K_{пп}$ это отношение объема всех пор породы V_n к объему V_t ее твердой части $K_{пп} = V_n / V_t$.

Величина открытой пористости определяется коэффициентом открытой пористости.

Коэффициент открытой пористости $K_{по}$ представляет собой отношение объема открытых пор $V_{по}$ к объему абсолютно сухой породы $K_{по} = V_{по} / V$. По разности между общей пористостью и открытой пористостью находят величину закрытой пористости горной породы [76].

Представление об эффективной пористости горных пород дает коэффициент эффективной пористости [112-113].

Коэффициент эффективной пористости это отношение объема порового пространства породы $V_{пэф}$, по которому движется жидкость или газ, к объему V абсолютно сухой породы $K_{пэф} = V_{пэф} / V$.

2.1.3 Данные о величине пористости обломочных горных пород

Пористость горных пород изменяется в широких пределах — от десятых долей процента и менее до 90 % и более. В природных условиях пористость пород может увеличиваться, уменьшаться или временно находиться в более или менее стабильном состоянии. Пористость меньше 5 % считается низкой; породам пониженной пористости соответствует коэффициент пористости от 5 до 10 %, среднепористым породам отвечает $K_n = 10$ — 15 %; K_n пород с повышенной пористостью изменяется от 15 до 20 %; высокой считается пористость свыше 20 %.

Наибольшей пористостью обладают, как правило, рыхлые обломочные породы, а наименьшей пористостью — плотные осадочные, магматические и метаморфические породы.

Величина общей пористости обломочных пород тесно связана с их минеральным составом, структурой и текстурой. Согласно экспериментальным и теоретическим данным величина общей пористости обломочных пород зависит от формы и величины зерен породы, степени их отсортированности, сцементированности и уплотнения.

Зависимость пористости от формы и величины зерен породы

Точно определить влияние формы частиц на величину пористости горных пород трудно, так как породы представлены частицами различной формы. Исследования, однако, показывают, что между пористостью пород и формой их частиц имеется определенная связь.

Если породы сложены частицами одинакового размера, то наименьшей пористостью обладают породы с окатанными зернами, наибольшей — породы с угловатыми и плоскими частицами (рис. 1). Предполагают, что угловатость зерен создает благоприятные условия для сводообразования, которое способствует повышению пористости.

Из рисунка видно, что при одном и том же гранулометрическом составе обломки кварца и слюды образуют насыпные агрегаты различной пористости. Пористость насыпной среды возрастает с уменьшением величины обломков для кварца и с увеличением обломков для слюды. Остроугольная не окатанная форма обломков кварца приводит к увеличению пористости насыпной среды по сравнению с окатанными обломками. Уплотнение насыпной среды вибрационным способом или трамбовкой без излишнего давления, приводящего к неупругой деформации и разрушению частиц, всегда приводит к уменьшению пористости. Наименьшей пористостью характеризуются уплотненные окатанные частицы кварца крупной песчаной (более 1 мм)

фракции (33,4 %). Наибольшую пористость имеет насыпная среда из рыхлого остроугольного кварца мелкой алевритовой (0,01 – 0,1 мм) фракции (56 %).

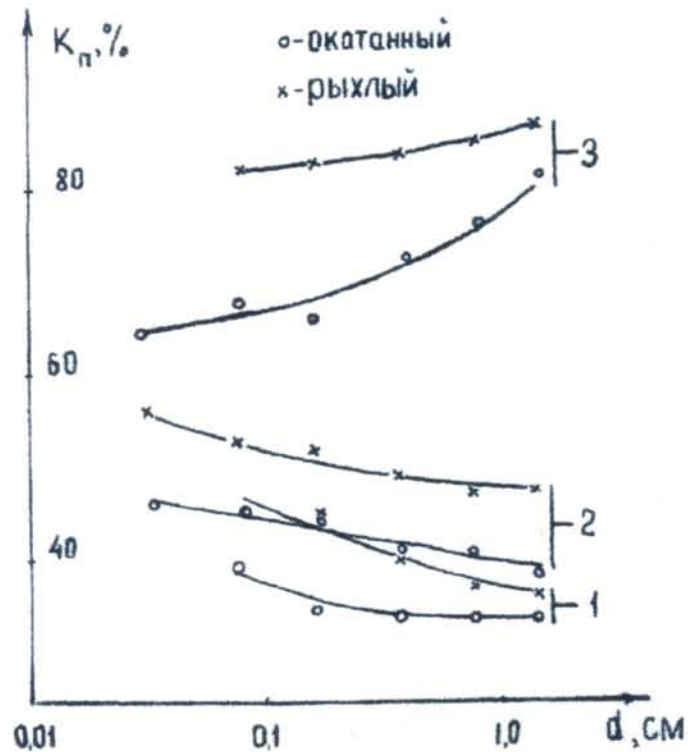


Рис. 1. Зависимость пористости различных минералов от диаметра частиц d для рыхлого и уплотненного окатанного кварца (1), рыхлого и уплотненного остроугольного кварца (2) и рыхлой и уплотненной слюды (мусковита) (3)

Зависимость пористости от степени отсортированности обломков пород

Коэффициентом отсортированности G называется отношение разности между средним диаметром d_{cp} частиц, составляющих породу, и средневзвешенным отклонением от среднего диаметра:

$$G = \frac{d_{cp} - \sum \delta d_i v_i}{d_{cp}}, \quad (2.1)$$

где v_i — доля содержания частиц диаметра d_i в горной породе;
 δd_i — отклонение от среднего диаметра.

Чем более равнозерниста (более отсортирована) порода, тем ближе G к единице. Экспериментально установлено, что при увеличении неоднородности горных пород по размеру зерен пористость пород уменьшается.

На рис.2 приведена зависимость пористости песчано-алевритоглинистых пород от степени их отсортированности G , которая четко устанавливает увеличение пористости этих пород с увеличением их отсортированности. Увеличение пористости с увеличением отсортированности частиц объясняется тем, что более мелкие частицы заполняют поровые промежутки между более крупными частицами. В результате общая пористость снижается.

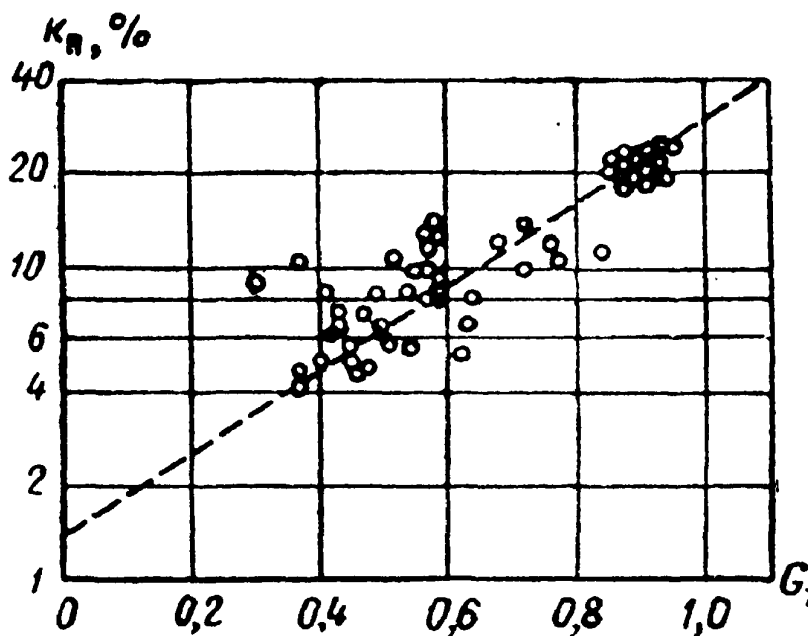


Рис. 2. Зависимость коэффициента пористости K_n песчаников и алевритов от коэффициента отсортированности частиц G (по данным МИНХ и ГП, 1948) [77]

Влияние глинистости горных пород на величину их пористости

В большинстве случаев зерна, составляющие песчано-алевритовую фракцию терригенных коллекторов, мало отличаются друг от друга по

диаметру, и соотношение между ними незначительно влияет на величину пористости пород. Глинистая часть коллекторов, значительно отличающаяся по величине зерен от песчано-алевролитовой фракции, резко уменьшает коэффициент пористости пород. Цементация пород глинисто-растворимой частью приводит к еще более резкому снижению пористости. Пористость песчано-алеврито-глинистых пород может снижаться до 8 % и менее, если они цементируются глинистым материалом. Из сказанного следует, что данные гранулометрического анализа могут быть использованы для ориентировочной оценки пористости пород.

Особенно сильно снижается пористость горных пород, если частицы минимального размера (глинистые) полностью укладываются в поровом пространстве более крупных частиц. Пористость минимальна, когда мелкая фракция заполняет всё пространство между более крупными частицами. Песчано-алеврито-глинистые породы содержат частицы трех фракций. Песчаные частицы по размеру на порядок больше алевритовых, а алевритовые на порядок больше глинистых. Размеры глинистых частиц минимальны (менее 0,001 мм). Поэтому глинистые частицы полностью заполняют поровое пространство между более крупными алевритовыми и песчаными частицами. При этом общая пористость снижается.

Зависимость коэффициента пористости K_p от содержания в породах самой мелкой глинистой фракции приведена на рис. 3.

Зависимость пористости от уплотнения обломков пород

При уплотнении рыхлых обломочных пород могут наблюдаться упругие и неупругие деформации. К упругим деформациям относятся упругие деформации частиц породы, деформация защемленных объемов воздуха и сжатие за счет удаления воды. Неупругие деформации происходят вследствие взаимного перемещения частиц породы, разрушения зерен породы и выжимания из породы воздуха.

Степень уплотнения пород, снижающая их пористость, зависит от минерального состава и структуры пород, от длительности действия и величины давления. При уплотнении рыхлых газонасыщенных пород (песков, алевроитов и др.) вначале пористость уменьшается быстро вследствие перемещения зерен и удаления воздуха, а затем медленно. Например, удаление из глинистой породы воды может продолжаться сотни лет.

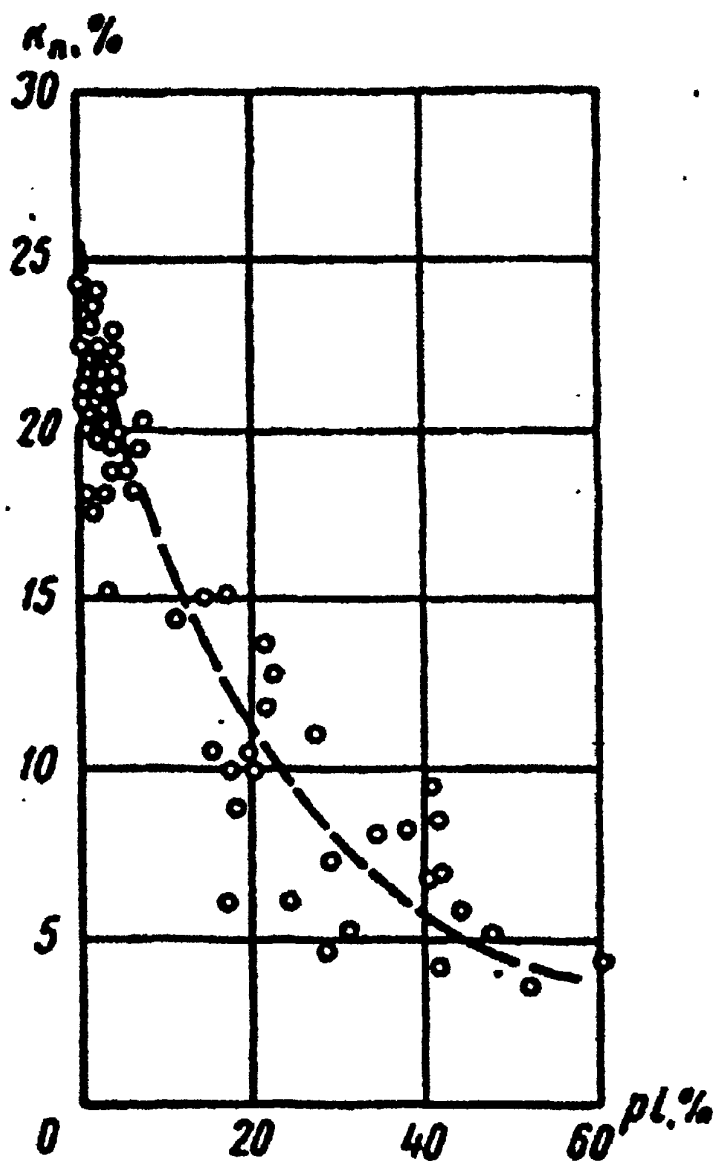


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости K_n от содержания в породах мелкой глинистой фракции пелитовых (pl) частиц (по Л.П. Долиной, 1957) [77]

2.1.4 Математическое обоснование расчета пористости насыпных моделей обломочных горных пород

Зависимость пористости насыпных моделей от взаимного расположения частиц (плотности их упаковки)

Для насыпных моделей представление о пределах пористости хорошо окатанных и отсортированных частиц нецементированных обломочных пород в зависимости от изменения взаимного расположения их зерен можно получить путем исследования пористости моделей пород, представляющих собой системы шаров одинакового диаметра. Этим моделям в наибольшей степени соответствуют различно уплотненные однородные пески, алевриты и нецементированные песчаники с округлыми зернами [77].

На рис. 4. представлено размещение частиц в трех моделях с наиболее рыхлой кубической (а), плотной ромбической (б) и промежуточной (в) укладкой зерен.

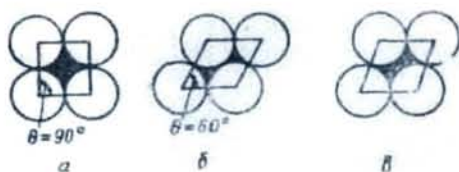


Рис. 4. Размещение частиц пород в модели

а — кубическое; б — ромбическое; в — промежуточное

Для однофракционных насыпных моделей с рыхлой кубической укладкой частиц каждая частица представляет собой шар из твердого насыпного материала, вписанный в куб. Общая пористость по определению равна отношению объема порового пространства шаровой частицы к полному объему шаровой частицы, состоящей из твердого насыпного материала модели и окружающего его порового пространства. Таким образом, пористость в

рассматриваемом случае определяется как отношение разности объемов куба V_k и объема вписанного в этот куб шара $V_{ш}$ (объем порового пространства шаровой частицы) к объему куба V_k (полному объему шаровой частицы, состоящей из твердого насыпного материала модели и окружающего его порового пространства) $K_n = (V_k - V_{ш}) / V_k$. При этом $K_n = (d^3 - \pi d^3 / 6) / d^3 = 1 - \pi / 6 = 0.476$. Из сказанного следует, что пористость в указанном случае не зависит от диаметра частиц.

Для однофракционных насыпных моделей с ромбической укладкой частиц система соприкасающихся шаров имеет более плотную укладку. Структурным элементом моделей в этом случае является ромбоэдр (рис. 5.), грани которого вырезают из восьми соприкасающихся шаров с центрами в вершинах ромбоэдра куски, образующие при сложении целый шар. Это справедливо, так как для каждого угла грани ромбоэдра имеется угол, дополнительный до 180° .

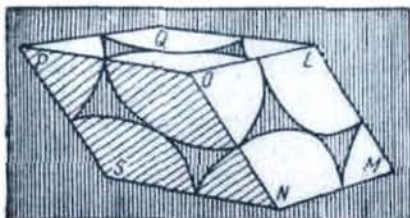


Рис. 5. Структурный элемент укладки шаров (ромбоэдр).

Острый угол грани ромбоэдра θ в зависимости от плотности укладки шаров может измениться от 60° ($\pi/3$) до 90° ($\pi/2$) ($60^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$), что приводит к изменению объема ромбоэдра. Поскольку ромбоэдр всегда вырезает из модели куски шаров, образующие при сложении шар, то изменение угла θ изменяет пористость ромбоэдра. Коэффициент пористости ромбоэдра равен отношению объема порового пространства ромбоэдра к его полному объему. Объем порового пространства ромбоэдра равен разности объемов ромбоэдра и кусков шаров в его объеме. Вычисление пористости ромбоэдра при различной

плотности укладки соприкасающихся шаров сводится к вычислению объема ромбоэдра.

Коэффициент пористости ромбоэдра подсчитывается по формуле [77]

$$K_n = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \theta)\sqrt{1 + 2 \cos \theta}}, \quad (2.2)$$

где θ - острый угол грани ромбоэдра.

Из выражения (2.2) следует, что коэффициент пористости системы шаров одинакового диаметра (одной фракции) является функцией их взаимного расположения, определяемого углом θ , и не зависит от диаметра шаров (размера частиц этой фракции)

Зависимость коэффициента пористости от плотности упаковки частиц (угла θ) приведена на рис. 6.

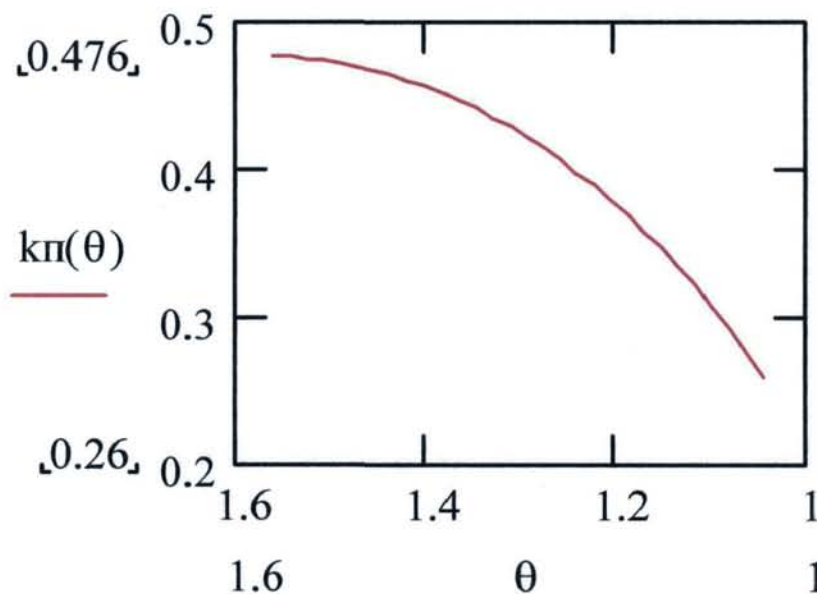


Рис. 6. Зависимость коэффициента пористости от плотности укладки шаровых частиц θ (рыхлая укладка $\theta = \pi/2 = 1,57$, плотная укладка $\theta = \pi/3 = 1,05$)

Из рисунка видно, что в зависимости от взаимного расположения шаровых частиц (плотности их укладки) коэффициент пористости K_n насыпной модели изменяется. При полном уплотнении частиц рыхлой модели пористость снижается от $K_n = 0.476$ до $K_n = 0.259$, то есть в 1.8 раз.

Дальнейшее уплотнение насыпных моделей может произойти только за счет их разрушения. Большие давления, достаточные для разрушения частиц и дальнейшего уменьшения пористости рыхлых горных пород, возможно только на больших глубинах. Под действием нагрузок до нескольких тысяч килограммов на 1 см^3 большинство песчаных зерен растрескиваются и разрушаются. В насыпных моделях, расположенных на дневной поверхности и находящихся при атмосферном давлении, разрушение частиц в модели маловероятно. Можно считать, что пористость утрамбованных моделей, состоящих из шаровых частиц, изменяется в пределах от 26 до 30 %.

Зависимость пористости насыпных моделей от гранулометрического (фракционного) состава частиц

Терригенные коллектора нефти чаще всего имеют трехкомпонентный песчано-алеврито-глинистый состав. Однако, на практике один из компонентов состава может отсутствовать. Хорошо промытые пласты часто не содержат глинистую фракцию частиц и состоят только из песчаных и алевритовых частиц. Например, алеврито-песчаник часто не содержит глинистого вещества и состоит из равного количества алевритовых и песчаных частиц. Песчано-глинистые породы часто не содержат алевритовой фракции обломочных частиц. Пелито-алеврит содержит алевритовые частицы, сцементированные глинистыми частицами. Все указанные разновидности коллекторов можно представить в виде двухфракционных смесей однородных обломочных частиц.

Глинистые частицы имеют размер по диаметру от 0,01 мм до 0,001 мм и менее. Диаметр алевритовых обломочных частиц находится в пределах от 0,01 мм до 0,1 мм. Частицы песка имеют размеры от 0,1 мм до 1 мм и более. Таким

образом, размеры песчаных, алевритовых и глинистых частиц на порядок отличаются друг от друга. При таких размерах песчаных, алевритовых и глинистых частиц каждая более мелкая фракция полностью укладывается в поровое пространство более крупной фракции. Поэтому, при оценке пористости двухфракционных коллекторов, можно считать, что более мелкие частицы полностью укладываются в поровые промежутки более крупных частиц.

Учитывая сказанное, расчет пористости терригенных двухфракционных коллекторов выполняется в приближении однородной двухкомпонентной среды. Кроме того, при подсчете пористости двухфракционной насыпной модели можно считать, что частицы крупной и мелкой фракций хорошо отсортированы, имеют шарообразный вид и плотно, но без деформации, прилегают друг к другу. Окатанные шарообразные песчаные, алевритовые и глинистые частицы на дневной поверхности при отсутствии избыточного давления часто наблюдаются в природе.

Коэффициент пористости двухфракционных смесей чистых, сухих и отсортированных обломочных частиц можно подсчитать по формуле [77]:

$$K_n = \frac{K_{пк} \cdot \frac{P_k}{\Delta_k} + K_{пм} \cdot \frac{P_m}{\Delta_m} - \frac{P_m}{\Delta_m}}{\frac{P_k}{\Delta_k}}, \quad (2.3)$$

где k и m – индексы, обозначающие крупную и мелкую фракции частиц;

P_k и P_m – веса крупной и мелкой фракции частиц;

Δ_k и Δ_m – объемные веса абсолютно сухой крупной и мелкой фракции частиц;

$K_{пк}$ и $K_{пм}$ – пористости отсортированной крупной и мелкой фракции частиц.

Заметим, что $P_k/\Delta_k = V_k$ и $P_m/\Delta_m = V_m$ являются объемами, занимаемыми частицами крупной и мелкой фракции. Если перейти к объемам, занимаемым частицами крупной $V_k = P_k/\Delta_k$ и мелкой $V_m = P_m/\Delta_m$ фракций, то выражение (2.3) принимает вид

$$K_n = \frac{K_{пк} \cdot V_k + K_{пм} \cdot V_m - V_m}{V_k}. \quad (2.4)$$

При полном заполнении пор крупной фракции частицами мелкой фракции $V_m = V_k \cdot K_{пк}$. При этом выражение (2.4) приобретает вид $K_n = K_{пк} \cdot K_{пм}$.

Таким образом, пористость насыпной двухфракционной среды при полном заполнении пор крупной фракции частицами мелкой фракции уменьшается по сравнению с пористостью среды, состоящей из крупной фракции частиц, в $K_{пм}$ раз. Уменьшение пористости объясняется уменьшением объема пор крупной фракции в результате заполнения их частицами мелкой фракции. После заполнения пор между частицами крупной фракции свободного порового пространства становится меньше на объем мелких частиц, заполняющих крупные поры.

Для окатанных обломочных частиц при одинаковом уплотнении крупной и мелкой фракции $K_{пк} = K_{пм}$, так как пористость насыпного материала из окатанных частиц (шаров) не зависит от их диаметра. В указанном случае выражение (2.4) приобретает вид $K_n = K_{пк}^2$.

Размеры песчаных, алевритовых и глинистых частиц на порядок отличаются друг от друга. При таких размерах песчано-алеврито-глинистых частиц каждая более мелкая фракция полностью укладывается в поровое пространство более крупной фракции. Поэтому, коэффициент пористости многофракционных смесей чистых, абсолютно сухих и отсортированных обломочных частиц можно подсчитать исходя из предположения, что каждая более мелкая фракция целиком укладывается в поровые промежутки более крупной фракции, заполняя эти промежутки целиком.

Коэффициент пористости для однофракционной модели K_n^1 равен коэффициенту пористости первой наиболее крупной фракции $K_{п1}$. Таким образом $K_n^1 = K_{п1}$.

Коэффициент пористости для двухфракционной модели K_n^2 зависит от коэффициентов пористости первой наиболее крупной фракции $K_{п1}$ и второй

менее крупной фракции $K_{п2}$. Выражение для подсчета пористости двухфракционной модели с объемами фракций V_1 и V_2 имеет вид (2.4)

$$K_n^2 = \frac{K_{п1} \cdot V_1 + K_{п2} \cdot V_2 - V_2}{V_1}. \quad (2.5)$$

При полном заполнении пор крупной фракции частицами мелкой фракции $V_2 = V_1 \cdot K_{п1}$. При этом выражение (2.5) приобретает вид $K_n^2 = K_{п1} \cdot K_{п2}$.

Песчаники, алевролиты и глины обеспечивают трехфракционный состав коллекторов нефтяных месторождений. Поэтому для оценки пористости коллекторов песчано-алеврито-глинистого состава целесообразно использовать представление о трехфракционной модели пористости обломочных горных пород. Кроме того, можно считать, что более мелкие частицы полностью укладываются в поровые промежутки более крупных частиц.

Учитывая сказанное, расчет пористости терригенных коллекторов песчано-алеврито-глинистого состава выполняется в приближении однородной трехкомпонентной среды. Кроме того, при подсчете пористости трехфракционной насыпной модели использовано предположение о том, что частицы всех трех фракций хорошо отсортированы, имеют шарообразный вид и плотно, но без деформации, прилегают друг к другу.

Выражение для подсчета пористости трехфракционной насыпной модели K_n^3 с объемами первых двух фракций $V_{1,2}$ с коэффициентом пористости $K_{п}^2$ и третьей самой мелкой фракции V_3 с коэффициентом пористости $K_{п3}$ принимает вид

$$K_n^3 = \frac{K_n^2 \cdot V_{12} + K_{п3} \cdot V_3 - V_3}{V_{12}}. \quad (2.6)$$

При полном заполнении пор первых двух фракций частицами мелкой фракции $V_3 = V_{1,2} K_{п}^2$. При этом выражение (2.6) приобретает вид $K_n^3 = K_{п1} \cdot K_{п2} \cdot K_{п3}$.

По аналогии выражение для подсчета пористости n - фракционной модели с объемами фракций, поровые пространства которых последовательно заполняются более мелкими фракциями частиц, принимает вид

$$K_n^n = \frac{K_n^{n-1} \cdot V_{1,2,\dots,n-2,n-1} + K_m \cdot V_n - V_n}{V_{1,2,\dots,n-2,n-1}}, \quad (2.7)$$

где $V_{1,2,\dots,n-2,n-1}$ – сумма последовательных вложенных объемов всех фракций без последней самой мелкой; K_n^n – коэффициент пористости вложенных объемов n -фракционной насыпной модели; V_n и K_m – объем и пористость самой мелкой n -ой фракции.

2.1.5 Методика расчета пористости насыпных моделей обломочных горных пород

Однофракционные модели

Хорошее приближение для расчета пористости окатанных, отсортированных и несцементированных обломочных пород в зависимости от изменения взаимного расположения их зерен можно получить путем исследования пористости моделей пород, представляющих собой системы шаров одинакового диаметра. Для расчета коэффициента пористости однофракционных насыпных моделей с учетом плотности укладки шаровых частиц θ (рыхлая укладка $\theta = \pi/2 = 1,57$, плотная укладка $\theta = \pi/3 = 1,05$) используется формула (2.2). В зависимости от взаимного расположения шаровых частиц (плотности их укладки) коэффициент пористости K_n насыпной модели изменяется. При полном уплотнении частиц рыхлой модели пористость снижается от $K_n = 0,476$ до $K_n = 0,259$. Результаты численного расчета коэффициента пористости для однофракционных насыпных моделей в зависимости от их взаимного расположения отсортированных и окатанных частиц приведены на рис. 6.

Двухфракционные модели

Коэффициент пористости двухфракционных смесей чистых, сухих и отсортированных обломочных частиц подсчитывается по формуле (2.8):

$$K_n = \frac{K_{пк} \cdot V_k + K_{пм} \cdot V_m - V_m}{V_k}, \quad (2.8)$$

где k и m – индексы, обозначающие крупную и мелкую фракции частиц;

V_k и V_m – объемы крупной и мелкой фракции частиц;

$K_{пк}$ и $K_{пм}$ – пористости отсортированной крупной и мелкой фракции частиц.

Для окатанных обломочных частиц при одинаковом уплотнении крупной и мелкой фракции $K_{пк} = K_{пм}$, так как пористость окатанных частиц (шаров) не зависит от их диаметра. При этом подсчет пористости ведется по формуле

$$K_n = \frac{K_{пк} (V_k + V_m) - V_m}{V_k}. \quad (2.9)$$

При полном заполнении пор крупной фракции частицами мелкой фракции $V_m = V_k \cdot K_{пк}$ подсчет пористости ведется по формуле $K_n = K_{пк} \cdot K_{пм}$.

Результаты численного расчета коэффициента пористости для насыпной двухфракционной песчано-алевритовой модели в зависимости от объема мелкой (алевритовой) фракции частиц $V_m x$, $0 \leq x \leq 1$ приведены на рис.7. Диаметр песчаных частиц крупной фракции принят равным 1 мм. Диаметр алевритовых частиц мелкой фракции принят равным 0,1 мм. Расчеты выполнены с учетом рыхлой кубической и плотной ромбоидальной укладки окатанных шаровых и не окатанных остроугольных песчаных и алевритовых частиц. Расчет пористости моделей, состоящих из остроугольных частиц, выполнен с учетом заметного повышения пористости алевритовых частиц

(рис.1). При подсчете объем мелкой алевритовой фракции частиц $V_m x$ изменялся от нуля до объема пор между соприкасающимися частицами крупной песчаной фракции $0 \leq x \leq 1$. Коэффициент пористости крупной и мелкой фракции частиц принят равным $K_{пк} = K_{пм} = 0,3$, что соответствует сильному уплотнению частиц без их разрушения (рис. 6). Такое уплотнение достигается обычной ручной утрямбовкой без применения пресса.

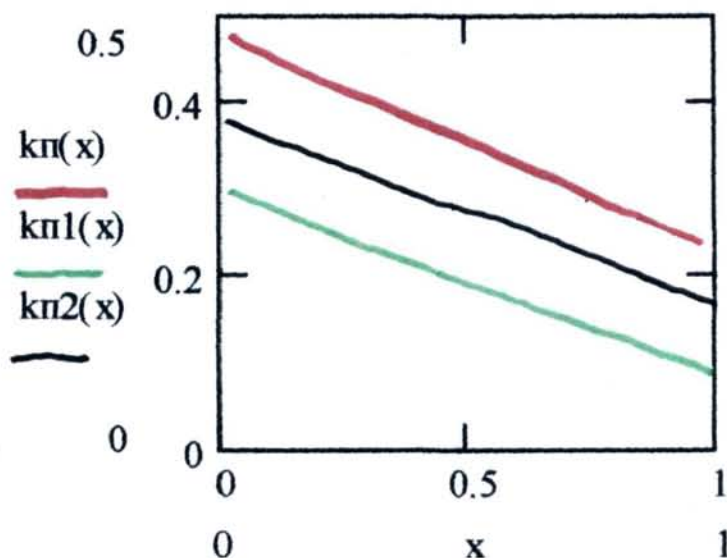


Рис. 7. Зависимость коэффициента пористости насыпной двухфракционной песчано-алевритовой модели от объема мелкой (алевритовой) фракции частиц $V_m x$, $0 \leq x \leq 1$. $K_{п}$ – рыхлая кубическая укладка окатанных шаровых частиц при коэффициенте пористости песчаных ($K_{пм}$) и алевритовых ($K_{па}$) частиц $K_{пм} = K_{па} = 0,476$. $K_{п1}$ – плотная ромбоидальная укладка окатанных шаровых частиц при коэффициенте пористости песчаных ($K_{пм}$) и алевритовых ($K_{па}$) частиц $K_{пм} = K_{па} = 0,3$. $K_{п2}$ – плотная ромбоидальная укладка не окатанных остроугольных частиц при коэффициенте пористости песчаных ($K_{пм}$) и алевритовых ($K_{па}$) частиц $K_{пм} = K_{па} = 0,38$

Из рисунка видно, что при отсутствии частиц мелкой фракции $x=0$ пористость двухфракционной модели равна пористости частиц крупной фракции, соответственно, $K_{пм} = 0,476$ при рыхлой кубической укладке окатанных

шаровых частиц, $K_{пп}=0,3$ при плотной ромбоидальной укладке окатанных шаровых частиц и $K_{пп}=0,38$ при плотной ромбоидальной укладке не окатанных остроугольных частиц. По мере заполнения пор крупной фракции песчаных частиц алевритовыми частицами мелкой фракции пористость двухфракционной песчано-алевритовой модели снижается. При полном заполнении пор крупной фракции $x=1$ пористость двухфракционной модели становится равной $K_n = K_{пк}$. $K_{пп}=0,227$ при рыхлой кубической укладке окатанных шаровых частиц, $K_n=0,09$ при плотной ромбоидальной укладке не окатанных остроугольных частиц.

