

ООО «Инновационные нефтегазовые технологии»
МГРИ-РГГРУ имени Серго Орджоникидзе

На правах рукописи

ИВАНОВ ЮРИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**Определение газонасыщенности коллекторов в
прискважинной зоне газовых скважин по комплексу
разноглубинных нейтронных методов**

Специальность 25.00.10 -
"Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых"

Д и с с е р т а ц и я
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель, д.т.н., профессор В.С. Афанасьев

Москва 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. АКТУАЛЬНОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАЦИОНАРНЫХ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ.....	12
1.1 Ядерно-физические основы применения нейтронных методов в газовых скважинах.....	12
1.2 Анализ развития стационарных нейтронных методов по определению газонасыщенности коллекторов газовых скважин.....	17
ГЛАВА 2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ.....	27
ГЛАВА 3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И НАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ И ВЫЧИСЛЯЕМЫМИ АНАЛИТИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ.....	34
3.1 Математическое моделирование пространственного распределения нейтронов и гамма квантов в условиях многоколонной конструкции газонаполненных скважин.....	36
3.2 Исследование пространственно-энергетического распределения поля ГИРЗ и потока тепловых нейтронов методом натурального моделирования в газовой скважине.....	42
3.3 Натурное моделирование влияния заполнения заколонного пространства на аналитические параметры нейтронных методов.....	63
ГЛАВА 4. АППАРАТУРНАЯ БАЗА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ РАЗНОГЛУБИНЫМИ НЕЙТРОННЫМИ МЕТОДАМИ.....	69
4.1 Метрологическое обеспечение аппаратуры.....	75
ГЛАВА 5. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	79
5.1 Алгоритмы обработки разноглубинных методов СНГК, НК для определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности.....	81
5.2 Методика интерпретации комплекса разноглубинных методов СНГК и НК в газовых скважинах с целью определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов.....	82
5.3 Результаты скважинных исследований.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных направлений стратегии развития газовой промышленности является повышение объема извлекаемого газа из недр разрабатываемых газовых месторождений и повышение эффективности эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ). Реализация данной стратегии может достигаться в том числе путем применения инновационных технологий, включающих оценку продуктивности эксплуатируемых отложений современным комплексом ГИС, с целью их доразведки и включения в работу газонасыщенных коллекторов, не вовлечённых в процесс разработки, а также для оптимизации режимов отбора/закачки газа, организации и планирования КРС и ПРС.

В силу геологического строения, особенностей формирования зоны проникновения, вскрытия газонасыщенных отложений и их освоения фильтрационные свойства большинства газовых коллекторов подчиняются законам Дарси, но имеются пласты, которые подчиняются нелинейному закону фильтрации. Здесь фильтрация начинается при градиенте давления, превосходящем некоторое пороговое значение. Наличие таких коллекторов приводит к тому, что фильтрационная модель газовой залежи меняется во времени.

Фильтрационные свойства продуктивных отложений в интервале перфорации газовых скважин неоднородны. Локализация работающих и неработающих (низкопродуктивных) интервалов коллекторов с последующим адресным воздействием на них различными методами интенсификации притока позволяет улучшить их фильтрационные свойства в прискважинной зоне. Решение данных задач актуально и при эксплуатации газовой залежи ПХГ.

В ранее выпущенных методических рекомендациях, по контролю за разработкой газовых месторождений и ПХГ нейтронными методами, основными источниками, влияющими на достоверность подсчета/пересчета запасов газа, являлись:

- высокая погрешность оценки текущей газонасыщенности в обсаженных скважинах (особенно газонаполненных) по данным стационарного нейтронного каротажа;

- недостоверная оценка начальной и текущей газонасыщенности в открытом стволе по данным БКЗ, ИК, БК;
- определение единого коэффициента остаточной газонасыщенности вне зависимости от его ФЕС;
- отсутствие учета фактических заводненных эффективных толщин, замена их на средние оценки коэффициента песчаности;

Решение большинства обозначенных задач может быть достигнуто применением малогабаритной многозондовой аппаратуры нейтронного каротажа, включающей методы спектрометрии нейтронного гамма-излучения (СНГК) и нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), в комплексе с результатами интерпретации ГИС открытого ствола и ГИС-контроля в обсаженных скважинах. Применение такого комплекса ГИС позволит провести зондирование прискважинной зоны по газонасыщению в радиальном направлении разноглубинными модификациями нейтронных методов. Измерения должны выполняться в эксплуатационных газонаполненных скважинах через насосно-компрессорные трубы совместно с комплексом ГИС-контроль (термометрия, барометрия, сканирующая электромагнитная дефектоскопия, спектрометрический гамма-каротаж). В результате анализа значений газонасыщенности в радиальном направлении решаются задачи, связанные с доразведкой и разработкой газовых залежей, а также планированием геолого-технических мероприятий по повышению продуктивности газовых скважин.

Основой диссертационной работы явились результаты теоретических, экспериментальных и опытно-производственных работ, выполненных автором в ООО «ИНГТ» и на кафедре геофизики Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» министерства образования и науки Российской Федерации совместно с ОАО НПП «ВНИИГИС» и ЗАО НПФ «ГИТАС». Работы в газовых скважинах выполнялись в рамках производственных договоров с добычными дочерними организациями ПАО «Газпром», АО "КазМунайГаз" и ряда ПХГ Европы.

Цель диссертационной работы - повышение эффективности доразведки и разработки газовых месторождений и ПХГ посредством увеличения информативности исследований эксплуатационных газовых скважин без вывода их из эксплуатации комплексом разноглубинных нейтронных методов.

Объект исследования - газонаполненные скважины эксплуатационного фонда газовых месторождений и ПХГ, требующие ревизии продуктивных отложений с целью определения остаточных запасов газа, выявления продуктивных интервалов неохваченных процессом разработки, выявления нетрадиционных коллекторов, мониторинга флюидодинамики продуктивной части в условиях многоколонной конструкции через насосно-компрессорные трубы.

Основные задачи исследований:

1. Анализ актуального состояния методик определения газонасыщенности коллекторов стационарными нейтронными методами в газовых скважинах.
2. Анализ основных геолого-технических характеристик обсаженных скважин газовых месторождений и ПХГ и эксплуатируемых отложений, как объекта исследований, для получения конкретных исходных данных по математическому и натурному моделированию.
3. Обоснование связей параметров, полученных нейтронными методами, с распределением газонасыщенности в широком диапазоне изменений геолого-технических условий на основе анализа результатов математического и натурального моделирования.
4. Обоснование способов количественной оценки газонасыщенности коллекторов в радиальном направлении для типовых конструкций газонаполненных скважин по результатам зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов СНГК и ННК.
5. Обоснование возможности определения текущего насыщения коллекторов на основе анализа распределения газонасыщенности в радиальном направлении прискважинной зоны для решения задач, связанных с доразведкой и разработкой газо-

вых месторождений и ПХГ, выявлением нетрадиционных коллекторов, планированием геолого-технических мероприятий по увеличению извлекаемого объема газа из залежи.

6. Широкое опытно-производственное опробование разработанной методики в скважинах газовых месторождений, ПХГ и оценка геолого-промысловой ее информативности.

Методика исследований:

1. Обобщение и анализ отечественного и зарубежного опыта по опубликованным материалам и обоснование направления исследований по результатам проведенного анализа.

2. Математическое моделирование и экспериментальные исследования закономерностей пространственно-энергетического распределения ГИРЗ и нейтронных полей на натуральных моделях пластов с различным вещественным составом, характером насыщения порового пространства и заполнения заколонного и межколонного пространств скважин.

3. Обработка и анализ результатов экспериментальных исследований на базе современных технических и программных средств для обоснования оптимальных аналитических параметров нейтронных методов, связанных с газонасыщенностью, в широком диапазоне изменений геолого-технических условий газонаполненных скважин.

4. Анализ аппаратного обеспечения для разноглубинного зондирования продуктивных отложений газовых скважин модификациями нейтронных методов СНГК и ННК.

5. Опытно-производственные работы в обсаженных скважинах газовых месторождений и ПХГ. Обобщение и анализ полученной информации и оценки геолого-промысловой информативности разработанной технологии.

Научная новизна работы состоит в следующем:

- впервые теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов в прискважинной зоне обсаженных скважин газовых месторождений и ПХГ путем зондирования разноглубинными модификациями нейтронных методов СНГК и ННК;

- предложены способы определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов обсаженных скважин газовых месторождений и ПХГ в радиальном направлении;

- предложены принципы геолого-промысловой интерпретации распределения коэффициентов газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов в радиальном направлении обсаженных газовых скважинах;

- на основе анализа распределения газонасыщенности в прискважинной зоне предложен принцип выделения нетрадиционных коллекторов, как правило, ассоциирующихся со специфическими типами пород, такими как: плотные вторично-измененные песчаники, опоки и опокovidные аргиллиты, угли, эффузивные и вулканогенно-осадочные отложения и др.

Основные защищаемые положения:

1. Достоверное определение объемной газонасыщенности коллекторов в обсаженных газонаполненных скважинах газовых месторождений и ПХГ в радиальном направлении основано на исследовании пространственного и энергетического распределения гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и пространственного распределения тепловых нейтронов на основе зондирования околоскважинного пространства геологического разреза разноглубинными модификациями нейтронных методов СНГК и ННК.

2. Способы определения объемной газонасыщенности коллекторов в радиальном направлении в обсаженных газовых скважинах базируются на совместной обработке данных спектрометрии вторичного гамма-излучения (СНГК) и нейтрон

нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК), различающихся радиальной глубиной исследований.

3. Геолого-промысловая интерпретация распределения в радиальном направлении коэффициентов газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов в прискважинной зоне обсаженных газовых скважин по разработанной автором диссертации технологии обеспечивает решение задач оценки энергетического состояния газоносных коллекторов, прогнозирования остаточного насыщения разрабатываемых пластов газовых месторождений и ПХГ, выделения в продуктивном разрезе нетрадиционных газонасыщенных коллекторов, оценку добычных характеристик продуктивных интервалов, флюидодинамики газовых коллекторов.

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании механизма энергетической диагностики прискважинной зоны продуктивной толщи по изменениям коэффициентов газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах, определяемых на основе зондирования разноглубинными нейтронными методами. Предложены варианты интерпретации анизотропии газонасыщенности коллекторов прискважинной зоны. Результаты интерпретации служат основой эффективного решения задач доразведки, разработки, мониторинга газовых месторождений и ПХГ, выделения нетрадиционных газонасыщенных коллекторов в условиях обсаженных газовых скважин.

Достоверность научных положений, выводов, решений и рекомендаций подтверждена результатами теоретических и экспериментальных исследований, выполненных под руководством и при непосредственном участии автора диссертации на моделях пластов различного литологического состава, пористости, характера насыщения и заполнения внутрискважинного и заколонного пространств, а также сходимостью заключений с результатами испытаний газовых скважин и другими альтернативными методами ГИС. Подтверждаемость результатов заключений в обсаженных газовых скважинах различных регионов страны, СНГ и Западной Европы находится на уровне 90% при объеме выполненных исследований более 500 скважин.

Практическая ценность и реализация результатов работы:

1. В ходе проведения опытно - производственных работ на дочерних добычных предприятиях ПАО «ГАЗПРОМ», ПАО «Газпром нефть», АО «КазТрансГаз» и ПХГ Европы, ООО «Газпром ПХГ» получены результаты, положенные в основу планирования геолого-технических мероприятий по поддержанию и повышению производительности газовых скважин, планированию адресного капитального ремонта скважин и т.д.

2. Проведен НИОКР «Разработка инновационных технологий и комплекса аппаратуры для оценки технического состояния обсадных колонн и цементного камня через НКТ в незаглушенных газовых скважинах» ОАО «Газпром» в 2012 - 2014 годах.

3. Разработан регламент Р Газпром 2-3-1-796-2014 «Порядок проведения геолого-технологического аудита состояния разработки месторождений углеводородного сырья» - М. 2015, 24С.

4. Разработан проект «Методических рекомендаций по применению разноглубинных нейтронных методов СНГК, ННК для зондирования прискважинной зоны с целью диагностики насыщения продуктивных отложений газовых скважин».

5. Оптимизирована стоимость геофизических исследований, повышена достоверность исходных данных и, как следствие, интерпретации за счет сопряжения регистрации комплекса нейтронных методов в пространстве и во времени.

6. Обеспечена преемственность с ранее разработанными методиками по определению газонасыщенности коллекторов методами ННК, НГК в заглушенных газовых скважинах.

Личный вклад автора состоит в постановке теоретических и экспериментальных задач и их решении, непосредственном участии в анализе, обработке, обобщении результатов теоретических, экспериментальных работ, промыслово-геофизической интерпретации, разработке методических рекомендаций, планировании и организации опытно-производственных работ.

Апробация результатов работы

Основные положения диссертации докладывались на: 5-ой Международной конференции «ПХГ - безопасная эксплуатация и эффективные технологии» (Германия г. Дрезден 23-25 сентября 2013 г.); Научно-практической конференции «Достижения в области промысловой геофизики за последние 10 лет» (Ольгинка, 23-29 августа 2014 г.); Международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» (Казань, 3-5 сентября 2014 г.); Международной научно-практической конференции «Тюмень 2015: Глубокие горизонты науки и недр» (Тюмень, 23 - 27 марта 2015г.); XXI Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии ГИС по импортозамещению» (Уфа, 20-23 мая 2015 г.); VII Международном Техническом Форуме «ПХГ-безопасная эксплуатация и эффективные технологии» (Санкт-Петербург, 28-30 сентября 2015 г.); Российской нефтегазовой технической конференции SPE (Москва, 26-28 октября 2015 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 9 работ в соавторстве и 1 работа соискателем, 8 из которых опубликованы в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, зарегистрирован 1 патент. В работах, написанных в соавторстве, соисполнителю принадлежит постановка задачи, проведение анализа теоретических, экспериментальных исследований, организация опытно-производственных работ, обобщение результатов геолого-геофизической интерпретации, и разработка, на этой основе, методических рекомендаций по применению комплекса разноглубинных нейтронных методов СНГК и ННК в обсаженных газовых скважинах для решения геологических задач.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы, содержащего 99 наименований. Работа изложена на 119 страницах машинописного текста, содержит 24 рисунков и 8 таблиц.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н., профессору В.С. Афанасьеву за большую помощь в подготовке диссертации, сотрудникам, с которыми проведена основная часть исследований, и, прежде всего, С.А. Егурцову, к.э.н. Т.В. Скрынник, к.г.-м.н. А.П. Зубареву, М.С. Кестенбойм, к.г.-м.н. А.Ф. Зайцевой, к.т.н. В.Н. Даниленко, к.т.н А.И. Лысенкову, к.г.-м.н. Л.К. Борисовой, к.г.-м.н. В.И. Борисову и многим другим.

ГЛАВА 1. АКТУАЛЬНОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАЦИОНАРНЫХ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ

1.1 Ядерно-физические основы применения нейтронных методов в газовых скважинах

Основными компонентами природного газа являются углеводороды типа: C_nH_{2n+2} . При стандартных условиях углеводороды до компонентного состава C_4 находятся в газообразном состоянии. В природных газах основным компонентом является метан (CH_4), содержание которого достигает 98% общего объема. Кроме этого, в природные газы входят более тяжелые углеводороды: этан, пропан, изобутан, пентан. В состав природных газов часто входят азот, углекислый газ, сероводород и др. Природные нефть и газ представляют собой сложную смесь углеводородов, которые в зависимости от термобарических условий могут находиться в газообразном, жидком или двухфазном состоянии. В соответствии с этим, залежи нефти и газа подразделяются на однофазные и двухфазные. Однофазные залежи могут быть чисто газовыми, чисто нефтяными и газоконденсатными. Подземные хранилища газа (ПХГ) являются однофазными (газовыми). Природные залежи углеводородов в условиях большинства месторождений имеют ВНК, ГВК, ГНК. Физические свойства углеводородных флюидов, насыщающих коллектора, сильно меняются в зависимости от фазового состояния и термобарических условий, следовательно, меняются их ядерно-физические свойства.

В природном газе, особенно на поздней стадии эксплуатации месторождений, появляется влажность. Количество влаги в газе зависит от термодинамических условий газовой залежи. Для сеноманских отложений газовых месторождений Севера Тюменской области при первоначальных параметрах - пластовой температуре $26^{\circ}C$ и пластовом давлении 11.15 МПа содержание влаги в газе составляет 0.4 г/м^3 . Однако учитывая, что в составе газа имеются такие компоненты как C_2H_6 - 0.09%, C_3H_8 - 0.02% влагоемкость, очевидно, будет больше 0.4 г/м^3 . В связи с разработкой,

пластовое давление снизилось до 3-5 МПа и, как следствие, влагоемкость должна возрасти до 0.6 г/м³ [92].

Наличие ионов хлора связывают с поступлением подошвенной пластовой воды. При выносе рыхло связанной остаточной воды минерализация может достигать 17-18 г/л.

Диагностическим признаком, позволяющим разделять газонасыщенные, нефтенасыщенные и водонасыщенные коллекторы, является дефицит плотности и водородосодержания газонасыщенных коллекторов относительно водонасыщенных при прочих равных условиях. Дефицит плотности и водородосодержания газонасыщенных коллекторов приводит к увеличению интенсивностей показаний нейтронных методов относительно нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторов.

Соотношение пористостей водонасыщенного и газонасыщенного коллекторов определяется следующим уравнением:

$$\frac{\delta_{ск}(1 - K'n)}{K'n} = \frac{\delta_{ск}(1 - Kn)}{Kn(1 - Kг) + KnKг\Omegaг}, \quad (1.1)$$

где:

Kn - пористость исследуемого газонасыщенного пласта;

$\delta_{ск}$ - плотность скелета породы;

$K'n$ - пористость водонасыщенного пласта;

$Kг$ - коэффициент газонасыщенности пласта;

$\Omegaг$ - водородный индекс (ВИ).

Водородный индекс, как понятие, было введено Резвановым Р.А. для теоретических расчетов и практического применения при исследовании газовых скважин и представляет собой отношение концентрации водорода в газонасыщенном пласте к концентрации в воде [86].

Массовая доля водорода в среде углеводородов со средней молекулярной формулой C_xH_y равна $y/(12x+y)$, а его масса в единице объема $y\deltaг/(12x+y)$, где $\deltaг$ - плотность газа. Последняя величина для воды составляет 1.9 г/см³, поэтому ВИ углеводорода равен:

$$\omega_{yв} = \frac{9y}{12x + y} \delta_z \quad (1.2)$$

Водородный индекс метана равен:

$$\omega_{сн_4} \approx \frac{p}{623}, \quad (1.3)$$

где p - пластовое давление.

Для пласта с пористостью $Kп$ и содержанием примесей $Kп_{рим}$, имеющих связанную воду, водородный индекс равен:

$$\omega_{пл} = Kп_{рим} \omega_{св} + Kп \omega_{з.п}, \quad (1.4)$$

где $\omega_{св}$ - ВИ примесей, совпадающий с содержанием связанной воды в составе примесей (в г/см³);

$\omega_{з.п}$ - ВИ заполнителя пор, который равен:

$$\omega_{з.п} = Kв \omega_{в} + Kн \omega_{н} + Kг \omega_{г}, \quad (1.5)$$

где $Kв, Kн, Kг$ - коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности;

$\omega_{в}, \omega_{н}, \omega_{г}$ - водородный индекс соответственно пластовой воды, нефти и газа.

Связь показаний методов НГК с зондом длиной 60-70 см и ННКт с зондом длиной 40-50 см с коэффициентом газонасыщенности ($Kг$) в газовых скважинах, заполненных жидкостью глушения, носит монотонный характер [6, 24, 25, 73] и аппроксимируется уравнением:

$$\frac{J_{мте}}{J_в} = 1 - A * \lg(1 - Kг), \quad (1.6)$$

где $J_{тек}$ и $J_в$ - показания нейтронного каротажа против газонасыщенного и водонасыщенного пластов одинаковой пористости соответственно;

A - коэффициент, зависящий от условий измерений и применяемой аппаратуры.

В практике обработки результатов измерений нейтронного каротажа часто используют двойной разностный параметр, вычисляемый следующим образом:

$$q_z = \frac{J_{тек} - J_в}{J_z - J_в}, \quad (1.7)$$

где J_z - показания нейтронного каротажа против пласта с максимальной газонасыщенностью (обычно $Kг=95\%$).

Для пластов с пористостью более 15% и гранулярным типом пористости зависимость показаний нейтронных методов в обсаженной скважине с расформированной зоной проникновения от K_2 описывается следующей формулой [6,73]:

$$q_z = -0.77 * \lg(1 - K_2) \quad (1.8)$$

Изменение давления в залежи приводит к изменению водородосодержания в поровом пространстве. Связь между изменением водородосодержания и изменением пластового давления в газонасыщенном пласте носит следующий характер:

$$\Delta\omega = \frac{Kn * K_2(P_1 - P_2)}{61.5}, \quad (1.9)$$

где Kn - пористость газонасыщенного пласта;

K_2 - коэффициент газонасыщенности;

P_1 и P_2 - начальное и конечное давление в газовом пласте.

Выше рассмотренные закономерности справедливы для идеального газа, когда давление газа в пласте не превышает 250-300 атм. и температура не выше 100⁰С.

Вторым диагностическим признаком является различие в содержании хлора в водонасыщенных, нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторах [27, 30, 32, 33, 44, 45, 52, 90, 91]. В скелете осадочных горных пород хлор встречается в основном в отложениях эвапоритовой формации. Хлор является радиационно- активным элементом и содержится только в пластовых водах. В этом случае содержание хлора в коллекторе прямо пропорционально водонасыщенной пористости. Пластовые воды нефтегазовых месторождений представлены в основном шестью разновидностями ионов солей, растворенных в воде: хлор-ион, сульфат-ион, гидрокарбонат-ион, ионы кальция, натрия, магния [67, 72, 85]. В меньших количествах содержатся карбонат-ионы, ионы калия, железа и еще в меньших количествах содержатся ионы брома, йода, стронция, лития, бора и др. микроэлементов.

Существует высокая степень корреляции (на уровне 99%) между содержанием хлора и общей минерализацией, а также плотностью пластовой воды. С увеличением содержания хлора увеличивается общая минерализация и плотность пластовой воды. Отсюда следует, что хлор - доминирующий химический элемент в пластовых водах с высокой атомной массой (35,45 ед.) [91].

Связь плотности δ_e (в г/см³) минерализованной воды с содержанием C NaCl в (г/см³) аппроксимируется формулой:

$$\delta_e = 1 + 0.64C \quad (1.10)$$

Отсюда, ВИ соленой воды по содержанию пресной воды равен:

$$\omega_e = 1 - 0.36C \quad (1.11)$$

Наличие в минерализованных пластовых водах хлора, в первом приближении, ведет к повышению интенсивностей показаний метода НГК и к снижению показаний метода ННК. В случае наличия в пластах - коллекторах высокоминерализованных пластовых вод влияние хлора на метод НГК эквивалентно влиянию дефицита плотности и водородосодержания. Применение метода ННК позволяет однозначно разрешить эту ситуацию. Наличие большого содержания хлора в минерализованной пластовой воде ведет к снижению интенсивностей показаний метода ННК, в то время как наличие газа в коллекторе ведет к увеличению показаний метода.

Радиус зоны (глубинность) исследований модификациями нейтронного каротажа следует различать по водородосодержанию и по поглощающей активности (хлорсодержанию пласта). Радиус исследований изменяется от 15-60 см для метода ННК и 20-70 см для метода НГК, причем первые цифры приведены для сред с высоким водородным индексом, вторые - с низким водородным индексом. Радиус зоны исследований по хлорсодержанию составляет 5-20 см для метода ННК и 20-30 см для метода НГК [83, 86,].