Если объем частиц мелкой фракции превышает объем порового пространства между частицами крупной фракции, то коэффициент пористости подсчитывается по формуле [77]:

$$\begin{aligned} kп(x) &:= \frac{k_{пм} \cdot v_m}{v_m + 0.3x} \\ kп1(x) &:= \frac{k_{пм1} \cdot v_{м1}}{v_{м1} + 0.44x} \\ kп2(x) &:= \frac{k_{пм2} \cdot v_{м2}}{v_{м2} + 0.4x} \end{aligned} \quad (2.10)$$

где x - объем частиц крупной фракции $0 \leq x \leq 1$. Множитель перед x выбран так, чтобы при умножении на него объем частиц крупной фракции был равен объему частиц крупной фракции при их соприкосновении.

При использовании формулы (2.10) предполагается, что объем частиц мелкой фракции превышает объем порового пространства между частицами крупной фракции. Частицы крупной фракции как бы плавают в массе частиц мелкой фракции. Если крупных частиц нет $x=0$, то модель содержит только частицы мелкой фракции. При достижении крупной фракцией частиц объема, соответствующего их соприкосновению $x=1$. Это соответствует случаю двухфракционной модели, в которой мелкие частицы полностью заполняют поры частиц крупной фракции.

Результаты численного расчета коэффициента пористости для насыпной двухфракционной песчано-алевритовой модели в зависимости от объема крупной (песчаной) фракции частиц, $0 \leq x \leq 1$ приведены на рис. 8. Диаметр песчаных частиц крупной фракции принят равным 1 мм. Диаметр алевритовых частиц мелкой фракции принят равным 0,1 мм. Расчеты выполнены с учетом рыхлой кубической и плотной ромбоидальной укладки окатанных шаровых и не окатанных остроугольных песчаных и алевритовых частиц. Расчет пористости моделей, состоящих из остроугольных частиц, выполнен с учетом повышенной пористости алевритовых частиц (рис. 1.). При подсчете объем крупной песчаной фракции частиц x изменялся от нуля до объема, соответствующего случаю соприкосновения частиц.

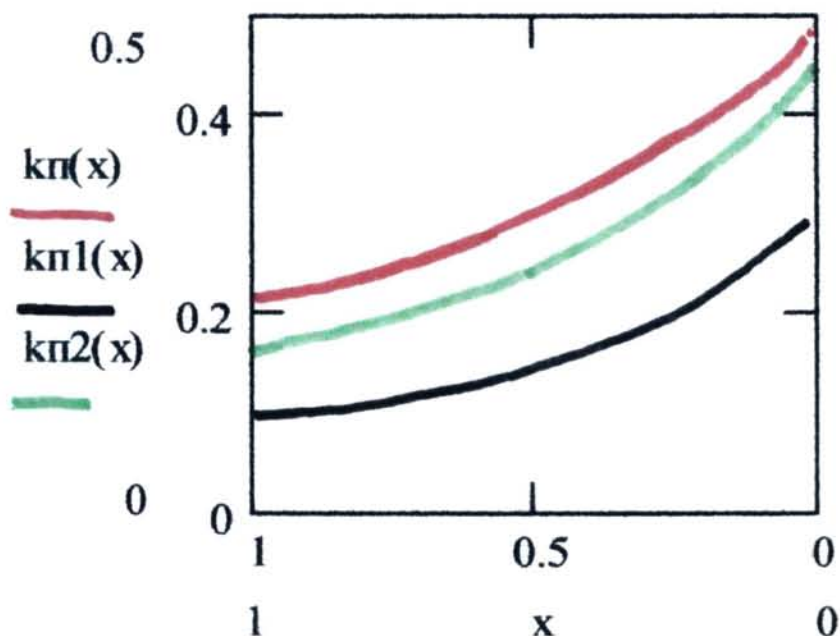


Рис. 8. Зависимость коэффициента пористости насыпной двухфракционной песчано-алевритовой модели от объема крупной (песчаной) фракции частиц $0 \leq x \leq 1$. $K_{п}$ – рыхлая кубическая укладка окатанных шаровых частиц при коэффициенте пористости песчаных ($K_{пп}$) и алевритовых ($K_{па}$) частиц $K_{пп} = K_{па} = 0,476$. $K_{п1}$ – плотная ромбоидальная укладка окатанных шаровых частиц

при коэффициенте пористости песчаных ($K_{пп}$) и алевритовых ($K_{па}$) частиц $K_{пп} = K_{па} = 0,3$. $K_{п2}$ – плотная ромбоидальная укладка не окатанных остроугольных частиц при коэффициенте пористости песчаных ($K_{пп}$) и алевритовых ($K_{па}$) частиц $K_{пп} = K_{па} = 0,45$

Из рисунка видно, что при отсутствии частиц крупной фракции $x=0$ пористость насыпной двухфракционной модели равна пористости частиц мелкой фракции, соответственно, $K_{пп} = 0,476$ при рыхлой кубической укладке окатанных шаровых частиц, $K_{пп} = 0,3$ при плотной ромбоидальной укладке окатанных шаровых частиц и $K_{пп} = 0,45$ при плотной ромбоидальной укладке не окатанных остроугольных частиц. По мере увеличения объемного содержания песчаных частиц крупной фракции пористость двухфракционной песчано-алевритовой модели снижается. В случае соприкосновения песчаных частиц крупной фракции $x=1$ пористость двухфракционной модели становится равной $K_{п} = K_{пк}$. $K_{пп} = 0,227$ при рыхлой кубической укладке окатанных шаровых частиц, $K_{п} = 0,09$ при плотной ромбоидальной укладке окатанных шаровых частиц и $K_{п} = 0,17$ при плотной ромбоидальной укладке не окатанных остроугольных частиц.

Трехфракционные модели

Коэффициент пористости трехфракционных смесей чистых, сухих и отсортированных обломочных частиц подсчитывается по формуле (2.6):

$$K_n^3 = \frac{K_n^2 \cdot V_{12} + K_{n3} \cdot V_3 - V_3}{V_{12}}, \quad (2.11)$$

где K_n^3 – коэффициент пористости трехфракционной модели;

K_n^2 – коэффициент пористости двухфракционной модели;

$V_{1,2}$ – суммарный объем первых двух фракций частиц;

V_3 – объем третьей самой мелкой фракции частиц;

$K_{п3}$ – коэффициент пористости третьей самой мелкой фракции частиц.

Для окатанных обломочных частиц при одинаковом уплотнении всех фракций частиц $K_n^2 = K_{п3}$, так как пористость окатанных частиц (шаров) не зависит от их диаметра. При этом подсчет пористости ведется по формуле

$$K_n = \frac{K_n^2 (V_{12} + V_3) - V_3}{V_{12}}. \quad (2.12)$$

При полном заполнении пор крупной фракции частицами мелкой фракции $V_3 = V_{12} \cdot K_n^2$ подсчет пористости ведется по формуле $K_n = K_{п1} \cdot K_{п2} \cdot K_{п3}$.

В условиях естественного залегания зависимость коэффициента пористости K_n трехкомпонентных терригенных коллекторов песчано-алеврито-глинистого состава от содержания в породах мелкой глинистой фракции пелитовых частиц (pl) приведена на рис. 3.

Результаты численного расчета коэффициента пористости для трехфракционных моделей приведены на рис.9. При подсчете объем мелкой фракции глинистых частиц изменялся от нуля до объема пор между более крупными соприкасающимися алевритовыми частицами. В свою очередь объем, занимаемый алевритовыми частицами, изменялся от нуля до объема пор между более крупными соприкасающимися песчаными частицами. Коэффициент пористости всех трех фракций частиц принят равным $K_{п1} = K_{п2} = K_{п3} = 0,3$. Объемы пор при плотной укладке частиц приняты равными 30 % для каждой фракции частиц.

При расчете пористости трехфракционных моделей предполагалось, что поры более крупных фракций заполняются частицами более мелких фракций последовательно. Сначала алевритовые частицы заполняют поры между песчаными частицами, а затем глинистые частицы заполняют поры между алевритовыми частицами.

Из рис. 9 видно, что при отсутствии частиц мелких фракций пористость трехфракционной модели равна пористости песчаных частиц крупной фракции $K_{п1} = 0,3$. По мере заполнения пор между частицами песка частицами алевритовой фракции пористость трехфракционной модели снижается. При полном заполнении алевритовыми частицами пор между песчаными частицами пористость трехфракционной модели становится равной $K_{п} = K_{п1} \cdot K_{п2} = 0,09$. Заполнение пор между алевритовыми частицами глиной приводит к дальнейшему снижению пористости трехфракционной модели. При полном заполнении глинистыми частицами пор между алевритовыми частицами пористость трехфракционной модели становится равной $K_{п} = K_{п1} \cdot K_{п2} \cdot K_{п3} = 0,03$.

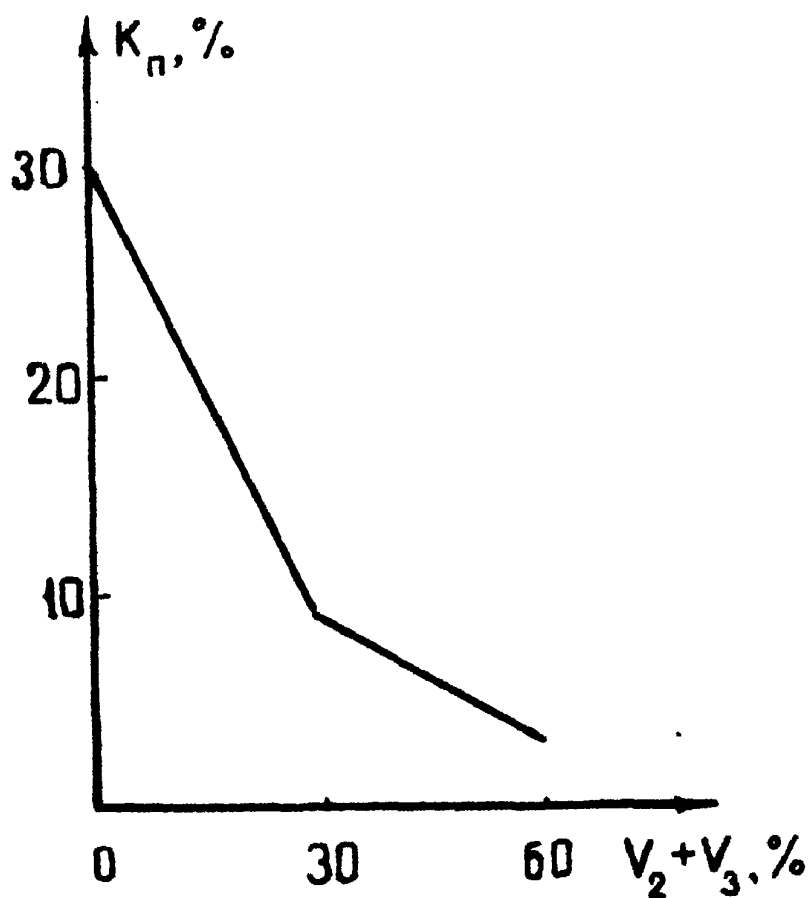


Рис. 9. Зависимость коэффициента пористости трехфракционной модели от объемного содержания частиц мелких фракций (алевритовых — V_2 и глинистых — V_3)

Сопоставление рис. 9 и рис. 3 свидетельствует о том, что расчеты пористости насыпных трехфракционных песчано-алеврито-глинистых моделей нефтяных пластов достаточно хорошо характеризуют пределы изменения пористости реальных трехкомпонентных терригенных коллекторов песчано-алеврито-глинистого состава. Линейность графика пористости на рис.9 вызвана условием последовательного заполнения пор крупных частиц более мелкой фракцией частиц. При осаждении частиц в реальных условиях эта последовательность не соблюдается. В природных условиях наблюдается одновременное выпадение частиц всех фракций. Коэффициент отсортированности мал. Поэтому график пористости на рис. 3 имеет вид экспоненты.

Многофракционные модели

Для подсчета коэффициента пористости многофракционных моделей удобнее использовать коэффициент отсортированности обломочных частиц G . В условиях естественного залегания зависимость коэффициента пористости K_n терригенных коллекторов от коэффициента отсортированности частиц G приведена на рис. 2. Для насыпных моделей зависимость коэффициента пористости K_n терригенных коллекторов от коэффициента отсортированности частиц находится теоретически путем численного подсчета по формуле (2.1) или экспериментально путем измерений в лабораторных условиях. Для лабораторных измерений используются мерные стаканы цилиндрической формы объемом 8-10 литров. Стаканы заполняются частицами разных фракций в известной пропорции и заливаются водой. Коэффициент общей пористости K_n определяется отношением объема воды, заполнившей все поры V_n между частицами разных фракций, к объему V стакана $K_n = V_n/V$.

2.2 Методика расчета параметров переноса нейтронов и краевых эффектов в насыпных моделях горных пород

2.2.1 Нейтронные параметры горных пород

К настоящему времени накоплен богатый материал о нейтронных параметрах горных пород нефтяных месторождений. Сведения о параметрах переноса нейтронов в горных породах различных нефтяных месторождений содержатся в многочисленных публикациях и отчетах. Ниже по литературным данным [32,132,21,125,57] приведен обзор сведений о нейтронных параметрах породообразующих элементов, минералов и горных пород, перспективных на нефть и газ.

В таблице 1 приведены нейтронные характеристики основных породообразующих элементов, слагающих горные породы нефтяных месторождений. В таблице приведены сведения о длине замедления быстрых нейтронов калифорниевого источника $L_s(\text{Cf}^{252})$, см; массовых макроскопических сечениях рассеяния и поглощения тепловых нейтронов Σ_s , см⁻¹ и Σ_a , см⁻¹; длине диффузии тепловых нейтронов L_d , см; диффузии тепловых нейтронов D , см; времени жизни тепловых нейтронов τ , мкс; плотности элементов ρ , г/см³.

Таблица 1

Нейтронные характеристики основных породообразующих элементов
нефтяных месторождений [32,118]

Элемент	$L_s(\text{Cf}^{252})$, см	Σ_s , см ⁻¹	Σ_a , см ⁻¹	L_d , см	D , см	τ , мкс	ρ , г/см ³
Водород	0,76	47,5784	0,1973	1610	0,05	23	$8,9 \cdot 10^{-5}$
Хлор	194,88	0,2719	0,5249	429	2,75	9	0,0032
Бор	22,38	0,1115	42,04	0,12	7,05	0,02	2,45

Алюминий	223,60	0,0301	0,0052	46,62	24,99	870	2,699
Кремний	191,29	0,0461	0,0034	46,45	16,29	1325	2,42
Кальций	283,48	0,0386	0,0065	36,81	19,31	702	1,55
Кислород	49,8	0,158	$7,5 \cdot 10^{-6}$	$4,1 \cdot 10^5$	3,71	447-103	0,0014
Калий	291,37	0,0293	0,0320	19,04	25,48	142	0,87
Углерод	28,79	0,2501	0,0002	54,4	3,10	30206	1,60
Натрий	80,90	0,0855	0,0141	15,8	8,83	323	0,971
Магний	90,76	0,0827	0,0016	51,55	9,13	2912	1,74
Сера	419,09	0,0225	0,0093	40,29	33,22	489	2,07
Железо	203,64	0,1165	0,0276	1,27	6,37	165	7,86

В таблице 2 собраны нейтронные параметры основных породообразующих минералов горных пород нефтяных месторождений. В таблице приведены сведения о плотности минералов ρ , г/см³; длине замедления быстрых нейтронов калифорниевого источника $L_s(\text{Cf}^{252})$, см; длине диффузии тепловых нейтронов L_d , см; макроскопическом сечении поглощения тепловых нейтронов Σ_a , см⁻¹; коэффициенте диффузии тепловых нейтронов D , см; времени жизни тепловых нейтронов τ , мкс.

В таблице 3 собраны нейтронные параметры типичных горных пород нефтяных месторождений. В таблице приведены значения плотности горных пород ρ , г/см³; длины замедления быстрых нейтронов L_s , см; длины диффузии тепловых нейтронов L_d , см; макроскопических сечений поглощения Σ_a , см⁻¹ и рассеяния Σ_s , см⁻¹ тепловых нейтронов; времени жизни тепловых нейтронов τ , мкс.

Таблица 2

**Нейтронные параметры основных породообразующих
минералов горных пород нефтяных месторождений**

Минерал	ρ , г/см ³	L_s , (Cf^{252}), см	L_d , см	$\Sigma_a \cdot 10^{-2}$, см ⁻¹	D , см	τ , мкс	Состав, %
Кварц	2,65	23,71	19,38	0,344	1,292	1321	SiO ₂ (100)
Кальцит	2,71	21,02	12,18	0,704	1,045	646	CaO(56), CO ₂ (44)
Доломит	2,85	17,23	14,08	0,455	0,903	997	CaO(30), MgO(22), CO ₂ (48)
Гипс	2,30	6,66	4,19	0,018	0,696	252	CaO(33), SO ₄ (47), H ₂ O(21)
Ангидрит	2,90	29,32	11,06	0,012	3,194	383	CaO(29), SO ₃ (71)

Таблица 3

Нейтронные параметры горных пород нефтяных месторождений [32,118,122]

Порода	ρ , г/см ³	L_s , см	L_d , см	Σ_a , см ⁻¹	Σ_s , см ⁻¹	τ , мкс	Состав, %
Глина	2,50	12,5	7,6	0,0130	0,895	349	SiO ₂ (58), Al ₂ O ₃ (15), FeO(2), Fe ₂ O ₃ (6), MgO(2), CaO(3)
Песчаник	2,65	17,9	12,3	0,0072	0,466	629	SiO ₂ (78), Al ₂ O ₃ (5), FeO(2), Fe ₂ O ₃ (1), H ₂ O(2), MgO(1), CaO(6), K ₂ O(1)
Известняк	2,71	23,1	12,7	0,0071	0,305	642	CaCO ₃ (100)
Доломит	2,80	20,0	14,8	0,0046	0,349	994	CaMgCO ₃ (100)
Ангидрит	2,90	28,2	11,1	0,0113	0,248	345	CaO(43), SO ₄ (52), CO ₂ (5)
Гипс	2,30	6,7	4,2	0,0178	2,726	255	CaO(32), SO ₃ (44), H ₂ O(21), MgO(1), SiO ₂ (1), Fe ₂ O ₃ (1)
Вода	1,00	5,0	2,76	0,0221	5,448	241	H ₂ O(100)

Вода солёная, NaCl -200г/л	1,23	4,9	1,3	0,1017	5,423	49,8	H ₂ O(80), NaCl(20)
Вода солёная, NaCl- 20г/л	1,02	5,0	2,5	0,0288	5,466	158	H ₂ O(98), NaCl(2)
Нефть	0,95	4,1	2,3	0,0271	6,663	168	C ₆ H ₁₂ (100)

Скорость замедления быстрых нейтронов в коллекторах нефтегазовых месторождений зависит от содержания и состава порового флюида, заполняющего поры коллектора. В таблице 4 собраны сведения о замедляющих свойствах горных пород нефтяных месторождений в зависимости от водонасыщенной и нефтенасыщенной пористости горных пород. Принятый при расчете состав матрицы известняка и песчаника соответствует составу, усредненному по Кларку. В таблице приведены значения плотности горных пород ρ , г/см³; длины замедления быстрых нейтронов L_s , см; времени замедления быстрых нейтронов до тепловой энергии τ_s , мкс; макроскопического сечения рассеяния быстрых нейтронов Σ_s , см⁻¹.

Таблица 4

Замедляющие нейтронные параметры для водонасыщенных и нефтенасыщенных горных пород различной пористости K_p

Заполнитель:		Вода пресная (H ₂ O)				нефть (C ₆ H ₁₂)			
Горная порода	K_p , %	ρ г/см ³	L_s см	τ_s мкс	Σ_s см ⁻¹	ρ г/см ³	L_s см	τ_s , мкс	Σ_s , см ⁻¹
Известняк	0	2,72	17,67	18,09	0,4285	2,72	17,67	18,09	0,4285
	5	2,63	10,25	5,00	1,1034	2,63	9,25	4,14	1,3031
	10	2,55	8,00	2,96	1,7468	2,54	7,00	2,38	2,1428
	20	2,38	6,09	1,72	2,8830	2,37	5,17	1,36	3,6142
	30	2,20	5,21	1,27	3,8381	2,19	4,34	1,00	4,8436

Доломит	0	2,80	20,00	28,94	0,3485	2,80	20,00	28,94	0,3485
	5	2,70	10,10	5,36	1,0547	2,71	9,04	4,35	1,2641
	10	2,62	7,78	3,04	1,7207	2,62	4,28	2,10	2,6341
	20	2,44	5,90	1,72	2,9017	2,43	5,00	1,35	3,6532
	30	2,26	5,04	1,26	3,8906	2,25	4,20	0,99	4,9227
Песчаник	0	2,67	16,9	13,87	0,4852	2,67	16,9	13,87	0,4852
	5	2,59	10,4	4,67	1,1487	2,59	9,41	3,92	1,3442
	10	2,50	8,16	2,86	1,7811	2,50	7,00	2,38	2,1428
	20	2,34	6,23	1,71	2,8874	2,33	5,28	1,36	3,6058
	30	2,17	5,32	1,27	3,8184	2,15	4,43	1,01	4,8071

Параметры переноса тепловых нейтронов, также как и быстрых, существенно зависят от типа заполняющего поры флюида. Тип флюида по-разному влияет на перенос быстрых и тепловых нейтронов. На пространственное распределение тепловых нейтронов влияет не только содержание воды в порах, но и ее минерализация. В таблице 5 приведены замедляющие и поглощающие нейтронные параметры известняков при различном типе заполняющего поры флюида. В таблице приведены значения плотности горных пород ρ , г/см³; длины замедления быстрых нейтронов L_s , см; времени замедления быстрых нейтронов до тепловой энергии τ_s , мкс; макроскопического сечения рассеяния быстрых нейтронов Σ_s , см⁻¹; длины диффузии тепловых нейтронов L_d , см; времени жизни тепловых нейтронов τ , мкс; макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов Σ_a , см⁻¹; относительные значения параметров Σ_s/Σ_a , L_s/L_d и τ/τ_s .

Таблица 5

Замедляющие и поглощающие нейтронные параметры известняков при различном типе заполняющего поры флюида [32]

$K_{п},$ %	$\rho,$ г/см ³	$L_s,$ см	$\tau_s,$ мкс	$\Sigma_s,$ см ⁻¹	$L_d,$ см	$\tau,$ мкс	$\Sigma_{аб},$ см ⁻¹	$\Sigma_s/\Sigma_{аб},$ от.ед	$L_s/L_d,$ от.ед	$v/\tau_s,$ от.ед
Заполнитель - нефть										
0	2,72	17,67	18,09	0,4285	11,93	655,80	0,00693	61,83	1,48	36,25
5	2,63	9,25	4,14	1,3031	7,26	452,86	0,01004	129,79	1,27	109,39
10	2,54	7,00	2,38	2,1428	5,30	348,89	0,01303	164,45	1,32	146,59
20	2,37	5,17	1,36	3,6142	3,61	249,63	0,01821	198,47	1,43	183,55
30	2,19	4,34	1,00	4,8436	2,86	202,17	0,02248	215,46	1,52	202,17
Заполнитель - пресная вода										
0	2,72	17,67	18,09	0,4285	11,93	655,80	0,00693	61,83	1,48	36,25
5	2,63	10,25	5,00	1,1034	8,04	491,61	0,00925	119,29	1,27	98,32
10	2,55	8,00	2,96	1,7468	6,16	396,71	0,01146	152,43	1,30	134,02
20	2,38	6,09	1,72	2,8830	4,38	296,91	0,01531	188,30	1,39	172,62
30	2,20	5,21	1,27	3,8381	3,54	245,76	0,01850	207,46	1,47	193,51
Заполнитель - минерализованная вода (NaCl - 100 г/л)										
0	2,72	17,67	18,09	0,4285	11,93	655,80	0,00693	61,83	1,48	36,25
5	2,64	10,59	5,36	1,0409	6,83	342,58	0,01327	78,44	1,55	63,91
10	2,56	8,36	3,22	1,6190	4,89	236,35	0,01923	84,19	1,71	73,40
20	2,40	6,40	1,87	2,6620	3,23	151,74	0,02996	88,85	1,98	81,14
30	2,24	5,47	1,38	3,5512	2,51	116,29	0,03909	90,85	2,18	84,27
Заполнитель - минерализованная вода (NaCl - 200 г/л)										
0	2,72	17,67	18,09	0,4285	11,93	655,80	0,00693	61,83	1,48	36,25
5	2,65	11,00	5,81	0,9739	6,11	262,84	0,01729	56,33	1,80	45,24
10	2,57	8,77	3,54	1,4912	4,24	167,86	0,02708	55,06	2,07	47,42
20	2,42	6,75	2,06	2,4340	2,74	101,28	0,04488	54,23	2,46	49,17
30	2,27	5,78	1,52	3,2487	2,10	75,39	0,06029	53,88	2,75	49,60

Из таблицы 5 видно, что характер насыщения при наличии минерализованных поровых вод можно определять по нейтронным параметрам и их соотношениям. Для оценки характера насыщения порового пространства целесообразно использовать наиболее резко изменяющиеся параметры Σ_s и Σ_a .

Водонасыщенная пористость горных пород оказывает существенное влияние на пространственное распределение быстрых и тепловых нейтронов точечного источника в окружающей его среде. Зависимости длин замедления быстрых нейтронов и диффузии тепловых нейтронов от водонасыщенной пористости горных пород приведены в таблице 6.

Таблица 6

Длины замедления быстрых нейтронов L_s и диффузии тепловых нейтронов L_d для горных пород различной водонасыщенной пористости и их соотношение L_s/L_d (по данным А.А.Баренбаума [32])

Горная порода	L_s и L_d (Cf^{252})	K_n , %						
		0	0,5	1	5	10	20	40
Известняк	L_s , см	62,03	52,55	46,66	28,81	21,36	14,97	9,86
	L_d , см	32,92	31,11	29,51	21,06	15,60	10,32	6,17
	L_s/L_d	1,88	1,69	1,58	1,37	1,37	1,45	1,60
Доломит	L_s , см	55,06	47,51	42,63	27,15	20,43	14,52	9,71
	L_d , см	39,60	37,14	34,97	23,87	17,09	10,91	6,33
	L_s/L_d	1,39	1,28	1,22	1,14	1,20	1,33	1,53
Песчаник	L_s , см	71,62	58,22	50,67	29,98	21,94	15,21	9,94
	L_d , см	45,90	42,54	39,65	25,80	17,99	11,22	6,41
	L_s/L_d	1,56	1,37	1,28	1,16	1,22	1,36	1,55

Из таблицы видно, что с увеличением водонасыщенной пористости горных пород облако нейтронов точечного Cf^{252} -источника сжимается. Размеры облака нейтронов точечного источника характеризуются длиной замедления быстрых нейтронов и длиной диффузии тепловых нейтронов. С увеличением водонасыщенной пористости горных пород нефтяных месторождений длины замедления быстрых нейтронов и диффузии тепловых нейтронов монотонно убывают, так как закономерно возрастает рассеяние быстрых и тепловых нейтронов и поглощение тепловых нейтронов. Однако, скорости изменения L_s и L_d различны. Во всех случаях длина замедления быстрых нейтронов превышает длину диффузии тепловых нейтронов.

Осолонение поровых вод приводит к интенсивному поглощению тепловых нейтронов. В таблице 7 приведены значения нейтронных параметров для пресных и минерализованных поровых вод горных пород нефтяных месторождений. В таблице приведены значения плотности горных пород ρ , г/см³; длины замедления быстрых нейтронов L_s , см; макроскопического сечения рассеяния быстрых нейтронов Σ_s , см⁻¹; времени замедления быстрых нейтронов до тепловой энергии τ_s , мкс; макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов Σ_a , см⁻¹; длины диффузии тепловых нейтронов L_d , см; времени жизни тепловых нейтронов τ , мкс.

Из таблицы видно, что осолонение поровых вод существенно влияет на перенос тепловых нейтронов. С увеличением содержания хлора в поровых водах вероятность поглощения тепловых нейтронов резко увеличивается, а длина диффузии и время жизни тепловых нейтронов уменьшается. При этом параметры переноса быстрых нейтронов остаются без изменения.

**Нейтронные параметры горных пород и флюидов нефтяных
месторождений [32,118]**

Горная порода	ρ , г/см ³	L_s , см	Σ_s , см ⁻¹	τ_s , мкс	Σ_a , см ⁻¹	L_d , см	τ , мкс
Известняк	2,72	36,1	0,2334	29,74	0,0069	17,7	658
Доломит	2,8	20,0	0,3485	28,94	0,0046	14,8	994
Песчаник	2,65	17,9	0,4656	14,26	0,0072	12,3	629
Глина	2,5	12,5	0,8947	6,18	0,013	7,6	349
Нефть	0,95	4,1	6,7002	0,71	0,0271	2,2	68
Метан	0,66	-	-	-	-	18,8	1480
Вода пресная	1,00	5,0	5,4478	0,87	0,0221	2,76	241
Вода соленая (NaCl 50г/л)	1,058	4,9	5,4861	0,87	0,0393	2,1	116
Вода соленая (NaCl 100г/л)	1,116	4,9	5,4939	0,87	0,0583	1,7	78
Вода соленая (NaCl 200г/л)	1,233	4,9	5,4227	0,88	0,1017	1,3	45

2.2.2 Методика расчета параметров переноса нейтронов в двухгрупповом диффузионном приближении для насыщенных моделей силикатного и карбонатного составов

При использовании двухгруппового диффузионного приближения теории переноса нейтронов все быстрые нейтроны объединяются в одну первую группу нейтронов, а тепловые нейтроны объединяются во вторую группу. При этом длина замедления быстрых нейтронов играет роль длины диффузии для группы быстрых нейтронов.

В групповой теории процессы замедления и диффузии формально описываются уравнениями диффузии. Процесс замедления характеризуется длиной диффузии нейтронов первой группы L_1 , коэффициентом диффузии D_1 и

макроскопическим сечением увода быстрых нейтронов Σ_{y1} . Физический смысл длины диффузии быстрых нейтронов аналогичен длине замедления. Процесс диффузии тепловых нейтронов характеризуется длиной диффузии L_2 , коэффициентом диффузии D_2 и макросечением поглощения тепловых нейтронов $\Sigma_{y2} = \Sigma_a$.

Для расчета потока нейтронов в насыпных моделях горных пород необходимо знать параметры переноса быстрых и тепловых нейтронов в моделях различной водонасыщенной пористости, плотности и вещественного состава.

При расчете параметров переноса в насыпных моделях горных пород сложного состава предполагалось, что они представлены двухкомпонентными смесями. Например, обводненная горная порода представлялась в виде минеральной твердой основы, состоящей из кремнезема или кальцита, и воды, заполняющей поры. Состав среды был представлен в виде $\omega H_2O(1-\omega)SiO_2$, или $\omega H_2O(1-\omega)CaCO_3$, где ω - объемная влагонасыщенность среды. Плотность кремнезема принята равной 2,65 г/см³, кальцита 2,7 г/см³. Объемная влагонасыщенность среды изменялась в пределах от нуля до 30 %.

При расчете параметров переноса нейтронного излучения необходимо знать эффективные сечения рассеяния и поглощения нейтронов на ядрах горных пород различного сорта. Средневзвешенные по энергии нейтронов эффективные сечения рассеяния найдены методом численного интегрирования с использованием атласа эффективных нейтронных сечений [6]. При этом учитывались начальная E_o и конечная E_n энергия быстрых нейтронов. Начальная энергия быстрых нейтронов принималась равной $E_o = 2$ МэВ для Cf^{252} -источника нейтронов деления, $E_o = 5$ МэВ для $Po-Be$ -источника и $E_o = 14$ МэВ для дейтерий-тритиевого генератора нейтронов. Конечная энергия быстрых нейтронов принималась равной энергии тепловых нейтронов $E_n = 0,025$ эВ. Параметры переноса нейтронов в двухкомпонентных смесях, например, в горной породе и воде, заполняющей поры, подсчитывались в приближении однородной эквивалентной смеси.

Для расчета параметров переноса нейтронов составляется таблица, в которую помещаются все необходимые для расчета сведения о составе горной породы. В качестве примера рассмотрим расчет параметров переноса нейтронов D-T-генератора нейтронов с энергией 14 МэВ в среде силикатного состава с различной объемной влагонасыщенностью (табл.8). Будем считать, что поры полностью заполнены пресной водой. Таким образом, состав силикатной среды можно представить в виде $\omega \text{H}_2\text{O}(1 - \omega) \text{SiO}_2$, где ω - объемная влагонасыщенность среды. При расчетах используем предположение о том, что минеральная основа породы состоит из кварца с плотностью $\rho = 2,65 \text{ г/см}^3$.

Расчет осуществляется в следующей последовательности. В первый столбец таблицы поместим физические параметры переноса, необходимые для расчета ядерно-петрофизических параметров среды:

A_i - атомный вес ядер i -го элемента;

σ_{s1i} - микросечение рассеяния быстрых нейтронов на ядрах i -го сорта;

ξ_i - средняя логарифмическая потеря энергии на ядрах i -го сорта;

σ_{s2i} - микросечение рассеяния тепловых нейтронов на ядрах i -го сорта;

σ_{a2i} - микросечение поглощения тепловых нейтронов на ядрах i -го сорта;

$\cos \nu$ - средний косинус угла рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта;

В этом же столбце приведены сведения о вещественном составе среды.

Во втором и третьем столбце поместим сведения об объемной влагонасыщенности ω % и плотности среды $\rho \text{ г/см}^3$. Промежуточные расчеты параметров переноса ядерного излучения выполним в следующей последовательности.

Расчет плотности ядер i -го сорта

В столбцах с четвертого по седьмой поместим результаты расчета плотности ядер водорода (4) и кислорода (5), входящих в состав поровых вод, кремния (6) и кислорода (7), входящих в состав кремнезема, слагающего

Расчет параметров переноса нейтронов в силикатной среде различной влажности для генератора нейтронов, $E_0=14$ МэВ

99

Параметры для расчета	ω %	ρ г/см ³	$n_i=(A_0 \rho)A_i$, яд/см ³				$n_i \sigma_{sli}(1-\cos v)$				D_{i1} , см	$n_i \sigma_{sli} \xi_i$				Σ_{i1} , см ⁻¹	L_{i1} , см	$n_i \sigma_{s2i}(1-\cos v)$			D_{i2} , см	$n_i \sigma_{a2i}$		Σ_{i2} , см ⁻¹	L_{i2} , см
			элементы				элементы					элементы						элементы				элементы			
			H ₂	O	Si	O ₂	H ₂	O	Si	O ₂		H ₂	O	Si	O ₂			H ₂ O	Si	O ₂		H ₂ O	SiO ₂		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
A_i			1	16	28	16																18	28		
σ_{sli} , барн							11,7	3,3	0,6	3,3		11,7	3,35	0,6	3,35										
ξ_i												1	0,12	0,07	0,12										
σ_{s2i} , барн																		103	1,7	4,2					
σ_{a2i} , барн																						0,66	0,13		
$1-\cos V$							0,33	0,96	0,98	0,96								0,68	0,98	0,96					
SiO ₂	0	2,65	0	0	2,66	5,32	0	0	1,56	17,1	1,79	0	0	0,11	2,14	0,11	40,3	0	4,41	21,4	1,29	0	0,35	0,3	19,2
0.1H ₂ O 0.9SiO ₂	10	2,49	0,67	0,3	2,39	4,79	2,81	1,07	1,40	15,4	1,63	7,81	0,13	0,10	1,93	0,49	18,2	23,3	3,97	19,3	0,72	0,22	0,31	0,5	11,7
0.2H ₂ O 0.8SiO ₂	20	2,32	1,34	0,7	2,13	4,26	5,22	2,15	1,25	13,7	1,50	15,6	0,27	0,09	1,71	0,88	13,1	46,7	3,53	17,1	0,5	0,44	0,28	0,7	8,3
0.3H ₂ O 0.7SiO ₂	30	2,16	2,01	1,0	1,86	3,72	7,83	3,21	1,09	11,9	1,38	23,4	0,40	0,08	1,50	1,26	10,5	69,6	3,09	15,0	0,38	0,66	0,24	0,9	6,5
H ₂ O	100	1,0	6,7	3,3	0	0	26,1	10,7	0	0	0,91	78,1	1,34	0	0	3,94	4,81	232	0	0	0,14	2,20	0	2,2	2,5
Масштаб			10 ²²	10 ²²	10 ²²	10 ²²	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²		10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²		10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²		10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²	

кристаллическую решетку горной породы. Расчет плотности ядер i -го сорта выполним по формуле:

$$n_i = (A_0 \cdot \rho) / A_i, \quad (2.13)$$

где $A_0 = 6,02 \cdot 10^{23}$ ядер/моль – число Авогадро,

ρ – плотность среды,

A_i – атомный вес ядер i -го сорта.

Для плотного кремнезема с нулевой объемной влагонасыщенностью ($\omega = 0$ %) молекулярный вес равен $28 + 32 = 60$ а.е.. Плотность молекул кремнезема равна

$$n(\text{SiO}_2) = (6,02 \cdot 10^{23} \cdot 2,65) / 60 = 2,66 \cdot 10^{22} \text{ молекул/см}^3.$$

В молекулу кремнезема входит одно ядро кремния и два ядра кислорода. Таким образом, плотность ядер кремния будет равной $n(\text{Si}) = 2,66 \cdot 10^{22}$ яд/см³, а плотность ядер кислорода в два раза больше $n(\text{O}) = 5,32 \cdot 10^{22}$ яд/см³.

В случае водной среды ($\omega = 100$ %) молекулярный вес воды $2 + 16 = 18$ а.е. Плотность молекул воды равна

$$n(\text{H}_2\text{O}) = (6,02 \cdot 10^{23} \cdot 1) / 18 = 3,34 \cdot 10^{22} \text{ молекул/см}^3.$$

В молекулу воды входит два ядра водорода и одно ядро кислорода. Таким образом, плотность ядер кислорода в воде будет $n(\text{O}) = 3,34 \cdot 10^{22}$ яд/см³, а водорода будет в два раза больше $n(\text{H}) = 6,7 \cdot 10^{22}$ яд/см³. Плотность ядер отдельных элементов для промежуточных значений объемной влагонасыщенности силикатной среды $0 \leq \omega \leq 100$ % подсчитывается исходя из объемного содержания влаги в среде. Например, при содержании влаги в среде $\omega = 10$ % количество ядер водорода и кислорода в воде, заполняющей поры будет в 10 раз меньше, чем в водной среде, т.е. $n(\text{O}) = 0,334 \cdot 10^{22}$ яд/см³ и $n(\text{H}_2) = 0,67 \cdot 10^{22}$ яд/см³. В то же время плотность молекул кремнезема будет на 10 % меньше, чем в сплошной силикатной среде, т.е. $n(\text{Si}) = 2,39 \cdot 10^{22}$ яд/см³ и $n(\text{O}) = 4,79 \cdot 10^{22}$ яд/см³.

Подобным образом рассчитываются плотности ядер i -го сорта при объемной влагонасыщенности 20 % и 30 % в силикатной среде. Результаты заносятся в табл.8 в столбцы с четвертого по седьмой.

Расчет макросечений рассеяния быстрых нейтронов

Результаты расчета макросечений рассеяния быстрых нейтронов на ядрах водорода и кислорода, входящих в состав воды, а также кремния и кислорода, входящих в состав кремнезема, поместим в столбцах с восьмого по одиннадцатый табл.8.

Расчет эффективной скорости нейтронов

При расчете эффективной скорости быстрых нейтронов учитывается начальная E_0 и конечная E_T энергия замедляющихся нейтронов. В данном примере рассматривается случай замедления нейтронов генератора с начальной энергией $E_0=14$ МэВ до тепловой энергии $E_T=0,025$ эВ. Эффективную скорость нейтронов в интервале энергий $0,025 \text{ эВ} \leq E \leq 14,1$ МэВ подсчитаем по формуле [101]:

$$V_{\text{эф}} = 1,38 \cdot 10^6 \frac{2(\sqrt{E_0} - \sqrt{E_T})}{\ln \frac{E_0}{E_T}}. \quad (2.14)$$

Подставив в эту формулу начальную и конечную энергию замедления нейтронов, получим

$$V_{\text{эф}} = 1,38 \cdot 10^6 \frac{2(\sqrt{14 \cdot 10^6} - \sqrt{0,025})}{\ln \frac{14 \cdot 10^6}{0,025}} = 5,127 \cdot 10^8 \text{ см/с.}$$

Расчет средневзвешенной энергии нейтронов

Используя соотношение $V(E) = 1,38 \cdot 10^6 \sqrt{E}$, перейдем к средневзвешенной энергии нейтронов, которая равна

$$\bar{E} = \left(\frac{V_{\text{эф}}}{1,38 \cdot 10^6} \right)^2 = \left(\frac{5,127 \cdot 10^8}{1,38 \cdot 10^6} \right)^2 = 0,138 \text{ МэВ}$$

Определение микросечений рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта

Для нахождения микросечений рассеяния быстрых нейтронов на ядрах элементов воспользуемся литературными данными [6]. Для полученного значения средневзвешенной энергии 0,138 МэВ микросечения рассеяния нейтронов находятся численным интегрированием с использованием атласа эффективных нейтронных сечений. Для ядер водорода среднее микросечение рассеяния $\sigma_{sl}(H_2)=11,66$ барн, для ядер кислорода $\sigma_{sl}(O)=3,35$ барн, для ядер кремния $\sigma_{sl}(Si)=0,6$ барн. Полученные данные заносятся в табл.8.

Определение среднего косинуса угла рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта

Средний косинус угла рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта подсчитывается по формуле:

$$\cos \nu_i = \frac{2}{3A_i}, \quad (2.15)$$

где A_i - атомный вес ядер i -го сорта.

Для водорода $A_i=1$, для кислорода $A_i=16$, для кремния $A_i=28$. В таблицу заносится величина $1 - \cos \nu_i$ для ядер i -го сорта:

$$1 - \cos \nu_i(H)=0,334 \quad 1 - \cos \nu_i(O)=0,958 \quad 1 - \cos \nu_i(Si)=0,976$$

Определение макросечений рассеяния быстрых нейтронов на ядрах i -го сорта

Макросечения рассеяния быстрых нейтронов на ядрах элементов, входящих в состав воды и кремнезема определяются произведением плотности ядер i -го сорта n_i , микросечения рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта $\sigma_{sl i}$ и величины $1 - \cos \nu_i$. Результаты расчетов макросечений рассеяния быстрых нейтронов представлены в столбцах 8-11 табл.8.

Определение коэффициента диффузии быстрых нейтронов

Коэффициент диффузии быстрых нейтронов подсчитывается по формуле:

$$D_1 = \frac{1}{3[n_i \sigma_{sli} (1 - \cos \nu_i) + \dots + n_n \sigma_{sln} (1 - \cos \nu_n)]}, \quad (2.16)$$

где n_i - число ядер i -го сорта в 1 см^3 вещества;

σ_{sli} - микроскопическое сечение рассеяния быстрых нейтронов на ядрах i -го сорта;

$\cos \nu_i$ - средний косинус угла рассеяния на ядрах i -го сорта.

Результаты определения коэффициента диффузии быстрых нейтронов заносятся в столбец 12 табл.8.

Расчет макросечений увода нейтронов в тепловую группу на ядрах i -го сорта

В столбцах с 13 по 16 поместим результаты расчета макросечений увода быстрых нейтронов в тепловую группу на ядрах водорода и кислорода, входящих в состав поровых вод, а также кремния и кислорода, входящих в состав кремнезема. Прежде, необходимо рассчитать среднюю логарифмическую потерю энергии на ядрах i -го сорта ξ_i по формуле:

$$\xi_i = \frac{2}{A_i + \frac{2}{3}}, \quad (2.17)$$

где A_i - атомный вес ядер i -го сорта.

Для водорода средняя логарифмическая потеря энергии условно принимается равной единице $\xi=1$, для кислорода рассчитанное значение $\xi=0,12$ и для кремния $\xi=0,07$.

Макросечения увода быстрых нейтронов в тепловую группу на ядрах элементов, входящих в состав воды и кремнезема определяются произведением плотности ядер i -го сорта n_i , микросечения рассеяния нейтронов на ядрах i -го сорта σ_{sli} и средней логарифмической потери энергии на ядрах i -го сорта ξ_i .

Результаты расчета приведены в столбцах 13-16 табл.8.

В столбец 17 заносятся результаты макроскопического сечения увода быстрых нейтронов в тепловую группу Σ_1 для кварцита различной водонасыщенной пористости по формуле:

$$\Sigma_1 = \frac{n_1 \sigma_{s11} \xi_1 + \dots + n_n \sigma_{s1n} \xi_n}{\ln \frac{E_0}{E_T}}, \quad (2.18)$$

где E_0 - начальная энергия замедляющихся нейтронов (14,1 МэВ);

E_T - конечная энергия замедляющихся нейтронов (0,025 эВ).

Расчет длины замедления быстрых нейтронов до тепловой энергии

Определение длины замедления (диффузии) быстрых нейтронов до тепловой энергии L_1 производится по известным значениям D_1 (столбец 12) и Σ_1 (столбец 17) по формуле:

$$L_1 = \sqrt{\frac{D_1}{\Sigma_1}}. \quad (2.19)$$

Рассчитанные значения длины замедления быстрых нейтронов до тепловой энергии L_1 заносятся в столбец 18.

Определение значений макроскопических сечений рассеяния тепловых нейтронов

В столбцах 19-21 поместим результаты расчета макроскопических сечений рассеяния для молекул воды (H_2O), кремния (Si) и кислорода (O_2). Микроскопические сечения рассеяния σ_{s2i} заимствованы из литературных источников [85]. Для воды $\sigma_{s2} = 103$ барна, для ядер кремния $\sigma_{s2} = 1,7$ барна, для ядер кислорода $\sigma_{s2} = 4,2$ барна.

Коэффициент диффузии тепловых нейтронов подсчитывается по формуле:

$$D_2 = \frac{1}{3[n_1\sigma_{s21}(1 - \cos \nu_1) + \dots + n_n\sigma_{s2n}(1 - \cos \nu_n)]}, \quad (2.20)$$

где n_i - плотность ядер i -го сорта в среде;

σ_{s2i} - микросечения рассеяния тепловых нейтронов на ядрах i -го сорта.

Результаты расчета коэффициента диффузии тепловых нейтронов заносятся в столбец 22.

Расчет макроскопических сечений поглощения и длины диффузии тепловых нейтронов

Результаты расчета макроскопических сечений поглощения тепловых нейтронов в воде (H_2O) и кремнеземе (SiO_2) приведены в столбцах 23 и 24. Используемые в расчетах микросечения поглощения тепловых нейтронов σ_{a2i} на ядрах водорода, кремния и кислорода заимствованы из литературных данных [85].

$\sigma_{a2}(H)=0,33$ барна, $\sigma_{a2}(O)=0,0002$ барна, $\sigma_{a2}(Si)=0,13$ барн.

Микросечение поглощения на ядрах кислорода настолько мало, что им при расчетах можно пренебречь. Поэтому расчет макросечений поглощения выполняется сразу для молекул воды и кремнезема.

Макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов подсчитывается по формуле:

$$\Sigma_2 = \sum_{i=1}^n n_i \sigma_{ai}. \quad (2.21)$$

Результаты заносятся в столбец 25. По известным значениям D_2 (столбец 22) и Σ_2 (столбец 25) подсчитывается длина диффузии тепловых нейтронов по формуле:

$$L_2 = \sqrt{\frac{D_2}{\Sigma_2}}. \quad (2.22)$$

Результаты расчета длины диффузии тепловых нейтронов в силикатной среде различной водонасыщенности заносятся в столбец 26 таблицы 8.

По аналогичной схеме выполнены расчеты параметров переноса ядерного излучения в силикатной и карбонатной среде различной водонасыщенной пористости и с различным типом порового флюида для дейтерий-тритиевого генератора нейтронов, Po-Be –источника нейтронов и источника нейтронов деления Cf-252. Обобщенные результаты этих расчетов и их анализ подробно описаны в разделе 1 главы 3.

2.2.3 Методика расчета краевых эффектов в насыпных моделях горных пород в диффузионном приближении

Для оценки краевых эффектов, возникающих в насыпных моделях на границах «модель-модель», хорошую точность расчета можно получить, используя приближение однородной эквивалентной сферы [42,56].

Для оценки краевых эффектов в приближении однородной эквивалентной сферы достаточно решить задачу о пространственном распределении нейтронного излучения точечного источника в бесконечной однородной среде. Для решения задачи воспользуемся диффузионным приближением теории переноса нейтронов. Расчет может быть выполнен в одногрупповом, двухгрупповом и многогрупповом диффузионном приближении [88,133].

Пространственное распределение быстрых нейтронов в одногрупповом диффузионном приближении

Объединим быстрые нейтроны источника в одну группу, предполагая, что перенос их характеризуется некоторой средней для группы скоростью.

Перенос быстрых нейтронов точечного источника в одногрупповом диффузионном приближении подчиняется уравнению диффузии. Если ввести цилиндрическую систему координат (r, z, φ) и поместить источник нейтронов в точку $z = z^*$, то уравнение диффузии можно переписать в виде:

$$D_1 \Delta \Phi_1(r, z) - \Sigma_{y1} \Phi_1(r, z) = -\frac{Q \delta(r) \delta(z - z^*)}{2\pi r}, \quad (2.23)$$

где $\Phi_1(r, z)$ - поток быстрых первичных нейтронов;
 D_1, Σ_{y1} - коэффициент диффузии и макроскопическое сечение увода быстрых нейтронов;
 Q - активность источника нейтронов;
 $\delta(r)$ и $\delta(z - z^*)$ - дельта-функции Дирака;
 Δ - оператор Лапласа, который в цилиндрической системе координат имеет вид

$$\Delta = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2}{\partial z^2}.$$

Для решения уравнения (2.23) поделим каждую его часть на D_1 и воспользуемся преобразованием Фурье по z и Ханкеля по r .

Введем трансформанту Ханкеля- Фурье соотношением

$$\tilde{\Phi}_1(\alpha, k) = \int_0^\infty J_0(r\alpha) r dr \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-ikz} \Phi_1(r, z) dz. \quad (2.24)$$

После выполнения прямых преобразований получаем

$$(\alpha^2 + k^2 + \chi_1^2) \tilde{\Phi}_1(\alpha, k) = \frac{Q}{2\pi D} e^{-ikz^*}, \quad (2.25)$$

где $\chi_1^2 = \frac{\Sigma_{y1}}{D_1}$ - квадрат обратной длины диффузии быстрых нейтронов.

Откуда следует

$$\tilde{\Phi}_1(\alpha, k) = \frac{Q e^{-ikz^*}}{2\pi D_1 (\alpha^2 + k^2 + \chi_1^2)}. \quad (2.26)$$

После выполнения обратных преобразований получаем

$$\Phi_1(r, z) = \frac{Q}{2\pi D_1} \int_0^\infty J_0(\alpha r) \alpha d\alpha \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{e^{ik(z-z^*)}}{\alpha^2 + k^2 + \chi_1^2} dk. \quad (2.27)$$

Из физических соображений следует, что распределение нейтронов относительно источника, расположенного в начале координат, должно быть

симметричным. Поэтому функция распределения потока нейтронов должна быть четной относительно координаты z , а ее изображение относительно k .
С учетом сказанного

$$\Phi_1(r, z) = \frac{Q}{2\pi D_1} \int_0^\infty J_0(\alpha r) \alpha d\alpha \frac{1}{\pi} \int_0^\infty \frac{\cos kz}{\alpha^2 + k^2 + \chi_1^2} dk. \quad (2.28)$$

Воспользуемся соотношением

$$\int_0^\infty \frac{\cos kz dk}{k^2 + b^2} = \frac{\pi}{2b} e^{-b|z|}. \quad (2.29)$$

и выполним в (2.28) интегрирование по k

$$\Phi_1(r, z) = \frac{Q}{4\pi D_1} \int_0^\infty \frac{e^{-\sqrt{\alpha^2 + \chi_1^2}|z|}}{\sqrt{\alpha^2 + \chi_1^2}} J_0(\alpha r) \alpha d\alpha. \quad (2.30)$$

Используя соотношение

$$\int_0^\infty \frac{e^{-\sqrt{\alpha^2 + \chi_1^2}|z|}}{\sqrt{\alpha^2 + \chi_1^2}} J_0(\alpha r) \alpha d\alpha = \frac{e^{-\chi_1 \sqrt{r^2 + z^2}}}{\sqrt{r^2 + z^2}}. \quad (2.31)$$

выполним в (2.30) интегрирование по α . В результате получаем формулу, характеризующую пространственное распределение потока быстрых нейтронов точечного источника в бесконечной однородной среде.

$$\Phi_1(r, z) = \frac{Q}{2\pi D_1} \frac{e^{-\chi_1 \sqrt{r^2 + z^2}}}{\sqrt{r^2 + z^2}}. \quad (2.32)$$

Пространственное распределение тепловых нейтронов в двухгрупповом диффузионном приближении

Разобьем множество всех энергий первичных нейтронов на две энергетические группы. В первую группу объединим все быстрые нейтроны, а во вторую - тепловые. Генетически эти группы связаны, т.е. тепловые нейтроны образуются в результате замедления быстрых нейтронов. Каждый быстрый нейтрон после замедления превращается в тепловой.

Стационарный перенос нейтронов в двухгрупповом диффузионном приближении определяется системой зацепленных уравнений диффузионного типа, которые в цилиндрической системе координат имеют вид:

$$D_1 \Delta \Phi_1(r, z) - \Sigma_{y1} \Phi_1(r, z) = -\frac{Q \delta(r) \delta(z)}{2\pi r}; \quad (2.33)$$

$$D_2 \Delta \Phi_2(r, z) - \Sigma_{y2} \Phi_2(r, z) = -\Sigma_{y1} \Phi_1(r, z). \quad (2.34)$$

Заметим, что в (2.34) под Σ_{y2} следует понимать макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов.

Из уравнения (2.34) найдем выражение для потока быстрых нейтронов $\Phi_1(r, z)$ и подставим его в уравнение (2.33). При этом

$$(D_1 \Delta - \Sigma_{y1})(D_2 \Delta - \Sigma_{y2}) \Phi_2(r, z) = \frac{Q \Sigma_{y1} \delta(r) \delta(z)}{2\pi r}. \quad (2.35)$$

Решение уравнения (2.35) получаем применением преобразования Ханкеля по r и Фурье по z с последующим проведением обратных преобразований.

После выполнения прямых преобразований получаем

$$\left[D_1(\alpha^2 + k^2) + \Sigma_{y1} \right] \left[D_2(\alpha^2 + k^2) + \Sigma_{y2} \right] \tilde{\tilde{\Phi}}_2(\alpha, k) = \frac{Q \Sigma_{y1}}{2\pi}, \quad (2.36)$$

где $\tilde{\tilde{\Phi}}_2(\alpha, k)$ - Ханкеля-Фурье изображение потока тепловых нейтронов, которое имеет вид, аналогичный (2.24).

Из (2.36) следует

$$\tilde{\tilde{\Phi}}_2(\alpha, k) = \frac{Q \Sigma_{y1}}{2\pi \left[D_1(\alpha^2 + k^2) + \Sigma_{y1} \right] \left[D_2(\alpha^2 + k^2) + \Sigma_{y2} \right]}.$$

Выполняя обратные преобразования, переходим от изображения $\tilde{\tilde{\Phi}}_2(\alpha, k)$ к оригиналу потока тепловых нейтронов $\Phi_2(r, z)$

$$\Phi_2(r, z) = \int_0^\infty J_0(r\alpha) \alpha d\alpha \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \tilde{\tilde{\Phi}}_2(\alpha k) e^{ikz} dk. \quad (2.37)$$

Учитывая четность функции $\tilde{\Phi}_2(\alpha k)$ относительно координаты k , перепишем (2.37) в виде

$$\Phi_2(r, z) = \frac{Q\Sigma_{y1}}{2\pi D_1 D_2} \int_0^\infty J_0(r\alpha) \alpha d\alpha \frac{1}{\pi} \int_0^\infty \frac{\cos kz dk}{(\alpha^2 + k^2 + \chi_1^2)(\alpha^2 + k^2 + \chi_2^2)}, \quad (2.38)$$

где $\chi_1^2 = \frac{\Sigma_{y1}}{D_1}$, $\chi_2^2 = \frac{\Sigma_{y2}}{D_2}$ - квадраты обратных длин диффузии быстрых и тепловых нейтронов.

Для выполнения интегрирования по k в (2.38) воспользуемся соотношением

$$\int_0^\infty \frac{\cos kz dk}{(k^2 + \beta^2)(k^2 + \gamma^2)} = \frac{\pi}{2} \left[\frac{e^{-\beta|z|}}{\beta(\gamma^2 - \beta^2)} + \frac{e^{-\gamma|z|}}{\gamma(\beta^2 - \gamma^2)} \right].$$

После интегрирования получаем

$$\Phi_2(r, z) = \frac{Q\Sigma_{y1}}{2\pi D_1 D_2} \int_0^\infty \left[\frac{e^{-\sqrt{\alpha^2 + \chi_1^2}|z|}}{\sqrt{\alpha^2 + \chi_1^2}(\chi_2^2 - \chi_1^2)} + \frac{e^{-\sqrt{\alpha^2 + \chi_2^2}|z|}}{\sqrt{\alpha^2 + \chi_2^2}(\chi_1^2 - \chi_2^2)} \right] J_0(r\alpha) \alpha d\alpha. \quad (2.39)$$

Используя соотношение (2.31) выполним в (2.39) интегрирование по α . В результате получаем формулу, характеризующую пространственное распределение потока тепловых нейтронов точечного источника в бесконечной однородной среде

$$\Phi_2(r, z) = \frac{Q\chi_2^2 \chi_1^2}{4\pi\Sigma_{y2}\sqrt{r^2 + z^2}} \left[\frac{e^{-\chi_1\sqrt{r^2 + z^2}}}{(\chi_2^2 - \chi_1^2)} + \frac{e^{-\chi_2\sqrt{r^2 + z^2}}}{(\chi_1^2 - \chi_2^2)} \right]. \quad (2.40)$$

По указанной схеме произведена оценка краевых эффектов для насыпных моделей силикатного и карбонатного составов различной водонасыщенной пористости. Подробные результаты расчетов краевых эффектов и их анализ описаны в разделе 2 главы 3.

Глава 3. Обоснование, технология и результаты построения насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа

3.1 Результаты расчета параметров диффузионного переноса нейтронов в насыпных моделях горных пород различной водонасыщенной пористости

Для описания параметров переноса нейтронов в водородосодержащих средах использовалось двухгрупповое диффузионное приближение теории переноса нейтронов, благодаря широкой распространенности процесса физической диффузии нейтронов в природных средах. Диффузия нейтронов возникает в результате их многократного столкновения с ядрами горных пород, которые характеризуются слабым поглощением и высоким сечением рассеяния нейтронов. Диффузионное приближение, в отличие от других методик расчета (возрастное приближение, метод Монте-Карло), характеризуется простотой и достаточной точностью математического аппарата, хорошо разработанными методами решения уравнений диффузии [74, 131].

При расчетах параметров переноса нейтронов в двухгрупповом диффузионном приближении все быстрые нейтроны объединяются в одну группу, а тепловые нейтроны – во вторую группу. Процесс замедления характеризуется длиной диффузии быстрых нейтронов L_1 , коэффициентом диффузии D_1 и макроскопическим сечением увода быстрых нейтронов Σ_1 [83]. Процесс диффузии тепловых нейтронов характеризуется длиной диффузии тепловых нейтронов L_2 , коэффициентом диффузии D_2 и макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов Σ_2 . Методика расчета вышеуказанных групповых параметров диффузионного переноса нейтронного излучения подробно описана в главе 2.2. Расчет параметров переноса нейтронов выполнялся для сред силикатного и карбонатного составов. Минералогическая плотность кварцита - 2,65 г/см³, кальцита – 2,7 г/см³.

Водонасыщенная пористость коллекторов изменялась от 0 до 30 % (в предположении полного насыщения порового пространства пластовой жидкостью). В качестве порового флюида при расчетах использовалась пресная вода, минерализованная вода (концентрация NaCl от 0 до 200 г/л) и нефть. Начальная энергия нейтронов (E_0) была принята равной 14 МэВ (дейтерий-тритиевый генератор нейтронов), 5 МэВ (Po-Be – источник) и 2 МэВ (источник нейтронов Cf-252). Конечная энергия нейтронов принята равной 0,025 эВ. Микросечения рассеяния быстрых нейтронов находились численным интегрированием с использованием атласа эффективных нейтронных сечений [6], а микросечения рассеяния и поглощения тепловых нейтронов на ядрах элементов заимствованы из литературных источников [85].

Результаты расчетов параметров переноса нейтронов в коллекторах с различным типом флюида представлены в таблице 9-10 и на рис.10-13. Преимущественно, в рисунках представлен групповой параметр переноса нейтронов, который наиболее удобен для визуализации результатов расчета - длина замедления быстрых L_1 и длина диффузии тепловых нейтронов L_2 .

На рис.10. приведена зависимость длины замедления быстрых (L_1) и длины диффузии тепловых нейтронов (L_2) от водонасыщенной пористости горных пород (K_n) силикатного (сплошные линии) и карбонатного (штриховые линии) составов для различных источников нейтронов (а – дейтерий-тритиевый генератор нейтронов, б – Po-Be-источник нейтронов, в – источник нейтронов Cf-252) при условии заполнения пор пресной водой. Из рисунка видно, что длины замедления быстрых и длины диффузии тепловых нейтронов в песчанике по абсолютной величине больше, чем в известняке (т.к. эта величина обратно пропорциональна плотности коллектора). Длина замедления и длина диффузии монотонно убывает при увеличении водонасыщенной пористости горных пород. Наблюдается зависимость длины замедления от начальной энергии нейтронов E_0 : с ростом начальной энергии нейтронов увеличивается длина свободного пробега.

Таблица 9

Результаты расчета параметров диффузионного переноса нейтронов в силикатной среде (SiO_2) различной водонасыщенной пористости

Источник нейтронов	$K_n, \%$	$\Sigma_1 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_1, \text{ см}$	$L_1, \text{ см}$	$\Sigma_2 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_2, \text{ см}$	$L_2, \text{ см}$
Генератор нейтронов ($E_0=14 \text{ МэВ}$)	0	0,11	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	13,05	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
Ро-Ве источник ($E_0=5 \text{ МэВ}$)	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 ($E_0=2 \text{ МэВ}$)	0	0,13	1,59	34,45	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

Таблица 10

Результаты расчета параметров диффузионного переноса нейтронов в карбонатной среде (CaCO_3) различной водонасыщенной пористости

Источник нейтронов	$K_n, \%$	$\Sigma_1 10^{-2}, \text{ см}^{-1}$	$D_1, \text{ см}$	$L_1, \text{ см}$	$\Sigma_2 10^{-2} \text{ см}^{-1}$	$D_2, \text{ см}$	$L_2, \text{ см}$
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
Cf-252 ($E_0=2 \text{ МэВ}$)	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

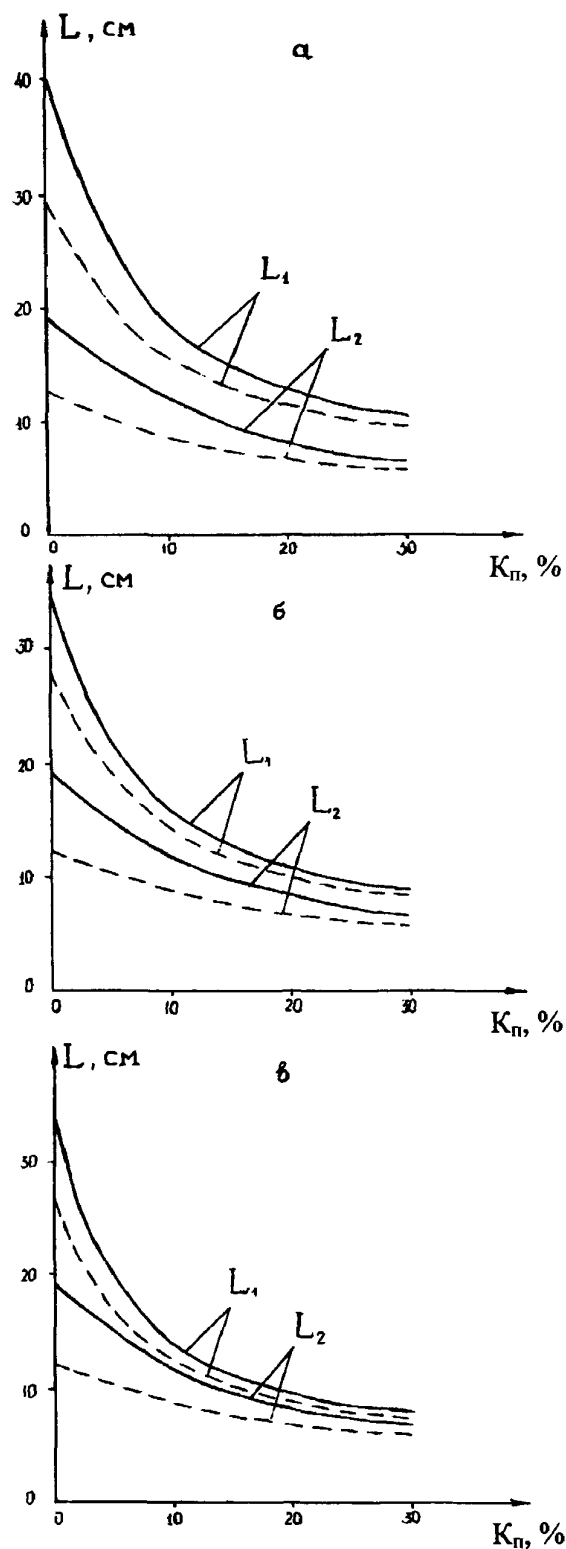


Рис.10. Зависимость длины замедления быстрых L_1 и длины диффузии тепловых нейтронов L_2 от водонасыщенной пористости горных пород (K_n) силикатного состава /сплошные линии/ и карбонатного состава /штриховые линии/ для генератора нейтронов (а), Po-Be-источника нейтронов (б) и источника Cf-252 (в).