1.2 Анализ развития стационарных нейтронных методов по определению газонасыщенности коллекторов газовых скважин

Принципиальная возможность разделения газонасыщенных, нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов в обсаженных скважинах нейронными методами была высказана Б.Б. Лапуком и Г.Н. Флеровым в 1951 году. Активно этой проблемой в 50-60 годах XX века занимались в Московском нефтяном институте, в институте нефти АН СССР Ф.А. Алексеев, Б.Г. Ерозолинский, Г.Р. Гольбек, В.Н. Запорожец, В.Н. Дахнов, А.Г. Сердий, В.П. Одинокоев, В.В. Ларионов, В.И. Рогов, А.И. Холин, О.А. Баранов и др. [1, 2, 12, 14, 18, 27, 29, 30, 31, 32, 33, 58, 59, 60, 61]. В области использования нейтронных методов для выделения газонасыщенных пластов, определения коэффициента газонасыщенности коллекторов для подсчета запасов и мониторинга процесса разработки газовых и газоконденсатных месторождений, подземных хранилищ газа значительный вклад внесли Л.Б. Берман, В.С. Нейман, С.П. Омесь, В.А. Юдин, М.Д. Каргер, К.С. Гинсберг, А.С. Пестриков, Л.З. Позин, А.Ф. Тиман, А.Ф. Трум и др. [21, 22, 24, 25, 25, 66].

Особая роль в научном руководстве и практической реализации работ принадлежит С.Г. Комарову [16, 24].

Выполненные в 70-80 годах прошлого века плодотворные исследования ведущими специалистами и учеными - теоретиками страны Я.Н. Басиным, Д.А. Кожевниковым, А.Н. Блюменцевым, А.Л. Поляченко, С.А. Кантором, Ю.С. Шмелевичем, Р.А. Резвановым, Е.Б. Лухминским и др. позволили изучить закономерности формирования полей нейтронного и нейтронного гамма-излучения для стационарных нейтронных источников в геолого-технических условиях нефтяных и газовых скважин. Изучалось влияние литологии, хлора пластовой воды, цементного камня, газа в скважине, в заколонном и межколонном пространстве [3, 26, 36, 40, 43, 55, 74, 75, 76, 77, 82, 84].

К концу 70-х годов прошлого века на основе методов НГК и ННК успешно решались задачи контроля разработки газовых месторождений и ПХГ, а также под-

счета и пересчета запасов газа. В эти годы была утверждена методика подсчета запасов газа по комплексу нейтронных методов в газовых скважинах с открытым стволом, заполненных промывочной жидкостью, или обсаженных, заглушенных жидкостью глушения [5, 7]. Широкое внедрение методики на геофизических предприятиях оказалось весьма эффективным средством для подсчета запасов газа, проектирования, разработки и мониторинга газовых месторождений и ПХГ. К концу 70-х годов прошлого века широко применялись: технология мониторинга разработки газовых месторождений и ПХГ, подсчета и пересчета остаточных запасов газа по большим зондам методов НГК, ННК. Были утверждены методические рекомендации для подсчета запасов газа объемным методом. В основе методик определения коэффициента газонасыщенности лежит существенное различие в плотности газоносных и водоносных пластов при одинаковой пористости и прочих геолого-технических условиях. В разработку методик и их внедрение большой вклад внесли Р.А. Резванов, Л.Б. Берман, В.С. Нейман, Ю. Г. Тер-Саакян, К.М. Абдуллаев и др.

В настоящее время существуют несколько основных методик определения текущей и остаточной газонасыщенности по методу НГК:

1. Методика двух опорных пластов предполагает использование в качестве опорных газонасыщенные с известным газонасыщением и водонасыщенные пласты одинаковой пористости с исследуемым пластом. Недостатком методики является сложность нахождения опорных пластов с пористостью равной исследуемым газонасыщенным коллекторам.

2. Усовершенствованная методика двух опорных пластов предполагает использование в качестве опорных пластов неразмытые глины, газонасыщенный пласт с высокими значениями K_n и K_g или плотный пласт. Методика является более универсальной в выборе опорных пластов, поскольку учитывает пористость коллекторов. Недостатком методики является отсутствие учета содержания глинистого материала в составе проницаемых пород.

3. Методика Р.А. Резванова более универсальна и предполагает для оценки K_2 использование палеток пористости водонасыщенных пластов, дополненных номограммами, учитывающими аномально низкую плотность газонасыщенного пласта. Рассчитанные автором номограммы плотностного эффекта для метода НГК позволяют определять K_2 пластов без зоны проникновения. Влияние глинистости считается незначительным. Недостатком методики является использование для учета пористости палетки, полученной по результатам приближенных решений. Учет пористости и глинистости через корреляционные связи приводит к ухудшению зависимости показаний нейтронных методов от K_2 за счет внесения в эту зависимость как случайных, так и систематических погрешностей.

4. Методика «главной огибающей» предложена специалистами «Союзгазгеофизики» (Ю.Г. Тер-Саакян и др.). Основана на статистическом сопоставлении значений газонасыщенности, определенной в наблюдательной скважине в открытом стволе по данным электрического каротажа, с относительным разностным параметром НГК в обсаженной скважине. В качестве одного из опорных горизонтов используется высокопористый газонасыщенный пласт с известным значением K_2 , за второй опорный пласт принимается пласт неразмывтых глин с минимальными показаниями метода НГК. В соответствии с указанными опорными пластами и корреляционными связями $K_n = f(K_2)$ и $K_{2л} = f(K_2)$ устанавливается зависимость газонасыщенности K_2 от водородосодержания W с использованием палетки Р.А. Резванова. С помощью этой зависимости значение двойного разностного параметра ставится в соответствии с газонасыщенностью. Недостатком методики «главной огибающей» является недоучет нелинейного влияния глинистого материала на определяемую величину газонасыщенности, недоучет влияния пористости глинистых пород.

5. Методика, разработанная ведущим отраслевым институтом ВНИИГАЗ, основана на имитационном моделировании закономерностей изменения водородосодержания газонасыщенных коллекторов для различных вариаций их глинистости с пористостью 20-40% от газонасыщенности. При расчетах используется программа моделирования «Поле» (ВНИИГеосистем) и палетки ВНИИГАЗа.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств и флюидодинамики наиболее информативными являются результаты интерпретации временных замеров нейтронными методами после обсадки и цементирования скважины. Недостатком этой методики является длительность процесса во времени. Временные замеры позволили изучить неоднородные отложения и классифицировать их по фильтрационно-емкостным свойствам. На основе разделения неоднородных отложений по фильтрационно-емкостным свойствам на разных этапах разведки и разработки газовых месторождений и ПХГ решаются следующие важные геолого-промысловые задачи [15, 19, 25, 34, 35, 49]:

1. Выделение в разрезе коллекторов и расчленение их на группы, характеризующиеся различными ФЕС;
2. Определение пористости, проницаемости, газонасыщенности, продуктивности, свойственные каждой выделенной группе пластов;
3. Определение эффективной мощности для каждой из выделенных групп по ФЕС;
4. Определение в эксплуатационных горизонтах и в их частях динамических запасов газа в зависимости от режима эксплуатации залежи с учетом падения начального пластового давления;
5. Прогнозирование потенциальных дебитов скважин;
6. Расчет коэффициентов использования эффективных мощностей эксплуатационных горизонтов и обоснование работ по повышению продуктивности эксплуатационных скважин;
7. Определение интервалов вскрытия пластов, обеспечивающих максимальные коэффициенты извлечения;
8. Рациональная организация капитального ремонта скважин и его контроля.

Нейтронные методы оказались весьма эффективными при контроле эксплуатации, как газовых месторождений, так и подземных газохранилищ. Данные повторного нейтронного каротажа позволяют изучать механизм вытеснения газа водой и воды газом и на этой основе проводить диагностику продуктивных отложений по следующим направлениям:

1. Разделять пласты по характеру их насыщения и подвижности флюидов в процессе вытеснения;
2. Оценивать степень вытеснения газа водой и воды газом;
3. Прогнозировать интервалы обводнения продуктивного горизонта;
4. Определять объем воды, внедрившейся в залежь, и его распределение по площади и мощности эксплуатационного объекта;
5. Исследовать влияние геологических особенностей объекта на характер процессов вытеснения.

Разработанные технологии исследования газовых скважин на основе нейтронных методов НГК и ННК широко внедрены и с положительным эффектом применяются для исследования заглушенных газовых скважин газовых месторождений и ПХГ. В незаглушенных газовых скважинах широко применяется метод НГК для качественного выделения высокопористых газонасыщенных коллекторов.

В работе [19] показано, что в приборах диаметром 48 мм для повышения чувствительности метода НГК к газонасыщенности коллектора в заглушенных газовых скважинах необходимо улучшить экранировку сцинтилляционного детектора со стороны источника и повысить энергетический порог регистрации ГИРЗ. Увеличение энергетического порога регистрации ГИРЗ до 1.2 МэВ позволяет повысить чувствительность метода к газонасыщенности коллектора в 1.5 - 2 раза. В этой же работе показано, что применение метода ННК в приборах диаметром 48 мм и длиной зонда 40-50 см нецелесообразно для определения газонасыщенности в газонаполненных скважинах.

В работе [24] приведены методики решения широкого круга задач, возникающих на разных этапах разведки (доразведки) и разработки газовых месторождений и ПХГ. Приведен подробный анализ погрешностей, возникающих при определении коэффициента газонасыщенности в случаях вариации мешающих геолого-технических факторов и статистической погрешности измерений исходных данных нейтронного каротажа. Полученные в этой работе результаты по оценке погрешностей определения коэффициентов газонасыщенности находятся в пределах допустимых величин.

Спектрометрическая модификация нейтронного гамма каротажа интенсивно развивается и широко применяется для определения элементного состава горных пород (ООО «Нефтегеофизика» (г. Тверь) В.А. Велижанин, А.Н. Лобода, К.В. Лобода [8]). В ОАО НПП «ВНИИГИС» и ЗАО НПФ «ГИТАС» модификация СНГК развивается в направлении определения элементного состава горных пород, характера насыщения продуктивных коллекторов нефтегазовых скважин, плотности пород через обсадную колонну, заполнения заколонного и межколонного пространств [9, 54, 63, 90, 91]. Разработаны и внедрены методики определения коэффициента нефте- и газонасыщенности коллекторов в заглушенных нефтегазовых скважинах на основе совместной интерпретации нейтронных методов СНГК и ННК. Для реализации технологии определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности изготовлены и прошли широкое опробование, в том числе на газонаполненных скважинах газовых месторождений и ПХГ, две модификации приборов (СПРК, СНГК-Ш) диаметром 90, 76, 48 мм. В приборах СПРК (А.И. Лысенков, В.А. Лысенков) реализован метод спектрометрического нейтронного гамма каротажа и 2-х зондового нейтрон - нейтронного каротажа (2ННК), в приборах СНГК-Ш (Л.К. Борисова, В.И. Борисов) был реализован метод двухзондового широкодиапазонного спектрометрического нейтронного гамма - каротажа (2СНГК-Ш). Разработанная технология предполагает совместное использование двух типов представленной аппаратуры, что позволяет определять элементный состав горных пород в газонаполненных скважинах, более надежно решать вопросы определения коэффициента газонасыщенности. Последнее достигалось за счет обработки спектрального распределения энергии ГИРЗ большого зонда метода СНГК совместно с функцией пористости, определяемой по методу 2ННК. Успешно решались также вопросы выявления техногенных скоплений газа в прискважинной зоне. Недостатком метода 2СНГК-Ш является отсутствие надежного, вычисляемого при обработке спектров ГИРЗ аналитического параметра, тесно связанного с пористостью пород в широком диапазоне изменений геолого-технических условий. Для определения пористости здесь было предложено использование спектральных интенсивностей фотопика бора с энергией 478 КэВ, получаемого при облучении экрана конвертора,

окружающего сцинтилляционные детекторы, потоком тепловых нейтронов. Этот вариант эквивалентен реализации метода 2ННК и работает в ограниченном диапазоне геолого-технических условий нефтегазовых скважин. Аппаратура СПРК реализовала методы 2ННК и СНГК. Метод 2ННК был реализован на базе серийных зондовых установок, широко применяемых в геофизической практике при исследовании нефтегазовых скважин, и имеет преемственность к ранее разработанному методическому, метрологическому и программному обеспечению. В методе СНГК при регистрации спектра ГИРЗ с энергией более 478 КэВ зависимость интенсивностей показаний от пористости соответствует зависимостям показаний метода НГК-60, реализованного ранее выпущенной серийной аппаратурой.

В работе [91] рассмотрена технология определения характера насыщения коллектора с разделением по фазовому состоянию углеводородов в обсаженных заглушенных нефтегазовых скважинах. В основу методики положены результаты экспериментальных исследований на моделях пластов скважин, заполненных пресной водой. По результатам экспериментальных работ было выявлено, что чувствительность спектрального распределения ГИРЗ растет с увеличением энергии примерно в 3-3.5 раза при изменении энергии от 0.1-0.5 МэВ до 6-7 МэВ. В работе также обоснованы аналитические параметры, тесно связанные с характером насыщения, с минимальным влиянием на них мешающих геолого-технических факторов (литология, диаметр скважины, минерализация скважинной жидкости, минерализация пластовой воды и т.д.). Способы определения нефте- и газонасыщенности запатентованы [97, 98]. В работе [89] рассмотрен вопрос о зондировании прискважинной зоны обсаженной газовой скважины аппаратурой СНГК-Ш и СПРК. Получены первые положительные результаты по оценке заполнения заколонного и межколонного пространства цементным камнем и техногенному скоплению газа в водонасыщенных пластах, расположенных выше эксплуатируемого объекта.

За рубежом, по имеющимся публикациям, исследованием незаглушенных газовых скважин занимается ограниченное число геофизических компаний: компания Roke (Канада), компания Sondex (Великобритания). Аппаратура, выпущенная ком-

панией Roke, включает два зонда тепловых нейтронов и два зонда НГК, регистрирующих высокоэнергетический спектр ГИРЗ путем экранировки сцинтилляционного детектора свинцовым экраном. Аппаратурно-методические разработки данных фирм значительно уступают современному уровню российских разработок [62, 65].

В последние годы на рынке геофизических услуг появляется аппаратура с многозондовыми спектрометрическими модификациями нейтронных методов и метода ННК. Начинается широкое опытно-промышленное опробование аппаратурно-методических комплексов в газонаполненных скважинах газовых месторождений и ПХГ.

Аппаратурные разработки достаточно широко освещены в многочисленных публикациях. Гораздо меньше внимания уделялось вопросам методического обеспечения решения геолого-промысловых задач.

Анализ развития стационарных нейтронных методов с целью решения задач газовой геологии, мониторинга разработки газовых месторождений и ПХГ показывает:

- накоплен большой опыт теоретических, экспериментальных и скважинных исследований нейтронными методами по вычислению газонасыщенности коллекторов в разрезах, заглушенных и обсаженных газовых скважин по дефициту плотности и водородосодержания, в основном, однозондовыми модификациями нейтронных методов НГК и ННК. Методика вычисления коэффициента газонасыщенности коллекторов на основе методов НГК и ННК утверждена в ГКЗ в 70-х годах прошлого века. С конца 90-х годов прошлого века начинается развитие технологий на базе многозондовых разноглубинных модификаций нейтронных методов СНГК и ННК с целью определения газонасыщенности коллекторов газонаполненных обсаженных скважин;

- дальнейшее развитие технологии определения газонасыщенности коллекторов обсаженных газовых скважин на основе разноглубинных модификаций СНГК и ННК связано с постановкой и развитием работ, математическим и натурным моде-

лированием геолого-технических условий в газовых скважинах, оценкой их влияния на пространственное распределение полей нейтронов и энергетических полей ГИРЗ;

- результаты исследований должны быть положены в основу обоснования оптимальных аналитических параметров нейтронных методов, тесно связанных с газонасыщенностью коллектора, а также в основу геолого-геофизической интерпретации с учетом ограничений применения за счет недоучета влияния мешающих геолого-технических факторов, некорректной аппроксимации основных зависимостей и т.д.;

- по анализу публикаций теоретический и экспериментальный уровень выполненных в России разработок не уступает зарубежному, а во многом опережает. Проблема заключается в практической реализации потенциала аналитических возможностей разноглубинного комплекса нейтронных методов СНГК и ННК при решении задач, связанных с разведкой (доразведкой) и разработкой газовых месторождений и ПХГ. Имеющиеся зарубежные аппаратурные и методические разработки уступают отечественным.

В связи с вышеотмеченным, задачи диссертационной работы сформированы следующим образом:

1. Анализ состояния методик определения газонасыщенности коллекторов стационарными нейтронными методами в газовых скважинах.

2. Анализ основных геолого-технических характеристик обсаженных скважин газовых месторождений и ПХГ и эксплуатируемых отложений как объекта исследований для конкретных исходных данных по математическому и натурному моделированию.

3. Выбор оптимальных аналитических параметров нейтронных методов, тесно связанных с газонасыщенностью коллекторов, в широком диапазоне изменений геолого-технических условий на основе анализа результатов математического и натурального моделирования.

4. Обоснование способов количественной оценки газонасыщенности коллекторов в радиальном направлении для типовых конструкций газовых скважин путем

зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов СНГК и ННК.

5. Разработка методики интерпретации на основе анализа анизотропии газонасыщенности коллекторов газовых скважин в радиальном направлении для решения задач, связанных с разведкой (доразведкой) и разработкой газовых месторождений и ПХГ, выявлением нетрадиционных коллекторов, планированием геолого-технических мероприятий по снижению остаточных запасов газа в залежи.

6. Широкое опытно-производственное опробование разработанной методики в скважинах газовых месторождений и ПХГ и оценка геолого-промысловой информативности.

ГЛАВА 2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Основные запасы газа крупных и крупнейших месторождений связаны с песчаными коллекторами и составляют примерно 76.3% от общих запасов газа. Для газовых залежей, особенно крупных, решающее значение имеет характер покрышек, в качестве которых выступают мощные толщи пластических глин или эвапориты. Все крупные месторождения газа Русской платформы открыты в отложениях нижней перми и верхнего карбона под соленосными толщами перми. Основные газовые месторождения Западной Сибири связаны с терригенными коллекторами [53].

В последнее время растет интерес к скоплениям газа в нетрадиционных коллекторах, представленных глинистыми, глинисто-кремнистыми, карбонатно-кремнистыми, глинисто-битуминозными сланцами, широко развитыми в земной коре. В «сланцевом» резервуаре нефтематеринская порода и коллектор для накопления газа находится в одной и той же толще [71, 96]. Нефть и газ формируются на месте, автохтонно. Более всего они изучены в юрских и нижнемеловых, ачимовских и надсеноманских отложениях Западной Сибири. Пространственное положение таких залежей не контролируется современным структурным планом, не связано с зонами разломов и повышенной трещиноватостью пород. Они не имеют краевых и подошвенных подземных вод, характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями, существенным влиянием горного давления на фильтрацию флюидов, часто, повышением коэффициента продуктивности в процессе отбора нефти и газа. Коллектор не имеет жесткого скелета и образуется одновременно с формированием нефти и газа.

Строительство скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях осуществляется в соответствии с техническими проектами, в которых предлагается рациональная конструкция скважин, эффективные составы промывочных жидкостей и тампонажных смесей, технологии первичного и повторного вскрытия продуктивных пластов, а также качественного процесса крепления скважин в зависимости от горно-геологических условий. В ходе строительства эксплуатационных скважин

методами ГИС решается целый круг геолого-технических задач. После освоения и выхода скважин на оптимальный режим отбора газа основной объем исследований методами ГИС проводится с целью контроля за разработкой путем мониторинга газовых месторождений и ПХГ. На этом этапе исследуются в основном газонаполненные скважины, оборудованные фонтанной арматурой и НКТ до интервала перфорации. В интервале перфорации находится газонасыщенный коллектор, обсаженный эксплуатационной колонной.

Данные скважины имеют типичную конструкцию в пределах газового месторождения или ПХГ, которая включает несколько технических колонн, эксплуатационную колонну и НКТ. Исследование газонаполненных скважин проводится через шлюзовое оборудование с проходным отверстием в устьевом оборудовании не менее 60 мм. Следовательно, аппаратура для исследования скважин должна иметь диаметр не более 50 мм.

Типовая конструкция скважины ПХГ во многом отличается от типовой конструкции скважин газоконденсатных месторождений. Обычно это более сложная многокомпонентная конструкция, обеспечивающая долгосрочную эксплуатацию при условии многократной циклической знакопеременной термобарической нагрузки. На НКТ располагаются клапаны, центраторы, пакеры, якоря. За НКТ выше интервала перфорации находится пакер, за которым во многих случаях до устья находится ингибитор. Ингибитор представляет собой гелеобразное вещество, снижающее активность коррозионной среды. Защита эксплуатационной колонны осуществляется путем создания на поверхности металла защитной пленки и создающее барьер на поверхности металла от знакопеременных механических воздействий при отборе и закачке газа. Ингибитор может формировать масляную, восковую или твердую пленку. Масляная пленка обладает малой механической прочностью, восковая – большей. Для определения расположения конструктивных элементов за НКТ, интервалов расположения колонн труб и для исключения грубых ошибок при интерпретации комплекса нейтронных методов в состав комплексной аппаратуры включена магнитоимпульсная дефектоскопия.

Бурение скважин на газовых месторождениях сопровождается большим количеством техногенных воздействий на прискважинную зону пласта коллектора, ведущим к нарушению разного вида равновесий, сложившихся в горной породе в течение геологического времени [25, 15, 88]. Зона проникновения (ЗП), формирующаяся в процессе бурения в прискважинной зоне пласта, несет информацию о ФЕС коллектора. Процессы формирования и расформирования ЗП в газонасыщенных пластах определяются большим числом технологических и физико-химических неконтролируемых факторов. Это во многом усложняет использование параметров ЗП для разделения по ФЕС газонасыщенных пород при ее формировании во всем диапазоне изменений ФЕС. Диагностика ЗП наиболее эффективно используется для выделения коллекторов без начального градиента давления при фильтрации газа. Для этого целесообразно выявление динамики образования и расформирования ЗП по данным повторного каротажа в необсаженных скважинах электромагнитными методами с различной радиальной глубиной исследования. В обсаженных скважинах контроль за расформированием ЗП производится путем временных замеров нейтронными методами.

Процесс расформирования ЗП преимущественно определяется капиллярпроводностью пород и распределением насыщенности на этапе формирования ЗП. Несмотря на влияние технологических факторов, иногда нивелирующих влияние ФЕС на параметры ЗП, динамика изменения коэффициента газонасыщенности при расформировании ЗП обычно позволяет качественно разделять по ФЕС преимущественно гидрофильные газонасыщенные породы [24, 25, 34]. В гидрофобизированных породах расформирование ЗП фильтрата на водной основе происходит с малой скоростью, а иногда практически отсутствует. Наиболее уверенная диагностика по выделению ЗП производится в гидрофильных гранулярных породах с повышенной водонасыщенностью и высокой капиллярпроводностью. Такие породы приурочены к зоне ГВК, что позволяет его эффективно выделять по данным повторного каротажа. Для повышения эффективности разделения газонасыщенных коллекторов по ФЕС применяется технология каротаж-воздействие-каротаж (КВК) [6, 25, 66].

Применение различных технологий КВК позволяет реализовать в прискважинной зоне регулируемые фильтрационные процессы, наблюдения за которыми по данным ГИС обеспечивают получение однозначной и более детальной информации о различии ФЕС изучаемых коллекторов, чем при наблюдениях за расформированием ЗП. При этом повышается чувствительность ГИС и к выделению коллекторов без начального и с начальным градиентом давления за счет снижения скин-эффекта [20], регулирования смачиваемости пород в прискважинной зоне и повышения контрастности свойств пластовых и закачиваемых флюидов.

В необсаженных скважинах наиболее информативны электромагнитные методы, которые широко применяются при подсчете и аудите запасов нефти и газа [6, 25]. Реже применяются радиоактивные нейтронные методы на базе стационарных и импульсных источников, что обусловлено малой глубиной исследований (не более 40-60 см). Применение в последнее время полимерных промывочных жидкостей и промывочных жидкостей на нефтяной основе значительно уменьшает размеры зоны проникновения и информация о характере насыщения и строении зоны проникновения может быть получена и по комплексу нейтронных методов.