На рис.11 приведены результаты расчета макроскопических сечений поглощения тепловых нейтронов Σ_2 от водонасыщенной пористости насыпных моделей горных пород силикатного и карбонатного составов. Макросечение поглощения тепловых нейтронов для карбонатных моделей больше, чем для силикатных. Поэтому длина диффузии тепловых нейтронов в карбонатных моделях меньше, чем в моделях силикатного состава. С увеличением водонасыщенной пористости моделей макросечение поглощения тепловых нейтронов возрастает.

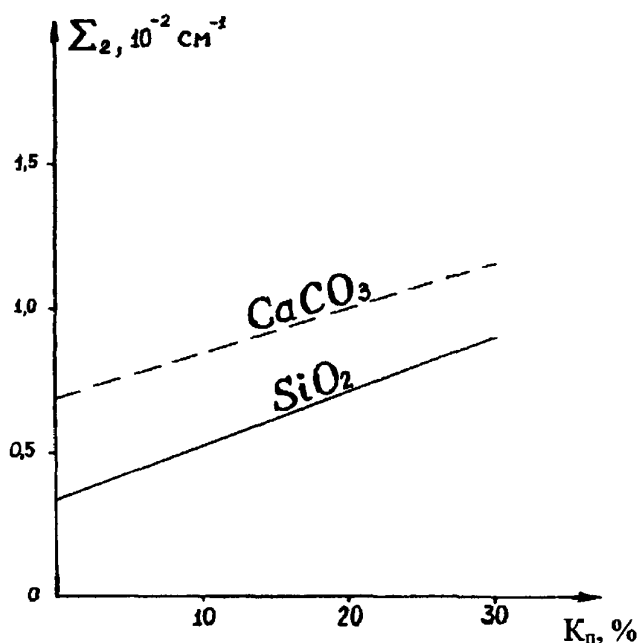


Рис.11. Зависимость значений макроскопических сечений поглощения тепловых нейтронов Σ_2 от водонасыщенной пористости насыпных моделей горных пород (K_n) силикатного (SiO_2) и карбонатного (CaCO_3) составов.

Ниже рассмотрены результаты расчета параметров переноса нейтронов в коллекторах, насыщенных нефтью. На рис.12. представлена зависимость длины замедления быстрых нейтронов (L_1) от водонасыщенной пористости для силикатной (сплошные линии) и карбонатной среды (пунктирные линии). Поровые флюиды представлены нефтью и водой. Длина диффузии быстрых

нейтронов (независимо от порового заполнителя) в песчанике больше, чем в известняке и, она монотонно убывает с увеличением водонасыщенной пористости. В нефтенасыщенном коллекторе длина замедления быстрых нейтронов несколько меньше, чем в водонасыщенном, поскольку нефть характеризуется несколько повышенным значением микросечения рассеяния быстрых нейтронов, чем пресная вода.

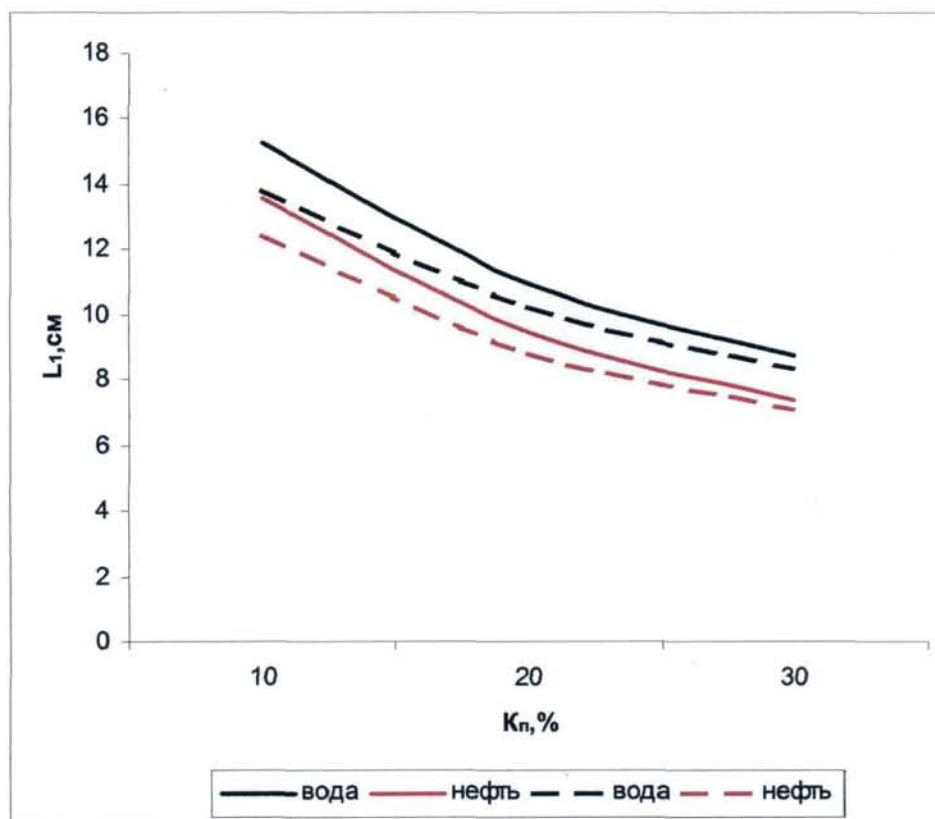


Рис. 12. Зависимость длины замедления быстрых нейтронов L_1 от водонасыщенной пористости (K_n) силикатной (сплошные линии) и карбонатной среды (пунктирные линии) для поровых флюидов, представленных нефтью и водой

Для тепловых нейтронов наблюдается обратная зависимость: нефть является менее сильным поглотителем, чем вода, поэтому длина диффузии тепловых нейтронов в силикатной среде, поры которой заполнены нефтью, несколько превышает длину диффузии в коллекторе с водой (рис.13).

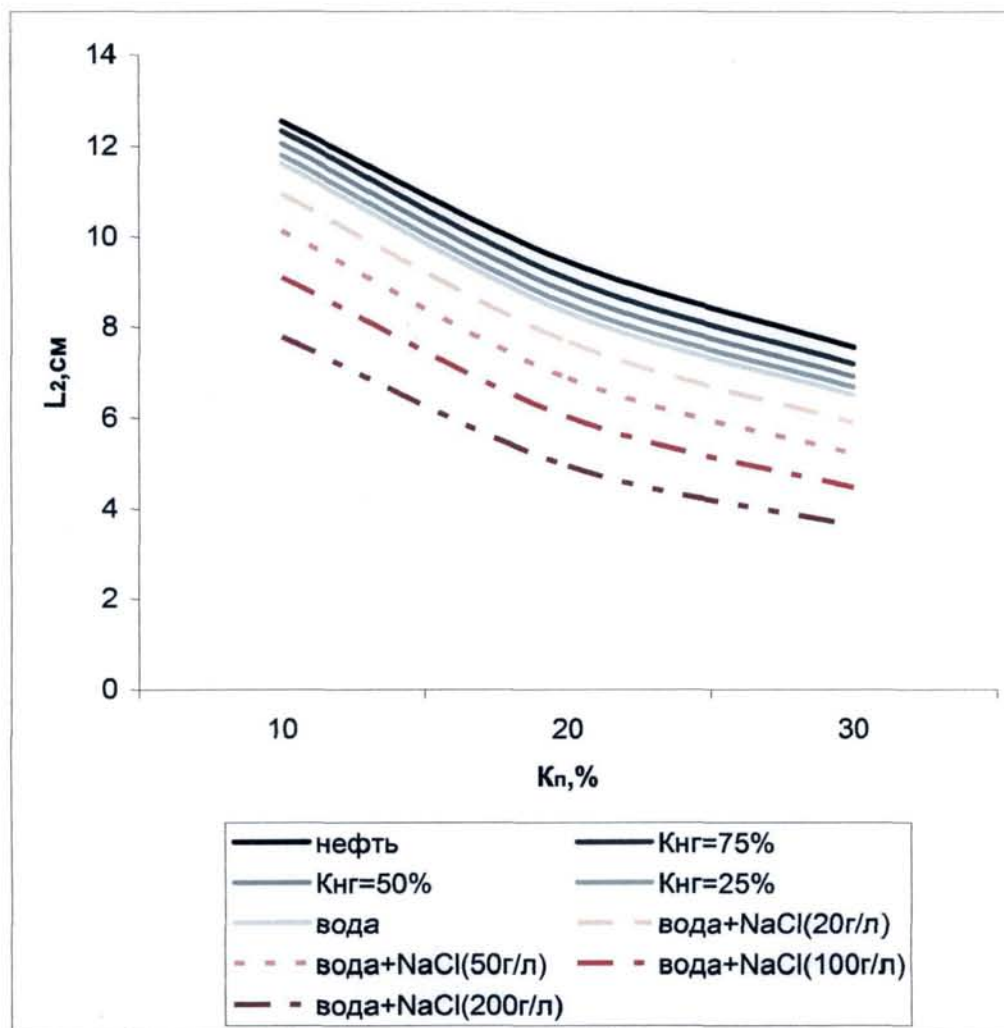


Рис.13. Зависимость длины диффузии тепловых нейтронов (L_2) от водонасыщенной пористости силикатной среды (K_n) для различных поровых флюидов

С уменьшением коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) со 100 % (нефть) до 0 % (вода) происходит закономерное уменьшение длины диффузии тепловых нейтронов.

Природные воды, заполняющие поровое пространство горных пород, часто содержат растворенные в них соли, например NaCl. Содержание соли в минерализованной воде может достигать 200 г/л. Ядра хлора, входящие в состав NaCl, имеют аномально высокие сечения поглощения и рассеяния

тепловых нейтронов и оказывают существенное влияние на ядерно-петрофизические параметры горных пород.

На рис.13. также показана зависимость длины замедления тепловых нейтронов от водонасыщенной пористости терригенного коллектора для различной минерализации порового флюида. В рассмотренном случае минерализация пластовой жидкости изменялась от 0 до 200 г/л. Поскольку хлор – аномальный поглотитель тепловых нейтронов, то с увеличением минерализации пластового флюида уменьшается длина диффузии тепловых нейтронов. Поровые жидкости, представленные нефтью и пресной водой характеризуются относительно близкими друг к другу нейтронно-диффузионными параметрами, в то время как минерализованная вода уже отчетливо отличается от нефти по этим характеристикам.

Для оценки возможностей определения водонефтяного контакта (ВНК) кроме моделей горных пород с низкой минерализацией пластовых вод ($C_{NaCl}=20$ г/л) целесообразно иметь модели пластов с повышенной минерализацией поровых вод ($C_{NaCl}=100$ г/л и 200 г/л). Уверенное решение задачи определения водонефтяного контакта возможно, начиная с минерализации $C_{NaCl}=50$ г/л.

Оценка влияния высокобарных элементов на нейтронные диффузионные параметры горных пород

Микропримеси высокобарных элементов оказывают сильное влияние на параметры переноса тепловых нейтронов в насыпных моделях горных пород. Поэтому, одним из основных требований, предъявляемых к насыпному материалу моделей, является его химическая чистота. Насыпной материал моделей должен быть свободен от содержания элементов, поглощающих тепловые нейтроны. Даже микропримеси высокобарных элементов, поглощающих тепловые нейтроны, сильно влияют на перенос нейтронов в модели.

Характеристика содержания высокобарных элементов в горных породах терригенного и карбонатного состава по данным разных авторов приведена в таблице 11. Из таблицы видно, что наиболее чистыми с точки зрения содержания высокобарных элементов являются среды карбонатного состава. Затем идут песчаники и, наконец, глины.

Таблица 11

Характеристика содержания высокобарных элементов в горных породах терригенного и карбонатного состава

Элемент	σ_a , барн	Содержание в осадочных горных породах, г/т		
		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	-	-	-

Анализ данных, приведенных в таблице, свидетельствует о том, что глины характеризуются высокими содержаниями нейтронно-поглощающих элементов, таких бор и литий. При изготовлении моделей горных пород необходимо выбирать насыпной материал, в составе которого отсутствуют высокobarные элементы.

Таким образом, для насыпных моделей силикатного и карбонатного состава целесообразно использовать чистые от примесей кварцевые песчаники (с содержанием SiO_2 не менее 97%) и мраморную крошку.

3.2 Результаты расчета краевых эффектов в насыпных моделях горных пород

3.2.1 Результаты расчета краевых эффектов насыпных моделей в приближении однородной эквивалентной сферы

Для оценки краевых эффектов насыпных моделей в приближении однородной эквивалентной сферы использованы выражения (2.32) и (2.40):

$$\Phi_1(r, z) = \frac{Q}{2\pi D_1} \frac{e^{-\chi_1 \sqrt{r^2 + z^2}}}{\sqrt{r^2 + z^2}} \quad \Phi_2(r, z) = \frac{Q \chi_2^2 \chi_1^2}{4\pi \Sigma_{y2} \sqrt{r^2 + z^2}} \left[\frac{e^{-\chi_1 \sqrt{r^2 + z^2}}}{(\chi_2^2 - \chi_1^2)} + \frac{e^{-\chi_2 \sqrt{r^2 + z^2}}}{(\chi_1^2 - \chi_2^2)} \right] \quad (3.1)$$

где $\Phi_1(r, z), \Phi_2(r, z)$ -поток быстрых и тепловых нейтронов;

$D_1, \Sigma_{y1}, D_2, \Sigma_{y2}$ -коэффициент диффузии и макроскопическое сечение увода быстрых и тепловых нейтронов;

$Q = 10^7 \text{ н/с}$ -активность источника нейтронов;

$\chi_1^2 = \frac{\Sigma_{y1}}{D_1}, \chi_2^2 = \frac{\Sigma_{y2}}{D_2}$ - квадраты обратных длин диффузии быстрых и тепловых нейтронов.

Результаты численного расчета пространственного распределения быстрых нейтронов Ро-Ве-источника в приближении эквивалентной сферы для силикатной среды приведены на рис. 14.

В непосредственной близости от источника нейтронов возможности диффузионного приближения ограничены. Поэтому результаты расчета потока быстрых нейтронов нормировались к величине потока на расстоянии $R=10$ см от источника.

Для наглядности на рис. 14 все рассчитанные значения потока быстрых нейтронов построены в логарифмическом масштабе. На рисунке изображены зависимости потока быстрых нейтронов $\Phi_1(R)$ от радиуса эквивалентной сферы R для насыпных моделей силикатного состава с водонасыщенной пористостью: $K_n = 0 \%$, $K_n = 10 \%$, $K_n = 20 \%$, $K_n = 30 \%$, $K_n = 100 \%$. Минимальный радиус модели R терригенного коллектора силикатного состава

в зависимости от водонасыщенной пористости (K_n) для уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам $0,95 \Phi_\infty$ и $0,9 \Phi_\infty$ приведен на рис. 15.

Результаты численного расчета пространственного распределения тепловых нейтронов Ро-Ве-источника в приближении эквивалентной сферы и минимального радиуса модели коллектора силикатного состава для уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам приведены на рис. 16-17.

Так же как и в случае быстрых нейтронов, результаты расчета потока тепловых нейтронов нормировались к максимальной величине потока тепловых нейтронов, которая достигается в точке, расположенной на расстоянии 10 см от источника быстрых нейтронов.

Аналогичные вычисления выполнены для карбонатной среды (см. рис. 18-21).

Результаты расчета краевых эффектов в приближении однородной эквивалентной сферы позволяют оценить краевые эффекты моделирования насыпных моделей на границе «пласт-пласт».

Из рис. 14 видно, что с увеличением радиуса эквивалентной сферы R поток быстрых нейтронов $\Phi_1(R)$ убывает по экспоненте, так как в логарифмическом масштабе убыль потока прямолинейна. С увеличением водонасыщенной пористости модели пласта силикатного состава скорость убыли потока нейтронов возрастает. Наиболее быстро поток убывает в водной среде ($K_n = 100 \%$).

Рис. 15 позволяет по радиусу эквивалентной сферы оценить минимальный размер модели (по мощности и простирацию) для силикатного пласта в зависимости от его водонасыщенной пористости для 90 %-го и 95 %-го уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам Ро-Ве-источника. Из рисунка видно, что наибольшие размеры имеет монолитный непористый ($K_n = 0 \%$) терригенный коллектор. Для 90 %-го уровня насыщения эквивалентной сферы по быстрым нейтронам минимальный радиус составляет 41 см, для 95 %-го уровня – 55 см.

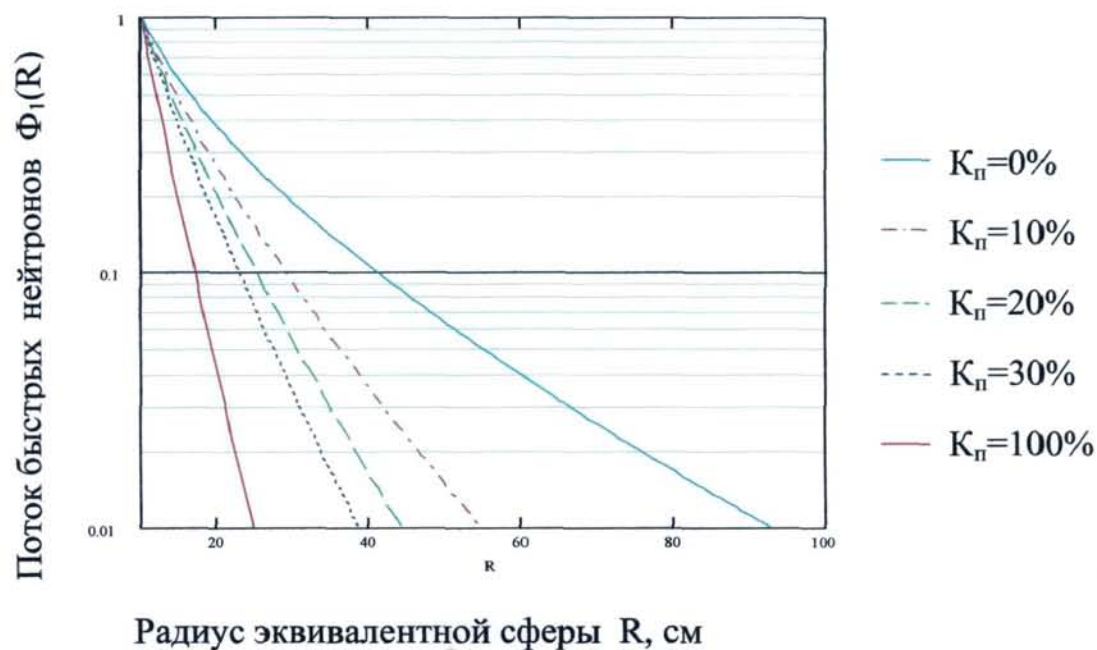


Рис. 14. Зависимость потока быстрых нейтронов $\Phi_1(R)$ от радиуса эквивалентной сферы R для насыпных моделей силикатного состава при водонасыщенной пористости (K_n) равной 0, 10, 20, 30 и 100 %.

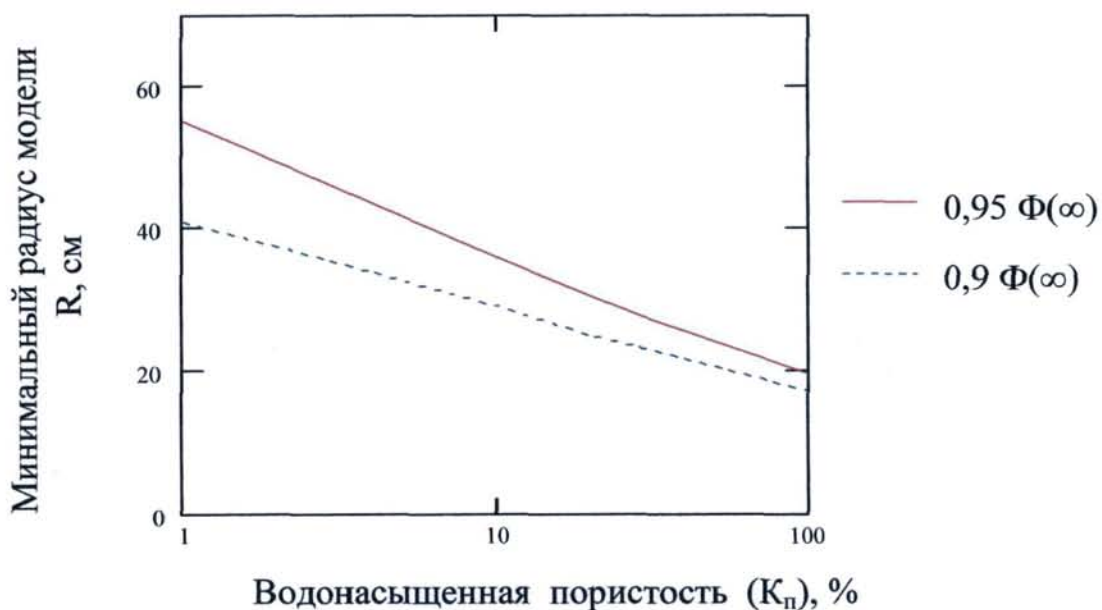


Рис. 15. Минимальный радиус R модели терригенного коллектора силикатного состава в зависимости от водонасыщенной пористости K_n для уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам $0,95 \Phi_\infty$ и $0,9 \Phi_\infty$.

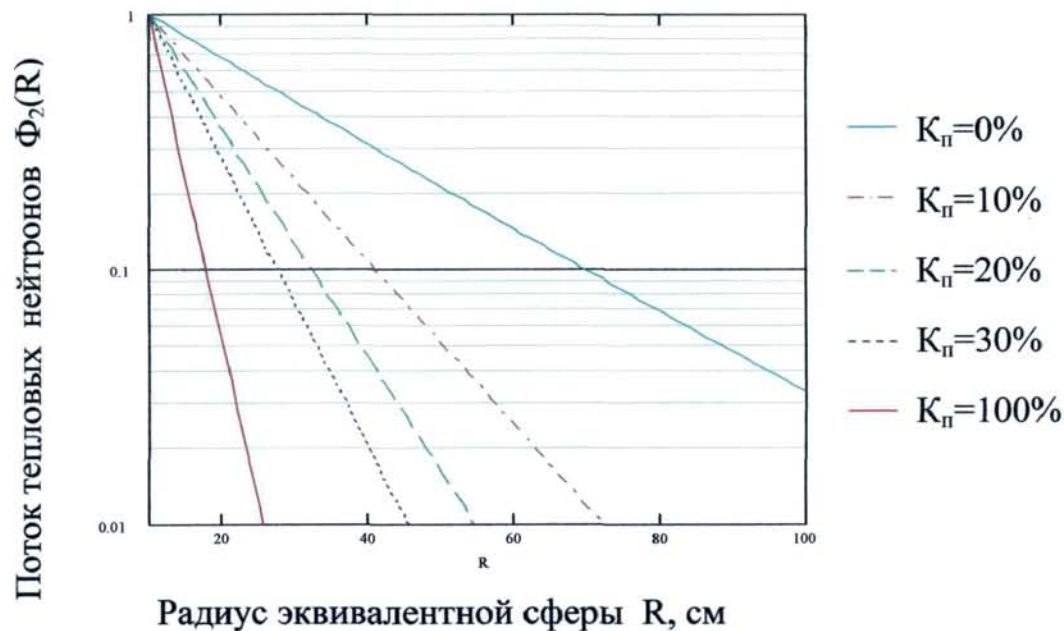


Рис. 16. Зависимость потока тепловых нейтронов $\Phi_2(R)$ от радиуса эквивалентной сферы R для насыпных моделей силикатного состава при водонасыщенной пористости (K_n) равной 0, 10, 20, 30 и 100 %.

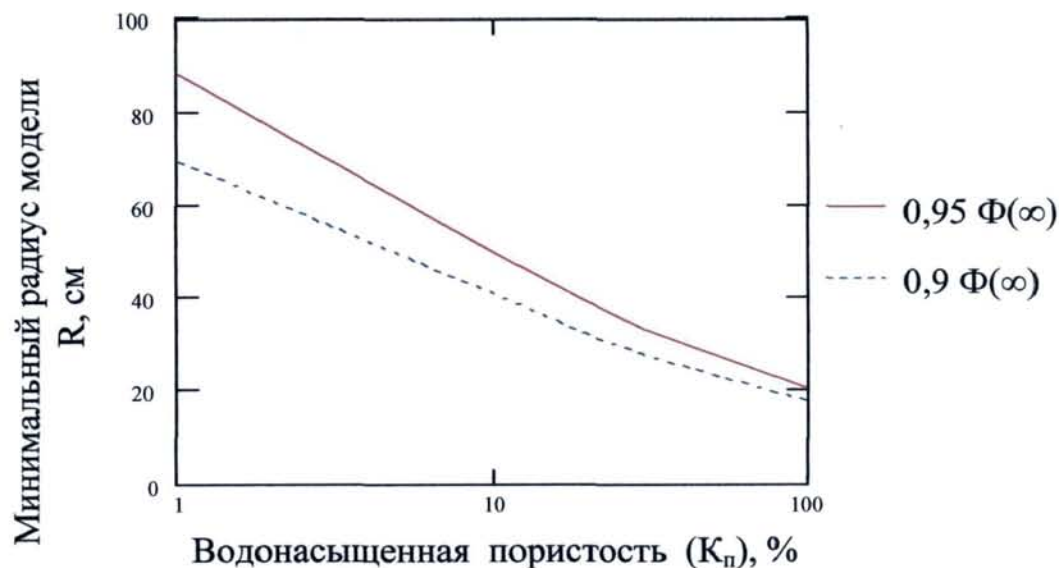


Рис. 17. Минимальный радиус R модели терригенного коллектора силикатного состава в зависимости от водонасыщенной пористости K_n для уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам $0,95 \Phi_\infty$ и $0,9 \Phi_\infty$.

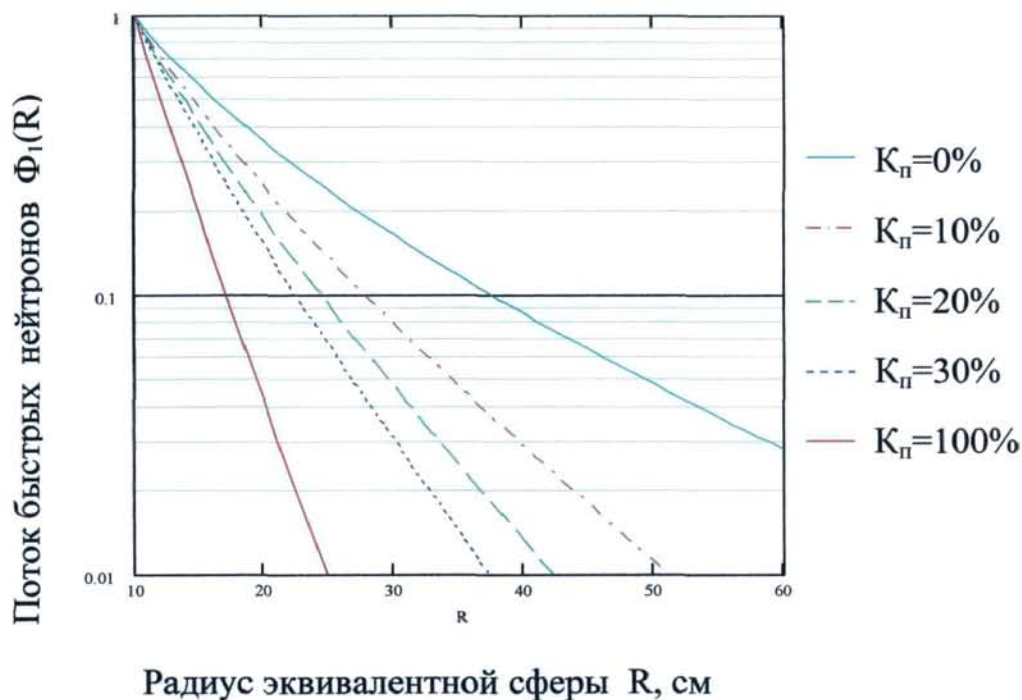


Рис. 18. Зависимость потока быстрых нейтронов $\Phi_1(R)$ от радиуса эквивалентной сферы R для насыпных моделей карбонатного состава при водонасыщенной пористости (K_n) равной 0, 10, 20, 30 и 100 %.

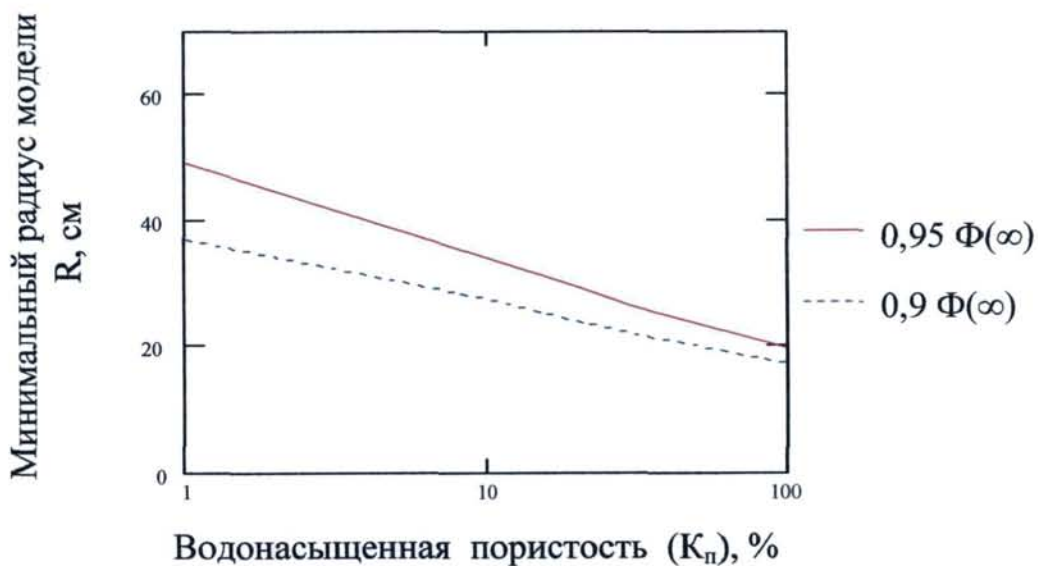


Рис. 19. Минимальный радиус R модели коллектора карбонатного состава в зависимости от водонасыщенной пористости K_n для уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам $0,95 \Phi_\infty$ и $0,9 \Phi_\infty$.

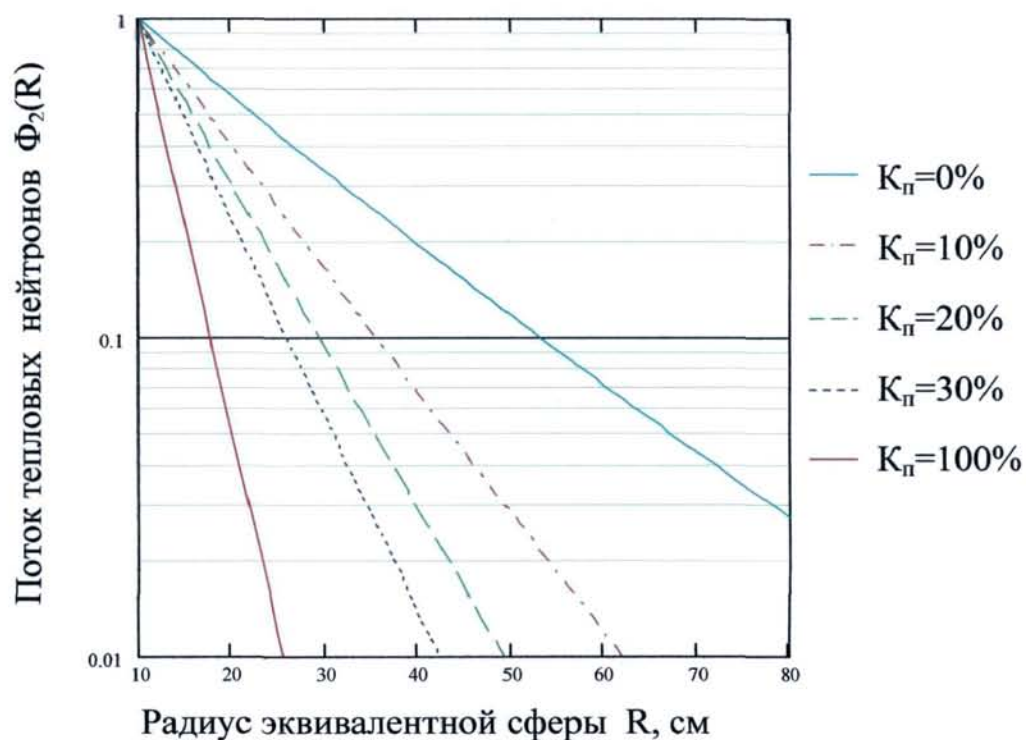


Рис. 20. Зависимость потока тепловых нейтронов $\Phi_2(R)$ от радиуса эквивалентной сферы R для насыпных моделей карбонатного состава при водонасыщенной пористости (K_n) равной 0, 10, 20, 30 и 100 %.

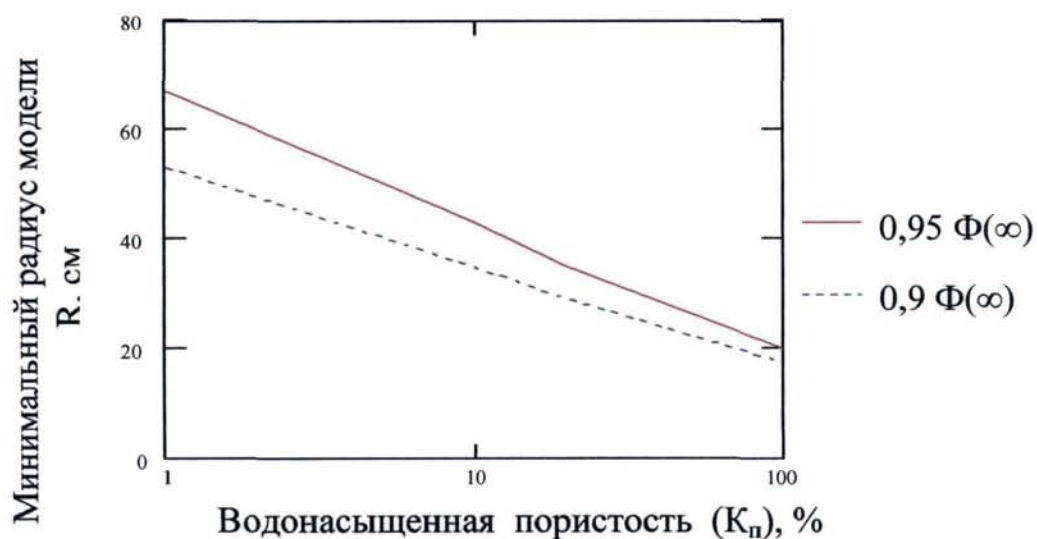


Рис. 21. Минимальный радиус R модели коллектора карбонатного состава в зависимости от водонасыщенной пористости K_n для уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам $0,95 \Phi_\infty$ и $0,9 \Phi_\infty$.

Для оценки минимального размера модели по мощности и простираению минимальный радиус эквивалентной сферы следует удвоить. Таким образом, для 90 %-го уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам минимальный размер модели по мощности и радиусу зоны исследования составляет 82 см. Для 95 %-го уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам минимальный размер модели по мощности и радиусу равен 110 см.

С увеличением водонасыщенной пористости минимальные размеры терригенного коллектора по мощности и простираению уменьшаются. Например, для 30 %-ой водонасыщенной пористости минимальный размер модели по мощности и радиусу зоны исследования составляет 46 см (для 90 %-го уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам) и 55 см (для 95 %-го уровня насыщения пласта по быстрым нейтронам).

Из рис. 16 видно, что с увеличением радиуса эквивалентной сферы поток тепловых нейтронов также убывает по экспоненте и с увеличением водонасыщенной пористости модели пласта силикатного состава скорость убыли потока нейтронов возрастает.

Рис. 17 позволяет по радиусу эквивалентной сферы оценить минимальный размер модели (по мощности и простираению) для силикатного пласта в зависимости от его водонасыщенной пористости для 90 %-го и 95 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам Ро-Ве-источника. Из рисунка видно, что наибольшие размеры имеет монолитный непористый ($K_n = 0\%$) терригенный коллектор. Для 90 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам минимальный размер модели по мощности и радиусу зоны исследования составляет 139 см. Для 95 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам минимальный размер модели по мощности и радиусу равен 176 см.

Например, для 30 %-ой водонасыщенной пористости минимальный размер модели по мощности и радиусу зоны исследования составляет 55 см (для 90 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам) и 66 см (для 95 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам).

Для карбонатных коллекторов закономерности переноса нейтронов сохраняются (см. рис. 18-21). Например, для непористого карбонатного коллектора ($K_n = 0\%$) для 95 %-го уровня насыщения пласта по быстрым и тепловым нейтронам минимальный размер по мощности и радиусу равен соответственно 106 и 134 см.

С увеличением водонасыщенной пористости минимальные размеры карбонатного коллектора по мощности и простираию уменьшаются. Например, для 30 %-ой водонасыщенной пористости минимальный размер карбонатного коллектора для 95%-го уровня насыщения пласта по быстрым и тепловым нейтронам равен соответственно 53 и 62 см.

На рис. 22. представлены минимальные размеры по мощности и простираию для насыпных моделей силикатного и карбонатного составов в зависимости от водонасыщенной пористости для 95 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам Po-Be-источника.

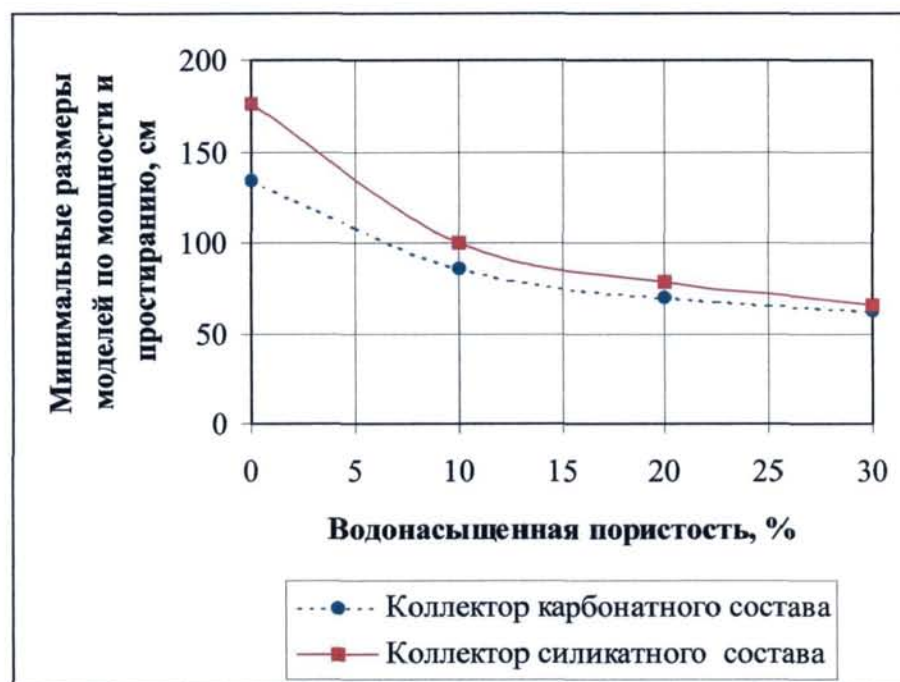


Рис. 22. Минимальные размеры моделей по мощности и простираию для коллекторов силикатного и карбонатного составов в зависимости от водонасыщенной пористости для 95 %-го уровня насыщения пласта по тепловым нейтронам.

Результаты расчетов краевых эффектов насыпных моделей в приближении однородной эквивалентной сферы показали, что минимальные размеры “насыщенных” терригенных моделей по мощности и простиранию превышают минимальные размеры карбонатных моделей на величину от нескольких сантиметров (для моделей высокой пористости ($K_n=30\%$)) до 40 сантиметров (для непористых моделей ($K_n=0\%$)).

3.2.2 Выбор оптимальных размеров насыпных моделей горных пород по результатам расчета краевых эффектов

На основе анализа результатов расчета краевых эффектов в диффузионном приближении можно выбрать оптимальные размеры для изготовления насыпных моделей горных пород. В таблице 12. приведены минимальные размеры моделей силикатного и карбонатного составов по мощности и простиранию для водонасыщенной пористости 0, 10, 20 и 30 % (при исключении влияния краевых эффектов на 95 %).

Таблица 12

Минимальные размеры насыпных моделей силикатного и карбонатного составов по мощности и простиранию в зависимости от водонасыщенной пористости

Водонасыщенная пористость, %	Минимальные размеры модели по мощности и простиранию, см	
	Силикатный состав	Карбонатный состав
0	176	134
10	100	86
20	78	70
30	66	62

Насыпные модели горных пород должны воспроизводить значения водонасыщенной пористости во всем диапазоне измерений аппаратуры нейтронного каротажа, т.е. от 1 до 40 %. В связи с этим целесообразно изготовление следующих моделей горных пород:

- 1) Непористая модель карбонатного состава ($K_n=1-2\%$);
- 2) Модель карбонатного состава с пониженной водонасыщенной пористостью ($K_n=15-17\%$);
- 3) Модель карбонатного состава со средними значениями водонасыщенной пористости ($K_n=23-25\%$);
- 4) Высокопористая модель карбонатного состава ($K_n=33-37\%$);
- 5) Модель силикатного состава с пониженной водонасыщенной пористостью ($K_n=15-17\%$);
- 6) Модель силикатного состава со средними значениями водонасыщенной пористости ($K_n=23-25\%$);
- 7) Высокопористая модель силикатного состава ($K_n=33-37\%$);

Классической формой модели горной породы для метрологического обеспечения геофизических исследований скважин является цилиндр. Эта фигура имеет ту же симметрию, что и скважинный прибор. Из всех форм моделей, обеспечивающих “насыщение” показаний, цилиндр является почти оптимальной фигурой в смысле массы насыпной модели горной породы. Для изготовления насыпных моделей силикатного и карбонатного составов пониженной ($K_n=15-17\%$), средней ($K_n=23-25\%$) и высокой ($K_n=32-37\%$) пористости рекомендуется использовать цилиндрические металлические корпуса и насыпной материал различных фракций, заполненный необходимым типом флюида.

В качестве непористой ($K_n=1-2\%$) карбонатной модели можно использовать мраморный блок (монолит) в форме параллелепипеда. Изготовление непористой модели силикатного состава вызывает трудности,

т.к. проблематично подыскать крупный блок кварца (в ширину, длину и в высоту до 2 м) достаточно однородный по своей структуре.

На основе данных, приведенных в табл. 12. выбраны оптимальные размеры моделей горных пород по высоте и диаметру (см. табл. 13).

Таблица 13

Оптимальные размеры цилиндрических моделей горных пород силикатного и карбонатного составов по диаметру и высоте в зависимости от водонасыщенной пористости

Водонасыщенная пористость, %	Оптимальные размеры модели (диаметр/высота), см	
	Силикатный состав	Карбонатный состав
1	-	Параллелепипед с размерами: 150×150×200
15-17	120/170	140/170
23-25	120/170	140/170
33-37	120/170	140/170

Цилиндрический диаметр силикатных и карбонатных насыпных моделей пластов с водонасыщенной пористостью $K_p > 10\%$ достаточно принять равным 1,2 - 1,4 м, а высоту моделей пластов - 1,7 м (для увеличения ширины "рабочего интервала" модели). Поскольку карбонатный ряд водонасыщенных моделей принят за базовый для многих геофизических предприятий России, то их размеры по диаметру и высоте должны с гарантией исключать влияние всех краевых эффектов. Поэтому для водонасыщенных карбонатных моделей цилиндрический диаметр рекомендуется принять равным 1,4 м, высоту моделей - 1,7 м.

Диаметр силикатных моделей пониженной, средней и высокой пористости с любым типом насыщения, а также карбонатных нефтенасыщенных моделей в целях стандартизации рекомендуется принять равным 1,2 м, высоту всех градуировочных моделей - 1,7 м. Такие размеры моделей исключают влияние краевых эффектов не менее чем на 95 %.

Непористую карбонатную модель рекомендуется изготавливать в форме параллелепипеда из мраморного монолита. Размеры монолита по высоте 2 м, по ширине и длине - 1,5 м достаточны, чтобы исключить влияние краевых эффектов.

3.3 Результаты экспериментального определения водонасыщенной пористости насыпных моделей обломочных горных пород

Для изготовления насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа необходимо провести исследования по определению водонасыщенной пористости моделей на мерных стаканах объемом 12 л [75].

Цель работ – исследование пористости моделей при заполнении мерных стаканов малого объема насыпным материалом различной фракции. В качестве насыпного материала, имитирующего карбонатный коллектор, использовалась остроугольная мраморная крошка и щебень. В качестве насыпного материала, имитирующего терригенный коллектор, использовались кварцевый песок и остроугольный кварцевый щебень. В качестве флюида – заполнителя пор применялась пресная питьевая вода [49] при температуре +25°C.

Ниже приведены, применяемые при исследованиях оборудование и материалы:

- 1) стальные мерные стаканы (высота – 25 см, диаметр – 25 см) в количестве 3 шт. объемом 12,36; 12,4 и 12,6 л и массой 5,1 кг;
- 2) остроугольная мраморная крошка и щебень по [54], фракция от 0,25 до 20 мм;
- 3) остроугольный кварцевый щебень и песок по [136], фракция от 0,25 до 20 мм;
- 4) стеклянная мерная колба объемом 500 мл с ценой деления 5 мл;
- 5) набор сит для разделения насыпного материала на фракции. Размер ячеек сит: 0,5; 1; 4 и 6 мм.

Порядок выполнения работы:

1. Перед началом работы проводятся измерения объема каждого мерного стакана ($V_{ст i}$) путем заполнения его пресной водой до верхней кромки. При измерении объема стаканов используется стеклянная мерная колба объемом 500 мл с ценой деления 5 мл.
2. Для построения модели того или иного литотипа используется мраморный или кварцевый насыпной материал.
3. Для получения нужной фракции насыпного материала берется сито с определенным размером ячеек, через которое будет происходить отсев. Через выбранное сито (или набор сит) материал отсеивается и заполняется в мерный стакан. Процесс заполнения мерного стакана насыпным материалом сопровождается плотной утрямбовкой, и продолжается до тех пор, пока стакан полностью не будет наполнен материалом до верхней кромки.
4. На следующем этапе происходит постепенное насыщение модели пресной водой до верхнего края с помощью мерной колбы. Подсчитывается величина объема порового флюида ($V_{ж}$).
5. Водонасыщенная пористость (K_n) насыпной модели рассчитывается по формуле: $K_n = V_{ж}/V_{ст i}$.

Результаты экспериментального определения водонасыщенной пористости моделей карбонатного состава с использованием различных фракций (или смеси фракций) насыпного материала представлены в табл. 14. Результаты экспериментального определения водонасыщенной пористости моделей терригенного состава с использованием различных фракций (или смеси фракций) насыпного материала представлены в табл. 15.

Результаты исследований, приведенные в таблицах, расположены в порядке изменения K_n от больших значений к меньшим.

Таблица 14

Результаты экспериментального определения K_n насыпных моделей
карбонатного состава

Насыпные модели карбонатного состава		
Водонасыщенная пористость K_n , %	Состав модели	Размер фракций, (пропорции фракций в смеси насыпного материала)
45	Однофракционная	5-10 мм (с утрамбовкой)
44	Однофракционная	2-5 мм (с утрамбовкой)
41,7	Однофракционная	2-4 мм (с утрамбовкой)
40	Однофракционная	10-20 мм (с утрамбовкой)
40	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 2-5 мм, (50%/50%)
38,3	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 5-10мм, (50%/50%)
37,5	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 2-5 мм, (50%/50%)
37	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 2-5 мм, (40%/60%)
36,8	Двухфракционная	Смесь: 2-5 и 1-5 мм, (40%/60%)
36,6	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 2-5 мм, (60%/40%)
36	Двухфракционная	Смесь: 2-5 и 1-5 мм, (50%/50%)
35	Однофракционная	1-5 мм (с утрамбовкой)
33,8	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 и 2-5 мм, (1/1/1)
33,6	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 2-5 мм, (60%/40%)
33,5	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 1-5 мм, (3/1)
33	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 и 2-5 мм, (1,1,2)
33	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 1-5 мм, (3/1)
32,89	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 1-2 мм, (3/1)
32,8	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 2-5 мм, (50%/50%)
31,9	Трехфракционная	Смесь: 6-10, 1-5 и 0,25-1 мм, (3/0,8/0,2)
30,2	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 1-5 мм, (50%/50%)
27,9	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 0,5-1 и 0,25-0,5 мм, (3/1/0,25)
26,3	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (2,5/0,5/0,5)
26,1	Трехфракционная	Смесь: 6-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (3/0,5/0,5)

Продолжение таблицы 14

26	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (3/0,7/0,3)
25,9	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 0,5-1 и 0,25-0,5 мм, (2/2/1)
25,08	Трехфракционная	Смесь: 6-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (3/0,5/0,5)
25	Однофракционная	0,25-5 мм (с утрамбовкой)
25	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 0,5-1 и 0,25-0,5 мм, (2/2/1)
24,75	Трехфракционная	Смесь: 6-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (3/0,5/0,5)
24,7	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,5-5 мм, (1/1)
23,8	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,5-1 мм, (2/1)
23,6	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 0,5-1 и 0,25-0,5 мм, (3/0,7/0,3)
23,5	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,5-1 мм, (3/1)
23,4	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,5-1 мм, (5/2)
22,8	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,25-0,5 мм, (3/1)
22,6	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (3/0,5/0,5)
22,2	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,25-0,5 мм, (5/2)
21,57	Трехфракционная	Смесь: 5-10, 0,5-1 и 0,25-0,5 мм, (2/2/1)
21,44	Трехфракционная	Смесь: 6-10, 1-2 и 0,25-1 мм, (2/0,5/0,5)
21	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,5-1 мм, (1/1)
20,48	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,5-1 мм, (5/2)
20	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,25-5 мм, (1/1)
19,35	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,25-5 мм, (2/1)
18,5	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,25-1 мм, (5/2)
18,2	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,25-1 мм, (2/1)
18,1	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,25-1 мм, (3/2)
18	Двухфракционная	Смесь: 10-20 и 0,25-1 мм, (2/1)
17	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 и 0,25-1 мм, (1/1/1)
16,45	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 4-6 и 0,25-1 мм, (3/1/1,5)
16	Многофракционная	Смесь: 10-20, 5-10, 0,5-1 и 0,25-0,5 мм, (1/1/1/1)
15,3	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 4-6 и 0,25-1 мм, (3/1/1,5)
15,16	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 4-6 и 0,25-1 мм, (1,25/0,5/1)
15,1	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 и 0,25-1 мм, (1/1/1)

Примечание: Изготовление двух- и более фракционных моделей сопровождалось очень плотной утрамбовкой насыпного материала.

Таблица 15

**Результаты экспериментального определения K_n насыпных моделей
терригенного состава**

Насыпные модели терригенного состава		
Водонасыщенная пористость K_n, %	Состав модели	Размер фракций, (пропорции фракций в смеси насыпного материала)
33,15	Однофракционная	Песок (с утрамбовкой)
23,83	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,25-0,5 мм, (3/1)
22,18	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,25-0,5 мм, (3/1)
21,93	Двухфракционная	Смесь: 5-10 и 0,25-0,5 мм, (3/1)
19,5	Двухфракционная	Смесь: 5-10 мм и песок, (3/1)
16,89	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (1,5/1,5/1)
16,65	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (2,5/1/1)
16,49	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (2/0,75/1)
16,18	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (2/1,5/1)
16,13	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (1/1/1)
15,69	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (2/1/1)
15,45	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (1,5/1/1)
15,36	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (2/1/1)
15	Трехфракционная	Смесь: 10-20, 5-10 мм и песок, (1,5/1/1)

Проведенные исследования показали, что водонасыщенная пористость моделей карбонатного состава с использованием насыпного материала в виде остроугольной мраморной крошки и щебня в зависимости от степени уплотнения и фракционного состава насыпного материала изменяется от 45 % до 15 %.

Максимальной пористостью от 40 до 45 % (в зависимости от степени отсортированности частиц) характеризуются однофракционные карбонатные модели, изготовленные с утрамбовкой насыпного материала. Средними значениями водонасыщенной пористости (23-25%) характеризуются двух-

трехфракционные карбонатные модели, когда в их составе присутствует смесь частиц различных фракций, например, когда более мелкие частицы полностью заполняют поровое пространство между более крупными частицами, причем размер мелких и крупных частиц должен различаться на порядок. Пропорциональное соотношение между более крупными и более мелкими частицами в этой смеси должно быть $3/1$ или $5/2$, т.е. объем более мелких частиц в смеси должен составлять примерно 35-40 % от объема более крупных частиц.

Минимальной водонасыщенной пористостью (15-17 %) обладают трехфракционные модели, состоящие из смеси крупных частиц (10-20 мм), средних (5-10 мм) и мелких частиц (0,25-1 мм). Мелкие и средние частицы в смеси должны полностью заполнять пространство между крупными остроугольными мраморными частицами. Технологически, это достигается в прессовке крупных частиц в смесь из мелких и средних частиц. Изготовление низкопористых насыпных моделей характеризуется большими временными и трудозатратами, возникающие из-за специфики построения модели, а также значительного времени ее водонасыщения (до нескольких часов).

Что касается моделей терригенного состава, то здесь максимальной водонасыщенной пористостью (до 33 %) обладают модели, изготовленные из кварцевого песка (хорошо отсортированные частицы, фракция 0,25 мм) с максимально плотной укладкой.

Средними значениями водонасыщенной пористости (23-25%) характеризуются двухфракционные терригенные модели, когда в их составе присутствует смесь частиц двух фракций, т.е. когда более мелкие частицы полностью заполняют поровое пространство между более крупными частицами, причем размер мелких и крупных частиц также должен различаться на порядок. Пропорциональное соотношение между более крупными и более мелкими частицами в этой смеси должно быть $3/1$ или $5/2$. Средними значениями водонасыщенной пористости характеризуются терригенные

модели, изготовленные из смеси кварцевой крошки фракций 5-10 мм и 0,25-0,5 мм (соотношение 3/1).

Минимальной пористостью (15-17 %) обладают трехфракционные модели, состоящие из смеси кварцевого щебня фракции 10-20 мм, 5-10 мм и кварцевого песка фракции 0,25 мм. Мелкие и средние частицы в смеси должны полностью заполнять пространство между крупными остроугольными частицами.

Опыт экспериментального определения водонасыщенной пористости на мерных стаканах малого объема показал, что использование пылевидных частиц, диаметр которых много меньше 0,25 мм, вносит в модель аспект нестабильности, что вызывает трудности при получении однородных смесей из материала различных фракций, особенно при изготовлении насыпных моделей значительного объема (до нескольких кубических метров), поэтому такие частицы следует, по возможности, исключить при построении насыпных моделей горных пород.

Насыпные модели не позволяют воспроизвести значения водонасыщенной пористости ниже 14 %, также есть риск того, что низкопористые модели будут отличаться нестабильностью свойств во времени, а также изменением характеристик однородности материала при смене флюида в связи с вымыванием мелкой фракции.

Для построения карбонатных моделей горных пород пористостью 1-2% следует использовать монолитные блоки из мрамора. Моделям монолитного типа присущи следующие недостатки [22]:

1. Трудно подыскать крупные блоки, достаточно однородные по своей структуре;
2. Пористость монолитов, как правило, не превышает нескольких процентов, что не позволяет воспроизвести пористость средних и больших значений;

3. Проницаемость монолитов обычно мала, в связи, с чем затруднено насыщение порового пространства флюидом и практически невозможна смена флюида;

Для получения однородных смесей карбонатного и терригенного состава из насыпного материала различных фракций рекомендуется использование окатанных частиц, особенно крупных фракций. Использование окатанных частиц взамен остроугольных позволит также несколько снизить K_n при создании насыпных моделей пониженной пористости (14-15 %).

На основе анализа результатов моделирования пористости насыпных моделей малого объема автором определен оптимальный гранулометрический состав для построения насыпных моделей горных пород карбонатного и силикатного литотипов для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа. В таблице 16 приведен наиболее оптимальный (с точки зрения автора) гранулометрический состав моделей различной пористости и литотипа.

Таблица 16

Оптимальный гранулометрический состав насыпных моделей в зависимости от пористости

Водонасыщенная пористость	Фракционный состав насыпных моделей, пропорция фракций в смеси (в скобках)	
	Карбонатный литотип	Силикатный литотип
15-17 % - низкопористые модели	трехфракционная смесь мраморной крошки: 10-20, 5-10 и 0,25-1 мм, (1/1/1)	трехфракционная смесь кварцевой крошки: 10-20, 5-10 мм и песка, (1,5/1/1)
23-25 % - среднепористые модели	двухфракционная смесь мраморной крошки: 5-10 и 0,5-1 мм, (3/1)	двухфракционная смесь кварцевой крошки: 5-10 и 0,25-0,5 мм, (3/1)
33-37 % - высокопористые модели	однофракционная: мраморная крошка 1- 5 мм	однофракционная: кварцевый песок

3.4 Технология построения насыпных моделей горных пород для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа

Комплект насыпных моделей горных пород (НМГП-НК) предназначен для градуировки и калибровки аппаратуры стационарного нейтронного каротажа с целью обеспечения единства и требуемой точности результатов определения водонасыщенной пористости коллекторов в условиях скважины на нефтегазовых месторождениях.

НМГП-НК должен быть расположен в специальном отапливаемом помещении на метрологической площадке, имеющей прямоугольную форму и размеры не менее 5300 x 8600 мм. Метрологическая площадка по соображениям техники безопасности при работе с источниками ионизирующего излучения должна иметь форму короба и опускаться ниже уровня железобетонного пола помещения на 3000 мм. Пол и стены метрологической площадки должны быть изготовлены из металла или водоупорного материала (портландцемент с гидрофобными добавками). Жесткость конструкции короба должна поддерживаться специальными упорными балками, изготовленными из металлического профиля (железного уголка или швеллера). Метрологическая площадка должна выдерживать нагрузку 200-250 тонн - вес полного комплекта градуировочных моделей.

Последовательность сборки каждой насыпной модели горной породы (НМГП) условно подразделяется на семь этапов:

1. Установка корпуса НМГП

Жесткая конструкция модели (корпус) должна быть изготовлена из стали марки 9Г2С и иметь форму цилиндра с дном (внешний диаметр корпуса 1220-1420 мм, толщина стенки 16-20 мм, высота корпуса 1750 мм). Дно должно иметь вид кольца, внешний диаметр которого совпадает с диаметром цилиндрического корпуса НМГП, а внутренний диаметр совпадает с внешним

диаметром имитатора ствола скважины. Дно должно быть изготовлено из стали марки СТЗПС и имеет толщину 14 мм. Корпус НМГП опускается с помощью тельфера на дно метрологической площадки, при этом отверстие в днище корпуса НМГП устанавливается соосно отверстию соответствующего зумпфа, после чего днище корпуса приваривается к зумпфу и ко дну метрологической площадки. Зумпф представляет собой отрезок стальной трубы (запаянный в нижнем конце) внутренним диаметром 200 мм, высотой 1000 мм и толщиной стенки 8 мм.

Схема и геометрические характеристики конструкции, состоящей из двух вертикально расположенных друг над другом моделей горных пород диаметром 1220 и 1420 мм, представлены на рис.23-25.

2. Установка имитатора ствола скважины (ИСС) модели пласта

ИСС представляет собой трубу из бетона (состав: мраморная крошка (фракция 2-5мм), портландцемент ПЦ-400-Д2 и пресная вода) внутренним диаметром 195 мм, наружным диаметром 250 мм и высотой 1750 мм. Перед тем как установить ИСС внутри корпуса НМГП, к днищу корпуса приваривается кольцо из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т толщиной 2,8 мм, высотой 60 мм и внутренним диаметром 250 мм, который в свою очередь соответствует внешнему диаметру имитатора ствола скважины. ИСС опускается вертикально на зумпф с помощью тельфера, так чтобы нижняя часть ИСС вошла внутрь кольца из нержавеющей стали, после чего ИСС центрируется соосно модели и тщательно герметизируется в месте стыка герметиком-прокладкой (ТУ 2384-031-05666764-96).

3. Проверка ИСС на гидроизоляцию

Пространство внутри имитатора ствола скважины заполняется пресной водой до верхнего края, после чего производится осмотр трубы на

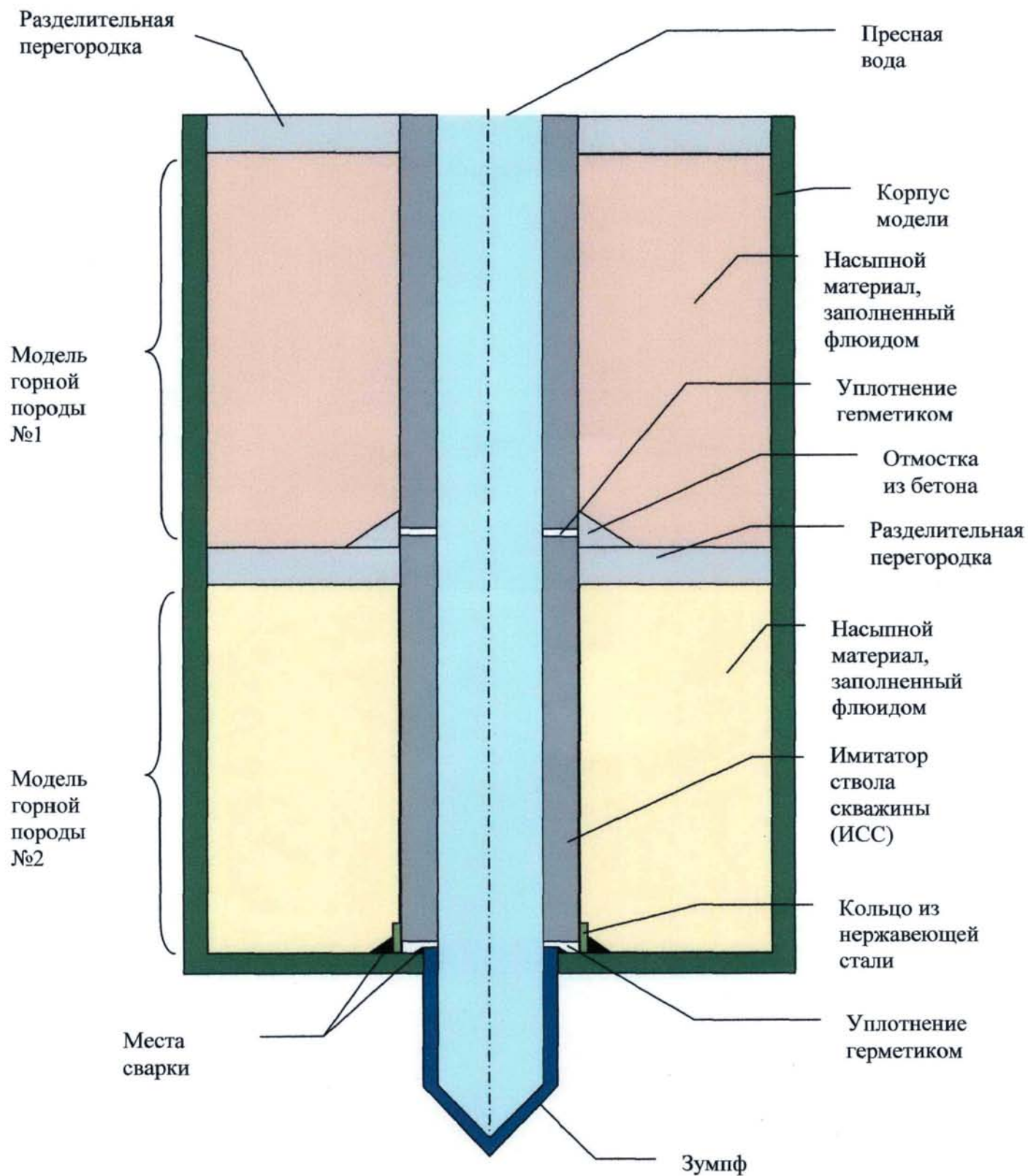


Рис. 23. Схема конструкции, состоящей из двух моделей горных пород расположенных друг над другом