Пространственное временное распределение флюидов в зоне проникновения газонасыщенного коллектора, как отмечалось выше, определяется действием многих факторов. Необходимо подчеркнуть, что основными являются действия гравитационных, капиллярных и напорных сил, а также свойства вмещающих пород, термобарические и геохимические условия. Параметры зоны проникновения, определяемые по ГИС, изменяются во времени как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. После обсадки и цементирования скважины расформированию зоны проникновения способствует поглощение воды тампонажной смесью при ее отвердевании (контракционный эффект) [31]. Интенсивная контракция наблюдается в первые сутки. Временные замеры в необсаженной скважине и в первые сутки после обсадки и цементирования позволяют уверенно разделить коллекторы по ФЕС. Дальнейшие временные исследования нейтронными методами позволяют более детально расчленить разрез по ФЕС. Данная технология пространственно-временных замеров широко применяется при подсчете запасов газовых месторождений, но

требует больших временных и материальных затрат. Применение многозондовых разноглубинных модификаций нейтронных методов СНГК и ННК в обсаженных скважинах позволяет провести диагностику прискважинной зоны, в том числе и интервала перфорации, по характеру насыщения в радиальном направлении от оси скважины за одну спускоподъемную операцию. Измерения сопряжены в пространстве и времени. Геологическая информативность данных измерений более достоверна, т.к. при таких измерениях практически отсутствует мешающее влияние геолого-технических факторов, связанных с их временными изменениями, не связанных с характером насыщения (изменение термобарических, физико-химических условий и т.д.).

В процессе разработки газового месторождения в прискважинной зоне изменяется физическое состояние флюидов, происходят геохимические, термобарические, геомеханические и другие изменения. Наряду с этим развивается процесс перераспределения жидкости и газов внутри месторождения, происходит непрерывное перемещение газа, как самого подвижного флюида, из зон высокого давления в зоны с пониженным давлением. Перемещение газа в вертикальном и горизонтальном направлении по коллектору происходит в результате техногенных воздействий на естественное течение геологических процессов в пределах замкнутого резервуара газового месторождения. Пути перемещения газа в эксплуатационных скважинах служат естественные и искусственные каналы, а движущей силой – перепад давления. Движение газа обычно происходит снизу-вверх, и в первую очередь, насыщаются пористые и проницаемые пласты. На данном этапе разработки при падающей добыче актуальной является проблема сохранения, а в отдельных случаях, и увеличение производительности скважин. С этой целью необходима ревизия эксплуатационного фонда низкодебитных скважин, расположенных в зоне коллекторов с высокой продуктивностью, для диагностики причин, ведущих к снижению продуктивности последних, а также выявление отдельных коллекторов, не включенных в процесс разработки, и поиск скоплений газа в нетрадиционных коллекторах.

Подземные хранилища газа эксплуатируются в циклическом режиме, что приводит к знакопеременным нагрузкам, как на подземное оборудование скважин, так и на горные породы и газовый резервуар в целом, что повышает требования к контролю состояния газового резервуара и флюидопотоков в его пределах. Нагрузки приводят к нарушению целостности колонн, цементного камня, и, как следствие, к утечкам газа и заколонным перетокам пластовых флюидов.

Рассмотренные выше задачи, которые необходимо решать с применением многозондовых разноглубинных модификаций нейтронных методов, предполагают конкретизацию геолого-технических условий измерений. На основе анализа и обобщения конструкций газонаполненных скважин газовых месторождений и ПХГ определены типичная конструкция скважин и геолого-технические условия измерений, которые должны быть положены в основу математического и натурального моделирования.

Прибор должен быть диаметром до 50 мм и центрирован в НКТ и эксплуатационной колонне. Необходимость центрирования прибора вызвана следующими обстоятельствами:

- обеспечение безопасности работ при входе скважинного прибора в НКТ;
- работы по исследованию газовых скважин выполняются в одной технологической сборке с центрированным прибором магнитоимпульсной дефектоскопии.

Наиболее вероятными конструкциями скважин и геологическими условиями при проведении геофизических исследований являются:

- диаметр технических колонн (ТК) 6" - 7";
- диаметр ствола скважины 8,5";
- диаметр эксплуатационной колонны 5" - 6";
- НКТ диаметром 3" центрированные в эксплуатационной колонне;
- минерализация пластовых вод:
 - пресные 5-20 г/л;
 - минерализованные 100-250 г/л.;
- тип коллектора:
 - терригенный, пористостью 12-35%;

- карбонатный, %, пористостью 6-25%.

Выводы.

Определены физико-геологические и технические условия применения комплекса разноглубинных нейтронных методов для решения задач, возникающих в процессе доразведки, разработки, планирования геолого-технических мероприятий в газовых скважинах газовых месторождений и ПХГ. Основой для решения этих задач является диагностика прискважинной зоны по газонасыщенности.

Связь между аналитическими параметрами нейтронных методов и газонасыщенностью является доминирующей и осложняется мешающими геолого-техническими факторами, из которых основными являются:

- литология, пористость, глинистость;
- изменчивость минерализации пластовых вод по стратиграфическим разделам;
- изменчивость минерализации и высокая обогащенность атмосферным воздухом вод, применяемых для поддержания пластового давления;
- изменение фазового состава углеводородов при изменении термобарических условий в эксплуатируемых газовых коллекторах;
- конструктивные особенности металлической крепи скважины;
- состояние цементного камня в заколонном и межколонном пространстве;
- отложения разного рода веществ в газонасыщенных перфорированных интервалах прискважинной зоны коллектора, вызванные нарушениями термобарического, геохимического, геомеханического и др. равновесий, возникающих в коллекторах в ходе эксплуатации газовых скважин.

ГЛАВА 3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ И НАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ И ВЫЧИСЛЯЕМЫМИ АНАЛИТИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Первым этапом исследования аналитических возможностей разноглубинных модификаций нейтронных методов для зондирования прискважинной зоны обсаженных газовых скважин с целью определения газонасыщенности на разном удалении от стенки скважины является математическое и натурное моделирование. Ограничения математического и натурального моделирования проявляются в виде целого ряда несоответствий моделируемых условий условиям скважинных измерений [23]:

- литологического состава пород. Математическому и натурному моделированию поправочная методика предлагает абсолютно чистые горные породы: реальный песчаник моделируется кварцем, реальный известняк кальцитом и т.д.;
- петрохимического состава твердой фазы (матрицы и цемента) коллекторов. Макро- и микроэлементный состав влияет на замедляющие и диффузионные нейтронные и нейтронно-радиационные свойства горных пород;
- метрологических характеристик. Несоответствие между метрологическими характеристиками базисной аппаратуры (принятой за стандарт), для которой получено интерпретационное обеспечение, и рабочей аппаратуры, результаты измерений которой представлены для интерпретации;
- толщины пластов. Интерпретационные и поправочные зависимости метода 2ННК рассчитываются для пластов, насыщенных по мощности. Для пластов конечной толщины проявляется эффект, отсутствующий в однозондовых модификациях. Этот эффект - следствие различия глубинностей исследования (вертикальных разрешающих способностей) зондов различной длины, показания которых характеризуют различные участки пласта в радиальном направлении от оси скважины. Диаграмма интерпретационного параметра пористости $F(Kn)$, представляющего отношение малого зонда к большому, осложнена локальными изменениями амплитуд.

Для устранения этого эффекта на диаграммах необходима специальная цифровая фильтрация;

- учета термодинамических условий залегания. Интерпретационные зависимости, а также метрологические характеристики зондов определяются в лабораторных условиях при температурах и давлениях, далеких от естественных условий, на глубинах порядка 3-5 и более километров.

Результаты математического и натурального моделирования позволяют, в основном, установить характер зависимости между геолого-техническими параметрами исследуемых скважин и вычисляемыми аналитическими параметрами, тесно связанными с газонасыщенностью. Определение газонасыщенности в условиях газовых скважин является доминирующим при мультипликативном воздействии других геолого-технических факторов, не связанных с газонасыщенностью. Эти факторы рассматриваются как мешающие. Они осложняют связь между газонасыщенностью и аналитическими параметрами нейтронных методов. При геолого-геофизической интерпретации методов влияние их необходимо учитывать в виде поправок, вносимых в вычисляемые значения газонасыщенности через эквивалентные значения газонасыщенности.

3.1 Математическое моделирование пространственного распределения нейтронов и гамма-квантов в условиях многоколонной конструкции газонаполненных скважин

Математическое моделирование эффективно применяется как дополнение к натурному моделированию в случаях, когда невозможно имитировать реальные геолого-технические условия. Расчеты при математическом моделировании базируются на опорных точках, полученных при натурном моделировании. Для изучения общих закономерностей влияния геолого-технических условий на показания методов НГК, малого и большого зондов метода ННК и их соотношения для прибора диаметром 48 мм в газонаполненных скважинах было выполнено математическое моделирование. Математическое моделирование было выполнено Поляченко А.Л.

По результатам математического моделирования в условиях многоколонной конструкции скважин устанавливались связи между показаниями отдельных зондов и отношения показаний малого зонда к большому зонду метода 2ННК и показаниями метода НГК при различном заполнении заколонного и межколонного пространства (газ-цемент) и пласта-коллектора (газ-вода с минерализацией 20 г/л).

При математическом моделировании за опорные точки были взяты результаты экспериментальных измерений, выполненных на моделях пластов с воздушнонаполненными центрированными обсадными колоннами, заколонное пространство между колонной и стенкой скважины было заполнено пресной водой. Математическое моделирование производилось при следующих условиях:

- внутри насосно-компрессорных труб (НКТ) и эксплуатационной колонны (ЭК) – газ метан;
- между ЭК и технической колонны (ТК) – цемент с переменной объемной долей газа;
- между ТК и породой – цемент с переменной объемной долей газа;

- пласт состоит из кварцевого песчаника с пористостью $Kn=25\%$, насыщенного водой с минерализацией 20 г/л и с переменной газонасыщенностью. Прибор центрирован в НКТ. Колонны центрированы.

В качестве вычисляемых аналитических параметров при математическом моделировании были рассчитаны следующие показания нейтронных методов:

- J_m – скорость счета малого зонда 2ННК в у.е.;
- J_b – скорость счета большого зонда 2ННК в у.е.;
- $J_{нгк}$ – скорость счета зонда НГК в у.е.;
- $R=J_m/J_b$ – отношение скоростей счета малого и большого зондов 2ННК в у.е.

На рисунке 3.1 приведены тенденции изменения показаний метода НГК, малого и большого зондов и их отношений для метода 2ННК в зависимости от объема и места нахождения газа. Результаты могут быть использованы как интерпретационные признаки обнаружения газа отдельно по каждой из 3-х радиальных зон - между ЭК и ТК, между ТК и коллектором, и в пласте-коллекторе. В каждой из этих зон степень замещения цемента газом, или воды в порах пласта газом задается объемной долей газа в них. Анализ полученных результатов позволяет отметить следующее:

- **Для зоны ЭК-ТК.** Наиболее высокая и приблизительно одинаковая чувствительность к изменению доли газа в цементе имеется у показаний малого зонда метода 2ННК J_m . Изменение показаний малого зонда J_m , при вариации заполнении заколонного пространства цементом от полного (газ = 0) до его отсутствия (газ = 1), составляет примерно 40 %. Близкую величину имеет метод НГК. В отличие от малого зонда метода ННК J_m , чувствительность показаний метода НГК к содержанию газа неравномерна: в интервале газосодержания от 0 до 0.6 она составляет менее 10%, а в интервале 0.6 - 1.0 чувствительность показаний НГК возрастает в 3 раза. Таким образом, для контроля всего процесса газозамещения (газ-цемент) в зоне между колонами ЭК и ТК наиболее предпочтительно использование показаний малого зонда метода 2ННК J_m при газосодержании в заколонном пространстве на уровне 0 - 0.6. На конечной стадии процесса замещения цемента газом более чувствительным оказывается метод НГК;

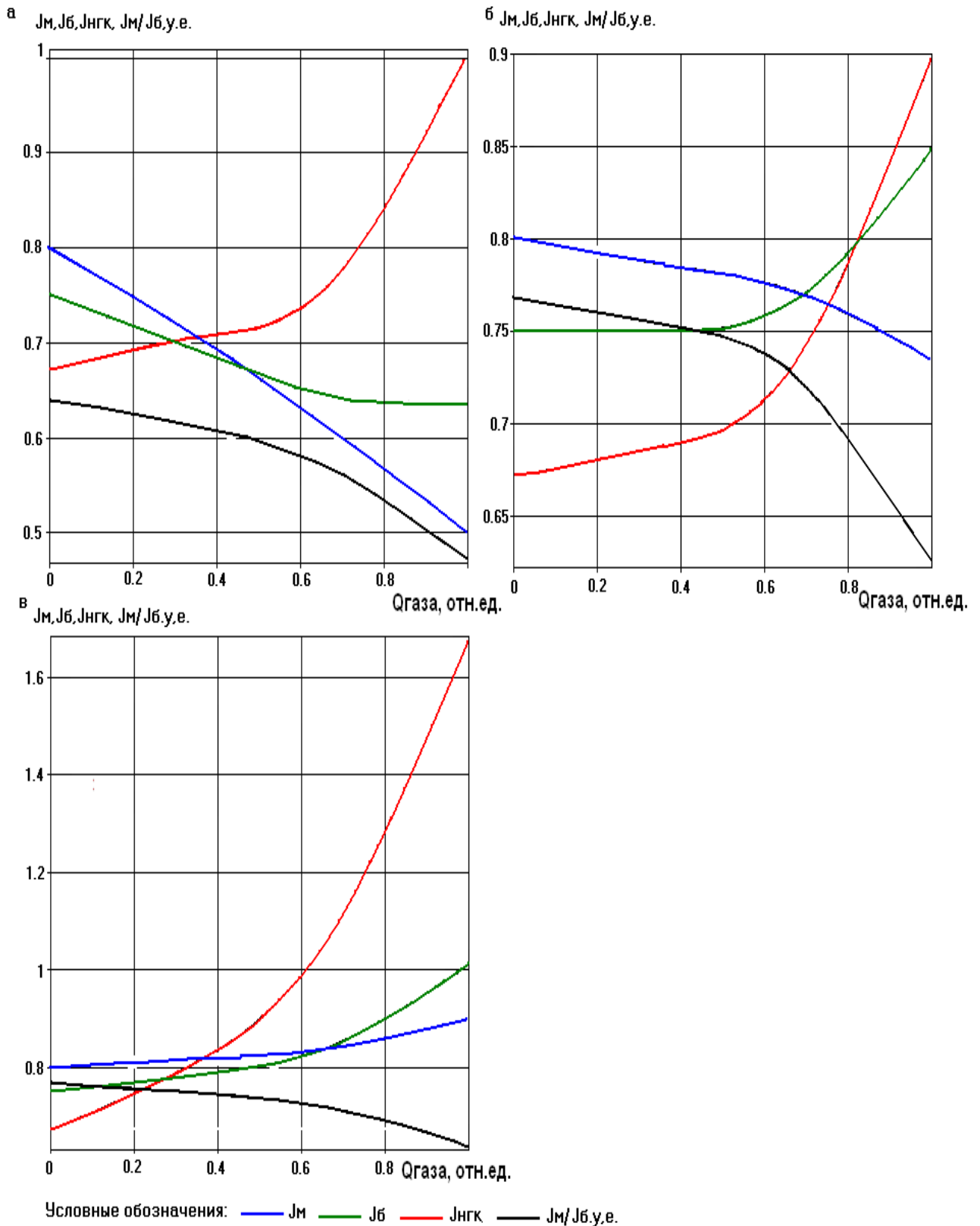


Рис. 3.1 Зависимости показаний малого и большого зондов и их отношений метода 2ННК и большого зонда метода НКК от объемного содержания газа ($Q_{газа}$, отн. ед.) и цемента при заполнении заколонного, межколонного пространства и пласта:
 а) зона «ЭК - ТК»; б) зона «ТК - Пласт»; в) зона «Пласт»

- **Для зоны ТК - пласт.** В начальной и средней стадии газозамещения цемента в интервале газосодержания 0 - 0.6 все 4 вычисляемых параметра являются неэффективными: т.е. характеризуются дифференциацией менее 10 % и, соответственно, очень низкой чувствительностью к изменению доли газа, особенно показания зондов и их отношений метода 2ННК. В области более высоких газосодержаний 0.6 - 1 чувствительность всех показаний возрастает, но в неодинаковой степени. Наиболее заметно она увеличивается у отношения R (порядка 15 - 18 %) и наиболее значительно у метода НГК (около 30%), причем знаки изменений чувствительности этих показаний противоположны, что создает благоприятные условия для использования их при интерпретации. Таким образом, на конечной стадии замещения цемента газом хорошо выделяются по газонасыщенности крайние градации вычисляемых параметров R - $J_{нгк}$;

- **Зона пласта.** Показания малого и большого зондов метода 2ННК имеют достаточно слабую чувствительность к газонасыщению пласта до 20 %. Причем особенно низкой она является в диапазоне содержания газа 0 - 0.6. В отличие от показаний метода 2ННК, метод НГК характеризуется высокой чувствительностью к газонасыщенности коллектора во всем интервале изменения газонасыщенности коллектора от 0 до 1. Дифференциация показаний метода НГК по газонасыщенности в интервале 0 - 1 составляет 2.3 раза.

Таким образом, показания малого зонда метода 2ННК - J_m эффективны лишь для исследования газонасыщения в ближней зоне за ЭК, и малоэффективен для остальных радиальных зон.

Показания большого зонда метода 2ННК- J_b достаточно эффективны лишь для исследования газонасыщенности пористого пласта в области высоких $K_2 = 0.6 - 1$, где дифференциация достигает 25 - 30%. Влияние газонасыщенности в других зонах на показания большого зонда метода 2ННК - J_b несущественно. Показания метода НГК - $J_{нгк}$ эффективно использовать для определения газонасыщенности, во-первых, в обеих зонах за ЭК и ТК на конечной стадии замещения цемента газом,

когда содержание газа больше 0.6 - 0.7, и, во-вторых, для заполнения порового пространства пласта-коллектора газом во всем диапазоне K_2 от 0 до 1.

Отношение показаний метода 2ННК- R, лучше всего использовать для определения газонасыщенности за ЭК.

В качестве аналитических параметров, тесно связанных с газонасыщенностью и минерализацией пластовых вод в нефтегазоносном коллекторе, по результатам математического и натурного моделирования на моделях пластов воздухозаполненных скважин были обоснованы и приняты к применению следующие функции характера насыщения:

$$F(dd_ж) = \frac{J_{ж}^2}{J_{ННКМВ} J_{ННКБЗ}}, \quad (3.1)$$

где:

$F(dd_ж)$ - функция характера насыщения по «жесткой» части ГИРЗ ($E > 2.3$ МэВ);

$J_{ж}$ - спектральная интенсивность ГИРЗ в области энергий $E > 2.3$ МэВ.

$$F(dd_нзк) = \frac{J_{НГК}^2}{J_{ННКМВ} J_{ННКБЗ}} \quad \text{или} \quad F(dd_м) = \frac{J_{м}^2}{J_{ННКМВ} J_{ННКБЗ}}, \quad (3.2)$$

где:

$F(dd_нзк)$ - функция характера насыщения по полному спектру ГИРЗ;

$J_{НГК}$ - интегральная интенсивность потока ГИРЗ;

$F(dd_м)$ - функция характера насыщения по «мягкой» части спектра ГИРЗ ($E < 2.3$ МэВ);

$J_{м}$ - спектральная интенсивность ГИРЗ в области энергий $E < 2.3$ МэВ.

$$F(dd_ннк) = \frac{1}{J_{ННКМВ} J_{ННКБЗ}}, \quad (3.3)$$

где:

$F(dd_ннк)$ - функция дефицита плотности и водородосодержания по нейтронному каротажу (2ННК).

$$F(Kn) = \frac{J_{\text{ННКмз}}}{J_{\text{ННКбз}}}, \quad (3.4)$$

где:

$F(Kn)$ - функция нейтронной пористости;

$J_{\text{ННКмз}}, J_{\text{ННКбз}}$ - интенсивности потока тепловых нейтронов на малом и большом расстояниях от источника быстрых нейтронов, соответственно.

Выполненное математическое моделирование позволило изучить общие закономерности формирования пространственного распределения полей ГИРЗ и потоков тепловых нейтронов в газонаполненных скважинах при изменениях основных геолого-технических условий в прискважинной зоне, которые, практически, невозможно реализовать при натурном моделировании. При использовании комплексных аналитических параметров, включающих измерения на нескольких зондах в различных энергетических частях спектра ГИРЗ, полученные результаты при математическом моделировании являются основной информацией для прогнозирования зависимостей газонасыщенности от нейтронных параметров в различных частях прискважинной зоны.

3.2 Исследование пространственно-энергетического распределения поля ГИРЗ и потока тепловых нейтронов методом натурального моделирования в газовой скважине

Экспериментальные исследования проводились на моделях пластов метрологического центра ОАО НПП «ВНИИГИС» многозондовыми установками нейтронных методов, реализующих методы СНГК и ННК с диаметром 48 мм. Результаты натурального моделирования обрабатывались с применением современных технических средств и программного обеспечения. При обработке результатов исследований использовалось методическое руководство [17].

В данной главе приведены основные результаты экспериментальных исследований, которые, во многом, предопределили развитие технологии зондирования при-скважинной зоны газовых скважин разноглубинными модификациями нейтронного каротажа для решения широкого круга актуальных задач, стоящих перед газодобывающей отраслью.

В разработанной комплексной аппаратуре имеется многозондовая установка, включающая методы СНГК и ННК.

Методика интерпретации результатов измерений в газонаполненных скважинах имеет преимущество с методикой определения газонасыщенности коллекторов в заглушенных газовых скважинах, на больших зондах методов ННК и НГК. Для подавляющего большинства зондовых установок, используемых для исследования газовых скважин, метод ННК реализован на зонде длиной 50 см, метод НГК реализован на зонде длиной 60 - 70 см.

В таблице 3.1 приведены характеристики моделей, которые использовались для натурального моделирования с целью изучения влияния мешающих геолого-технических факторов на формирования интенсивностей спектрального состава энергетического распределения ГИРЗ и потоков нейтронов. Модели пластов выполнены из кварцита (кварцевого песчаника) и известняка с различной пористостью и характером насыщения. Модели пересечены скважиной диаметром 216 и 124 мм, внутри

скважины диаметром 216 мм центрированная колонна диаметром 5", за колонной воздух или вода, в колонне воздух или вода.

Таблица 3.1

Характеристика моделей пластов

№	Пористость, %	Литология	Диаметр скважины, мм	Характер насыщения
1	19.8	известняк	216	Воздух
2	20.0	кварцит	216	Воздух
3	30.0	известняк	216	Воздух
4	16.0	кварцит	216	минерализованная вода 150г/л
5	32.7	кварцит	216	минерализованная вода 150г/л
6	0.8	известняк	216	пресная вода
7	15.9	известняк	216	пресная вода
8	35.2	известняк	216	пресная вода
9	0.8	известняк	124	пресная вода
10	15.9	известняк	124	пресная вода
11	35.2	известняк	124	пресная вода

При обработке результатов экспериментальных работ объемная газонасыщенность W_g соответствовала воздухом насыщенности пористости модели.

В работе [91] указывается, что с повышением энергетического порога регистрации ГИРЗ растет чувствительность метода СНГК к газонасыщенности в скважинах, заполненных жидкостью глушения. Исследования были выполнены прибором диаметром 90 мм, что не соответствует геолого-техническим условиям проведения измерений в работающих газовых скважинах.

Информативность различных областей спектрального распределения ГИРЗ к вариациям литологии, пористости, минерализации воды, насыщающей модели пластов и газонасыщенности определялась по аналитическому параметру $n(E)$, представляющего собой нормированную величину спектральных распределений интенсивностей исследуемых моделей на модель из мраморной крошки ($K_{п} = 15\%$), насыщенную пресной водой:

$$n(E) = \frac{\Delta n}{\Delta E} \cdot C ; \quad (3.5)$$

где C обратная величина спектрального распределения ГИРЗ на модели пласта из мраморной крошки ($K_{п} = 15\%$), насыщенной пресной водой.

На рисунке 3.2 приведены спектральные распределения ГИРЗ на моделях пластов, а также нормированные на мраморную крошку ($K_{п} = 15\%$), насыщенную пресной водой, при заполнении скважины: в колонне воздух, за колонной вода. Во втором варианте заполнение скважины: в колонне и за колонной вода. Во всех измерениях колонна и прибор центрированы, диаметр колонны 5", диаметр ствола скважины 216 мм.

Анализ результатов свидетельствует:

- при заполнении колонны воздухом влияние воздухом насыщенности моделей пластов на интенсивность потоков спектрального распределения ГИРЗ минимально и составляет 20-30% при изменении энергии ГИРЗ от 0.1 - 0.5 МэВ до 6 - 7 МэВ;

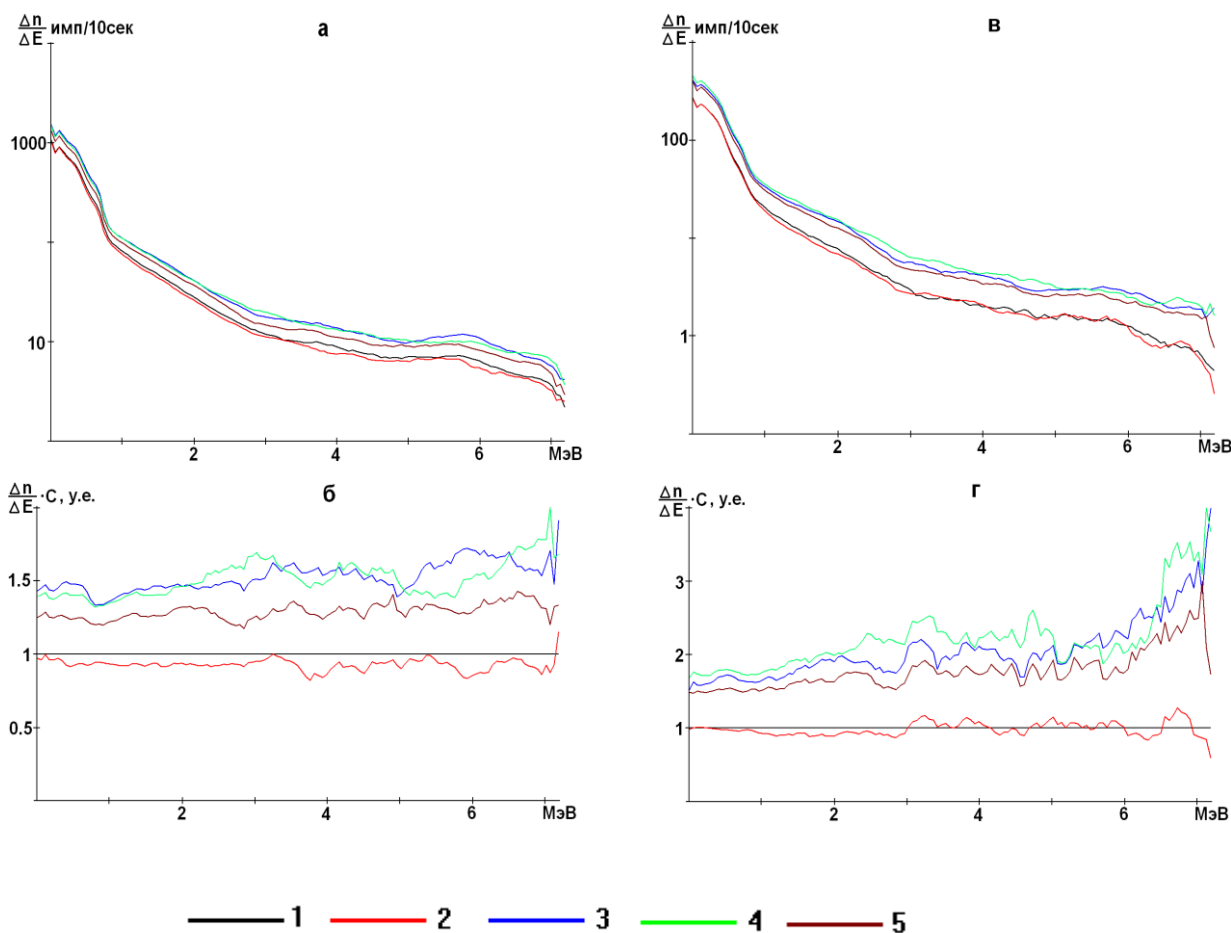
- при заполнении колонны пресной водой влияние воздухом насыщенности пористости моделей пластов увеличивается в 2 - 2.5 раза при изменении энергии ГИРЗ от 0.1 - 0.5 МэВ до 6 - 7 МэВ;

- влияние минерализации воды, насыщающей модели пластов, минимально при заполнении колонны воздухом;

- при заполнении скважины пресной водой влияние минерализации воды, насыщающей модели пластов, на интенсивность спектрального распределения ГИРЗ но-

сит инверсный характер при энергии ГИРЗ от 0.1 - 0.5 МэВ до 3 - 3.2 МэВ, интенсивности ГИРЗ снижаются на 10 - 20%. С увеличением энергии ГИРЗ более 3 - 3.2 МэВ интенсивности спектральных распределений возрастают на 15 - 20 %;

- влияние элементного состава моделей проявляется в области энергий 2.5 - 3.5 МэВ для кремния и в области энергий 5.0 - 6.5 МэВ для кальция.



Характеристика моделей:

1- мраморная крошка, насыщенная пресной водой, $Kп=15.0\%$, $C=0г/л$;

2- мраморная крошка, насыщенная минерализованной водой, $Kп=19.8\%$, $C=100г/л$;

3- мрамор, насыщенный пресной водой, $Kп=0.6\%$, $C=0г/л$;

4- кварцевая крошка, насыщенная воздухом $Kп=20.0\%$;

5- мраморная крошка, насыщенная воздухом $Kп=19.8\%$.

Колонна центрирована, прибор центрирован, диаметр колонны 5", диаметр скважины 216мм.

Рис. 3.2 Спектральные распределения ГИРЗ на моделях пластов:

(а) - нормированные на мраморную крошку, насыщенную пресной водой, $Kп=15.0\%$;

(б) - при заполнении скважины: в колонне воздух, за колонной вода;

(в, г) - то же, но при заполнении скважины: в колонне вода, за колонной вода

По результатам проведенных исследований представляется целесообразным разделить спектральный состав ГИРЗ на две области, как это было предложено в работе [91]. Отдельно выделить «мягкую» часть ГИРЗ с энергией менее 2.3 МэВ и «жесткую» часть с энергией более 2.3 МэВ. Использование «жесткой» части ГИРЗ в аналитических параметрах позволяет повысить их чувствительность на 20 - 30% и снизить влияние естественного гамма-излучения в регистрируемый спектр ГИРЗ в газонаполненных скважинах.

Большинство газонаполненных скважин ниже интервала перфорации имеют эксплуатационную колонну, заполненную пластовой водой. Для исследования этой части скважины используется та же аппаратура, что и при исследовании газонаполненных скважин. Поэтому целесообразным будет изучить влияние заполнения скважины водой на регистрируемые аналитические параметры нейтронных методов. С этой целью были проведены исследования на моделях пластов при заполнении скважины и заколонного пространства водой, центрированным прибором диаметром 48 мм. В ходе обработки результатов натурального моделирования анализировались варианты функций, тесно связанных с характером насыщения, от функции пористости в широком диапазоне вариаций геолого-технических условий в скважине. Функция пористости слабо зависит от насыщения коллектора жидкими флюидами (нефть, минерализованная, пресная пластовая вода), что позволяет ее использовать в качестве опорной. На рисунке 3.4 приведены результаты исследований влияния геолого-технических факторов: пористости, характера насыщения (воздух, минерализованная и пресная вода), диаметра скважины на отношение спектральных интенсивностей ГИРЗ в «мягкой» (J_m) и «жесткой» (J_j) областях к интенсивностям потоков тепловых нейтронов на малом и большом зондах от функции пористости $F(Kn) = J_{HНКмз} / J_{HНКбз}$

Для оценки влияния диаметра скважины на аналитические параметры были аппроксимированы точки замеров на моделях известняка, насыщенных пресной водой, диаметром 216 мм (розовая кривая) и 124 мм (синяя кривая). Анализ результатов измерений показывает, что в условиях неучитываемого (мешающего) влияния

диаметра скважины наиболее оптимальное выделение воздухонасыщенных пластов производится по кросс-плотам типа J_M/J_{HHKM3} от $F(Kn)$ и $J_{Ж}/J_{HHKM3}$ от $F(Kn)$ (рис. 3.3 а, б). Воздухонасыщенные пласты группируются в левом верхнем углу кросс-плота. При этом, чем выше величина воздухонасыщенной пористости, тем выше значение J_M/J_{HHKM3} и $J_{Ж}/J_{HHKM3}$. Значение $F(Kn)$ практически не изменяется при изменении величины воздухонасыщенной пористости. Влияние мешающего фактора, такого как диаметр скважины, значительно меньше в случае использования кросс-плота $J_{Ж}/J_{HHKM3}$ от $F(Kn)$, чем кросс-плота J_M/J_{HHKM3} от $F(Kn)$.

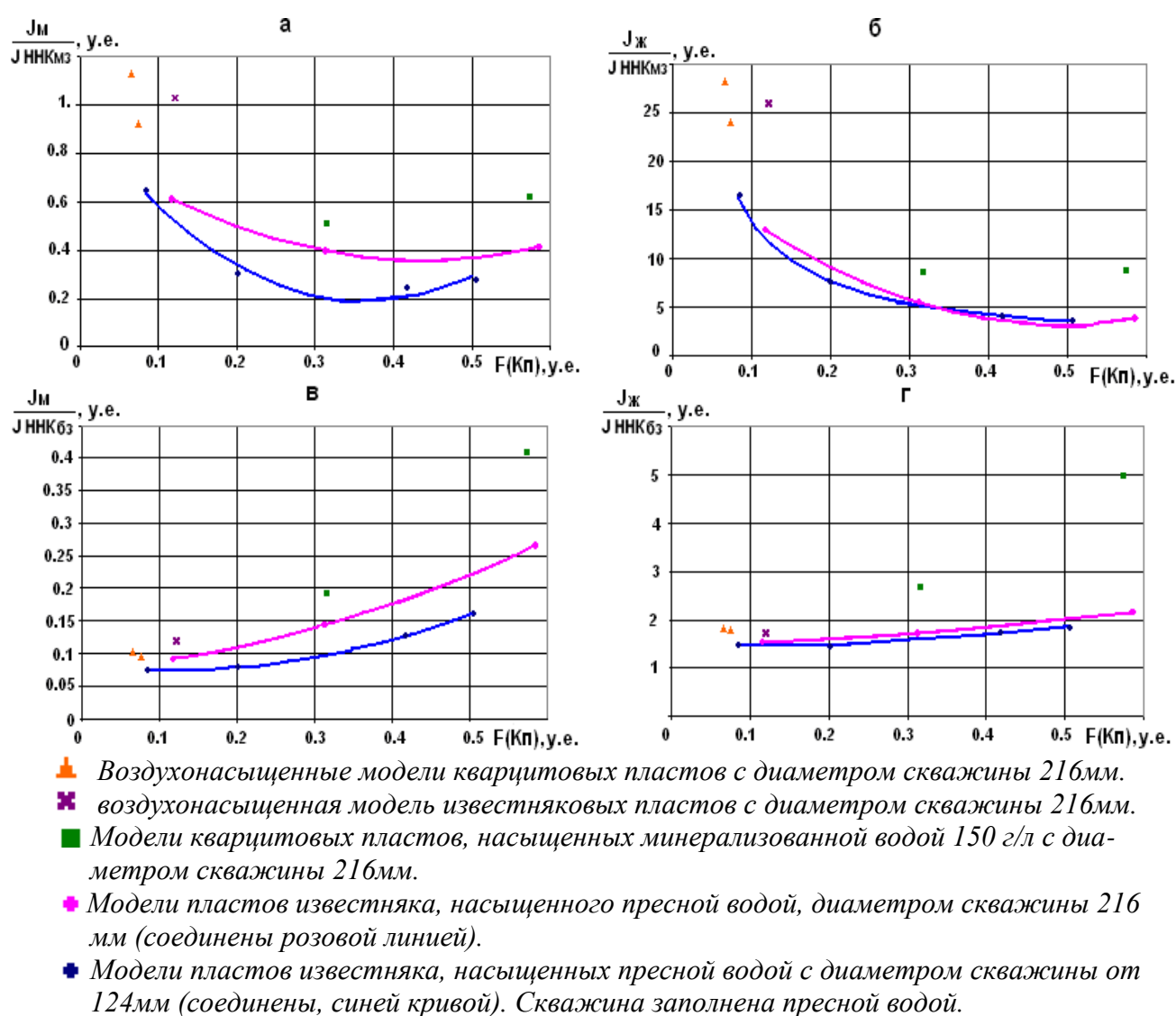


Рис. 3.3 Результаты исследований влияния характера насыщения и диаметра скважины на отношение спектральных интенсивностей ГИРЗ в «мягкой» и «жесткой» частях спектра к интенсивностям потоков тепловых нейтронов на малом и большом зондах от функции пористости $F(Kn)$

Пласты, насыщенные минерализованной водой, формируют область выше зависимости, соответствующей пресному насыщению пластов. Величина эффекта растет с увеличением пористости модели. Минерализация пластовой воды практически не влияет на величину $F(Kn)$. Для выделения пластов, насыщенных минерализованной водой, наиболее целесообразно использовать кросс-плоты типа $J_M/J_{HНКбз}$ от $F(Kn)$ и $J_{ж}/J_{HНКбз}$ от $F(Kn)$ (рис.3.3 в, г). Влияние мешающих факторов значительно меньше при использовании кросс-плота $J_{ж}/J_{HНКбз}$ от $F(Kn)$, чем кросс-плота $J_M/J_{HНКбз}$ от $F(Kn)$.

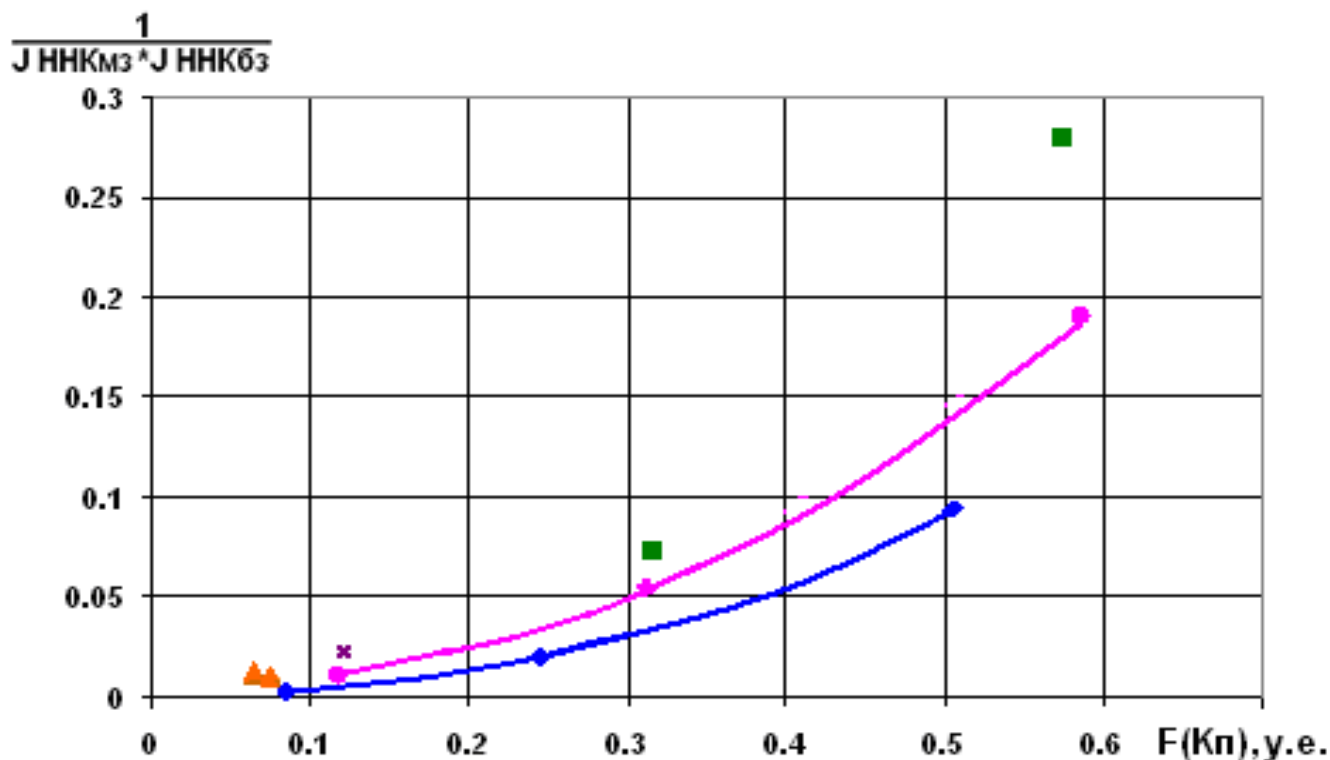
Из анализа результатов исследования видно, что влияние воздухонасыщенности и минерализации воды пористых моделей приводит к завышению параметров $J_M/J_{HНКмз}$, $J_M/J_{HНКбз}$, $J_M/J_{HНКбз}$, $J_{ж}/J_{HНКбз}$ относительно моделей пластов, насыщенных пресной водой. Применительно к условиям нефтегазовых скважин такое обстоятельство ведет к затруднению разделения нефтегазонасыщенных пластов со свободным газом и водонасыщенных пластов. Используя кросс-плоты типа $F(Kn)$ от $J_{ж}/J_{HНКбз}$, можно достоверно выделить нефтенасыщенные пласты с низким газовым фактором.

С целью разделения газонасыщенных, нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов имеет смысл рассмотреть кросс-плот типа:

$$\frac{1}{J_{HНКмз} * J_{HНКбз}} \text{ от } F(Kn).$$

На рисунке 3.4 приведены результаты исследований влияния диаметра скважины и характера насыщения моделей пластов на различные соотношения интенсивностей потока нейтронов для малого и большого зондов метода 2НК.

Анализ результатов измерений на кросс-плоте (рис. 3.4) показывает, что точки, соответствующие моделям, насыщенным пресной водой, группируются ниже огибающей кривой, соединяющей точки моделей, насыщенных минерализованной водой. Точки, соответствующие воздухонасыщенным моделям, группируются выше огибающей кривой, соединяющей точки моделей, насыщенных пресной водой.



- ▲ Воздухонасыщенные модели пластов кварцита с диаметром скважины 216мм.
- ✖ Воздухонасыщенная модель пластов известняка с диаметром скважины 216мм.
- Модели пластов кварцита, насыщенных минерализованной водой 150 г/л с диаметром скважины 216 мм
- ◆ Модели пластов известняка, насыщенного пресной водой, диаметром скважины 216 мм (соединены розовой линией).
- ◆ Модели пластов известняка, насыщенных пресной водой с диаметром скважины от 124 мм (соединены синей кривой). Скважина заполнена пресной водой.

Рис. 3.4 Результаты исследований влияния диаметра скважины и характера насыщения моделей пластов на соотношения интенсивностей потока нейтронов для малого и большого зондов метода 2ННК

В условиях нефтегазовых скважин это приводит к тому, что газонасыщенные пласты и нефтегазонасыщенные пласты со свободным газом расположены выше пластов, насыщенных минерализованной водой при прочих равных условиях. Нефтенасыщенные пласты без свободного газа имеют низкое значение функции пористости.

Параметр $\frac{1}{J_{HHK_{M3}} * J_{HHK_{B3}}}$ несет информацию о коэффициентах пористости и нефте- и газонасыщенности пласта.

Учитывая выше рассмотренные особенности разделения воздухом насыщенными пластов, пластов, насыщенных минерализованной и пресной водой, наиболее оптимальными, с точки зрения универсальности, для условий нефтегазовых и газовых скважин, могут быть следующие кросс-плоты:

$$\frac{J_{\text{жс}}^2}{J_{\text{ННКМВ}} * J_{\text{ННКБЗ}}} \text{ от } F(Kn);$$

$$\frac{J_{\text{м}}^2}{J_{\text{ННКМВ}} * J_{\text{ННКБЗ}}} \text{ от } F(Kn);$$

$$\frac{1}{J_{\text{ННКМВ}} * J_{\text{ННКБЗ}}} \text{ от } F(Kn).$$

В дальнейшем аналитические параметры:

$$\frac{J_{\text{жс}}^2}{J_{\text{ННКМВ}} * J_{\text{ННКБЗ}}};$$

$$\frac{J_{\text{м}}^2}{J_{\text{ННКМВ}} * J_{\text{ННКБЗ}}};$$

$$\frac{1}{J_{\text{ННКМВ}} * J_{\text{ННКБЗ}}}$$

целесообразно назвать функциями характера насыщения, с которым они тесно связаны.

Для оценки информативности этих аналитических параметров в условиях газовых скважин, заполненных водой или воздухом, было выполнено натурное моделирование. На рисунке 3.6 приведены результаты экспериментальных работ, выполненных на моделях пластов скважины диаметром 216 мм с центрированной колонной 5". Колонна заполнена водой или воздухом. На графиках зависимостей $F(dd)$ от $F(Kn)$ точка с литологией кварцит $Kn = 0.6\%$ и $c = 0$ г/л имеет теоретический характер. Аналитические параметры $F(dd)$ и $F(Kn)$ для этой точки рассчитываются исходя из подобия зависимостей, полученных для известняка с аналогичными характеристиками.