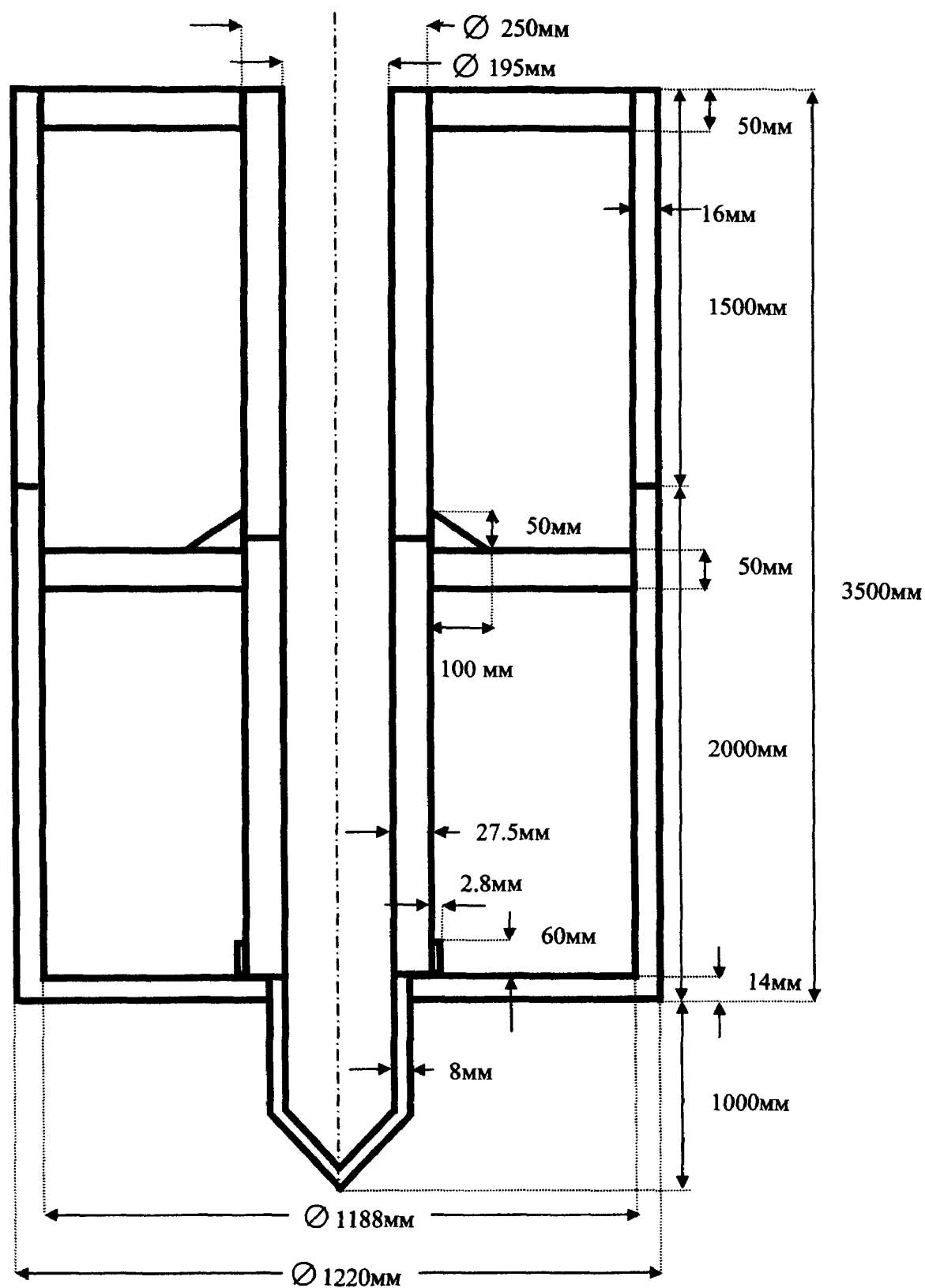


Рис. 24. Геометрическая характеристика конструкции, состоящей из двух моделей горных пород диаметром 1,22 м

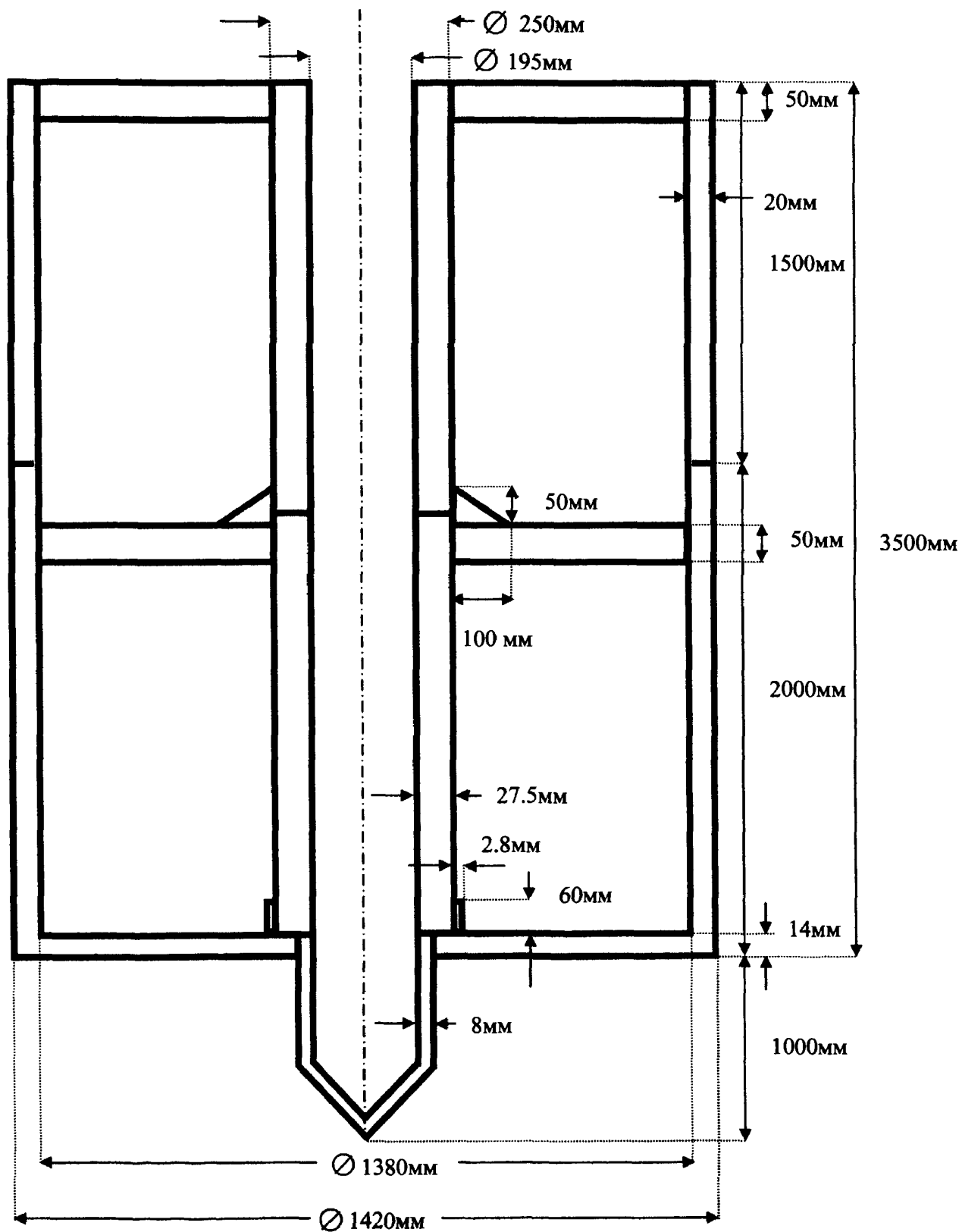


Рис. 25. Геометрическая характеристика конструкции состоящей из двух моделей горных пород диаметром 1,42 м

гидроизоляцию. Внешняя поверхность ИСС должна быть полностью сухой, а колонна – держать уровень жидкости. Дополнительно, на внешнюю поверхность ИСС следует нанести тонкий слой жидкого стекла (ГОСТ 13078-81) для улучшения гидроизоляции.

Начиная с этого этапа сборки НМГП необходимо всегда поддерживать в стволе скважины каждой модели уровень заполнения пресной водой до верхней кромки.

4. Тарировка НМГП

Высота модели по расчетным данным должна составлять 1700 мм, поэтому указанная высота отмеряется от днища корпуса НМГП, после чего наносится соответствующая отметка на внутренней поверхности корпуса. Для определения объема НМГП необходимо пространство между имитатором ствола скважины и корпусом модели заполнить пресной водой до отметки 1700 мм. Объем НМГП определяется по количеству заполненной воды до указанной отметки. Модели пластов диаметром 1,22 м и 1,42 м и высотой 1,7 м имеют объемы внутреннего пространства, соответственно, 1,8 м³ и 2,43 м³.

5. Заполнение НМГП насыпным материалом

При изготовлении карбонатной или терригенной модели той или иной водонасыщенной пористости используются результаты моделирования на мерных стаканах объемом 12 л. Для фракционного разделения дробленой крошки или щебня (мраморного или кварцевого состава) необходим набор сит с величиной отверстий от 0,5 до 6 мм. Для получения НМГП необходимой водонасыщенной пористости отбирается насыпной материал определенного состава и фракции (или смеси различных фракций) с известной по результатам моделирования пористостью. Далее производится заполнение модели,

сопровождающееся периодическим уплотнением насыпного материала путем трамбовки с помощью деревянных брусков. Заполнение внутреннего объема НМГП насыпным материалом необходимого состава и фракции продолжается до отметки 1700 мм.

6. Насыщение НМГП флюидом

В качестве флюида-заполнителя пор может использоваться пресная вода, минерализованная вода с содержанием соли NaCl от 20 до 200 г/л для водонасыщенных коллекторов, а также дизельное топливо для нефтенасыщенных коллекторов и этиловый спирт или его растворы с водой для моделей с определенным коэффициентом нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$).

В зависимости от выбранного типа флюида производится насыщение внутреннего пространства модели между имитатором ствола скважины и корпусом НМГП. Заполнение модели флюидом производится при помощи мерных ведер поверх насыпного материала до полного насыщения.

Водонасыщенная пористость K_n определяется как отношение объема заполненного флюида V_ϕ к объему модели V_m , т.е.

$$K_n = V_\phi / V_m.$$

Объем модели V_m подсчитывался в процессе тарировки НМГП.

Объем флюида - наполнителя пор V_ϕ подсчитывается с помощью мерных ведер в процессе заполнения флюидом насыпной модели горной породы.

Абсолютная погрешность значения водонасыщенной пористости ΔK_n рассчитывается по формуле:

$$\Delta K_n = \pm \left| K_n - \frac{V_\phi \mp \Delta V_\phi}{V_m \pm \Delta V_m} \right|,$$

где ΔV_ϕ - погрешность определения объема флюида, заполняющего поры;

ΔV_m - погрешность определения объема модели пласта.

7. Формирование разделительной перегородки

Разделительная перегородка в конструкции НМГП предназначена для обеспечения сохранности значений аттестуемых характеристик модели, а также в случае построения двух моделей пластов горных пород, расположенных одна над другой. Разделительная перегородка должна иметь форму кольца, внутренний диаметр которого совпадает с внешним диаметром имитатора ствола скважины, а внешний диаметр – с внутренним диаметром корпуса НМГП и изготавливаться из смеси портландцемента с мраморной крошкой. Толщина перегородки – не менее 50 мм. Для уменьшения гигроскопичности цемента разделительную перегородку рекомендуется покрыть тонким слоем жидкого стекла. На этом этапе построение данной НМГП заканчивается.

Целесообразно изготавливать конструкцию, состоящую из двух расположенных друг над другом моделей пластов горных пород. Это позволит рационально использовать площадь метрологического полигона и сэкономить время на проведение калибровочных работ.

Комплект НМГП для калибровки аппаратуры нейтронного каротажа, расположенного в метрологическом центре ПГО "Тюменьпромгеофизика" (г. Мегион) состоит из 8 конструкций диаметром 1220 мм и 3 конструкций диаметром 1420 мм. Высота каждой конструкции (состоящей из двух вертикально расположенных друг над другом моделей горных пород) составляет 3500 мм, диаметр скважины – 195 мм. В емкости каждой конструкции располагаются две модели пластов пересеченных скважиной, которые разделены между собой перегородкой из портландцемента. Геометрические параметры каждой модели пласта, мм: по мощности - 1700, по радиусу – 1188 (16 шт.) и 1374 (5 шт.). Мраморный блок, являющийся моделью пласта с самой низкой пористостью имеет размеры: высота 2 м, длина 1,5 м, ширина 1,5 м.

Номенклатура и основные характеристики НМГП приведены в таблице 17.

Схема расположения насыпных моделей горных пород на метрологической площадке ПГО "Тюменьпромгеофизика" приведена на рис. 26. Внешний вид метрологической площадки во время и после строительства НМГП представлен на рис.27-28.

Номенклатура и основные характеристики насыпных моделей горных пород
для калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа

Модель пласта	Лито-тип модели пласта	Мощность пласта, м	Кп, %	Кнг, %	Состав модели пласта, размер фракции	Характер флюида	Объем флюида, м ³	Диаметр скважины, мм	Диаметр модели, м	Объем модели, м ³
МКВ-05	Карбонатная.	1,7	37,2 ± 0,4	0	Двухфракционная смесь мраморной крошки (1÷5) мм и (2÷5) мм	Пресная вода	0,670	195	1,22	1,800
МКН-03	Карбонатная.	1,68	35,5 ±0,8	100	Двухфракционная смесь мраморной крошки (1÷5) мм и (2÷5) мм	Дизельное топливо	0,632	195	1,22	1,800
МТН-02	Терригенная	1,7	23,2 ±0,3	100	Двухфракционная смесь кварцевой крошки (5÷10) мм и песка (0,25-0,5)мм	Дизельное топливо	0,418	195	1,22	1,800
МТН-01	Терригенная	1,7	17,55 ±0,35	100	Трехфракционная смесь кварцевой крошки (10-20) мм, (5-10) мм и песка (0,25-0,5)мм	Дизельное топливо	0,316	195	1,22	1,800
МТВ-06	Терригенная	1,7	-	-	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	-	-	195	1,22	1,800
МТВ-07	Терригенная	1,7	-	-	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	-	-	195	1,22	1,800
МТВ-03	Терригенная	1,7	33,0 ±0,4	0	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Пресная вода	0,594	195	1,22	1,800
МТВ-04	Терригенная	1,7	33,0 ±0,4	0	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Минерализованная вода - 18г/л	0,594	195	1,22	1,800
МТВ-02	Терригенная	1,7	23,3 ±0,4	0	Двухфракционная смесь кварцевой крошки (5÷10) мм и песка (0,25-0,5)мм	Пресная вода	0,419	195	1,22	1,800
МТВ-01	Терригенная	1,7	17,2 ±0,3	0	Трехфракционная смесь кварцевой крошки (10-20) мм, (5-10) мм и песка (0,25-0,5)мм	Пресная вода	0,310	195	1,22	1,800
МТНВ-01	Терригенная	1,7	31,90 ±0,35	10	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Этиловый спирт+ вода	0,594	195	1,22	1,800
МТНВ-02	Терригенная	1,7	33,3 ±0,4	25	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Этиловый спирт	0,594	195	1,22	1,800
МКН-02	Карбонатная	1,7	24,60 ±0,35	100	Трехфракционная смесь мраморной крошки (6÷10)мм, (1÷2)мм и (0,25÷1) мм	Дизельное топливо	0,443	195	1,22	1,800

Модель пласта	Лито- тип модели пласта	Мощ- ность пла- ста, м	Кп, %	Кнг , %	Состав модели пласта, размер фракции	Характер флюида	Объ- ем флю- ида, м3	Диа- метр сква- жины , мм	Диа- метр модели, м	Объ- ем модели, м3
МКН-01	Карбо- натная	1,7	15,0 ±0,3	100	Трехфракционная смесь мраморной крошки (10÷20)мм, (4÷6) мм и (0,25÷1)мм	Дизельное топливо	0,270	195	1,22	1,8
МТВ-05	Терри- генная	1,7	-	-	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	-	-	195	1,22	1,8
МТНВ- 03	Терри- генная	0,5- ниж- ний пласт	33,0 ±0,3	0	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Минерали- зованная вода(18г/л)	0,175	195	1,22	0,5296
	Терри- генная	0,65- сред- ний пласт	34,0 ±0,3	100	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Дизельное топливо	0,234	195	1,22	0,6885
	Терри- генная	0,45- верх- ний пласт	33,0 ±0,3	0	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Минерали- зованная вода(18г/л)	0,157	195	1,22	0,4767
МКВ-04	Карбо- натная	1,7	32,95 ±0,30	0	Двухфракционная смесь мраморной крошки (10÷20) мм и (1÷5) мм	Пресная вода	0,810	195	1,42	2,459
МКВ-03	Карбо- натная	1,65	23,9 ±0,3	0	Трехфракционная смесь мраморной крошки (5÷10) мм , (1-2) мм и (0,25-1)мм	Пресная вода	0,570	195	1,42	2,387
МТН-04	Терри- генная	1,7	31,9 ±0,2	100	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Дизельное топливо	0,784	195 (тол- щина гл.ко- рки - 3,25 см)	1,42	2,452
МТН-03	Терри- генная	1,63	33,80 ±0,25	10	Однофракционная - кварцевый песок (0,25-0,5)мм	Дизельное топливо	0,798	195 (тол- щина гл.ко- рки - 2,75 см)	1,42	2,358
МКВ-01	Карбо- натная	2	1,07 ±0,70	0	Мраморный блок (монолит)	остаточная вода	-	195	1,5 х 1,5 х 2 м	4,5
МКВ-02	Карбо- натная	1,4	14,65 ±0,30	0	Трехфракционная смесь мраморной крошки (10÷20)мм, (4÷6) мм и (0,25÷1)мм	Пресная вода	0,2925	195	1,42	1,997

Примечание:

1. Вещественный состав насыпных моделей горных пород (НМГП): МКВ-01,02,03,04,05 и МКН-01,02,03 – карбонатный; МТВ-01,02,03,04,05,06,07 и МТН-01,02,03,04 и МТНВ-01,02,03 – терригенный.

2. Размеры НМГП по радиусу: 1,2 м (16 моделей) и 1,4 м (6 моделей).

3. Размеры моделей горных пород по мощности: 1,7 м (20 моделей), 1,4 м (1 модель), мраморный блок (модель МКВ-01) имеет размер 1,5×1,5×2 м.

4. Конструкция ствола скважины: диаметр скважины 195 мм, материал имитатора ствола скважины (ИСС) – смесь портландцемента с мраморной крошкой. ИСС имеет гидрофобное покрытие. Зумпф имеет длину до 1000 мм.

5. Модели горных пород МКВ-01 и МКВ-02, объединенные в одну конструкцию являются основными моделями карбонатного ряда. Модель МКВ-01 представляет собой мраморный блок (монолит) размером 1,5×1,5×2 м с пробуренным сквозным отверстием, по диаметру совпадающим с диаметром скважины. Водонасыщенная пористость мраморного блока 1,07 %. Модель МКВ-02 имеет диаметр 1,4 м и представляет собой водонасыщенный пласт пониженной ($K_n=14,65$ %) пористости.

6. Модели горных пород МКВ-03 и МКВ-04 также являются основными насыпными моделями карбонатного ряда, имеют диаметр 1,4 м и представляют собой карбонатные водонасыщенные пласты средней ($K_n=23,9$ %) и высокой ($K_n=32,9$ %) пористости.

7. Модели МКН-03 и МКВ-05, объединенные в одну конструкцию позволяют оценить возможности определения водонефтяного контакта (ВНК) по данным ННК. Модель МКВ-05 моделирует водонасыщенный высокопористый карбонатный коллектор ($K_n=37,2$ %), а модель МКН-03 – нефтенасыщенный ($K_n=35,5$ %).

8. Модели горных пород МКН-02 и МКН-01 представляют собой нефтенасыщенные пласты карбонатного состава средней ($K_n=24,6$ %) и пониженной ($K_n=15$ %) пористости.

9. Модели горных пород МТВ-02 и МТВ-01 представляют собой водонасыщенные пласты терригенного состава средней ($K_n=23,3 \%$) и пониженной ($K_n=17,2 \%$) пористости.

10. Модели горных пород МТВ-03 и МТВ-04, объединенные в одну конструкцию представляют собой водонасыщенные высокопористые пласты терригенного состава с $K_n=33 \%$. Поровым заполнителем модели МТВ-03 является пресная вода, а поры модели МТВ-04 заполнены минерализованной водой Сенomanского горизонта ($C_{NaCl}=18$ г/л).

11. Высокопористые терригенные модели МТВ-05,06,07 временно не заполнены поровым флюидом.

12. Модели горных пород МТН-02 и МТН-01 представляют собой нефтенасыщенные пласты терригенного состава средней ($K_n=23,2 \%$) и пониженной ($K_n=17,56 \%$) пористости.

13. Модели горных пород МТН-04 и МТН-03, объединенные в одну конструкцию представляют собой высокопористые нефтенасыщенные пласты ($K_n=31,9$ и $33,8\%$) терригенного состава с несколько различающимися толщинами имитатора ствола скважины (ИСС). Толщина ИСС модели МТН-04 равна 3,25 см, а модели МТН-03– 2,75 см.

14. Модели горных пород МТНВ-01 и МТНВ-02 представляют собой высокопористые пласты ($K_n=33 \%$) терригенного состава с различным коэффициентом нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$). Заполнитель пор модели МТНВ-02– этиловый спирт ($K_{нг}=10 \%$), а модели МТНВ-02 - 50%-ый раствор этилового спирта с водой ($K_{нг}=25 \%$).

15. Модель горной породы МТНВ-03 служит для оценки возможностей выделения тонких продуктивных пластов нефти и оценки возможностей определения ВНК прибором нейтрон-нейтронного каротажа. МТНВ-03 содержит модели тонких терригенных пластов высокой пористости. Последовательность тонких пластов сверху вниз, их мощность и вещественный состав флюида: 0,45 м (минерализованная вода ($C_{NaCl}=18$ г/л)), 0,65 м (дизельное топливо $K_{нг}=100 \%$), 0,5 м (минерализованная вода ($C_{NaCl}=18$ г/л)).

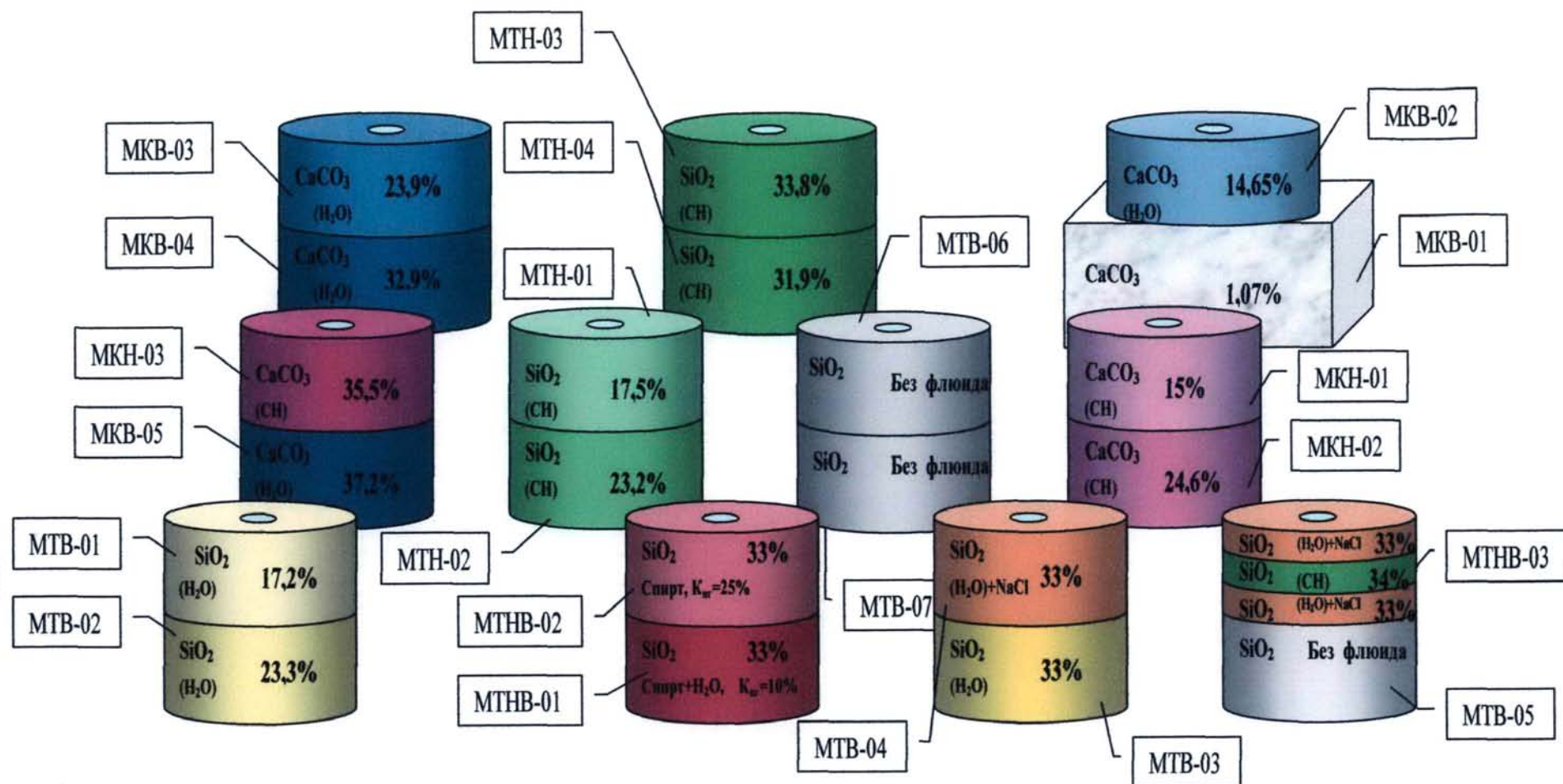


Рис. 26. Схема расположения комплекта насыпных моделей горных пород на метрологической площадке

Условные обозначения: в рамках указаны обозначения моделей; на моделях указан литотип (карбонатный- CaCO_3 , силикатный- SiO_2), коэффициент водонасыщенной пористости (%) и тип порового флюида (вода - H_2O , нефть - CH , минерализованная вода - $\text{H}_2\text{O} + \text{NaCl}$, спирт и его раствор с водой)



Рис. 27. Метрологическая площадка с моделями (во время строительства)



Рис. 28. Общий вид метрологической площадки после окончания строительства

3.5 Оценка однородности насыпных моделей горных пород и методика калибровки аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа

3.5.1 Порядок проверки насыпных моделей горных пород на однородность

Исследование неоднородности насыпных моделей горных пород (НМГП)

Большинство моделей горных пород, используемых при метрологическом обеспечении ГИС, имеют большие размеры и массу, вследствие чего значимой бывает неоднородность материала НМГП [51-52]. Составляющая погрешности аттестации за счет неоднородности материала НМГП либо нормируется отдельно, либо входит в общую погрешность аттестации [24].

Существует несколько способов оценки неоднородности материала НМГП [100]: по результатам лабораторных анализов образцов керна, полученных при бурении скважин в НМГП, либо проб, отобранных равномерно из объема модели в процессе ее изготовления, либо по данным измерений с помощью серийной скважинной аппаратуры. Наиболее представительной является оценка второго типа, так как она характеризует весь объем НМГП. Однако применима она лишь для моделей, приготовленных на основе монолитов и цементных смесей и не применима к моделям насыпного типа.

Определение неоднородности по образцам керна характеризует в основном неоднородность ближней зоны. Результаты трех типов оценок неоднородности могут значительно различаться, и будут совпадать для НМГП с высокой степенью однородности. Учитывая же конечную глубинность методов ГИС, наиболее отвечающим практическим задачам следует считать третий способ с использованием скважинной аппаратуры [24]. Скважинная аппаратура "интегрирует" измеряемую характеристику среды в пределах определенного объема, при этом происходит усреднение неоднородностей материала НМГП с "известной" весовой функцией при наибольшем вкладе информации от ближней зоны и наименьшей от периферийной части модели. Такой подход универсален и может быть рекомендован для всех типов НМГП.

Скважинная аппаратура при этом выступает в качестве компаратора с линейной градуировочной характеристикой в точке компарирования, вследствие чего относительная погрешность за счет неоднородности не зависит от градуировочного коэффициента.

Порядок проверки насыпных моделей на однородность

Нижеизложенная методика проверки НМГП на однородность распространяется на аппаратуру скважинную радиоактивного каротажа [3,4], реализующую метод нейтронного каротажа (СРК, ДНК, 2ННК-М), метрологические характеристики которых изложены в соответствующих нормативных документах (АХБ 2.807.024 ТО «Прибор скважинный радиоактивного каротажа комплексный термостойкий СРК», «Прибор скважинный двухзондового нейтронного каротажа малогабаритный ДНК-М», 2ННК-М 5.188.001 РЭ «Модуль скважинный двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа аппаратного комплекса МЕГА-Р 2ННК-М»).

Средства для проведения измерений

При проведении измерений должны быть использованы следующие средства [41,86,134]:

- Каротажная станция МЕГА-А;
- Калиброванный скважинный прибор стационарного нейтронного каротажа типа СРК, ДНК или 2ННК-М;
- Насыпные модели горных пород;
- Установка контрольно-поверочная нейтронного каротажа УП-НК по МУ 41-06-051-84, содержащая бак, заполненный пресной водой;
- База данных по метрологическому обеспечению МЕГА (БДМО МЕГА);
- Источник быстрых нейтронов плутоний-берилевый типа ИБН8-5 (ТУ 95.504-83) с потоком нейтронов до $1 \cdot 10^7 \text{ с}^{-1}$ (ИИИ);
- Защитное устройство (контейнер) с толщиной парафиновой защиты не менее 150 мм;

- Эквивалент кабеля ЭК-1, имитирующий длину кабеля - 1000 м;

Требования безопасности

При проведении измерений должны быть учтены требования безопасности, изложенные в техническом описании и инструкции по эксплуатации соответствующей аппаратуры, а также требования, изложенные в инструкциях [111,128], N 24-Г “О порядке проведения, учету и хранению, обращению с ИИИ” и “ По предупреждению радиационных аварий и ликвидации последствий” N 25-Г.

При выполнении работ с источниками ионизирующих излучений необходимо пользоваться соответствующими защитными контейнерами, манипуляторами, захватами и другими инструментами и приспособлениями, предназначенными для уменьшения дозы облучения, получаемой персоналом.

Условия проведения измерений

При проведении измерений должны быть соблюдены следующие условия [53]:

- Температура окружающей среды (25 ± 10) °C
- Атмосферное давление ($101,3 \pm 4$) кПа.
- Относительная влажность воздуха (60 ± 15) %
- Электрическое напряжение переменного тока ($220 \pm 4,4$) В.
- Частота переменного тока ($50 \pm 0,5$) Гц.

Определение метрологических характеристик должно проводиться не ранее, чем через 15 минут после включения аппаратуры, а продолжительность измерений не должна превышать времени непрерывной работы аппаратуры, указанного в соответствующей инструкции по эксплуатации.

Требования к квалификации персонала

К проведению измерений, связанных с использованием источника ионизирующих излучений, допускаются лица, отнесенные к персоналу в соответствии с «Основными санитарными правилами обеспечения

радиационной безопасности ОСПОРБ-99», из числа инженерно-технических работников, имеющих допуск к работе с источниками ионизирующих излучений, имеющих профессиональную подготовку и соответствующее удостоверение.

Операции с использованием источников ионизирующих излучений должны выполняться таким образом, чтобы время, затрачиваемое на их проведение, было минимальным.

Проведение измерений

При проведении измерений на насыпных моделях горных пород должны быть выполнены следующие операции: внешний осмотр, опробование и определение метрологических характеристик.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие выбранного скважинного прибора требованиям комплектности аппаратуры, прилагаемой к ней документации, должны отсутствовать дефекты покрытий уплотняющих поверхностей и т.д.

На этапе опробования подсоединяется кабельный наконечник к головке эталонного скважинного прибора, затем включается аппаратура в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации. Далее контейнер с ИИИ устанавливается вблизи блока детектирования скважинного прибора. После того, как оператор убедится в наличии импульсов с прибора, последний следует выключить.

На этапе определения метрологических характеристик НМГП следует проделать нижеизложенные операции в следующем порядке:

- Установить ИИИ в калиброванный скважинный прибор со стабильными характеристиками (далее - скважинный прибор).
- Опустить скважинный прибор с установленным источником нейтронов в бак с пресной водой так, чтобы источник нейтронов находился на глубине 1,5 – 2 м от поверхности воды.
- Включить питание скважинного прибора.

- Провести измерение по каналу малого ННКмз и большого ННКбз зондов в режиме имитации глубин в течение 2,5 – 3 минут. Для скважинной аппаратуры с импульсной телеметрией измерения выполнять при $\tau = 1,68$ с.
- Считать средние значения ННКмз-в и ННКбз-в.
- Поднять скважинный прибор с помощью тельфера из бака с водой, подвести к выбранной конструкции, состоящей из двух моделей горных пород, расположенных вертикально друг над другом (далее – конструкции).
- Опустить прибор в скважину конструкции на глубину 70 см от источника нейтронов до верхней кромки конструкции. Плотно прижать скважинный прибор к стенке скважины с помощью децентратора.
- Провести измерение на точке по каналу малого ННКмз и большого ННКбз зондов в режиме имитации глубин в течение 2,5 – 3 минут, с шагом 0,1 м. Для скважинной аппаратуры с импульсной телеметрией измерения выполнять при $\tau = 1,68$ с.
- Провести измерения с шагом 0,1 м в интервале глубин 70-160 см для модели горной породы, расположенной в верхней части конструкции и в интервале глубин 230-310 см для модели горной породы, расположенной в нижней части конструкции с записью данных по каналам малого ННКмз и большого ННКбз зонда.
- Аналогичные измерения провести на всех моделях горных пород в соответствующих интервалах глубин.
- Вычислить среднее значение по каналам ННКмз, ННКбз в каждой точке для всех моделей горных пород.
- Перевести значения ННКмз, ННКбз, относительного параметра ОП в условные единицы по формулам:

$$\text{ННКмз(усл.ед)} = \text{ННКмз(имп/мин)} / \text{ННКмз-в(имп/мин)};$$

$$\text{ННКбз(усл.ед)} = \text{ННКбз(имп/мин)} / \text{ННКбз-в(имп/мин)};$$

$$\text{ОП(усл.ед)} = \text{ННКмз(усл.ед)} / \text{ННКбз(усл.ед)}.$$

- Для каждой модели пласта построить график зависимости значений ОП(усл.ед), ННКмз(усл.ед), ННКбз(усл.ед) от глубины расположения источника нейтронов скважинного прибора в стволе скважины модели;

После этого измерительная часть проверки насыпных моделей на однородность заканчивается. Проверка моделей на однородность произведена при участии ведущего специалиста Института испытаний и сертификации минерального сырья при УГГГА Сарвартинова Ильяса Динамовича.