На рисунках 3.5 (а, б, в) приведены результаты экспериментальных исследований при заполнении скважины и заколонного пространства водой. Анализ результатов позволяет сделать следующие выводы:

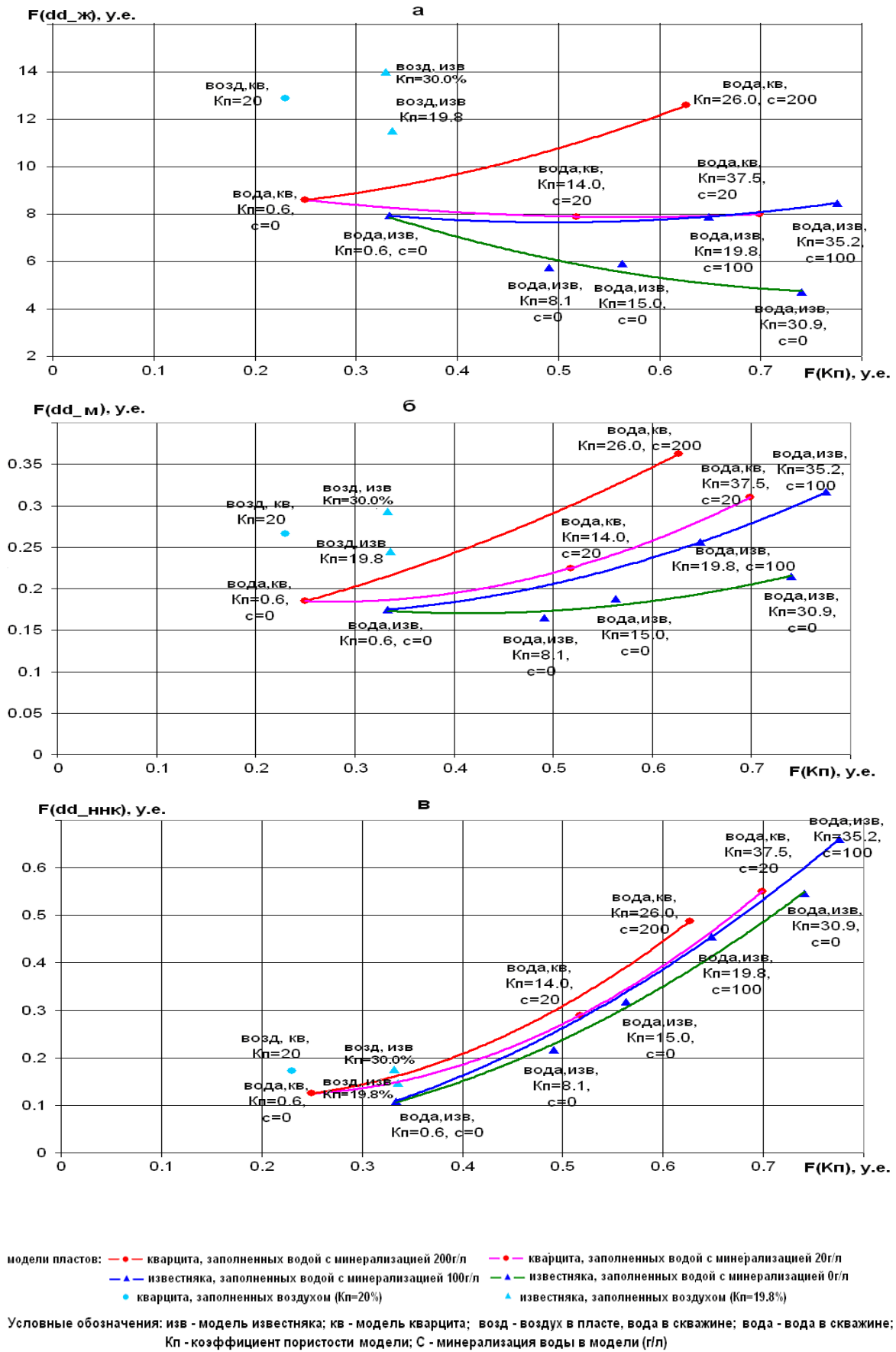


Рис. 3.5 Влияние заполнения скважины и межколонного пространства на аналитические показания нейтронных методов. В колонне вода, за колонной вода, колонна 5" и прибор центрированы

- **Воздухонасыщенные пласты** уверенно выделяются по высоким значениям аналитических параметров $F(dd_{ж})$, $F(dd_{м})$, $F(dd_{ннк})$, минимальным значениям $F(Kn)$ и формируют область в крайних левых частях кросс-плотов;

- **Литология** (кварцит и известняк) оказывает существенное влияние на вычисляемые аналитические функции характера насыщения $F(dd)$. Пласты кварцита относительно пластов известняка характеризуются повышенной эквивалентной газонасыщенностью. Величина эквивалентной газонасыщенности, вызванная изменением литологии, не превышает 20% по абсолютной величине коэффициента газонасыщенности при пористости пласта 20 - 25%;

- **Пористость** воздухонасыщенного пласта оказывает существенное влияние на аналитические параметры $F(dd)$. Изменение пористости воздухонасыщенных моделей от 0.6 до 20% приводит к увеличению значений аналитических параметров $F(dd)$ в 1.35 - 1.5 раза (относительно плотных пластов, $Kn = 0.6\%$). При этом наибольшие изменения характерны для аналитических параметров, вычисленных по показаниям метода СНГК ($F(dd_{ж})$, $F(dd_{м})$). Дальнейшее увеличение воздухонасыщенной пористости карбонатного пласта до 30% приводит к пропорциональному увеличению значений аналитических параметров: $F(dd)$ в 1.5 - 1.7 раза. Влияние воздухонасыщенности на параметр $F(Kn)$ несущественный. Здесь наблюдается слабая зависимость – с увеличением воздухонасыщенности уменьшается $F(Kn)$. Аналогичные закономерности наблюдаются и для функции $F(dd_{ннк})$. В первом приближении, влияние воздухонасыщенной пористости на аналитические параметры нейтронных методов пропорционально воздухонасыщенной пористости пластов;

- Влияние **водонасыщенной пористости**, особенно при высокой минерализации воды, эквивалентно влиянию газа. При этом наблюдается следующая закономерность: с увеличением $F(Kn)$ увеличивается величина аналитических параметров характера насыщения $F(dd)$. В газонасыщенных пластах с уменьшением $F(Kn)$ увеличивается величина аналитических параметров характера насыщения $F(dd)$.

Для обоснования преимуществ новых аналитических параметров нейтронных методов по сравнению с показаниями методов НГК и ННК при определении газонасыщенности в газонаполненных скважинах были выполнены сравнительные измерения.

На рисунке 3.6 приведены экспериментальные зависимости показаний методов ННК (а) и НГК (б) на больших зондах от функции пористости $F(Kп)$ и объемного газонасыщения $Wг$ при заполнении колонны диаметром 5" воздухом в скважине диаметром 216 мм. Прибор диаметром 48 мм центрирован в колонне, колонна центрирована в скважине, за колонной вода.

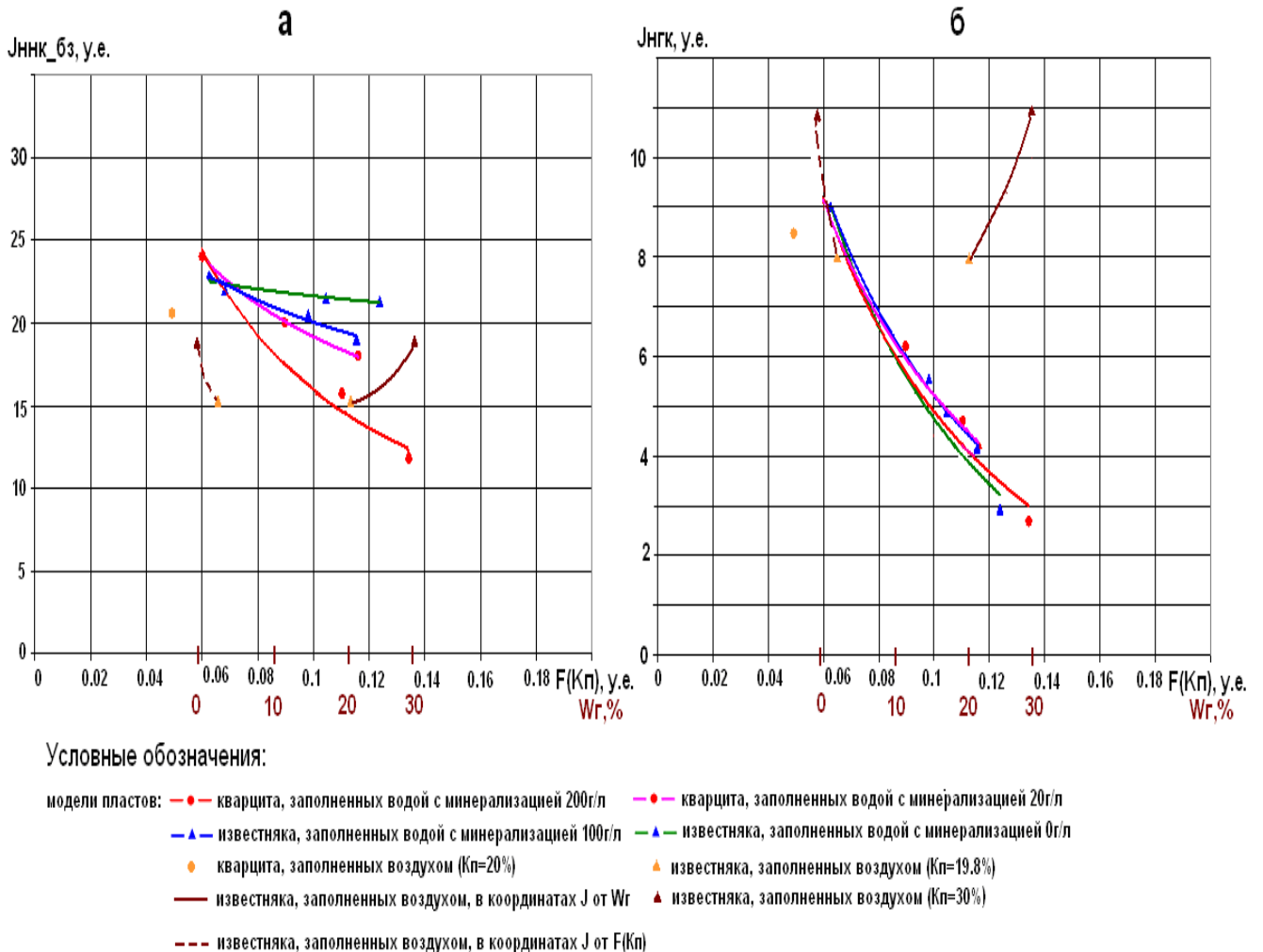


Рис. 3.6 Экспериментальные зависимости показаний методов ННК (а) и НГК (б) на больших зондах от функции пористости $F(Kп)$ и объемного газонасыщения $Wг$ при заполнении колонны диаметром 5" воздухом. Прибор диаметром 48мм центрирован в колонне, колонна центрирована в скважине, за колонной вода

Анализ полученных результатов свидетельствует:

- показания метода НГК имеют прямую зависимость от газонасыщенной пористости моделей газовых пластов. Изменение газонасыщенной пористости от 20% до 30% приводит к увеличению показаний метода НГК в 1,4 раза;

- метод НК малоинформативен для определения газонасыщенности и на него сильно влияют условия измерений. Изменение газонасыщенной пористости от 20% до 30% приводит к увеличению показаний в 1,2 раза;

- высокопористые газонасыщенные пласты пористостью более 20 - 25% характеризуются показаниями метода НГК, превышающими показания в плотных низкопористых пластах с $Kn \sim 1\%$.

В терригенных разрезах, представленных высокопористыми газонасыщенными коллекторами и крышками из глин, информативность метода НГК будет достаточна для решения на качественном уровне определения характера насыщения.

На рисунке 3.7 приведены результаты экспериментальных работ, выполненных на моделях пластов скважины диаметром 216 мм с центрированной колонной 5", в колонне воздух, за колонной вода. На графиках зависимостей $F(dd)$ от $F(Kn)$ точка с литологией кварцит, $Kn = 0.6\%$ и $c = 0$ г/л имеет прогнозный характер. Аналитические параметры $F(dd)$ и $F(Kn)$ для этой точки рассчитываются исходя из подобия зависимостей, полученных для известняка с аналогичными характеристиками.

По результатам экспериментальных работ можно сделать следующие выводы:

- возможности по расчленению водонасыщенных и газонасыщенных пластов в газонаполненной скважине при одинаковой пористости комплексными аналитическими параметрами $F(dd)$ в 4 - 6 раз выше, чем по показаниям метода НГК;

- функция характера насыщения $F(dd)$ практически не зависит от функции пористости $F(Kn)$ для газонасыщенных коллекторов, ее величина определяется водонасыщенной пористостью;

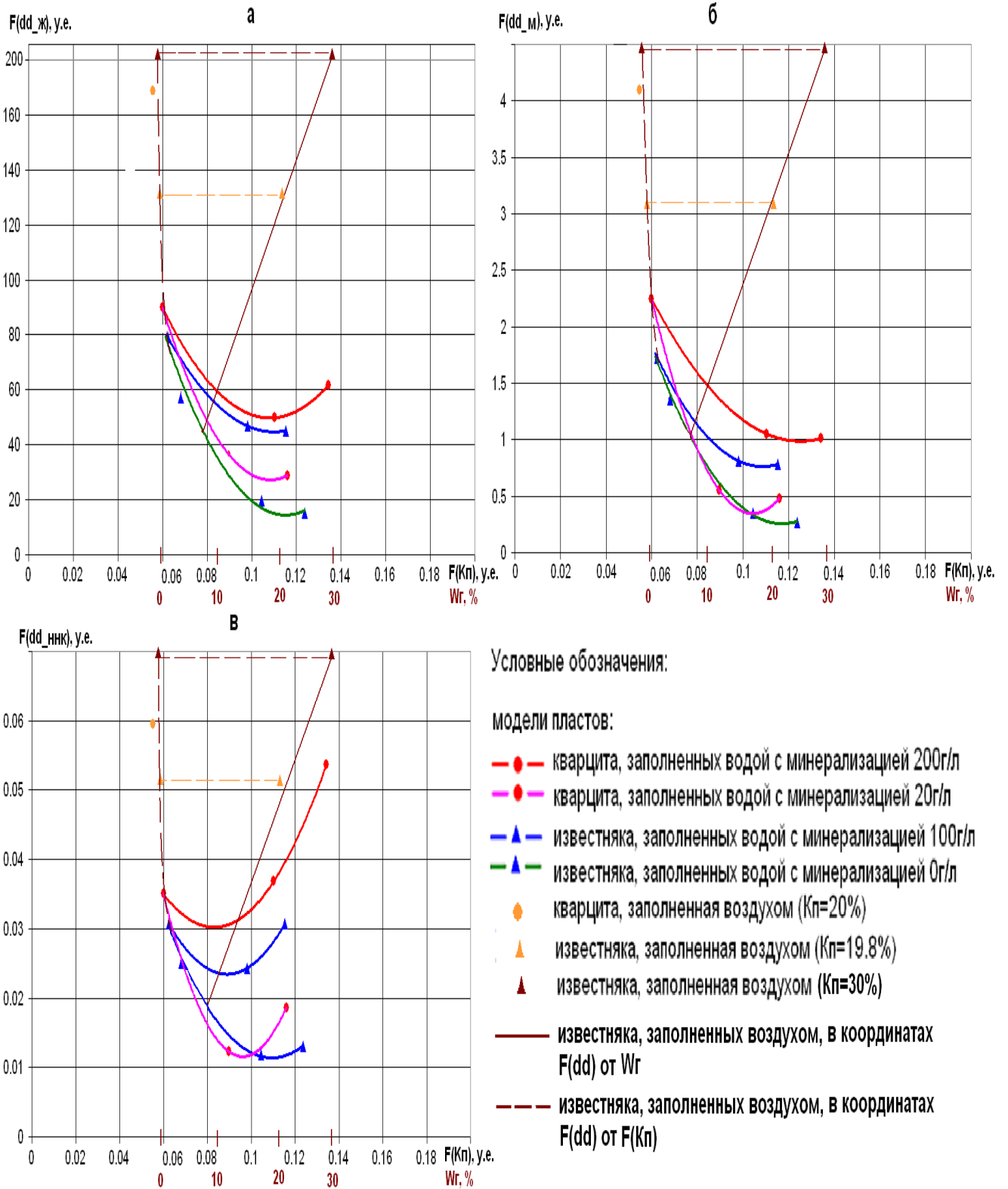


Рис. 3.7 Экспериментальные зависимости показаний функций дефицита плотности и водородосодержания $F(dd)$ от функции пористости $F(Kп)$ для различных литотипов и заполнения порового пространства. Скважина диаметром 216мм с центрированной колонной 5", в колонне воздух, за колонной вода. Прибор диаметром 48мм центрирован в колонне

- влияние воздухомыщенной пористости (дефицита плотности и водородосодержания) на функцию характера насыщения $F(dd)$ при $Kn = 20\%$ выше в 1.8 - 2.0 раза, чем для плотных пластов ($Kn = 0.6\%$). Это создает неопределенность при разделении плотных (с пористостью менее 10%) и газонасыщенных коллекторов;

- дифференциация аналитических параметров $F(dd)$ при воздушнои насыщении пластов с пористостью более 15 - 20% составляет 6 - 7 раз для $F(dd_{ж})$, $F(dd_{м})$ и 5 - 6 раз для $F(dd_{нк})$. Это позволяет уверенно разделять водонасыщенные и газонасыщенные коллектора с последующим определением коэффициентов объемной газонасыщенной пористости и коэффициента газонасыщенности;

- с увеличением минерализации воды до 200 г/л при пористости 15 - 20% дифференциация параметров $F(dd_{ж})$, $F(dd_{м})$, $F(dd_{нк})$ между газонасыщенными и водонасыщенными коллекторами уменьшается в 2.5 - 3 раза;

- существует принципиальная возможность разделения коллекторов, насыщенных минерализованной водой, нефтью (пресной водой) и газом, на основе анализа кросс-плотов $F(dd)$ от $F(Kn)$ и определения фазового состояния углеводородов в коллекторе;

- увеличение газонасыщенной пористости с 20% до 30% приводит к пропорциональному увеличению функции $F(dd)$ и незначительному уменьшению $F(Kn)$. Данный факт свидетельствует о возможности использования этих параметров для расчета K_2 и W_2 ;

- минерализация пластовых вод влияет эквивалентно газосодержанию. В этом случае характерно, что с увеличением функции пористости увеличивается и значение функции характера насыщения, а в случае увеличения газонасыщенной пористости происходит уменьшение функции пористости и увеличение функции характера насыщения.

При заполнении скважины и заколонного пространства воздухом по сравнению с условиями в колонне – воздух, за колонной – вода, отмечаются следующие закономерности:

- в 1.3 - 1.5 раза уменьшилось влияние водонасыщенной пористости и минерализации воды на функции $F(dd)$, характеризующие газонасыщение;

- влияние газонасыщенной пористости увеличилось в 1.2 - 1.3 раза;
- наличие в газовых скважинах, центрированных НКТ практически не сказывается на выше описанных закономерностях.

При сопоставлении аналитических возможностей по определению газонасыщенности по показаниям интенсивностей однозондовой модификации НГК и функций характера насыщения $F(dd)$ сделаны следующие выводы:

- Использование аналитических параметров $F(dd)$ позволяет расширить начальный диапазон измерений газонасыщенности с величин пористости 20 -25% для метода НГК до 7 - 10 % для аналитических параметров $F(dd)$;
- Функции дефицита плотности и водородосодержания $F(dd)$ имеют коэффициент дифференциации между водонасыщенными и газонасыщенными пластами пористостью 25 - 30% в 2 - 3 раза выше, чем показания метода НГК.

При заполнении скважины и заколонного пространства воздухом по сравнению с условиями в колонне – воздух, за колонной – вода, отмечаются следующие закономерности:

- в 1.3 - 1.5 раза уменьшилось влияние водонасыщенной пористости и минерализации воды на функции $F(dd)$, характеризующие газонасыщение;
- влияние газонасыщенной пористости увеличилось в 1.2 - 1.3 раза;
- наличие в эксплуатационной колонне газовой скважины нецентрированных НКТ практически не сказывается на результатах интерпретации.

По результатам выполненных экспериментальных работ сделаны выводы:

- определение газонасыщенности по комплексу нейтронных методов СНГК, 2ННКт с использованием жесткой части ГИРЗ большого зонда СНГК возможно при пористости коллектора более 7 - 10%;
- влияние мешающих геолого-технических факторов, вычисленных в эквивалентных значениях коэффициента газонасыщенности при пористости коллектора более 15 - 20%, изменении диаметра скважины от 215 мм до 300 мм, литологии и минерализации пластовых вод (0 - 250 г/л) не превышает 10 - 12% абсолютной величины газонасыщенности.

В работах [24, 42] показано, что при исследовании газовых скважин, заполненных жидкостью глушения, на показания методов СНГК и ННК существенное влияние оказывает эксцентриситет колонны в скважине и его надо учитывать при определении коэффициента газонасыщенности. В этом случае при определении коэффициента газонасыщенности вводятся поправки по результатам совместной обработки методов НГК и ННК, имеющих различную глубинность исследований, или по результатам измерений гамма-гамма толщиномером-дефектомером. Для определения влияния эксцентриситета 5-ти дюймовой колонны в скважине диаметром 215 мм при крайних положениях колонны (колонна центрирована или колонна прижата к стенке скважины) при различном заполнении колонны и заколонного пространства были произведены измерения при 2-х крайних положениях колонны с центрированным прибором в моделях пластов с различным характером насыщения. На рисунке 3.8 приведено влияние эксцентриситета колонны диаметром 5" в скважине диаметром 215 мм на аналитические параметры $F(dd)$, вычисляемые по большому зонду, и функцию пористости $F(Kn)$ при заполнении скважины: в колонне воздух, за колонной вода (а); в колонне вода, за колонной вода (б).

Анализ результатов исследований показал, что влияние положения колонны внутри скважины оказывает несущественное влияние на вычисляемые аналитические параметры при различном заполнении скважины и характеристики моделей пластов. В эквивалентном значении величина абсолютной погрешности K_2 не превышает 5 - 7%, и влиянием этого мешающего фактора можно пренебречь.

Для оценки информативности показаний отдельных зондов СНГК и ННК, используемых в аппаратуре КСПРК-Ш (ОТСК-ОСЗП, КА-МИД-СРК-К), и вычисляемых на их основе функций характера насыщения (Fdd) при измерениях в газонаполненной скважине было выполнено сопоставление кросс-плотов типа (Fdd) от $F(Kn)$ в реальных скважинных условиях.

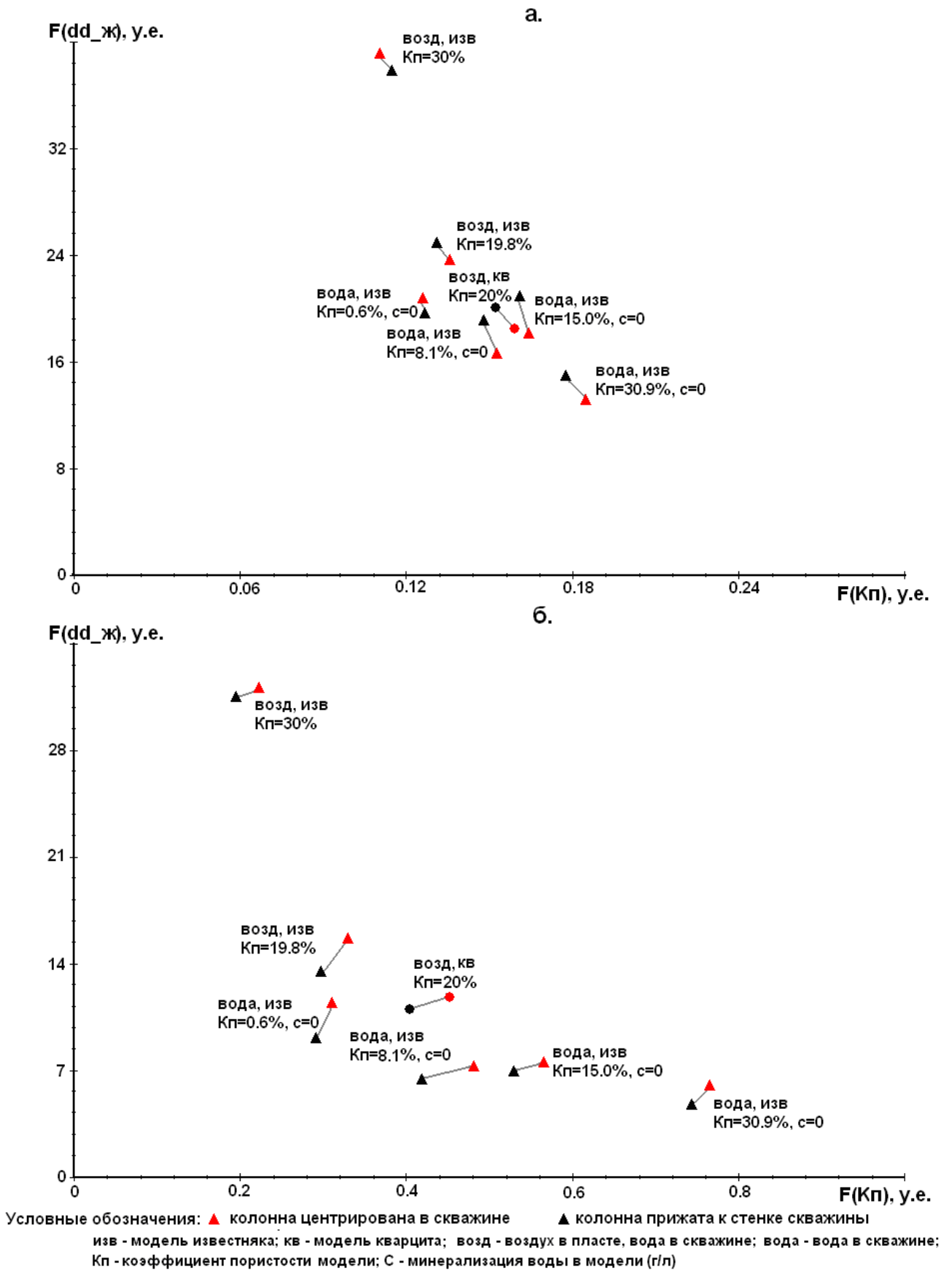


Рис. 3.8 Влияние эксцентриситета колонны в скважине на аналитические параметры $F(dd)$, вычисляемые по большому зонду и $F(Kп)$ при заполнении скважины: в колонне воздух, за колонной вода (а); в колонне вода, за колонной вода (б). Прибор центрирован

На рисунке 3.9 приведена часть полученных и проанализированных результатов обработки измерений отвечающим минимальному и максимальному радиусам исследований. Приведенные результаты включают сопоставления измерения на больших зондах методов СНГК и ННК и функций характера насыщения (Fdd) от $F(Kn)$. Сопоставления результатов измерений в газонаполненной скважине Уренгойского ГКМ приведены на рисунке 3.9 (а, б, в, г). Минерализация пластовых вод в коллекторе не превышает 15 - 20 г/л. На этом рисунке 3.9 (д, е, ж, з) приведен пример оценки информативности функций характера насыщения и показаний больших зондов методов СНГК и ННК на одной из газонаполненных эксплуатационных скважин Карашурского ПХГ, с минерализацией пластовых вод в коллекторе 250 г/л.

На кросс-плотах розовым цветом нанесены точки пластов, соответствующие газонасыщенным коллекторам, серым цветом – остальные точки интервала исследования, соответствующие водонасыщенным и глинистым пластам.

В продуктивном разрезе газовых скважин, глинистые породы, глины соответствуют минимальным показаниям метода НГК и функциям характера насыщения. Газонасыщенные высокопористые коллектора соответствуют максимальным значениям обеих функций.

Анализ результатов показывает:

- Общие закономерности влияния газонасыщенности коллекторов на вычисляемые аналитические параметры нейтронных методов сохраняются вне зависимости от минерализации пластовых вод, насыщающих коллектор;

- При низкой минерализации пластовых вод, насыщающих коллектор чувствительность функций характера насыщения к газонасыщенности выше на 15 - 20% чем при высокоминерализованных пластовых водах, насыщающих коллектор;

- Дифференциация показаний функции характера насыщения газонасыщенных пластов при низкоминерализованных пластовых водах относительно глини при использовании в функции насыщения показаний большого зонда составляет 4 - 5 раз, в то время, как показания большого зонда изменяются в 1.5 - 1.8 раза;

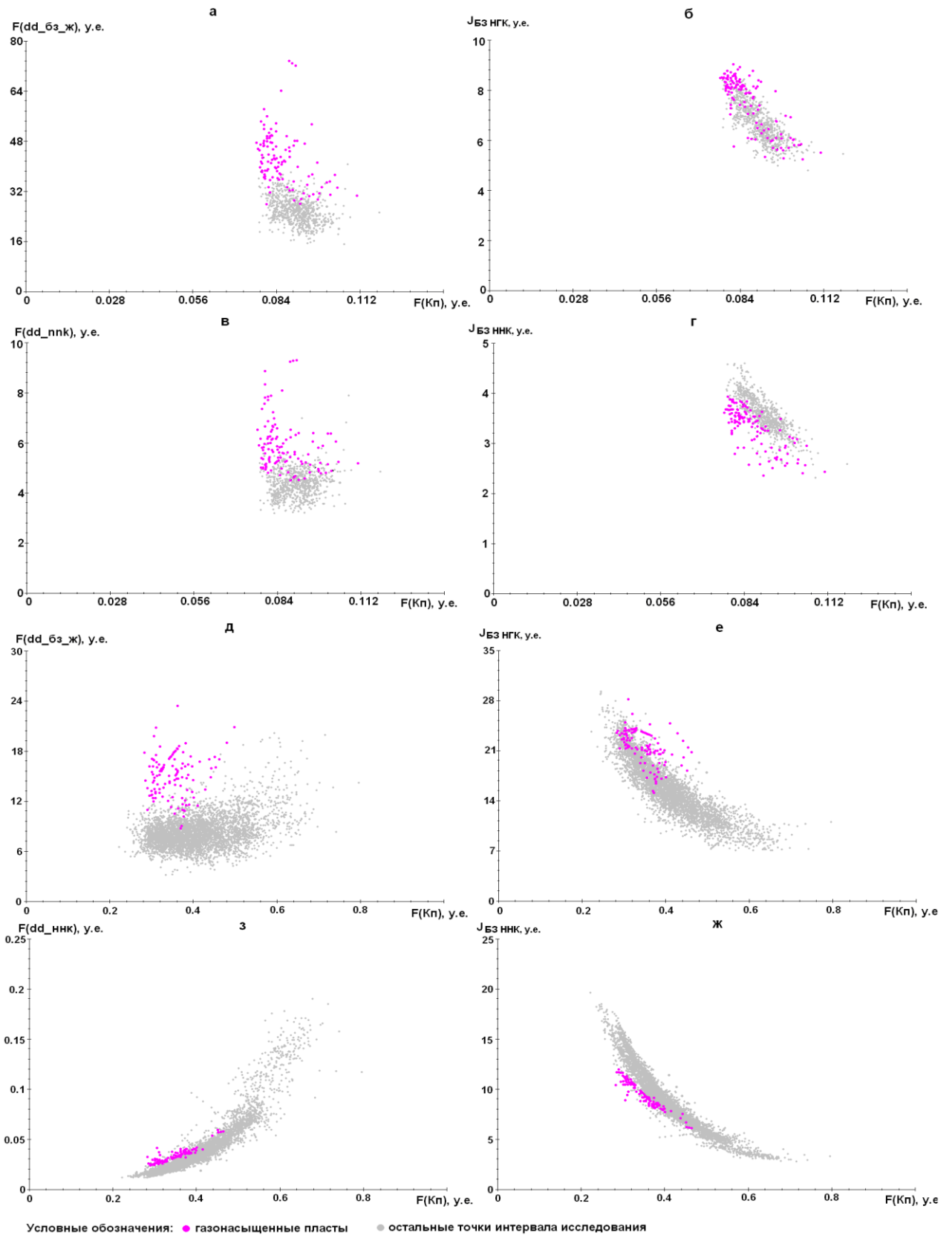


Рис. 3.9 Сопоставление кросс-плотов функций характера насыщения $F(dd)$ и показаний больших зондов методов НГК (а, б) и ННК (в, г) от $F(Kn)$ в газонаполненной скважине Уренгойского ГКМ (низкая минерализация пластовых вод) и методов НГК (д, е) и ННК (з, ж) от $F(Kn)$ в скважине Карашурского ПХГ в условиях высокой минерализации пластовых вод

- Дифференциация по газонасыщенности функций характера насыщения $F(dd)$ снижается с уменьшением длины зондов СНГК. Для среднего и малого зондов дифференциация функций характера насыщения составляет 2.5 - 3 раза при низкой минерализации пластовых вод. Дифференциация показаний по газонасыщенности для среднего зонда НГК составляет 1.3 - 1.5 раза, по показаниям малого зонда газонасыщенный разрез практически не расчленяется.

- Дифференциация показаний функции характера насыщения $F(dd_{нк})$ в газонасыщенных отложениях составляет 3 - 3.5 раза. При этом показания малого и большого зондов НК в газонасыщенных коллекторах характеризуются более низкими значениями, чем в глинистых пластах.

По результатам анализа фактического скважинного материала сделан вывод:

- использование функций характера насыщения позволяет более качественно решать задачи выделения и определения газонасыщенности коллекторов газонаполненных скважин;

- показания большого зонда метода НГК можно использовать для качественного выделения высокопористых газонасыщенных пластов.

3.3 Натурное моделирование влияния заполнения заколонного пространства на аналитические параметры нейтронных методов

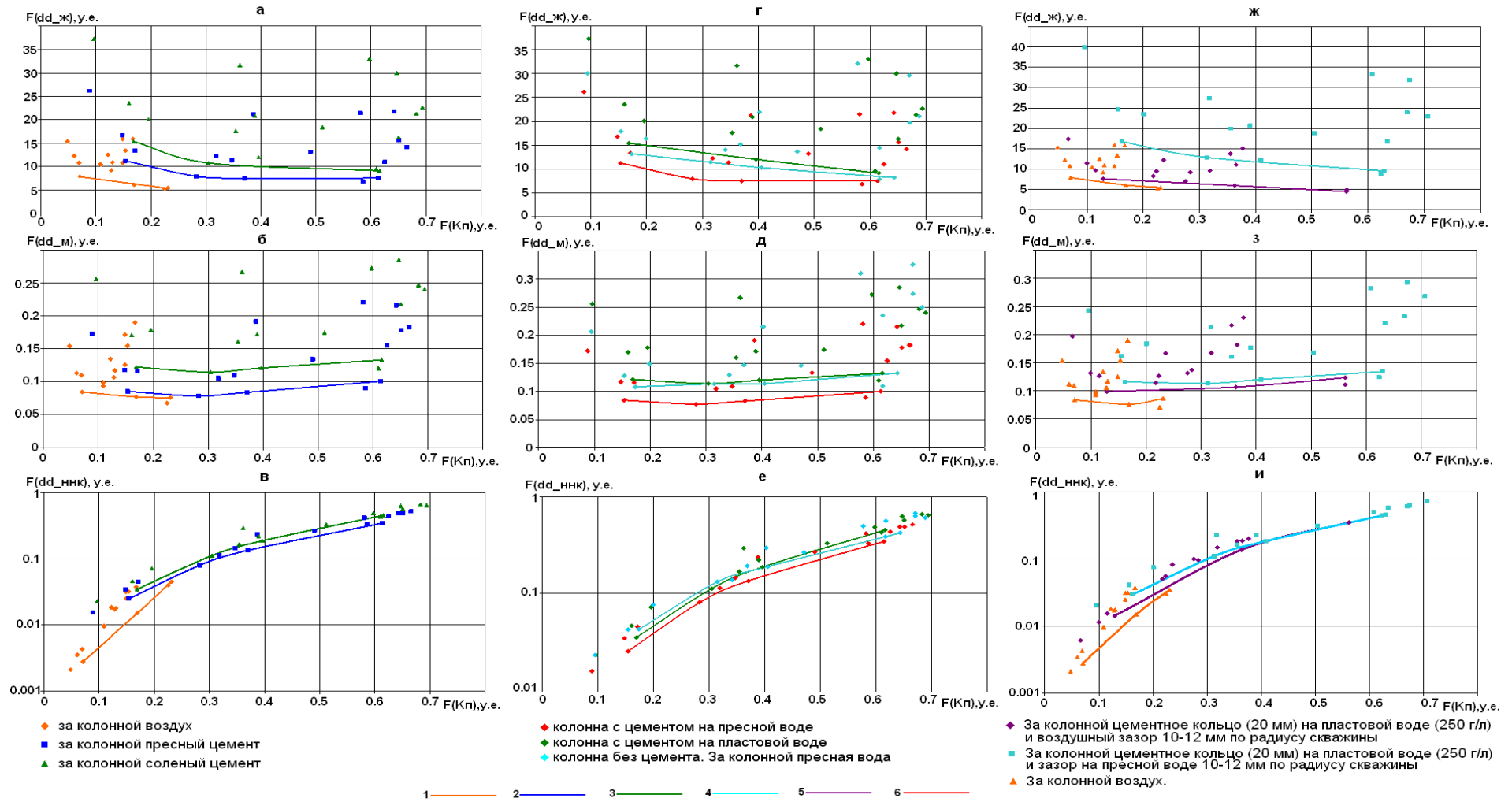
Прискважинное пространство нефтегазовых скважин подвержено техногенному воздействию, приводящему к нарушению сложившегося равновесия. Физические и химические свойства материалов, используемых при бурении и креплении, значительно отличаются от химических и физических свойств нескрытых горных пород и флюидов, насыщающих их. Скважина наиболее подвержена разнонаправленным термобарическим воздействиям. В результате в прискважинной зоне (а тем более в пластах-коллекторах, насыщенных разного вида флюидами) нарушается сложившееся геохимическое, термобарическое равновесие [20, 15, 88]. Со временем это приводит к разрушению цементного камня, образованию новых минеральных ассоциаций, газовых скоплений, несвойственных образований для вскрытых отложений. Разрушению цементного камня способствуют разнонаправленные циклические нагрузки на эксплуатационную колонну, возникающие в процессе эксплуатации скважины. Активное разрушение цементного камня происходит за счет повышенной адсорбции ионов хлора цементным камнем из пластовых вод [39, 47, 46]. Образование в цементном камне кристаллов хлористого натрия приводит к разрывным нарушениям в цементном камне. Особенно это характерно для высокоминерализованных водонасыщенных пластов. Наличие сероводорода в пластовых водах, нефти и газе усиливает разрушение цементного камня. При схватывании цемента без достаточного количества воды в камне образуется пустотное пространство и трещины. Такое состояние цементного камня характерно для интервалов плотных пластов – неколлекторов и межколонного пространства. Это обстоятельство способствует перетоку наиболее подвижного флюида - газа.

В процессе эксплуатации скважины вышележащие нефтенасыщенные пласты (особенно нефти с высоким газовым фактором) при движении нефти снизу-вверх разогреваются. При разогреве прискважинной зоны и вибромеханических воздействиях, возникающих при эксплуатации, нарушается термодинамическое равновесие, приводящее к выделению свободного газа из нефти. Образованию газовых

скоплений в промытом нефтегазовом пласте способствует закачка поверхностных вод, обогащенных атмосферными газами, и геохимические реакции, возникающие из-за нарушения геохимического равновесия и сопровождающиеся выделением газов не углеводородного происхождения. Движение закачиваемых поверхностных вод по промытым пластам-коллекторам происходит совместно с газом [51, 70]. Как отмечалось выше, понижение давления в нефтенасыщенных пластах ниже давления насыщения приводит к выделению растворенного газа в виде свободного газа.

Для оценки влияния некоторых техногенных факторов, возникающих вблизи эксплуатационной колонны из-за геохимических, техногенных процессов, на показания стационарных нейтронных методов было выполнено натурное моделирование с имитацией влияния некоторых из них, таких как осолонение цементного камня и скопление свободного газа в пространстве между колонной и стенкой скважины.

Для исследования влияния осолонения цементного камня на вычисляемые аналитические параметры были изготовлены имитаторы, состоящие из обсадной колонны диаметром 5" с цементным цилиндром (толщина стенки цилиндра - 20 мм). Марка цемента М-700. Для имитации пресного цементного камня затворение цемента производилось на пресной воде, соленого цемента - на пластовой воде девонских отложений Туймазинского нефтяного месторождения минерализацией 200 г/л. Во всех экспериментах колонна с цементом центрировалась по оси скважины. Заколонное пространство, а также имитация зазора между цементным камнем и стенкой колонны были заполнены пресной водой или воздухом. Имитатор обсадной колонны внутри был заполнен пресной водой. Основные результаты экспериментальных работ по исследованию влияния заполнения заколонного пространства на функции $F(dd)$ и $F(Kn)$ приведены на рисунке 3.10.



а, б, в, г, д, е, ж, з, и - зависимости $F(dd)$ от $F(Kn)$ для известняков, насыщенных пресной водой при различном заполнении заколонного пространства

Рис. 3.10 Влияние заполнения заколонного пространства на функции $F(dd)$ и $F(Kn)$ при измерениях на моделях пластов различной пористости, характера насыщения и литологии в скважине с обсадной колонной 5". В колонне пресная вода.

Для анализа влияния мешающих факторов на рисунке нанесены аппроксимированные зависимости $F(dd)$ от $F(Kn)$ для точек моделей известняка различной пористости, насыщенного пресной водой. Полученные результаты свидетельствуют:

- осолонение цементного камня (рис. 3.10 а, б, в) от «пресного» до «соленого» (затворенного на пластовой воде с минерализацией 200 г/л) приводит к увеличению показаний функции $F(dd_{ж})$ на 30 - 50% практически на всех моделях пластов. При осолонении цементного камня сильнее изменяется величина функции $F(dd_{м})$ в низкопористых и газонасыщенных пластах, величина эффекта составляет 30 - 50%, в области высокопористых - уменьшается до 15 - 30%. Величина функция $F(dd_{ннк})$ увеличивает показания на 20 - 30%. Функция пористости $F(Kn)$ практически не реагирует в области низкопористых и газонасыщенных коллекторов, в области высокопористых коллекторов ($Kn > 30\%$) происходит завышение показаний на 10 - 15%;

- заполнение заколонного пространства пресной водой (рис. 3.10 г, д, е) приводит к компенсации эффекта, вызванного хлором («хлорный эффект») за счет различия плотностей пресной воды и соленого цементного камня. Эти эффекты хорошо компенсируются в высокопористых моделях. В низкопористых и газонасыщенных «хлорный эффект» преобладает над плотностным эффектом;

- по мере увеличения воздушного зазора между колонной и стенкой скважины происходит снижение дифференциации показаний функций насыщения $F(dd)$ и пористости $F(Kn)$ относительно показаний этих функций в тех же моделях пластов при заполнении заколонного пространства цементным камнем или пресной водой (рис 3.10 ж, з, и). В предельном случае, при заполнении заколонного пространства воздухом дифференциация функций снижается в 2 - 2.5 раза. Совокупности точек, характеризующих измерения на моделях пластов с воздушным зазором между колонной с цементным камнем и стенкой скважины, смещаются в левый угол кросс-плота $F(dd)$ от $F(Kn)$ по мере увеличения зазора. Зависимости, соответствующие известнякам, насыщенным пресной водой, с увеличением воздушного зазора сме-

щаются ниже зависимостей, аппроксимирующих точки пластов известняков, насыщенных пресной водой при полном заполнении заколонного пространства цементным камнем.

Скопление газа между эксплуатационной колонной и стенкой скважины в интервале газонасыщенного коллектора по-разному влияют на функции насыщения $F(dd)$ и функцию пористости $F(Kn)$. В первом случае скопление газа приводит к «опреснению», т.е. к увеличению эквивалентной нефтенасыщенности в прискважинной зоне пласта. Газонасыщенный пласт характеризуется максимальными значениями функций насыщения и минимальными – функции пористости.

По результатам математического и натурного моделирования можно сделать следующие выводы:

- характер закономерностей изменения показаний зондов, связанный с влиянием мешающих геолого-технических факторов (пористость, литология, минерализация пластовых вод, заполнение скважины, заколонного, межколонного пространства, осолонение цементного камня, техногенные скопления газа в заколонном пространстве и в водонасыщенных пластах - коллекторах), практически подобен для аналитических параметров, определяющих характер насыщения, и слабо зависит от размеров зондов. Глубинность исследования определяется модификацией нейтронного метода, размером зонда и регистрируемым спектральным составом ГИРЗ. Это позволяет сделать вывод о возможности определения особенностей строения прискважинной зоны путем зондирования в радиальном направлении разноглубинными модификациями нейтронных методов;

- результаты натурного моделирования показывают, что влияние мешающих геолого-технических факторов можно свести к минимуму при использовании самонастраивающейся адаптивной методики интерпретации. Часть проблем по определению газонасыщенности коллекторов снимается при анализе анизотропии флюидного состава коллекторов от стенки скважины вглубь коллектора, вычисляемой по результатам зондирования разноглубинными модификациями нейтронных методов СНГК и НК. В этом случае происходит пространственное зондирование в

радиальном направлении, что эквивалентно временным замерам в газовых скважинах методами ННК и НГК. Результаты таких измерений отражают, в первом приближении, флюидодинамику прискважинной зоны коллектора. Совместное использование двух подходов к обработке и интерпретации результатов позволяют значительно повысить достоверность. Существуют еще трудноучитываемые и неконтролируемые вариации геолого-технических условий в прискважинной зоне газовых скважин, приводящие к эквивалентным вариациям значений K_2 относительно истинных значений. К таким можно отнести кавернозность ствола скважины, переменную минерализацию пластовых вод по разрезу продуктивных отложений и в радиальном направлении, осолонение цементного камня, выпадение в прискважинной зоне несвойственных новых образований, возникающих вследствие нарушения геохимического равновесия, изменение минерализации и физических свойств жидкости глушения или физических свойств газов, заполняющих скважину т.д.;

- возможная абсолютная погрешность определения K_2 при изменениях минерализации пластовых вод от 0 - 250 г/л, литологии от известняка до песчаника, диаметра скважины от 215 мм до 300 мм не превышает 15 - 20%;

- изменения минерализации жидкости глушения по стволу скважины не должны превышать 30 г/л;

- пористость газонасыщенного коллектора должна быть более 10%;

- влияние положения колонны внутри скважины при центрировании прибора внутри колонны оказывает несущественное влияние на вычисляемое значение K_2 и в предельном случае величина погрешности не превышает 5 - 7% по абсолютным значениям.

ГЛАВА 4. АППАРАТУРНАЯ БАЗА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ РАЗНОГЛУБИННЫМИ НЕЙТРОННЫМИ МЕТОДАМИ

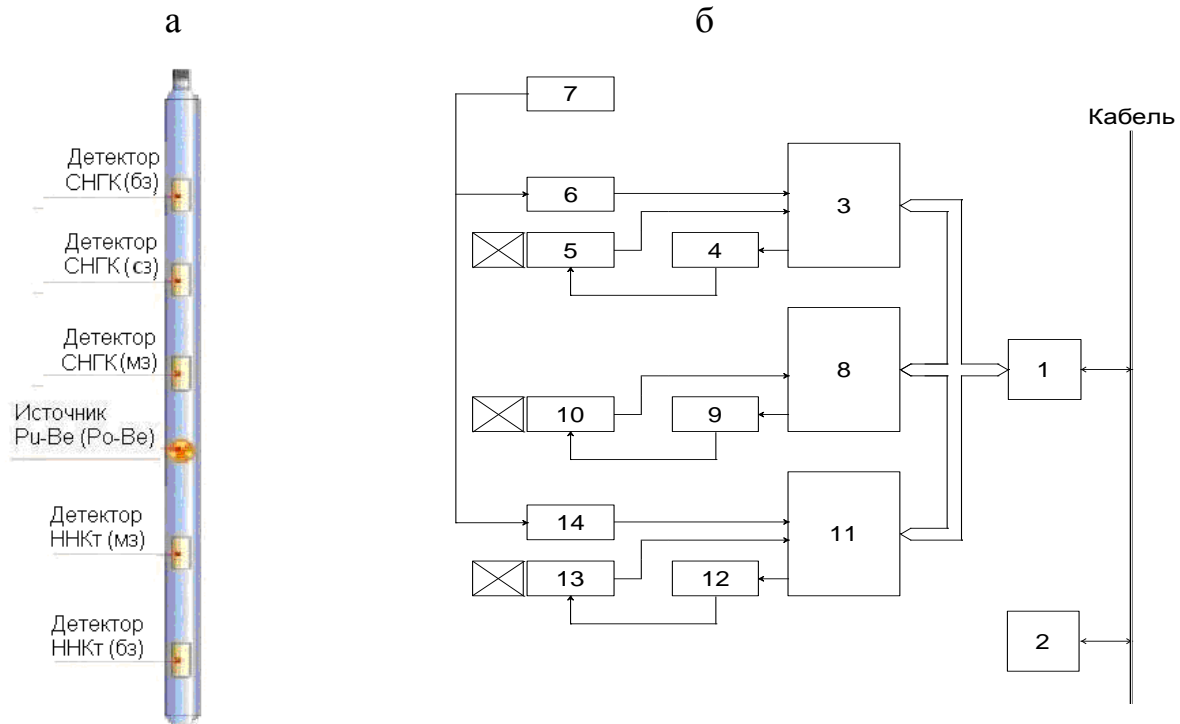
Для проведения исследования газовых скважин путем зондирования прискважинной зоны разноглубинными нейтронными методами может применяться серийная аппаратура, реализующая в одной зондовой установке несколько нейтронных методов (ННК, НГК, СНГК) или различные типы аппаратуры, реализующие отдельные модификации нейтронных методов. Первый вариант более предпочтительный, т.к. измерения сопряжены в пространстве и во времени, этим повышается достоверность первичной информации и, как следствие, конечных результатов интерпретации. При проведении зондирования прискважинной зоны нейтронными методами необходимыми условиями являются:

- наличие разноглубинных модификаций нейтронных методов;
- технические характеристики прибора должны соответствовать геолого-техническим условиям скважины.

Для исследований газовых скважин ЗАО НПФ «ГИТАС» совместно с ОАО НПП «ВНИИГИС» была разработана и выпущена, как отмечалось выше, аппаратура нейтронного каротажа типа СПРК, СНГК-Ш. Этим типом аппаратуры оснащен ряд геофизических предприятий, занимающихся исследованием газовых скважин.