3.5.2 Экспериментальная оценка краевых эффектов и выделение “рабочего интервала” каждой модели горной породы

Для каждой модели горной породы по построенному графику необходимо выделить “рабочий интервал”, т.е. интервал модели, в котором впоследствии будет калиброваться рабочая аппаратура нейтронного каротажа [73]. В “рабочем интервале” модели должно отсутствовать влияние краевых эффектов не менее чем на 95 %. Оценка погрешностей аттестации градуировочной модели должна выполняется при доверительной вероятности $P = 0,95$ с тем, чтобы обеспечить некоторый запас по точности, необходимый для эталонных средств измерений [84].

На рис. 29, в качестве примера, приведены результаты проверки на однородность насыпных моделей горных пород МТН-02 (состав – терригенный, насыщение пор – дизтопливо, водонасыщенная пористость 23,2%) и МТН-01 (состав – терригенный, насыщение пор – дизтопливо, водонасыщенная пористость 17,55 %). Насыпная модель МТН-02 находится в нижней части конструкции, а модель МТН-01 – в верхней части конструкции. Измерения проводились калиброванной скважинной аппаратурой типа СРК со стабильными характеристиками. Длина малого и большого зондов прибора составляет, соответственно, 25,8 и 50,8 см. Интервал исследования однородности моделей МТН-01 и МТН-02 в этой конструкции составляет от 50 до 320 см.

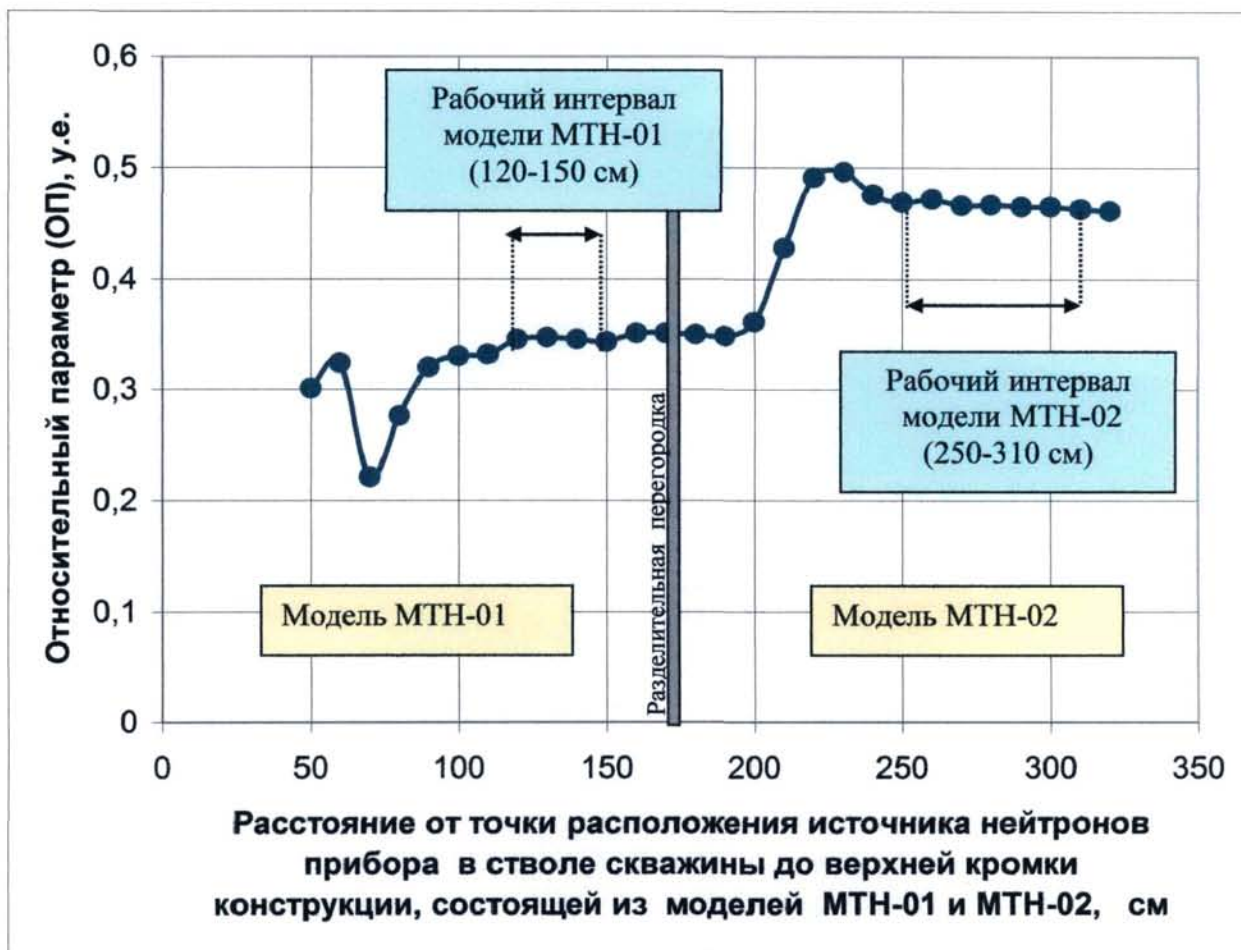


Рис. 29 Результаты проверки на однородность насыпных моделей горных пород МТН-01 (состав – терригенный, насыщение пор – дизтопливо, водонасыщенная пористость 17,55 %) и МТН-02 (состав – терригенный, насыщение пор – дизтопливо, водонасыщенная пористость 23,2 %)

Первоначальное положение прибора в стволе скважины моделей при проведении измерений: детектор большого зонда расположен напротив верхней кромки конструкции, а источник соответственно погружен в ствол скважины на глубину 50 см. Исследование моделей МТН-01 и МТН-02 на однородность осуществлялось с шагом 10 см вплоть до глубины 320 см (общая высота конструкции из двух моделей горных пород составляет 350 см).

На рис. 29 показана зависимость, полученного в результате измерений относительного параметра ОП от глубины расположения источника нейтронов в стволе скважины конструкции. Кривая зависимости имеет

ступенчатообразную форму с некоторыми флюктуациями, обусловленными влиянием краевых эффектов.

Влияние границы раздела «модель – воздух» для модели МТН-01 при регистрации тепловых нейтронов детектором большого зонда отмечается вплоть до погружения детектора большого зонда прибора в скважину модели на глубину 50 см (соответственно, глубина источника - 100 см). Влияние краевых эффектов для модели МТН-02 от границы “модель – пол метрологической площадки” также составляет несколько десятков сантиметров, т.е. при исследованиях на однородность моделей, расположенных в нижней части конструкции, начиная с глубины 310-320 см (положение источника нейтронов скважинного прибора) уже ощущается влияние указанной границы.

На рисунке также четко прослеживается зона влияния краевых эффектов от границы “модель МТН-01 – модель МТН-02”.

На рисунке выделен “рабочий интервал” для каждой насыпной модели горной породы, характеризующийся отсутствием краевых эффектов не менее, чем на 95 %. Условно принято, что отклонение значений относительного параметра (ОП) точек “рабочего интервала” не должно превышать их среднего арифметического значения более чем на 5 %. Таким образом, ширина “рабочего интервала” для модели МТН-01 составляет 30 см, а для модели МТН-02 – 60 см.

Как показал опыт исследования на однородность насыпных моделей горных пород, между шириной “рабочего интервала” и значением водонасыщенной пористости модели существует пропорциональная зависимость: чем меньше водонасыщенная пористость, тем шире зона влияния краевых эффектов и, следовательно, уже длина “рабочего интервала” модели. Это объясняется тем, что длина замедления быстрых и длина диффузии тепловых нейтронов закономерно уменьшается с увеличением водонасыщенной пористости насыпных моделей горных пород.

Ниже представлена таблица 18, в которой приведен диапазон “рабочего интервала” для каждой насыпной модели горной породы (расстояние указано от точки расположения источника нейтронов прибора в стволе скважины до верхней кромки соответствующей конструкции). В зависимости от водонасыщенной пористости ширина “рабочего интервала” моделей горных пород меняется от 30 до 50 см. Так, например, у высокопористых насыпных моделей ширина указанного интервала составляет 40-50 см, среднепористые модели характеризуются шириной интервала от 30 до 40 см, у моделей пониженной пористости “рабочий интервал” минимален и не превышает 30 см.

Таблица 18

Данные экспериментального определения ширины “рабочего интервала” для каждой исследованной модели горной породы

Условный номер конструкции	Наименование модели горной породы	Измеренное значение водонасыщенной пористости, %	“Рабочий интервал” модели, см
№1	МКВ-05	37,2	250-300
	МКН-03	35,5	90-130
№2	МТН-02	23,2	250-310
	МТН-01	17,55	120-150
№3	МТВ-04	33	260-300
	МТВ-03	33	120-150
№4	МТВ-02	23,3	280-310
	МТВ-01	17,2	120-150
№5	МКН-02	24,6	240-270
	МКН-01	15,0	110-140
№6	МКВ-04	32,94	250-300
	МКВ-03	23,9	100-140
№7	МТН-04	31,9	260-300
	МТН-03	33,8	100-140
№8	МКВ-01	1,07	220-270
	МКВ-02	14,65	90-120

3.5.1 Градуировочная характеристика для аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа

Каждая насыпная модель горной породы промерялась калиброванной скважинной аппаратурой типа СРК и 2ННК-М со стабильными характеристиками. Перед тем как построить градуировочную зависимость относительного параметра от водонасыщенной пористости, в “рабочем интервале” для каждой модели горной породы рассчитывается среднее значение, полученного в результате измерений аппаратурой СРК и 2ННК-М относительного параметра ($ОП$), по формулам:

$$ОП_{ср}(СРК) = \frac{\sum_{i=1}^n ОП_{срк_i}}{n},$$

$$ОП_{ср}(2ННК) = \frac{\sum_{i=1}^n ОП_{2ннк_i}}{n},$$

$$ОП_{ср} = (ОП_{ср}(СРК) + ОП_{ср}(2ННК))/2$$

где $ОП_{ji}$ – значение относительного параметра в i -ой точке “рабочего интервала” модели горной породы, измеренного определенным типом скважинной аппаратуры (j);

n – количество точек с шагом 10 см в “рабочем интервале” модели горной породы;

$ОП_{ср}$ – среднее значение относительного параметра в “рабочем интервале” каждой модели горной породы по данным измерений аппаратурой СРК и 2ННК-М.

Далее для аппаратуры нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) строятся градуировочные зависимости относительного параметра ($ОП_{ср}$) от водонасыщенной пористости (K_n), полученные на насыпных моделях горных пород различного состава (карбонатный, терригенный) и для различного типа порового флюида (вода, дизтопливо).

На рисунках 30-32 представлены градуировочные зависимости относительного параметра $OP_{ср}$ от водонасыщенной пористости для аппаратуры ННК, полученные на моделях карбонатного ряда (рис. 30), терригенного ряда (рис. 31) и сводная градуировочная зависимость на карбонатных и терригенных моделях (рис. 32).

На рис.30 представлены градуировочные зависимости для аппаратуры ННК на карбонатных водонасыщенных и нефтенасыщенных моделях. Для сравнения приведена градуировочная характеристика, полученная с использованием имитатора пористого пласта (ИПП), изготовленная Цирульниковым В.П. (ГНЦ ВНИИГеосистем). Все три градуировочные прямые располагаются на поле графика параллельно друг к другу. Градуировочная зависимость, построенная по карбонатным нефтенасыщенным моделям, лежит на поле графика несколько выше зависимости, полученной по карбонатным водонасыщенным моделям.

На рис. 31 представлены градуировочные зависимости для аппаратуры ННК, построенные по терригенным водонасыщенным и нефтенасыщенным моделям. Для сравнения также приведена градуировочная характеристика, полученная с использованием имитатора пористого пласта (ИПП) Цирульникова В.П. В области высоких значений водонасыщенной пористости (K_n) градуировочная зависимость, построенная по терригенным нефтенасыщенным моделям лежит на поле графика несколько выше зависимости по терригенным водонасыщенным моделям, в области средних значений K_n (23-27 %) линии сближаются друг к другу, а в области пониженных значений K_n (17-18 %) обе линии сливаются в одну.

На рис.32 приведена сводная градуировочная зависимость относительного параметра от водонасыщенной пористости, построенная по карбонатным и терригенным насыпным моделям горных пород.

Как видно из рисунков, полученные градуировочные зависимости отвечают всем аналитическим свойствам градуировочного графика [124]:

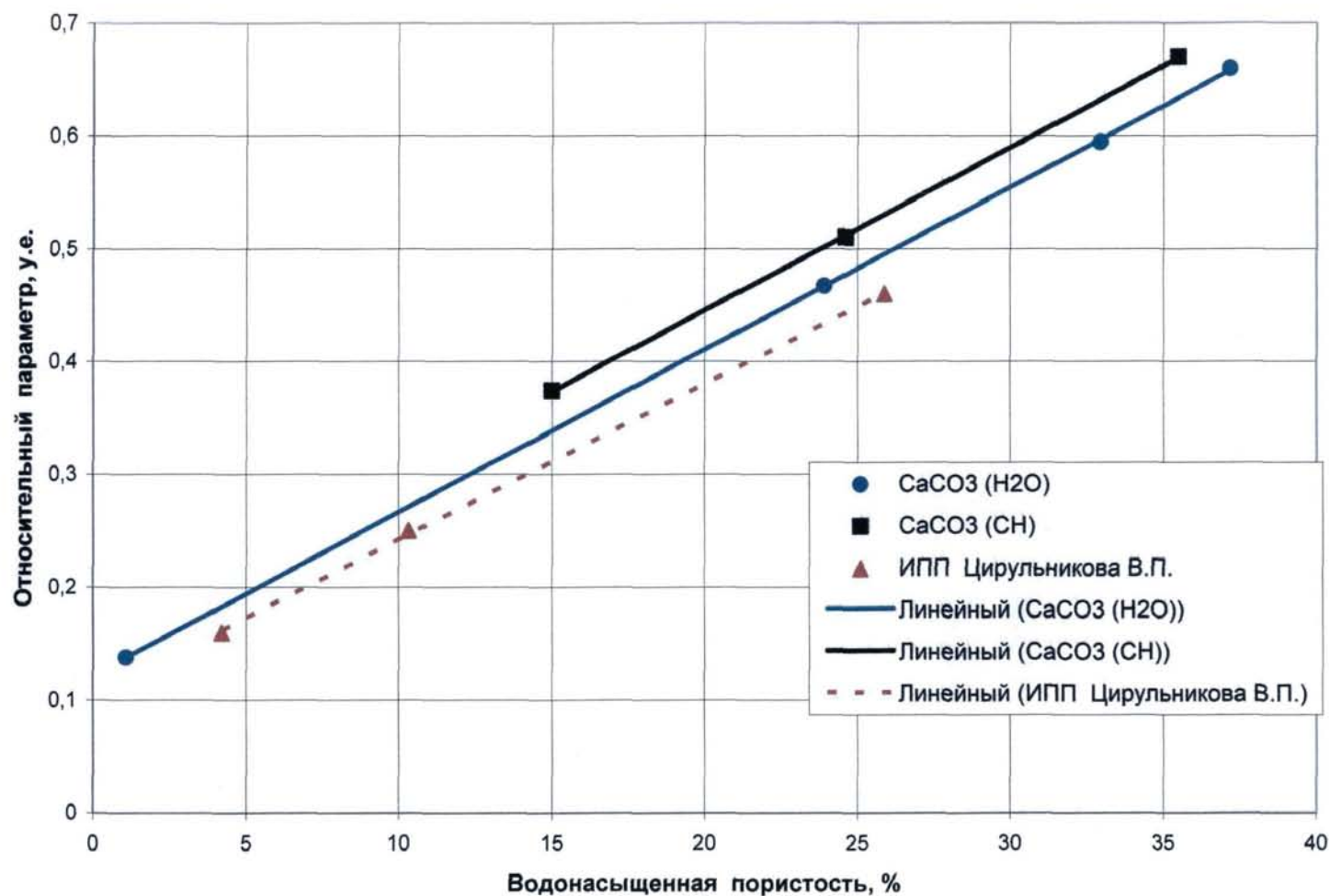


Рис.30. Градуировочная зависимость относительного параметра от водонасыщенной пористости для аппаратуры стационарного ННК, построенная по карбонатным насыпным моделям горных пород

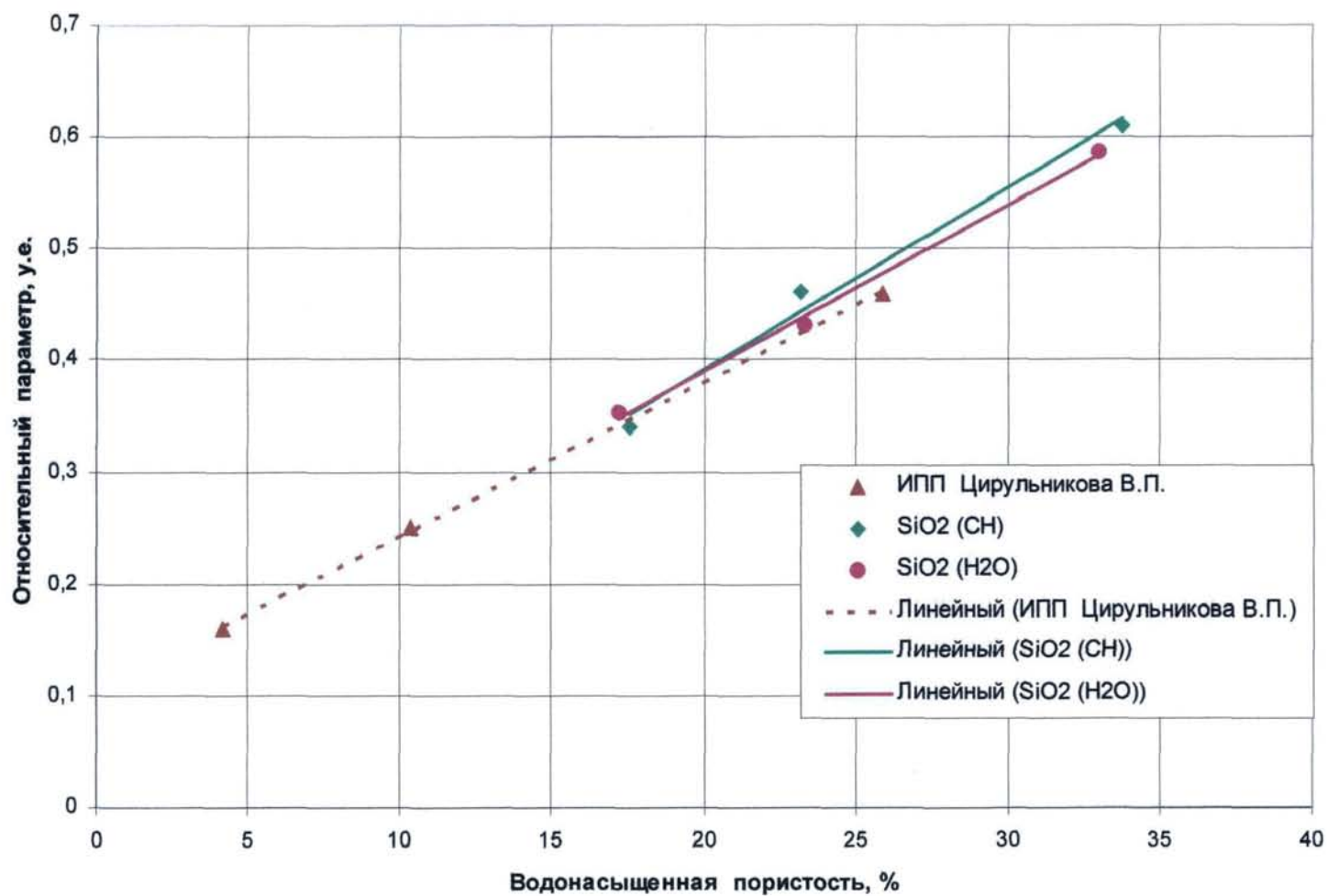


Рис.31 Градуировочная зависимость относительного параметра от водонасыщенной пористости для аппаратуры стационарного ННК, построенная по терригенным насыпным моделям горных пород

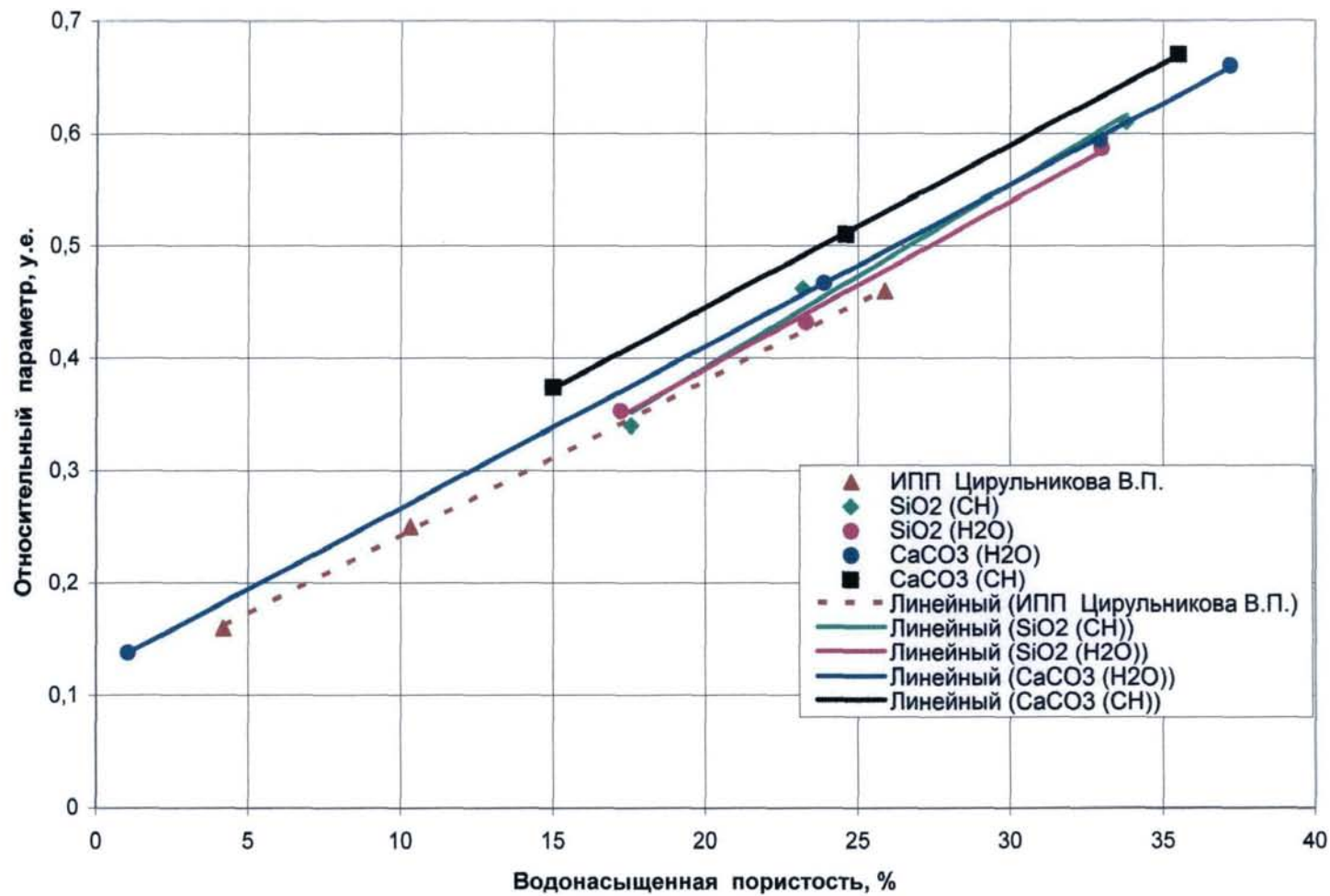


Рис.32. Сводная градуировочная зависимость относительного параметра от водонасыщенной пористости для аппаратуры стационарного ННК, построенная по карбонатным и терригенным насыпным моделям горных пород

1. Монотонность. На полученных градуировочных графиках значение водонасыщенной пористости при изменении относительного параметра меняется монотонно: при увеличении водонасыщенной пористости монотонно увеличивается измеренное значение относительного параметра. Монотонный градуировочный график необходим для получения однозначных результатов при решении задач интерпретации любого геофизического метода.

2. Гладкость. Градуировочные зависимости для каждого литотипа и водонасыщенности не имеют разрывов.

3. Линейность. Полученные градуировочные зависимости являются прямыми линиями, так как линейная зависимость из всех является наиболее простой и удобной для решения задач интерпретации ГИС.

Расчет абсолютной погрешности аттестованного значения водонасыщенной пористости K_n

Абсолютная погрешность определения аттестованного значения водонасыщенной пористости (ΔK_n) каждой модели пласта за счет осреднения величины относительного параметра в “рабочем интервале” определяется по формуле:

$$\Delta K_n = \frac{K_{n-изм} \cdot (2,8 + 1,6 \cdot (40 / K_{n-изм} - 1))}{100}.$$

Отсюда аттестованное значение водонасыщенной пористости ($K_{n-атт}$) каждой модели пласта представляется в виде:

$$K_{n-атт} = K_{n-изм} \pm \Delta K_n$$

где $K_{n-атт}$ – аттестованное значение водонасыщенной пористости пласта;

$K_{n-изм}$ – значение водонасыщенной пористости, полученное методом приготовления насыпной модели пласта;

ΔK_n – абсолютная погрешность водонасыщенной пористости за счет осреднения величины относительного параметра в “рабочем интервале”.

В таблице 19 приведены метрологические характеристики для каждой исследованной насыпной модели горной породы, включая аттестованное значение водонасыщенной пористости и “рабочий интервал”.

Таблица 19

Метрологические характеристики насыпных моделей горных пород

Условный номер конструкции	Наименование модели горной породы	Литотип модели горной породы	Характер флюида	Коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг}$, %	Аттестованное значение водонасыщенной пористости, $K_{п}$, %	“Рабочий интервал” модели, см
№1	МКВ-05	Карбонатная	Вода	0	$37,2 \pm 1,1$	250-300
	МКН-03	Карбонатная	Дизтопливо	100	$35,5 \pm 1,1$	90-130
№2	МТН-02	Терригенная	Дизтопливо	100	$23,2 \pm 0,9$	250-310
	МТН-01	Терригенная	Дизтопливо	100	$17,55 \pm 0,9$	120-150
№3	МТВ-04	Терригенная	Минер-я. вода	0	$33 \pm 1,0$	260-300
	МТВ-03	Терригенная	Вода	0	$33 \pm 1,0$	120-150
№4	МТВ-02	Терригенная	Вода	0	$23,3 \pm 0,9$	280-310
	МТВ-01	Терригенная	Вода	0	$17,2 \pm 0,8$	120-150
№5	МКН-02	Карбонатная	Дизтопливо	100	$24,6 \pm 0,9$	240-270
	МКН-01	Карбонатная	Дизтопливо	100	$15,0 \pm 0,8$	110-140
№6	МКВ-04	Карбонатная	Вода	0	$32,94 \pm 1,0$	250-300
	МКВ-03	Карбонатная	Вода	0	$23,9 \pm 0,9$	100-140
№7	МТН-04	Терригенная	Дизтопливо	100	$31,9 \pm 1,0$	260-300
	МТН-03	Терригенная	Дизтопливо	100	$33,8 \pm 1,0$	100-140
№8	МКВ-01	Карбонатная	Остат-я. вода	0	$1,07 \pm 0,7$	220-270
	МКВ-02	Карбонатная	Вода	0	$14,65 \pm 0,8$	90-120

Как видно из таблицы предел абсолютной погрешности аттестованного значения водонасыщенной пористости меняется в диапазоне от 0,7 до 1,1 %. За счет неоднородности насыпных моделей предел абсолютной погрешности аттестованного значения $K_{п}$ для высокопористых моделей не превышает 1,1 %, для среднепористых моделей – 0,9 %, для низкопористых моделей – 0,8 % и для мраморного блока – 0,7 %.

3.5.4 Методика калибровки аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа на насыпных моделях горных пород

Настоящая методика калибровки скважинной аппаратуры распространяется на скважинные приборы радиоактивного каротажа типа СРК, ДНК, 2ННК-М, метрологические характеристики которых изложены в соответствующих нормативных документах.

Технические средства проведения измерений, требования безопасности, условия измерений и требования к квалификации персонала при проведении калибровочных работ на насыпных моделях горных пород подробно изложены в п. 3.5.1. Ниже рассмотрена непосредственно процедура калибровки аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) и оценка качества измерений на насыпных моделях горных пород.

Технология определения метрологических характеристик калибруемой аппаратуры

Перед проведением калибровки рабочей аппаратуры ННК на насыпной модели горной породы (НМГП) должны быть выполнены процедуры опробования и внешнего осмотра согласно п.3.5.1.

Непосредственно калибровка аппаратуры ННК предполагает выполнение нижеизложенных операций в следующем порядке:

- Установить ИИИ в испытываемый скважинный прибор (далее - скважинный прибор).
- Опустить скважинный прибор с установленным источником нейтронов в бак с пресной водой так, чтобы источник нейтронов находился на глубине 1,5 – 2 м от поверхности воды.
- Включить питание скважинного прибора.
- Провести измерение по каналу малого ННКмз и большого ННКбз зондов в режиме имитации глубин в течение 2,5 – 3 минут. Для

скважинной аппаратуры с импульсной телеметрией измерения выполнять при $\tau=1,68$ с.

- Вычислить среднее значение показаний в воде по каналам *ННКмз.в*, *ННКбз.в*.
- Поднять скважинный прибор с помощью тельфера из бака с водой, подвести к выбранной модели.
- Опустить прибор в скважину выбранной модели горной породы и установить зондовую часть прибора в “рабочем интервале” модели, который указан в паспорте каждой НМТП. Плотнo прижать скважинный прибор к стенке скважины модели с помощью децентратора.
- Провести измерение в любой точке “рабочего интервала” модели по каналу малого ННКмз и большого ННКбз зондов в режиме имитации глубин в течение 2,5 – 3 минут. Для скважинной аппаратуры с импульсной телеметрией измерения выполнять при $\tau=1,68$ с.
- Вычислить среднее значение по каналам ННКмз, ННКбз в точке модели горной породы.
- Провести 2-3 измерения в точках “рабочего интервала” модели с шагом 0,1 м и вычислить среднее значение по 2-3 точкам *ННКмз.сред* и *ННКбз.сред*;
- Аналогичные измерения следует провести скважинным прибором не менее чем в трех моделях горных пород различной водонасыщенной пористости, но одного литотипа и с одним типом флюида;

Оценка качества проведения калибровки

Обработка результатов проведения измерений на каждой модели горной породы начинается с перевода значений *ННКмз.сред*, *ННКбз.сред* в условные единицы относительного параметра $ОП_{изм}$ (усл.ед) по формуле:

$$ОП_{изм}(усл.ед) = \frac{ННКмз.сред / ННКмз.в}{ННКбз.сред / ННКбз.в},$$

где – $ННК_{мз.в}$ – скорость счета тепловых нейтронов в баке с водой по малому зонду (имп/мин);

$ННК_{бз.в}$ - скорость счета тепловых нейтронов в баке с водой по большому зонду (имп/мин);

$ННК_{мз.сред}$ - скорость счета тепловых нейтронов в модели горной породы по малому зонду (имп/мин);

$ННК_{бз.сред}$ - скорость счета тепловых нейтронов в модели горной породы по большому зонду (имп/мин).

Далее, в зависимости от того, на каких моделях пластов проводилась калибровка (литотип, тип флюида) выбирается нужная эталонная градуировочная характеристика - зависимость водонасыщенной пористости моделей ($K_{n-амм}$) от относительного параметра $ОП$, измеренного калиброванным скважинным прибором со стабильными характеристиками.

С выбранной градуировочной зависимости, по измеренному значению относительного параметра $ОП_{изм}$ снимается измеренное значение водонасыщенной пористости $K_{n-изм}$.

Абсолютная погрешность измерения водонасыщенной пористости равна:

$$\Delta = K_{n-амм} - K_{n-изм} (\%).$$

$$\text{В случае если выполняется неравенство } \Delta \leq \frac{K_{n-изм} \cdot \left(3,7 + 2,1 \cdot \left[\frac{40}{K_{n-изм}} - 1 \right] \right)}{100},$$

то результаты калибровки рабочей аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа считаются положительными, а прибор признается ГОДНЫМ и ДОПУСКАЕТСЯ к применению в качестве геофизического средства измерения. В противном случае скважинный прибор бракуется и подлежит ремонту, настройке и последующей калибровке.

Заключение

В диссертационной работе решена актуальная научно-производственная задача по созданию насыпных моделей горных пород карбонатного и силикатного составов с расширенным диапазоном значений аттестуемых характеристик в целях повышения эффективности калибровки аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа.