Наиболее современной многометодной аппаратурой для исследования газовых скважин является комплексная аппаратура, разработанная совместно предприятиями ЗАО НПФ «ГИТАС», ОАО НПП «ВНИИГИС», ООО «ИНГТ» типа КСПРК-Ш, ОТСК-ОСЗП и КА-МИД-СРК-К. Скважинный прибор представленных типов аппаратуры включает отдельный модуль многозондового нейтронного каротажа. В состав приборов аппаратуры ОТСК-ОСЗП и КА-МИД-СРК-К также входит модуль «ГИС-контроль», реализующий следующие методы: ГК-С (ГК), термометрию, барометрию, МИД-С. В реализации прибора модификации КСПРК-Ш отсутствует модуль МИД-С.

Основной объем исследований газовых скважин в настоящее время выполняется аппаратурой КСПРК-Ш, ОТСК-ОСЗП и КА-МИД-СРК-К с диаметром технологической сборки 48мм. На рисунке 4.1 приведен общий вид модулей нейтронного каротажа КСПРК-Ш и ОТСК-ОСЗП (нижний) диаметром 48 мм (а) и функциональная схема (б), а в таблице 4.1 даны их технические характеристики.



1. Контроллер приемо-передатчика модуля СНГК
2. Блок питания модуля СНГК
3. Контроллер модуля СНГК и модуля ННК МЗ
4. Управляемый блок питания МЗ модуля СНГК
5. ФЭУ и кристалл модуля СНГК МЗ
6. Счётчик СММ-56М зонда ННК МЗ
7. Неуправляемый блок питания высокого напряжения (+1600В) модулей БЗ и МЗ ННК
8. Контроллер модуля СНГК СЗ
9. Управляемый блок питания СЗ модуля СНГК
10. ФЭУ и кристалл модуля СНГК СЗ
11. Контроллер модуля СНГК и модуля ННК БЗ
12. Управляемый блок питания БЗ модуля СНГК
13. ФЭУ и кристалл модуля СНГК БЗ
14. Счётчик СММ-56М зонда ННК БЗ

Рис.4.1 Общий вид модулей нейтронного каротажа КСПРК-Ш и ОТСК-ОСЗП (нижний) диаметром 48 мм (а) и функциональная схема (б)

Технические данные модулей нейтронного каротажа КСПРК-Ш и ОТСК-ОСЗП

Наименование параметра	Значение
Номинальный диаметр, мм	48
Длина верхнего модуля скважинного прибора, мм	1350 ±20
Вес верхнего модуля скважинного прибора, кг, не более	12
Длина нижнего модуля скважинного прибора (без центраторов), мм, не более	2550
Вес нижнего модуля скважинного прибора (без центраторов), кг, не более	22
Длина верхнего центратора, мм	690 ±20
Вес верхнего центратора, кг, не более	4
Длина нижнего центратора, мм	500 ±20
Длина нижнего модуля прибора с центраторами, мм, не более	3600
Масса нижнего модуля прибора с центраторами, кг, не более	29
Длина малого зонда (СНГКмз), мм	250 ±20
Длина среднего зонда (СНГКсз), мм	470 ±20
Длина большого зонда (СНГКбз), мм	690 ±20
Длина большого зонда ННК(БЗ), мм	500 ±20
Длина малого зонда ННК(МЗ), мм	250 ±20
Максимальное рабочее давление, Мпа	60 Мпа
Диапазон рабочих температур, °С	от +5 °С до +120 °С
Температура хранения, °С	от +5 °С до +40 °С
Напряжение питания (на головке прибора), В	130-160, в зависимости от сопротивления кабеля
Ток потребления, А, не более	0,25
Мощность потребления, Вт, не более	35
Тип и размеры детекторов: СГК (ГК), мм СНГК мз, мм СНГК сз, бз, мм ННК	NaJ(Tl) 24×160 NaJ(Tl) 24×60 NaJ(Tl) 24×70 СНМ-56
Тип фотоэлектронного умножителя	ФЭУ-158 Д

Исследования скважин производятся при заполнении эксплуатационной колонны газом или жидкостью глушения. В результате изменения заполнения ствола скважины меняется радиус зоны исследований. По результатам обобщения работ [83, 86] и практического опыта исследований нефтегазовых и газовых скважин таблице 4.2 даны радиусы зон исследований от стенки скважины для аналитических параметров нейтронных методов, характеризующих насыщение коллектора.

Таблица 4.2

Радиусы зон исследований от стенки скважины для аналитических параметров нейтронных методов, характеризующих насыщение коллектора

Функции характера насыщения	Радиусы зон исследования, см	
	Газонаполненная скважина	Водонаполненная Скважина
$F(dd_{ннк})$	10 – 30	5 – 15
$F(dd_{мз})$	20 – 40	10 – 20
$F(dd_{сз})$	30 – 60	15 – 30
$F(dd_{бз})$	50 – 70	20 – 50

Определение чувствительности зондов нейтронных методов и функций характера насыщения к газонасыщенности и минерализации воды в моделях пластов с имитаторами зацементированных колонн с НКТ при заполнении их воздухом или пресной водой проводились на сертификационном центре ООО «Газпром георесурс». В таблице 4.3 дана характеристика моделей пластов.

В таблице 4.4 проведены результаты определения чувствительности аналитических параметров к характеру насыщения (газ, минерализованная вода).

Анализ результатов, приведённых в таблице 4.4, свидетельствует, что функции насыщения более чувствительны к характеру насыщения, чем отдельные зонды нейтронных методов. В некоторых случаях показания малого зонда НГК и функция

насыщения, вычисленная по малому зонду СНГК имеют меньшее значения в газонасыщенных, чем в водонасыщенных пластах такой же пористости.

Таблица 4.3

Характеристика моделей пластов ООО «Газпром георесурс» г. Раменское

№ п/п	Коэффициент пористости, %	Состав модели	Диаметр скважины, мм	Заполнение модели (условное обозначение)
Модели пористости				
1	0.8	известняк	200	пресная вода (ПВ)
2	14.9	известняк	200	пресная вода (ПВ)
3	36.4	известняк	200	пресная вода (ПВ)
Модели насыщения				
4	39.6	стеклянные шарики	200	пресная вода
5	39.6	стеклянные шарики	200	диз. топливо (ДТ)
6	39.6	стеклянные шарики	200	минерализованная вода (МВ) 150 г/л
Модель газового пласта				
7	общая пористость ~20%, ~80% - воздух, плотность модели ~2.2 г/см ³ , эквивалентная плотность газа ~0.2 г/см ³	полиэтиленовые и кальцитовые гранулы, кварцевый песок	200	воздух, полиэтиленовые шарики, эквивалент газоконденсатного пласта (ГП)

Определение чувствительности аналитических параметров к характеру насыщения
(газоконденсат, минерализованная вода 150 г/л)

Аналитические параметры	Условия измерений											
	В скважине колонна с цементным камнем, в колонне НКТ. Прибор и НКТ центрированы в колонне. Колонна заполнена пресной водой						В скважине колонна с цементным камнем, в колонне НКТ. Прибор и НКТ центрированы в колонне. Колонна заполнена воздухом.					
	Влияние газонасыщенности			Влияние минерализации			Влияние газонасыщенности			Влияние минерализации		
	Показания в известняках, насыщенных пресной водой.	Показания в газонасыщенной модели	Эффект, % (\pm)	Показания в известняках, насыщенных пресной водой.	Показания в модели, насыщенной минерализованной водой (150г/л)	Эффект, % (\pm)	Показания в известняках, насыщенных пресной водой.	Показания в газонасыщенной модели	Эффект, % (\pm)	Показания в известняках, насыщенных пресной водой.	Показания в модели, насыщенной минерализованной водой (150 г/л)	Эффект, % (\pm)
mz_ngk	1.11	1.01	-10	1.01	1.08	+7	1.60	1.51	-6	1.62	1.44	-12
cz_ngk	0.75	0.86	+15	0.53	0.67	+26	2.05	2.05	0	1.75	2.15	+23
bz_ngk	0.45	0.72	+60	0.30	0.41	+33	1.95	2.20	+13	1.80	3.50	+194
bz_nnk	2.03	2.03	0	1.15	1.15	0	21	21	0	17.5	15.0	-14
F(Cl_mz_h)	3.6	3.6	0	8.4	10.4	+24	0.32	0.31	-5	0.48	0.60	+25
F(Cl_cz_h)	8.4	12.0	+43	12.8	21.2	+65	3.0	3.7	+23	3.5	5.8	+53
F(Cl_bz_h)	5.6	10.5	+87	5.2	10.8	+208	4.3	7.4	+72	4.2	11.3	+270
F(Cl_nnk)	0.28	0.40	+43	0.7	0.96	+37	0.0135	0.0175	+30	0.020	0.041	+200

4.1 Метрологическое обеспечение аппаратуры

Метрологическое обеспечение предусматривает преимущество ранее разработанных методик поверки и калибровки для определения пористости по методу 2ННК в скважинах с открытым стволом [82]. Метод НГК при центрировании прибора в скважине слабо расчленяет разрез нефтегазовых скважин по пористости и применять его для определения последней нецелесообразно. В условиях заглушенных газовых скважин при центрированном положении прибора внутри эксплуатационной колонны, а тем более в НКТ, при трудно учитываемом влиянии мешающих геолого-технических факторов определение пористости по методу 2ННК возможно на полуколичественном уровне при использовании двух опорных пластов.

Первичную поверку аппаратура КСПРК-Ш проходит в метрологическом центре ОАО НПП «ВНИИГИС» на моделях карбонатных пластов насыщенных пресной водой в скважинах диаметром 200 мм и заполненных пресной водой. При измерениях прибор центрирован в скважине.

Результаты выполненных работ по сопоставлению основных зависимостей $Kn = F(Kn)$ для метода 2ННК свидетельствуют об идентичности моделей карбонатных пластов на метрологическом центре ОАО НПП «ВНИИГИС» и сертификационном центре ООО «Газпром георесурс» по методу 2ННКт. Результаты сопоставления приведены на рисунке 4.2.

Функции насыщения вычисляются для основного ряда моделей карбонатных пластов, насыщенных пресной водой в скважинах диаметром 200 мм. Функции насыщения строятся для каждого зонда СНГК для водонаполненных и воздушно-наполненных скважин, которые сопоставляются с результатами, полученными в метрологическом центре ООО «Газпром георесурс». Расхождение вычисленных величин функций насыщения не должно превышать 15%. При измерениях прибор центрирован в скважине. Измерения на этих моделях в первом приближении эквивалентны измерениям на нефтенасыщенных моделях.

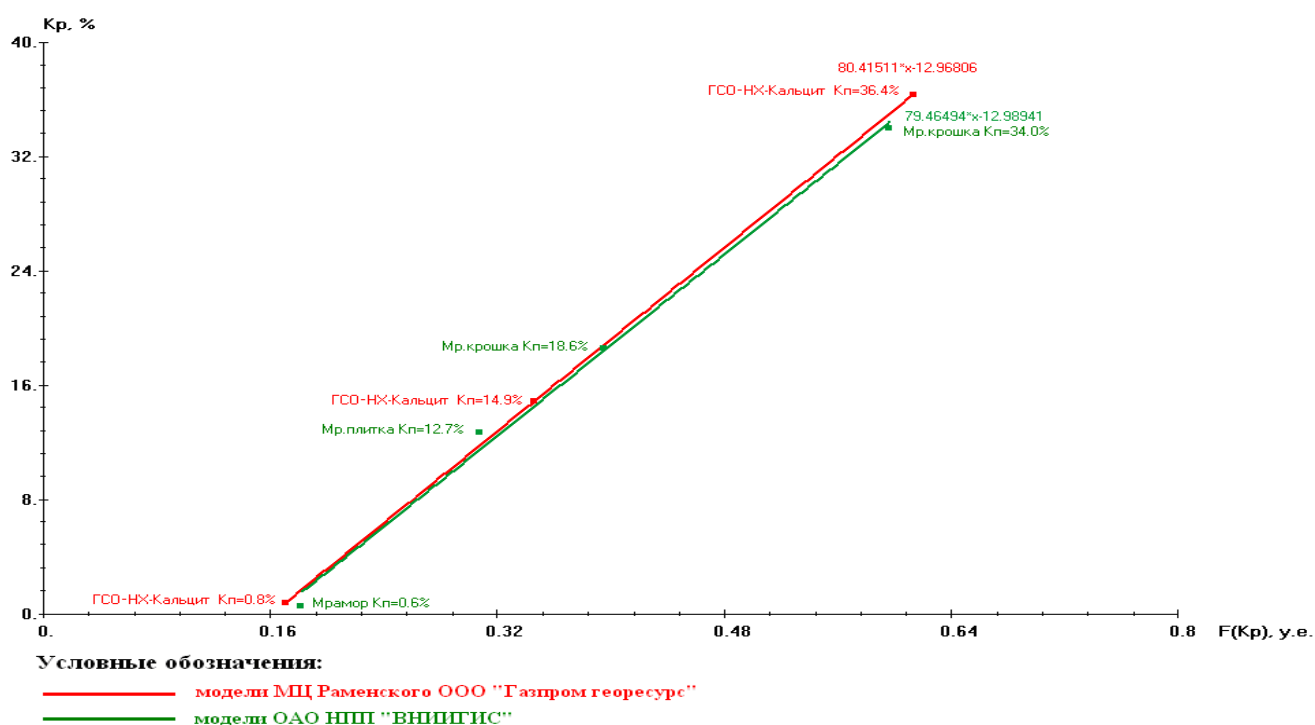
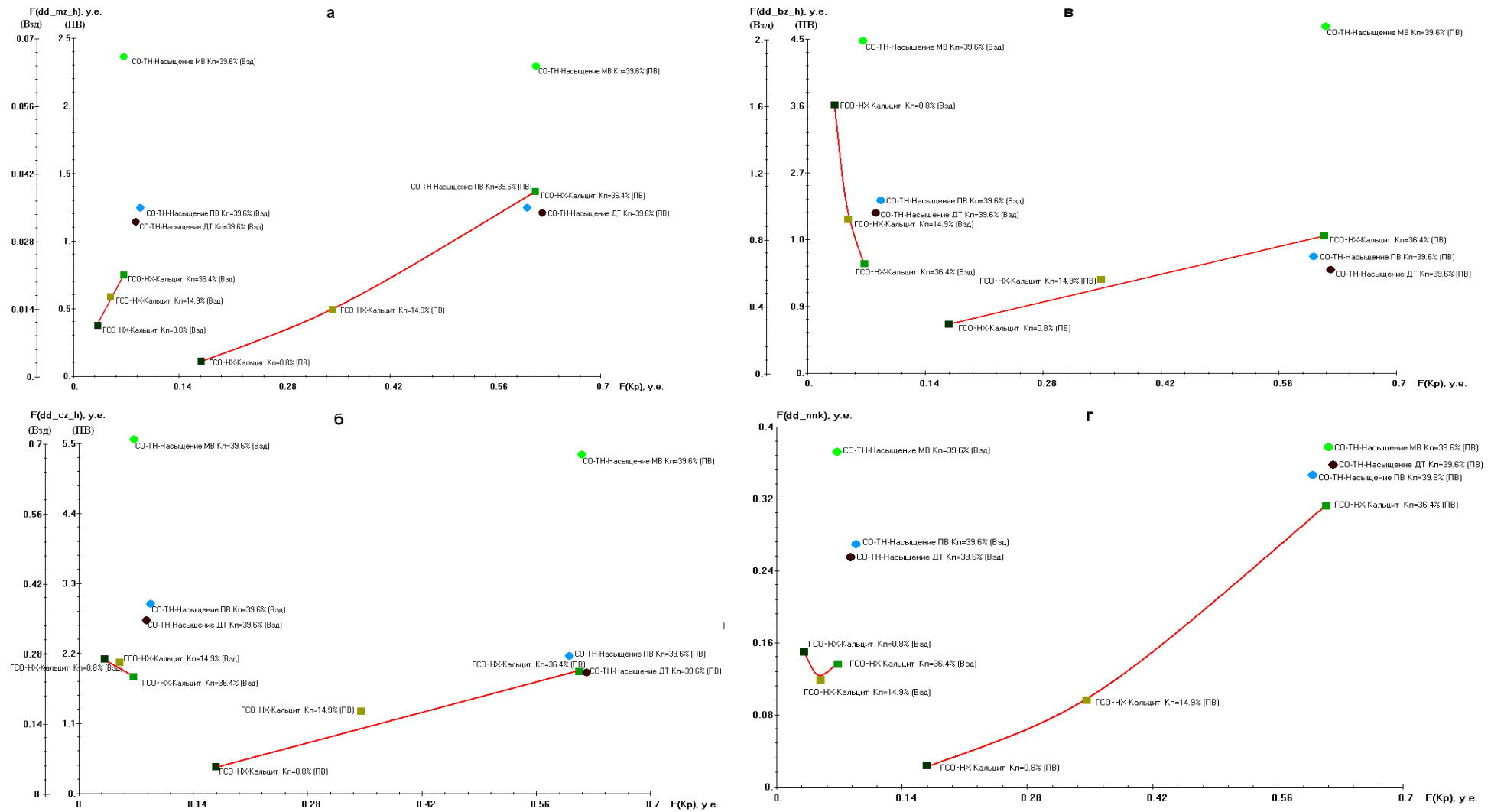


Рис. 4.2 Сопоставление основных зависимостей $K_n = F(K_n)$ для метода 2ННК на моделях пластов известняка, насыщенных пресной водой, в скважинах диаметром 200 мм, заполненных пресной водой, выполненных в метрологических центрах ОАО НПП «ВНИИГИС» и ООО «Газпром георесурс». Прибор центрирован в скважине

На рисунке 4.4 приведены экспериментальные зависимости вычисленных функций характера насыщения $F(n)$ от $F(K_n)$, выполненных на моделях карбонатных пластов, насыщенных пресной водой, с различной пористостью и расположение моделей пластов различного насыщения одинаковой пористости относительно функций насыщения для водонасыщенных известняков. При измерениях скважины заполнены пресной водой или воздухом. Функции насыщения на рисунках выделены красным цветом.

Для поверки и калибровки аппаратуры КСПРК-Ш и ОТСК-ОСЗП, характеризующих газонасыщение коллекторов, используются аттестованные образцы моделей пластов метрологических центров России. Поверка и калибровка модулей нейтронного каротажа по диагностике газонасыщенности коллекторов производится на воздухомыщенных карбонатных породах пористостью $K_n \sim 1\%$, $K_n \sim 15\%$, $K_n \sim 30\%$.



Условные обозначения:

■ ГСО-НХ-Кальцит $K_p=0.8\%$ ■ ГСО-НХ-Кальцит $K_p=14.9\%$ ■ ГСО-НХ-Кальцит $K_p=36.4\%$ ● СО-ТН-Насыщение ДТ $K_l=39.6\%$ ● СО-ТН-Насыщение МВ $K_l=39.6\%$ ● СО-ТН-Насыщение ПВ $K_l=39.6\%$

Рис 4.4 Экспериментальные зависимости вычисленных функций характера насыщения $F(n)$ от $F(Kn)$, выполненных на моделях пластов ООО «Газпром георесурс» для малого (а), среднего (б), большого зондов (в) СНГК и метода 2ННК (г)

Выводы.

Наиболее совершенной аппаратурой для проведения зондирования прискважинной зоны нефтегазовых скважин разноглубинными модификациями нейтронных методов СНГК и ННК является комплексная аппаратура - КСПРК-Ш и ее модификации (ОТСК-ОСЗП, КА-МИД-СРК-К), разработанная в рамках консорциума «Инновационные нефтегазовые технологии» (ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС», ООО «ИНГТ»).

Аппаратура имеет преимущество с ранее разработанными методиками определения газонасыщенности по результатам измерений методами НГК и ННК и включает в себя методы газодинамического каротажа, что позволяет значительно повысить достоверность интерпретации.

Аппаратура прошла аттестацию в метрологическом сертификационном центре ООО «Газпром георесурс».

ГЛАВА 5. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Доизучение нефтегазонасыщенности отложений при ревизии скважин старого фонда, в том числе выявление нетрадиционных коллекторов, на каждой перспективной площади должно включать два этапа:

- Обобщение и анализ имеющихся геофизических, геологических и промысловых материалов с целью выбора объектов для детальных исследований.

- Детальные геофизические исследования выделенных в результате обобщения перспективных интервалов на выбранных участках месторождений путем применения комплекса разноглубинных модификаций нейтронных методов СНГК, ННК.

Для залежей, находящихся в разработке, первый этап к моменту проведения специальных исследований обычно оказывается выполненным и решение задачи упрощается.

Для залежей, нефтегазонасыщенность и газонасыщенность которых доказана только единичными опробованиями, а также при доразведке продуктивных отложений работы по обобщению материалов приобретают основное значение.

При обобщении и анализе имеющихся геофизических, геохимических, геологических, промысловых данных и дела скважины необходимо:

- определить покрывки изучаемой части разреза скважины;
- выделить пласты-коллектора под выделенными покрывками и спрогнозировать наличие нетрадиционных коллекторов;

- провести историко-геологический анализ дела скважины и оценить перспективность нефтенасыщенности и газонасыщенности выделенных традиционных и нетрадиционных коллекторов;

- осуществить подробный анализ геофизических, геохимических, геологических и др. данных по выделенным объектам и обосновать необходимость проведения детальных исследований комплексом специальных геофизических методов с це-

лью диагностики продуктивных отложений и определения состояние металлической и цементной крепи, отсутствия заколонных перетоков и наличия нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов, в том числе нетрадиционных. Диагностика характера насыщения коллекторов производится на основе интерпретации разноглубинными модификациями нейтронных методов СНГК и ННК.

Интерпретация комплекса разноглубинных модификаций нейтронных методов СНГК и ННК базируется на широком использовании имеющейся по скважине геолого-геофизической и промысловой информации, применении современных технических средств обработки информации и специального программного обеспечения.

5.1 Алгоритмы обработки разноглубинных методов СНГК, ННК для определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности

Программы обработки комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК с целью определения анизотропии газонасыщенности в радиальном направлении на этапе опробования самостоятельны. В дальнейшем они будут включены в комплексную программу обработки и интерпретации ГИС.

Алгоритм обработки и предварительной интерпретации разноглубинных методов СНГК и ННК реализуемых на базе аппаратуры КСПРК-Ш и ее модификаций (ОТСК-ОСЗП, КА-МИД-СРК-К) и вычисления коэффициентов газонасыщенности, объемной газонасыщенности приведен на рисунке 5.1. В случае обработки информации полученной другими типами аппаратуры предусмотрена адаптация программ обработки.



Рис. 5.1 Алгоритм обработки комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК и вычисления коэффициента газонасыщенности Kz и объемной газонасыщенности Wz

5.2 Методика интерпретации комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК в газовых скважинах с целью определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов

Целью интерпретации геофизических данных является получение геологической информации. Необходимо отметить, что переход от геофизической информации к геологической носит эквивалентный характер, т.е. на одинаковую геофизическую информацию можно подобрать множество геологических эквивалентов. Для корректной геологической интерпретации необходимо привлекать как можно больше дополнительной информации: по геологическим особенностям нефтегазонасыщенных и газонасыщенных объектов, по свойствам флюидов, насыщающих коллектора, о режимах эксплуатации скважин, о флюидодинамике перфорированного интервала и т.д. Без привлечения вышеперечисленной информации интерпретация геофизических данных носит формальный характер.

Методика интерпретации результатов измерений многозондовыми приборами нейтронных методов в условиях меняющихся геолого-технических факторов должна быть адаптивной [8]. Это позволяет настраиваться на реальные геолого-технические условия измерений с учетом состава и свойств компонентов твердой фазы коллекторов, свойств промывочной жидкости в скважине, минерализации пластового флюида и метрологических характеристик аппаратуры при существующих в скважине термобарических условиях. Методика оперирует не с палетками, а с аналитической интерпретационной моделью, позволяющей генерировать интерпретационные зависимости и решать прямые и обратные задачи для текущих геолого-технических условий измерений.

Геологическая интерпретация результатов измерений комплексом разноглубинных методов СНГК и ННК для геолого-технических условий газовых скважин предполагает несколько этапов обработки:

- кросс-плотный анализ и построение основных зависимостей аналитических параметров, соответствующих газонасыщенным и водонасыщенным коллекторам;
- нормализация аналитических параметров (оперативная интерпретация) с целью выделения газонасыщенных объектов;
- определение коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности.