Созданные новые насыпные модели пористости с различным минералогическим составом (песчаник, известняк) и насыщением (пресная вода, минерализованная вода, нефть) позволят повысить точность измерений водонасыщенной пористости пластов горных пород на нефтегазовых месторождениях и могут успешно применяться геофизическими предприятиями Западно-Сибирского региона для калибровки скважинной аппаратуры стационарного нейтрон-нейтронного каротажа.

Основные научные и практические результаты проведенных автором исследований заключаются в следующем:

- Использование в качестве математического аппарата для расчета параметров переноса нейтронов в средах различного состава двухгрупповой диффузионной теории переноса нейтронов дало достаточно точные и достоверные для практических целей результаты. Несмотря на то, что диффузионная теория переноса нейтронов характеризуется достаточной простотой математического аппарата, результаты расчета параметров переноса нейтронов близки с данными других авторов [24,79].

- Численная оценка в диффузионном приближении краевых эффектов на моделях конечных размеров хорошо увязывается с экспериментальными данными. Этот факт свидетельствует о возможности применения диффузионного приближения для обоснования минимальных размеров насыпных моделей горных пород.

- При изготовлении насыпных моделей горных пород автором использован остроугольный сертифицированный насыпной материал карбонатного и силикатного состава, что позволило смоделировать пористость во всем диапазоне измерения аппаратуры стационарного нейтронного каротажа. Оптимальные результаты моделирования водонасыщенной пористости легли в основу создания комплекса насыпных моделей горных пород.

- Созданный комплекс образцов представляет собой модели пористых пластов карбонатного и силикатного составов, максимально воспроизводящие условия измерений в нефтегазовых скважинах. Влияние краевых эффектов в моделях горных пород исключено не менее чем на 95 %.

- Комплекс насыпных моделей основных литотипов горных пород (карбонатного и терригенного составов) по погрешности измерений не уступает базовым калибровочным устройствам нейтронного каротажа, которые используются некоторыми метрологическими Центрами [2].

- Созданные насыпные модели горных пород с открытым стволом скважины представляют собой основу технического оснащения Уральского испытательного центра геофизической продукции (Уралгеостандарт) и предназначены для эффективного использования в целях метрологического обеспечения работ геофизических предприятий Уральского и Западно-Сибирского регионов.

Полученные в результате исследовательской работы выводы, отвечают поставленным перед нами задачам и, в целом, определяют успешность проделанной работы.

Перспективными направлениями при изготовлении аналогичных моделей пористых пластов являются следующие моменты:

1. Рекомендуется использование при создании насыпных моделей горных пород окатанного сертифицированного насыпного материала в целях снижения неоднородности материала моделей и сокращения

трудозатрат на их изготовление. К тому же использование окатанных частиц, взамен остроугольных позволит несколько снизить значение водонасыщенной пористости при создании насыпных моделей пониженной пористости ($K_n=12-15\%$).

2. Для повышения качества измерений необходимо расширение “рабочего интервала” моделей, за счет увеличения высоты моделей горных пород до 2 м (особенно для моделей пониженной пористости).
3. Необходимо также воспроизведение в моделях различных параметров пластов и скважины – концентрация элемента, мощность пласта, плотность и пористость породы, диаметр скважины и т.д.

Библиографический список

1. Аксельрод С.А., Блюменцев А.М., Даневич В.И. и др. Метрологическое руководство по проведению ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных. ВНИИЯГТ. М., 1988.
2. Аппаратура ДРСТ. Каналы ННК-Т и НГК (методическая инструкция по поверке МИ 78). М., 1978. – 24 с.
3. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований скважин. Справочник/ А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челькьян.- М.: Недра, 1987.- 263 с.
4. Аппаратура многозондового нейтронного каротажа/ Я.Н. Басин, А.М. Блюменцев, В.С. Месропян и др. – В кн.: Изотопы в СССР.-М.: Атомиздат, 1978. - С. 5-10.
5. Артемьев Б.Г., Голубев С.М. Справочное пособие для работников метрологических служб.- М.: Изд-во стандартов, 1986. – 350 с.
6. Атлас эффективных нейтронных сечений элементов. -М.: Из-во АН СССР, 1955. - 260 с.
7. Барсуков О.А., Блинова Н.М., Выборных С.Ф. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых месторождений. - М.: ГТТИ, 1958. – 314 с.
8. Бекурц К., Виртц К. Нейтронная физика. — М.: Атомиздат, 1968. — 456 с.
9. Березовский Н.С., Калистратов Г.А., Писарев С.В. Структура метрологической службы геофизических предприятий //Метрол. обесп. геофиз. иссл. скв-н. М., 1983. - С.10-16.
10. Беспалов Д.Ф., Блюменцев А.М., Дылюк А.А. Система метрологического обеспечения измерений потоков быстрых нейтронов скважинных нейтронных генераторов // Геофиз. ап-ра. - Ленинград, 1981. №74. – С. 118-123.
11. Блюменцев А.М. Научно-методические и организационно-технические основы метрологического обеспечения геофизических измерений в скважинах // Изв. Высш. Учеб. заведений. Геология и геофизика, 1992.- Вып. 6.

12. Блюменцев А.М. и др. Принципы метрологического обеспечения гамма-каротажа на нефтяных месторождениях: Сб. «Ядерно-физические методы элементного анализа при поисках и разведке нефти и газа». Тр. ВНИИЯГТ. М., 1985.
13. Блюменцев А.М., Богданович Л.Е., Дылюк А.А. Лабораторная поверочная установка скважинных генераторов нейтронов //Скваж. ядер.-геофиз. апп-ра с управляем. источниками излуч. М., 1978. - С. 56-64.
14. Блюменцев А.М., Голубь С.Г., Дзедань И.П., Кузнецов О.Л., Ягодов Г.Н. Разработка методов и средств метрологического обеспечения аппаратуры акустического каротажа скважин //Изуч. горн. пород акуст. Методом. М., 1978. - С. 50-59.
15. Блюменцев А.М., Гулин Ю.А., Лобанков В.М. Состояние и перспективы развития метрологического обеспечения аппаратуры НК: Тез. докл. Всесоюзной научно-технической конференции (Геофизическое приборостроение и метрологическое обеспечение геофизических работ). - Л.: 18-22 апреля 1982. - С.73-74.
16. Блюменцев А.М., Дылюк А.А., Мельчук Б.Ю. и др. Система метрологического обеспечения измерений с аппаратурой импульсного нейтронного каротажа: Сб. атомной Науки и Техники. - 1989. - Вып.2(39).
17. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин.- Москва, «Недра», 1991. - 260 с.
18. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М. Перспективы использования стандартных образцов при ГИС на нефтегазовых месторождениях //Ядер. геофиз. при поисках и разв. мест нефти и газа. М., 1981. – С. 100-107.
19. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Цирульников В.П. Структура метрологического обеспечения информационно-измерительной системы ГИС // Соверш. методов апп-ры и технол. геофиз. иссл., испыт. и контроля нефтегазоразв. скв-н. - М., 1987. - С. 110-117.

20. Блюменцев А.М., Козыряцкий Н.Т., Лебедев В.В. и др. Контрольно-поверочная скважина. Создание, аттестация, применение. Общие положения МУ 41-06-112-89. ВНИИгеоинформсистем. М., 1990.
21. Блюменцев А.М., Лухминский Б.Е., Мельчук Б.Ю., Панов И.В. Многогрупповая библиотека ядерных констант для ядерно-геофизических расчетов (версия Б-2). – М.: ВНИИЯГТ, 1976.
22. Блюменцев А.М., Лухминский Б.Е., Якушева Л.М. Оценка нейтронных параметров гетерогенных моделей горных пород методами математического моделирования// Регион. развед. и промысл. геофизика: Экспресс-информация. ВИЭМС, 1978. - Вып.20. - С. 18-27.
23. Блюменцев А.М., Мельчук Б.Ю. Применение СО состава в качестве носителей стандартных значений нейтронных и гамма-параметров природных сред: Материалы III Всесоюзного совещания по метрологии нейтронного излучения на реакторах и ускорителях. – 1983. - Т.1. - С. 93-98.
24. Блюменцев А.М., Мельчук Б.Ю. Стандартные образцы состава и свойств горных пород для метрологического обеспечения геофизических исследований в скважинах/Разведочная геофизика. Обзор. - М., 1985.- 45 с.
25. Блюменцев А.М., Мельчук Б.Ю., Цейтлин В.Г. Система метрологического обеспечения ИНК/ //Межд. науч. конф. “Геоф. и совр. мир”, [Москва], 9-13 авг., 1993: Сб. реф. докл. М., 1993.- С. 362.
26. Блюменцев А.М., Стогов В.В., Цейтлин В.Г., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение волнового акустического каротажа – принципы, методы и средства. НТВ «Каротажник». -1988. - Вып.50.
27. Блюменцев А.М., Цирульников В.П. Принципы метрологической аттестации методик измерения геологических параметров методами ГИС. В сб. «Оптимизация поисково-разведочных работ на нефть и газ на основе интегрированного анализа геоинформации на уровнях «Земля-Скважина». М., ВНИИгеоинформсистем, 1992.

28. Блюменцев А.М., Цирульников В.П. Автоматизированное рабочее место метролога по ГИС// Законодательная и прикладная метрология. ВНИИМС. 1994. №2.
29. Блюменцев А.М., Цирульников В.П., Вайнтрауб А.А. Принципы метрологической аттестации методик выполнения измерений геофизических параметров в скважинах //Петрофиз. и метрол. обесп. ядер. – геоф., геоакуст., и геохим. иссл. М., 1989. - С. 86-95.
30. Блюменцев А.М., Цирульников В.П., Козыряцкий Н.Г. Система метрологического обеспечения геофизических исследований в Российской Федерации: Тезисы докладов. Научный симпозиум «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С.171-172.
31. Блюменцев А.М., Якушева Л.М. Исследование параметров калибраторов для аппаратуры нейтронного каротажа. – Экспресс-информация ВИЭМС.- М., 1980. - Вып.7. – С. 22-24.
32. Борисова Л.К. Повышение эффективности стационарного нейтрон-нейтронного каротажа при исследовании нефтегазовых месторождений: Дисс. на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Екатеринбург, УГГГА, 2002.
33. Вакульчук Г.А., Старинский А.А., Тарасенко В.К. Метрологическое обеспечение производства средств радиоактивного каротажа: Тез. докл. Всесоюзной научно-технической конференции (Геофизическое приборостроение и метрологическое обеспечение геофизических работ). Л.: 18-22 апреля 1982. - С. 61-64.
34. Велижанин В.А. Решение прямых задач стационарных нейтронных методов с учетом неоднородности системы «прибор-скважина-пласт»: Автореферат на соиск. степени канд. техн. наук. М., 1985, МИНХиГП им. И.В. Губкина.
35. Велижанин В.А., Гулин Ю.А. Определение средних значений пористости пачки маломощных пластов по данным нейтронного каротажа // Нефтегазовая геология и геофизика. М., ВНИИОЭНГ, 1982. №7. - С.20-21.

36. Велижанин В.А., Соколов Ю.И. К расчету параметров гетерогенных моделей горных пород для градуирования аппаратуры нейтронного каротажа: Сб. Научных трудов ВНИИЯГГ. -М., 1983. - С.55-59.
37. Винокуров А.А., Серебрянский В.В., Ильин И.В., Фисенко А.Н., Пенязь К.Г. Применение новых технологий в аппаратуре ИНГК-С: Тезисы докладов. Научный симпозиум «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С. 205-208.
38. Власов Н.А. Нейтроны. – М.: Наука, 1976. - 552 с.
39. Возжеников Г.С., Бельшев Ю.В. Радиометрия и ядерная геофизика: Учебное пособие.-Издание второе, исправленно.- Россия, 170000, г. Тверь: Из-во «АИС», 2002. – 418 с.
40. Галишева Э.П., Герлинг В.Э., Згардовский В.И. и др. Метрологическое обеспечение рентгенорадиометрических средств измерений: Тез. докл. Всесоюзной научно-технической конференции (Геофизическое приборостроение и метрологическое обеспечение геофизических работ). Л.: 18-22 апреля 1982. - С. 53-55.
41. Геофизические методы исследований скважин. Справочник геофизика// Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983. -344 с.
42. Глауберман А.Е., Тальянский И.И. О распределении нейтронов в средах с заданными свойствами при цилиндрической границе раздела// Атом. Энергия. –1957. -Т.3. №7.
43. Гнесстон С., Эдлунд М. Основы теории ядерных реакторов. Изд. иностранной литературы, М., 1954.
44. Горбатюк О.В., Федоров Н.И., Карпов О.В. Организационно-правовые основы обеспечения единства измерений при проведении ГИРС: Тезисы докладов. Научный симпозиум «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С.165-166.
45. Гордеев И.В., Кардашев Д.А., Малышев А.В. // Справочник по ядерно-геофизическим константам для расчета реакторов. Госатомиздат, 1960.

46. Горшков Г.В., Зябкин В.А., Лятковская Н.М. и др. Естественный нейтронный фон атмосферы и земной коры. - М.: Атомиздат, 1966. — 410 с.
47. Горшков Г.В., Лятковская Н.М., Граммаков А.Г. К вопросу о нейтронном излучении горных пород// Докл. АН СССР.- 1938. – Т. 19. № 6-7. - С. 499-502.
48. ГОСТ 10178-85. Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия.
49. ГОСТ 2874-82. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством.
50. ГОСТ 305-82. Топливо дизельное. Технические условия.
51. ГОСТ 8.315-78. Государственная система обеспечения единства измерений. Стандартные образцы. Основные положения.
52. ГОСТ 8.315-78. Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация и утверждение государственных стандартных образцов.
53. ГОСТ 8.395-80 . Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования.
54. ГОСТ 9479-84 Блоки из природного камня для производства облицовочных изделий. Технические условия.
55. Гуфранов М.Г. К вопросу о метрологическом обеспечении ГИС // Нефть и газ. пром-ть. геол., геофиз. и разраб. нефт. мест. - 1996. №12. -С. 15-17.
56. Давыдов Ю.Б., Кузин В.Ф. Теоретические предпосылки каротажа нейтронов деления. Новосибирск, ВО “Наука”, 1994. - 349 с.
57. Давыдов Ю.Б., Талалай А.Г. Ядерно-петрофизические свойства горных пород и их использование при поисках и разведке медноколчеданных месторождений Урала. – Екатеринбург, изд.УГИ, 1993. – 200 с.
58. Дембицкий С.И. Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах. Москва. «Недра», 1991. - 204 с .
59. Дембицкий С.И. Типовые конструкции контрольно-поверочных скважин. -Тр. Башкир. научно-исслед. и проект. ин-та нефт. пром., 1981. №2. - С. 58-71.
60. Дембицкий С.И., Евдокимова А.Т., Цирульников В.П. Современные методы оценки качества промыслово-геофизических измерений. Обзорная

информация. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. М., ВНИИОЭНГ, 1982. - 40 с.

61. Дембицкий С.И., Зверев Г.Н. Оценка эффективности геофизических исследований скважин. - М., Недра. 1982.

62. Жуков Д.И., Лаптев В.В., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Хакимова А.И. Организационная структура метрологической службы геофизической подотрасли и требования к техническим средствам метрологического обеспечения: Тр. Башкир. н.-и. и проект. инс-т нефт. пром-ти.- 1978. №8. - С.187-191.

63. Злотников М.Г., Фельдман А.Я., Цейтлин В.Г. Применение МНК для настройки методики интерпретации стационарного нейтронного каротажа//Вопросы технол. геохим. иссл. при геол.-разв. работах и охране ОС /Всес. н.-и. и проек.-констр. ин-т геол., геофиз. и геохим. инф. систем. (ВНИИгеоинформсистем). М., 1990. - С. 24-27.

64. Иванкин В.П. Использование нейтронных методов исследования скважин для оценки пористости пород. Промысловая геология и геофизика. – Тр. ВНИИЯГТ, 1966. №4. - С. 301-321.

65. Иванов В.Я. Оценка погрешностей определения влагосодержания горных пород с помощью двухзондовой аппаратуры нейтронного каротажа: Труды ВНИИнефтепромгеофизики. Уфа, 1979. - Вып. 9. - С. 43-49.

66. Исследование метрологических характеристик ИИС аппаратуры ИНК/ Мельчук Б.Ю., Амурский А.Г., Школьников А.С., Цейтлин В.Г.// Петрофиз. и метрол. обесп. ядер. – геоф., геоакуст., и геохим. иссл.- М., 1989. - С. 44-53.

67. Кантор С.А. Глубинность исследования горных пород импульсным нейтронным каротажем с источником тепловых нейтронов.// Прикладная геофизика. М.: ГТТИ, 1961, выпуск 29. – С. 174 – 186.

68. Кантор С.А. Глубинность исследования горных пород импульсным нейтронным каротажем с источником быстрых нейтронов.// Ядерная геофизика. М.: ГТТИ, 1963. – С. 126 – 134.

69. Кантор С.А. О глубинности исследования горных пород нейтрон-нейтронным каротажем. // Прикладная геофизика. М.: ГТТИ, 1958, выпуск 21. — С. 111- 133.
70. Кантор С.А. Основы теории нейтронного каротажа. Прикладная геофизика. Сборник статей, вып.13., Гостоптехиздат, 1955.
71. Каротаж по плотности надтепловых нейтронов прибором для определения пористости/ Д. Титтман, Х. Шерман, В.А. Наджел и др. Пер. Journal of Petroleum Technology, 1966, v.18, №10, p.1351-1361.
72. Карпов Т.Ю. К вопросу о метрологическом обеспечении геофизических исследований скважин // Материалы третьей Уральской молодежной научной школы по геофизике. - Екатеринбург: УрО РАН, 2002. - С. 47-49.
73. Карпов Т.Ю. Насыпные градуировочные модели пластов с открытым стволом скважины для калибровки аппаратуры стационарного нейтронного каротажа // Изв. вузов. Горный журнал. - 2003. - №5. — С.19-21.
74. Карпов Т.Ю. Результаты расчета нейтронно-диффузионных параметров переноса нейтронов в коллекторах для различных поровых флюидов // Техногенез и экология: Инф.-тем. сб. - Екатеринбург, 2002. — С. 89-95.
75. Карпов Т.Ю. Экспериментальное моделирование водонасыщенной пористости насыпных моделей обломочных горных пород // Изв. вузов. Горный журнал. — 2004. — №4. — С. 59-60.
76. Кобранова В.Н., Лепарская Н.Д. Определение физических свойств горных пород. М.: Гостоптехиздат, 1957. — 160 с.
77. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород. М.: Гостоптехиздат, 1962. — 490 с.
78. Кожевников Д.А. Анализ границ применимости возрастного приближения теории переноса нейтронов // Проблемы ядерной геофизики. — М.: Недра, 1964. — С. 40—51.
79. Кожевников Д.А. К расчету нейтронных характеристик горных пород // Промысловая геофизика. -М.: ГТТИ, 1963. Вып.41. - С. 54-75.

80. Кожевников Д.А. К расчету длины замедления нейтронов в средах с высоким водородосодержанием // Промысловая и разведочная геофизика. Гостоптехиздат, 1960.
81. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. - 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1982. – 221 с.
82. Кожевников Д.А. Пространственно-энергетическое распределение нейтронов в однородном замедлителе. - Атомная энергия, 1964. - Т.17. - Вып.1. - С. 34-44.
83. Кочергин В.П., Орлов В.В. Длина замедления нейтронов// Атомная энергия, №1, 1959.
84. Крапивский Е.И., Брем А.А. Экспериментальное определение краевых эффектов нейтрон-нейтронного каротажа: Тр. ВНИИ геофизики. - 1975.- Вып.25. - С.43-46.
85. Краткий справочник инженера-физика. – М.: Госатомиздат, 1961. – 507 с.
86. Кривко Н.Н., Шароварин В.Д., Широков В.Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование. - М.: Недра, 1981. – 280 с.
87. Кузнецов Г.Ф., Таухутдинов Р.К., Шамшияров А.М. Метрологический центр ГИС ОАО «Когалымнефтегеофизика»: Тезисы Научного симпозиума «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С. 189-190.
88. Куликович А.Е. К решению задачи теории нейтронного каротажа методом групп// Ядерная геофизика. - М.: ГТТИ, 1963.- С. 143-155.
89. Лобанков В.М. Аттестация методик выполнения измерений параметров нефтегазовых залежей// Метрологическая служба в СССР. – 1983. - Вып.12. - С. 16-21.
90. Лобанков В.М. Метрологические аспекты повышения эффективности исследования нефтегазовых коллекторов: Исследования коллекторов сложного строения, техника и методика: Труды ВНИИ нефтепромгеофизики.-1982. - Вып.12. - С.125-132.

91. Лобанков В.М. Метрологическое обеспечение ГИС – новые перспективы: Тезисы Научного симпозиума «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С. 169-170.
92. Лобанков В.М. Метрологическое обеспечение скважинных измерений// Геофизика, 2000. - С. 99-106.
93. Лобанков В.М. РД 39-0147716-004-88. Аппаратура геофизическая скважинная. Методика расчета характеристик погрешности в реальных условиях эксплуатации: Уфа, ВНИИнефтепромгеофизика, 1989.
94. Лобанков В.М., Александров С.С. Основы метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры: Методические указания для студентов специальности 0802.02: Уфа, УНИ, 1989.
95. Лобанков В.М., Калистратов Г.А. Метрологическое обеспечение средств измерений для геофизических исследований в скважинах. – Уфа, 1980, 63 с. – Рукопись деп. Во ВНИИОЭНГе 4 февр. 1981, №780 Деп.
96. Лобанков В.М., Широков В.Н. Методические указания по метрологическому обеспечению промыслово-геофизической аппаратуры. - М., МИНГ, 1987.
97. Лухминский Б.Е. Вычислительный эксперимент Монте-Карло для решения задач ядерно-геофизического каротажа рудных скважин: Дисс. ... докт. физ.-мат. наук. М.: ВНИИЯГГ, 1986.
98. Мельчук Б.Ю. Метрологическое обеспечение средств измерений нейтронных характеристик горных пород // «Метр. обесп. геоф. иссл. скв.» М., 1983. – С. 81-87.
99. Методика определения пористости карбонатных пластов по данным нейтронного каротажа с серийной аппаратурой радиоактивного каротажа/ Я.Н. Басин и др. Временное наставление. М., ВНИИЯГГ, 1968.
100. Методические указания. Оценка характеристики однородности стандартных образцов состава дисперсных материалов. РД 50-429-83, М.: Изд-во Стандартов. - 1984.

101. Методические указания по практическим занятиям по курсу «Ядерногеофизические методы разведки» для студентов по специальности 08.02 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Часть 1: Ядерно-петрофизические параметры. Свердловск: Изд. СГИ, 1989. - 29 с.
102. Методические указания по практическим занятиям по курсу «Ядерногеофизические методы разведки» для студентов по специальности 08.02 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Часть 2: Ядерно-петрофизические параметры (продолжение). Свердловск: Изд. СГИ, 1989. - 40 с.
103. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. Блюменцев А.М., Цирульников В.П. (ВНИИГеосистем, г.Москва). Геоинформатика. 2000. № 4-5. -С. 57-62.
104. Метрологическое обеспечение геофизических средств измерения на стадии эксплуатации. Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Котельников Л.Н. «Тр. ВНИИнефтепром.геоф».1979. №9. – С. 78-81.
105. Метрологическое обеспечение скважинной геофизической аппаратуры. Зельцман П.А., Стойчев М.И., Радомысельский С.И. «Геофизическая аппаратура» (Ленинград), 1979. №67. – С. 86-89.
106. Метрологическое обеспечение средств измерений для ГИС. Лобанков В.М., Калистратов Г.А. ВНИИнефтепромгеофизики, Уфа, 1980. – 63с., ил. Библиогр. 51 назв. (Рукопись деп. во ВНИИОЭНГе 4 февраля 1981г., №780 Деп.).
107. Метрологическое обеспечение цифровой регистрации результатов ГИС/ Блюменцев А.М., Граусман М.М., Клокова В.П., Мельчук Б.Ю., Цирульников В.П. // Междунар. геоф. конф. и выст., SEG-EАГО, Москва, 16-20 авг., 1993: Сб. реф. №2. М., 1993.- С.171.
108. Молчанов А.А., Померанц Л.И., Сохранов Н.Н. Перспективы применения информационно-измерительной системы для исследования нефтяных и газовых скважин // Геол. нефти и газа. 1977. №6. - С.57-62.

109. Молчанов А.А., Родионов Н.Ф., Калистратов Г.А. Повышение достоверности подсчетных параметров на основе внедрения единой системы метрологического обеспечения ГИС //Геофиз. иссл. разв. скв., бурящ. на нефть и газ. М., 1982. - С. 101-109.
110. Новый тип моделей пористых пластов для нейтронного каротажа/ Н.К. Кухаренко, Я.Н. Басин, Ю.П. Бальвас и др.- Атомная энергия, 1963, т.40, вып.4. -С. 56-57.
111. НРБ-99. Нормы радиационной безопасности.
112. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1955.
113. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Лабораторные работы по курсу “Физика нефтяного пласта”. Гостоптехиздат, 1953.
114. Основы метрологического обеспечения геофизических измерений в скважинах методами радиоактивного каротажа/ Я.Н. Басин, А.М. Блюменцев, Ю.А. Гулин и др.- Тр. ВНИИЯГТ, 1974. -С. 111-117.
115. Основы метрологического обеспечения геофизических измерений в скважинах методами радиоактивного каротажа. Басин Я.Н., Блюменцев А.М., Гулин Ю.А., Юрятин Е.Н., Фоминых В.И. «Ядер. геофиз. при подсчете запасов нефти и газа». М., 1979. – С. 111-117.
116. Пасечник М.П., Ковалев В.И., Воркунов В.В. Метрологическая служба ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» и перспективы ее развития: Тезисы докладов. Научный симпозиум «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С. 173-174.
117. Пластовая модель для эталонирования по пористости аппаратуры радиоактивного каротажа//Т. Великов, Э. Ковалев, Д. Георгиев и др.: Proceedings of 25-th International Geophysical Symposium, Scekesfekervar, Sept.16-20, 1980, Budapest. - P. 330-334.
118. Поляченко А.Л., Кантор С.А. Асимптотическое по времени распределение нейтронов при импульсном нейтронном каротаже / Ядерная геофизика. - М.: ГТТИ, 1963. - С. 80-117.

119. Померанц Л.И., Бондаренко М.Т., Гулин Ю.А. и др. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин.– М.: Недра, 1981. - 375 с.
120. Порошин А.П. Состояние и перспективы метрологического обеспечения геолого-геофизических работ в ТЭК России: Тезисы докладов. Научный симпозиум «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С.164.
121. Принципы оценки экономической эффективности повышения качества измерений в методах акустического и ядерно-геофизического каротажа/ А.М. Блюменцев, Н.И. Абакумов, О.М. Винков, В.М. Гурецкий/ Обзор ВИЭМС.- М.:1986. - 41 с.
122. Резванов Р.А., Денисик С.А., Лебедев В.Е. Результаты математического моделирования задачи о пространственно-временном распределении тепловых нейтронов в двухслойной среде с цилиндрической границей раздела // Прикладная геофизика. - М.: Недра. – 1968. - Вып.51.- С. 124-144.
123. Семенко Н.Г. Метрологические функции стандартных образцов веществ и материалов в системе обеспечения единства измерений.-Измерительная техника, 1983. №1. - С. 22-24.
124. Семенов Л.А., Сирая Т.Н. Методы построения градуировочной характеристики средств измерений. – М.: Изд-во стандартов, 1986.- 128 с.
125. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика/ Под ред. О.Л. Кузнецова, А.Л.Поляченко. – М.: Недра, 1990. – 318 с.
126. Состояние и перспективы развития метрологического обеспечения радиоактивного каротажа нефтяных и газовых скважин/ А.М. Блюменцев,Ю.А. Гулин, Г.А. Калистратов и др.: Тез. Докл. Всесоюзной научно-технической конференции (Геофизическое приборостроение и метрологическое обеспечение геофизических работ) Л.: 18-22 апреля 1982. - С. 58-60.
127. Состояние и перспективы развития метрологического обеспечения аппаратуры нейтронного каротажа. Лобанков В.М., Семенов Е.В., Фоминых В.И., Гулин Ю.А., Калистратов Г.А., Халипов З.З., Блюменцев А.М., Мельчук Б.Ю. . «Геофиз. ап-ра» (Ленинград), 1983. №77. – С. 122-128.

128. СП 2.6.1.799-99 . Ионизирующее излучение, радиационная безопасность. Основные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)
129. Стандартизация промыслово-геофизической аппаратуры в контрольно-поверочных скважинах/ С.И. Дембицкий , Ю.В. Кустов, Г.З. Гиниятов и др. -Тр. Башкир. научно-исслед. и проект. ин-та нефт. пром., 1980. - С. 157-165.
130. Стандартные образцы как средство метрологического обеспечения измерений объемного влагосодержания горных пород/ А.М. Блюменцев, В.Н. Лахов, Б.Ю. Мельчук и др. – Тр. Международного симпозиума (Стандартные образцы в системе метрологического обеспечения), М., 1979.
131. Талалай А.Г., Давыдов Ю.Б., Глушкова Т.А., Герт С.В., Туманов А.В., Карпов Т.Ю. Перспективы применения геофизических методов исследований на природных и техногенных объектах // Материалы международной геофизической конференции и выставки «Геофизика XXI века – прорыв в будущее». М., 2003.- 4 с.
132. Талалай А.Г. Ядернофизические исследования в системе литомониторинга (на примере Урала и Западной Сибири): Дисс. на соискание уч. степ. доктора геолого-минералогических наук по специальности 04.00.12 - геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Пермь, 1999.
133. Тальянский И.И. О распределении нейтронов в средах с заданными свойствами при плоской границе раздела // Атом. Энергия. – 1958. -Т.4, №4. - С. 373-374.
134. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах.- М.: Недра, 1985.- 216 с.
135. Типы и основные параметры аппаратуры ИНК/ Беспалов Д.Ф., Блюменцев А.М., Дылюк А.А., Цейтлин В.Г.,Школьников А.С.// Вопр. атом. науки и техн. сер. радиац. техн. 1990. №1. – С. 35-38.
136. ТУ 571726-002-45588031-01. Кварц молочно-белый. Технические условия.

137. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дортман, - 2-е изд., перераб. и доп.- М.: Недра, 1984. - 455 с.
138. Хаматдинов Р.Т. Расчет методом Монте-Карло влияния тонкослоистой неоднородности горных пород по показаниям плотностного гамма-гамма каротажа. – В кн.: Математическое моделирование в ядерной геофизике. – Уфа: Изд. БФАН СССР, 1979. - С.37-42.
139. Хаматдинов Р.Т., Камаев В.Е., Тарасенко В.К. Отраслевые стандартные образцы плотности для поверки аппаратуры плотностного гамма-каротажа угольных скважин. – В кн.: Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. – М.: Изд. ВНИИЯГГ, 1983. - С. 32-37.
140. Хамитов Р.А., Антонов К.В. Организационно-техническое обеспечение проведения метрологических работ при пользовании недрами в республике Башкортостан: Тезисы докладов Научный симпозиум «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». Уфа, 2003. - С.167.
141. Ханипов З.З. Исследование базовой поверочной установкой для серийной аппаратуры НК// Региональная разведочная и промысловая геофизика. – Экспресс-информация ВИЭМС. -1982. - Вып. 24. - С.4-14.
142. Ханипов З.З. Калибровка скважинных радиоизотопных жидкостных плотномеров. ВНИИ ядер. Геофиз. И геохимии. М., 1979. –5с., ил., библиогр. 2 назв.(Рукопись деп. в ВИНТИ 27 апреля 1979 г., №1547-79 Деп.).
143. Цветков Э.Н. Применение имитационного моделирования в составе метрологического обеспечения // Измерительная техника. - 1985. - №7. - С. 12-16.
144. Цейтлин В.Г., Мартьянов И.А. Метрологические параметры ИНК и методика их оценки// «Метр. обесп. геоф. иссл. скв.» М., 1983. –С. 59-65.
145. Цирульников В.П. Анализ погрешностей определения геофизических параметров по результатам многократных замеров в скважинах//Развед. геофиз. - Москва, 1980. №88. - С.143-148.

146. Цирульников В.П. Оценка влияния погрешностей измерений на величину ошибки коэффициента пористости, определенного по данным радиометрии.- Уфа: Изд. ВНИИнефтепромгеофизики. -1980. - Вып.10. - С.20-23.
147. Юз Д. Нейтронные эффективные сечения. М.: Изд-во иностр. лит., 1959. - 260 с.
148. Allen L.S., Caldwell R.L., Mills W.R. Borehole models for nuclear logging-Q.- Soc. Petrol.Eng., 1965, p.109-112.
149. Belknap W.B. et al. API calibration facility for nuclear logs.- Drilling and Product. Pract., 1959, Dallas, Texas. Amer. Petrol. Inst., 1960, p.259-317.
150. Czubek J.A., Lenda A. Modele do kalibracji sond radiometrycznych do pomiaru naturalnej promieniotworczosci skal. Rap. IFJ N 1036/ PL, Krakow 1979.