Кросс-плотный анализ позволяет произвести относительную оценку характера насыщения отдельных пластов-коллекторов по группированию совокупности точек анализируемого коллектора среди всего массива точек исследуемого интервала, характеризующегося близкими геолого-техническими условиями измерений, но различным характером насыщения.

На кросс-плот $F(dd)$ от $F(Kn)$ наносят точки пластов-коллекторов с дискретностью 20 - 40 см. Точки, соответствующие водонасыщенным коллекторам, ранее выделенным по ГИС или по геологическим данным расположенным ниже отметки уровня ГНК и ГВК, окрашиваются одним цветом. Пласты, расположенные выше ГНК, ГВК окрашиваются другим цветом. Желательно, чтобы каждый возможно газонасыщенный пласт окрашивался своим цветом и был привязан к глубине. Точки, соответствующие пластам-неколлекторам наносятся отдельным цветом и являются фоновыми. По точкам, характеризующим водонасыщенные и газонасыщенные коллектора, строят аппроксимирующие зависимости.

Выше указывалось, что наряду с характером насыщения и другими геолого-техническими факторами на характер зависимости $F(dd)$ от $F(Kn)$ существенно влияет пористость. Для исключения влияния пористости на функцию $F(dd)$ для пресных водонасыщенных (нефтенасыщенных) пластов (или их ядерно-физических эквивалентов - глинистых пород и глин) в интервале с номинальным диаметром скважины и постоянной литологией вычисляем функцию $F(dd_{нв})$ следующим образом:

$$F(dd_{нв}) = a * F(Kn)^2 + b * F(Kn), \quad (5.1)$$

где $F(dd_{нв})$ - функция характера насыщения пресного пласта;

a и b - коэффициенты, учитывающие геолого-технические условия в скважине;

$F(Kn)$ - функция пористости, вычисляемая по методу 2НКТ.

Такая манипуляция позволяет пласты, насыщенные пресной водой, привести к "нулевому" уровню. Интерпретационным параметром, тесно связанным с характером насыщения порового пространства коллектора, является параметр $P(dd)$, вычисляемый следующим образом:

$$P(dd) = F(dd_{тек}) - F(dd_{нв}), \quad (5.2)$$

где $F(dd_{нв})$ - функция, соответствующая насыщению пластов пресной водой (описывающая положение крайних нижних точек на кросс-плоте $F(dd)$ от $F(Kn)$);

$F(dd_{тек})$ - текущее значение положения точек.

Нормализации аналитических параметров $F(Kn)$ и $P(dd)$ заключается в том, что аналитические параметры $P(dd)$, $F(Kn)$, в первом приближении, линейно зависят от Kn в водонасыщенных коллекторах. В газонасыщенных коллекторах аналитический параметр $P(dd)$ имеет высокие значения, а $F(Kn)$ низкие. При нормализации кривых $F(Kn)$ и $P(dd)$ в водонасыщенных пластах газонасыщенные пласты будут выделяться приращением $P(dd)$ над $F(Kn)$.

Методика позволяет на качественном уровне оценить характер насыщения коллекторов в условиях 2-компонентного состава флюида в коллекторе. По величине приращения аналитических параметров можно судить о величине газонасыщенной пористости ($Kn * K_2$).

Общая схема геологической интерпретации аналитических параметров $P(dd)$ и $F(Kn)$ для геолого-технических условий нефтегазовых скважин путем нормализации приведена на рисунке 5.2. Из схемы видно, что пласты соли и ангидритов характеризуются значениями $P(dd)$, близкими к значениям этих параметров в газонасыщенных пластах, поэтому для выделения газонасыщенных коллекторов необходимо привлечь дополнительную геолого-геофизическую информацию по литологии исследуемых отложений. В первую очередь, это результаты интерпретации ГИС в открытом стволе.

Принципиальная возможность разделения нефтенасыщенных, газонасыщенных и водонасыщенных пластов с высокой минерализацией пластовых вод была обоснована выше по результатам экспериментальных работ. При нормализации функций $P(dd)$ и $F(Kn)$ по водонасыщенным коллекторам с высокой минерализацией пластовых вод газонасыщенные коллектора будут выделяться приращением функции $P(dd)$ над $F(Kn)$. В случае нефтенасыщенного коллектора будет приращение функции $F(Kn)$ над $P(dd)$, т.е. произойдет смена знака приращения. Данный факт свидетельствует о возможности определения фазового состояния углеводородов в коллекторе.

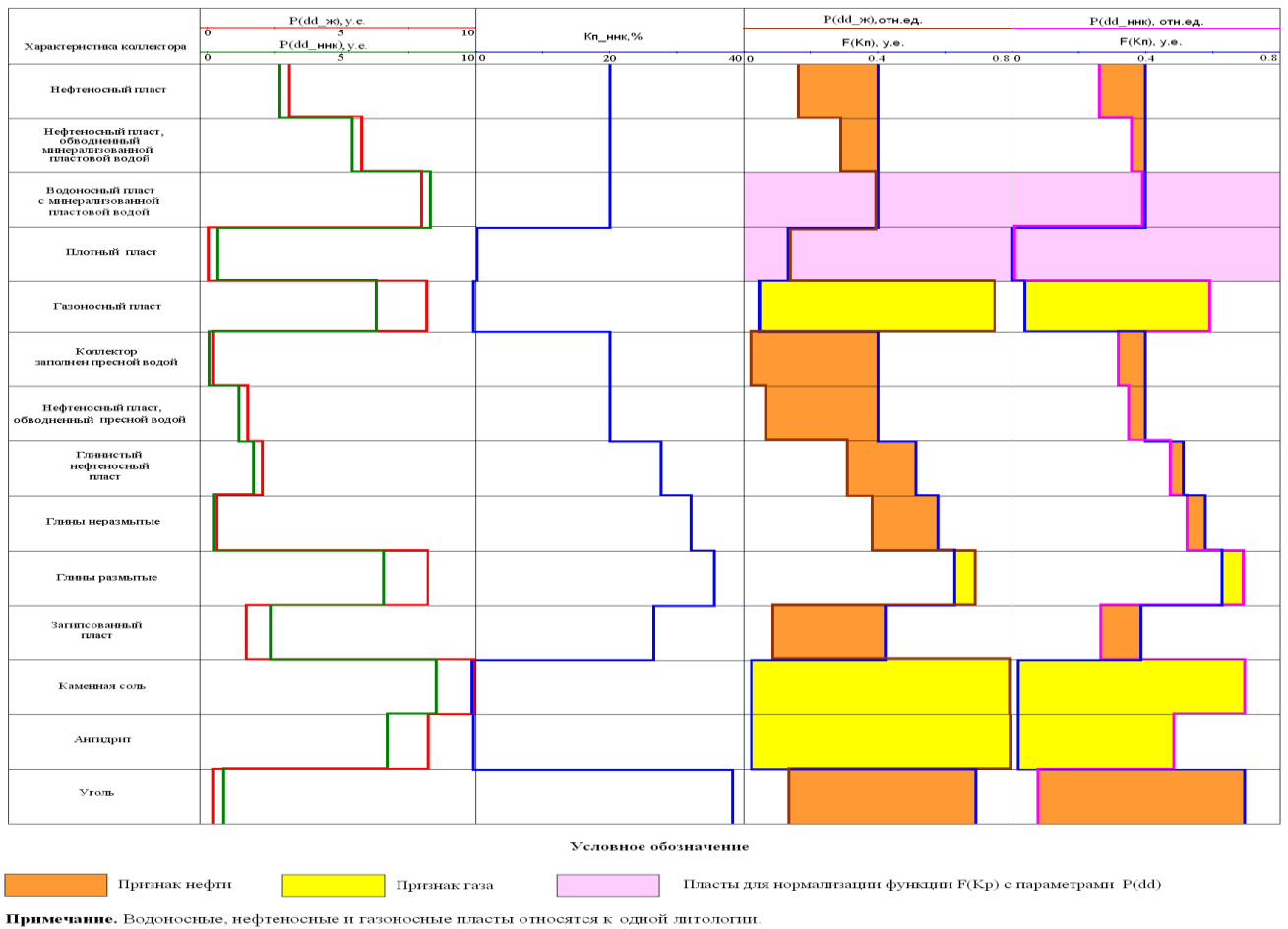


Рис. 5.2 Общая схема геологической интерпретации аналитических параметров $P(dd)$ и $F(Kn)$ путем нормализации по водонасыщенным пластам для определения характера насыщения в геологических условиях нефтегазовых скважин

Определение коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности производится в условиях 2-компонентного состава флюида при условии наличия в разрезе опорных водо- и газонасыщенных пластов. При этом в опорных газонасыщенных пластах должен быть известен коэффициент K_2 . Исследуемые пласты должны быть литологически выдержанными, иметь одинаковую минерализацию пластовых вод, а также должен быть выдержан диаметр скважины и т.д. Для определения наиболее реальных значений коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности используется информация, получаемая с большого зонда СНГК. На рисунке 5.3 приведена схема интерпретации функций $P(dd)$ и $F(Kn)$ с целью вычисления коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности при использовании информации большого зонда СНГК (а) - в водонаполненной скважине (б) – в газонаполненной скважине.

Объемная газонасыщенность, вычисляется следующим образом:

$$W_{2_тек} = (F(dd_тек) - F(dd_вн)) * \frac{W_{\max}}{P(dd)_{\max}}, \quad (5.3)$$

где W_{\max} - максимальная объемная газонасыщенная пористость, определенная по геолого-геофизическим данным;

$P(dd)_{\max}$ - максимальное приращение $P(dd)$ над $F(Kn)$.

В высокопористом газонасыщенном коллекторе с пористостью более 20% вычисление K_2 производится по следующей формуле:

$$K_{2_тек} = \frac{F(dd_тек) - F(dd_вн)}{F(dd_зн) - F(dd_тек)} \times K_{2_зн}, \quad (5.4)$$

где $F(dd_тек)$ - текущее значение функции дефицита плотности и водородо-содержания;

$F(dd_вн)$ - функция насыщения водонасыщенного пласта при $Kn = 0\%$;

$F(dd_зн)$ - функция насыщения газонасыщенного пласта при $Kn = 0\%$;

$K_{2_зн}$ - коэффициент газонасыщенности полностью газонасыщенного пласта.

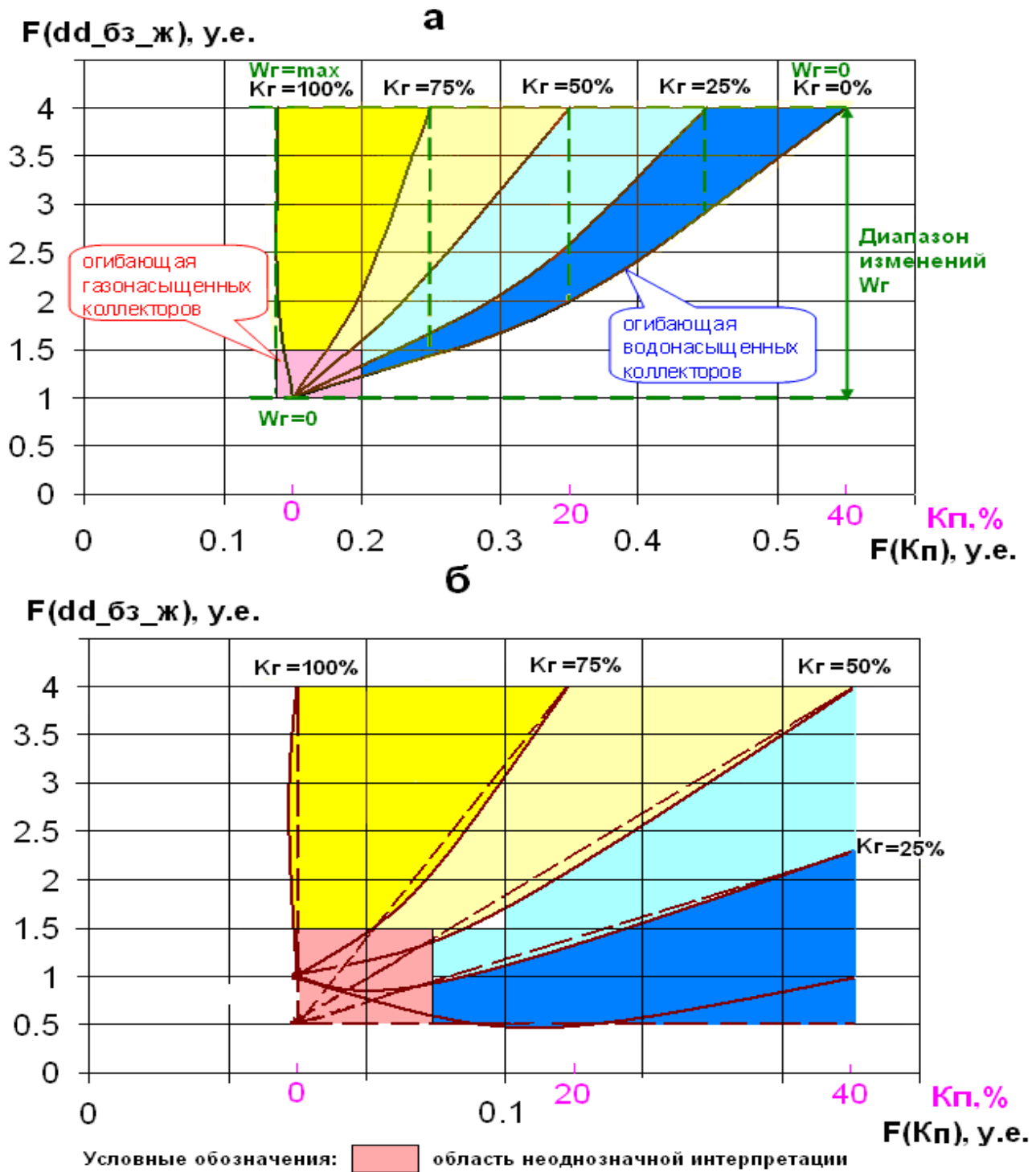


Рис. 5.3 Общая схема интерпретации функций $P(dd)$ и $F(Kп)$ с целью вычисления коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности при использовании информации большого зонда СНГК, (а) в водонаполненной скважине, (б) – в газонаполненной скважине

При вариациях пористости в широком диапазоне вычисление Kz производится по следующей формуле:

$$Kz = \arctg\left(\frac{F(dd_mek) - F(dd_вн)}{F(Kn_вн) - F(Kn_mek)} \times \frac{F(Kn_вн)}{F(dd_вн)}\right), \quad (5.5)$$

где $F(dd_mek)$ - текущее значение функции насыщения;

$F(dd_вн)$ - функция насыщения водонасыщенного пласта при $Kn = 0\%$;

$F(Kn_вн)$ - функции пористости водонасыщенного пласта при $Kn = 0\%$;

При насыщении водонасыщенной части коллектора пресными пластовыми водами по результатам анализа кросс-плота $P(dd)$ от $F(Kn)$ имеется принципиальная возможность определения состава углеводородов в коллекторе. На рисунке 5.4 приведена общая схема определения состава углеводородов по кросс-плоту $P(dd)$ и $F(Kn)$.

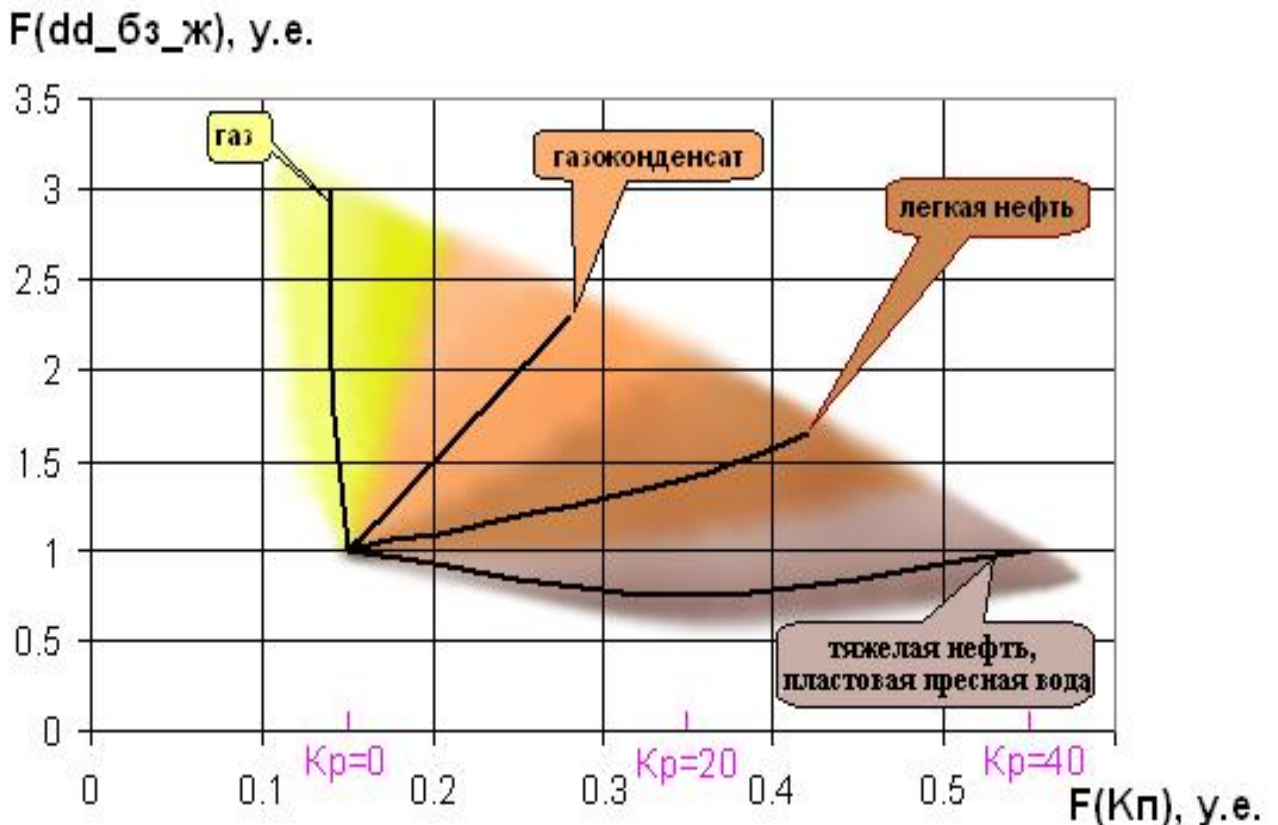


Рис. 5.4 Схема интерпретации функции дефицита плотности и водородосодержания $F(dd_бз_ж)$ и функции пористости $F(Kn)$ для определения фазового состава углеводородов в коллекторе при низкой минерализации пластовых вод

5.3 Результаты скважинных исследований

Исследования газовых скважин производились в разных геолого-технических условиях газовых месторождений и ПХГ. Основными целями исследований были доразведка продуктивных отложений газовых месторождений, мониторинг флюидодинамических процессов, протекающих в прискважинной зоне и интервале перфорации в процессе эксплуатации. Ниже будут рассмотрены наиболее характерные примеры результатов интерпретации зондирования газовых скважин разноглубинными нейтронными методами.

На рисунке 5.6 приведены результаты исследований сеноманских отложений Уренгойского ГКМ в интервале перфорации при низкой минерализации пластовых вод. Работы проводились в незаглушенной действующей скважине через шлюзовое оборудование. В верхнем интервале перфорации на глубине 1124 - 1172 м по результатам интерпретации выделяются отдельные экстремумы функций характера насыщения мощностью менее 1 м с максимальными значениями K_2 по всем трем зонам (ближней, средней и дальней) которые соответствуют муфтовым соединениям НКТ и ЭК. Интервалы мощностью более 1 м соответствуют интервалам выноса остаточной воды из коллектора и характеризуются как работающие с максимальными дебитами. Остальные интервалы низкодебитные и имеют подчиненное значение в общем дебите скважины. Нижний интервал перфорации 1187 - 1214 м представлен более мощными работающими пропластками мощностью до трех метров, основной приток газа в скважину идет из этого интервала перфорации. Выделенные интервалы работающих пропластков в интервале перфорации хорошо согласуются с данными термометрии. Каждый выделенный по максимальным значениям K_2 работающий пропласток мощностью более 1 м характеризуется выносом остаточной воды и согласуется с отрицательными аномалиями на температурной кривой.

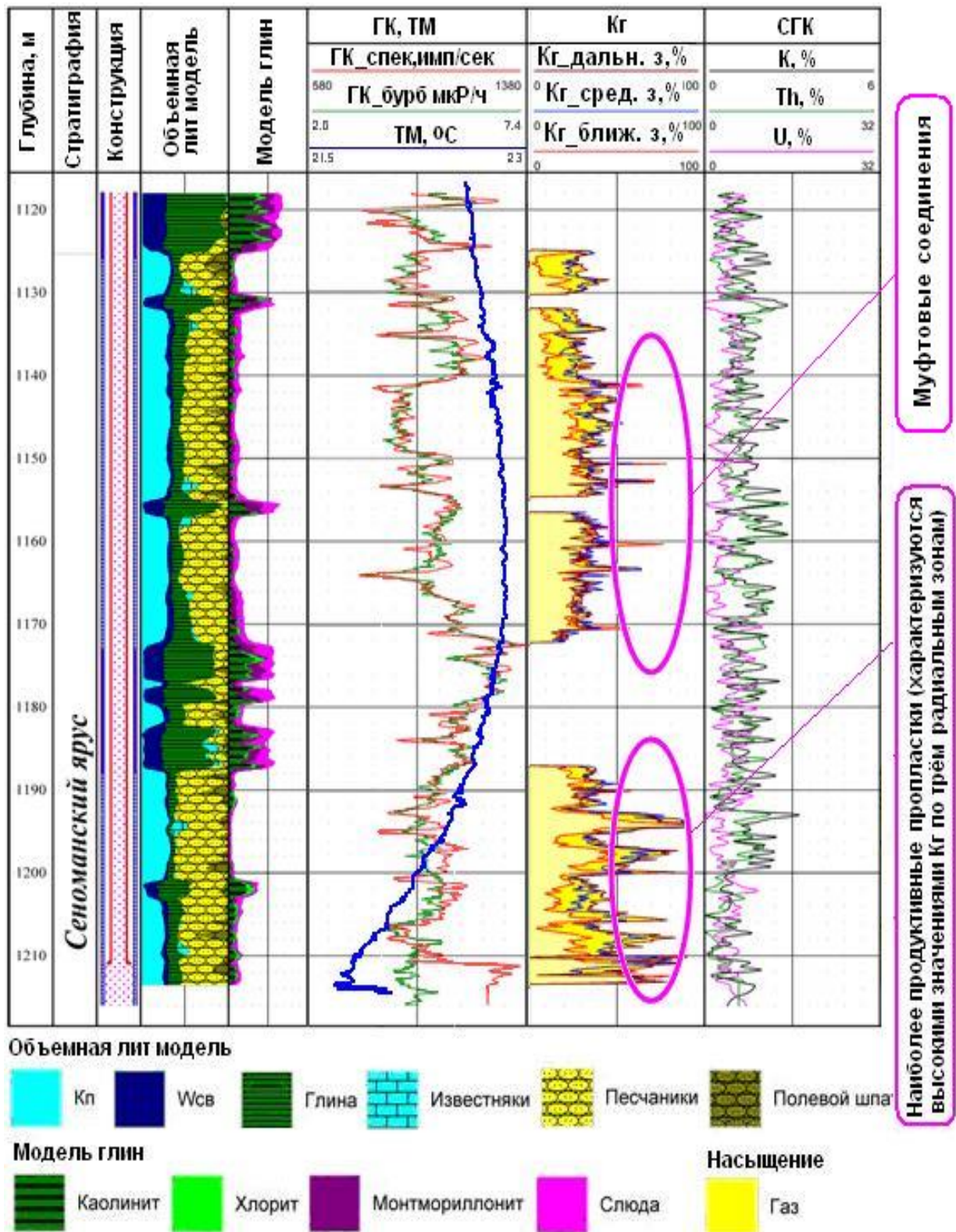
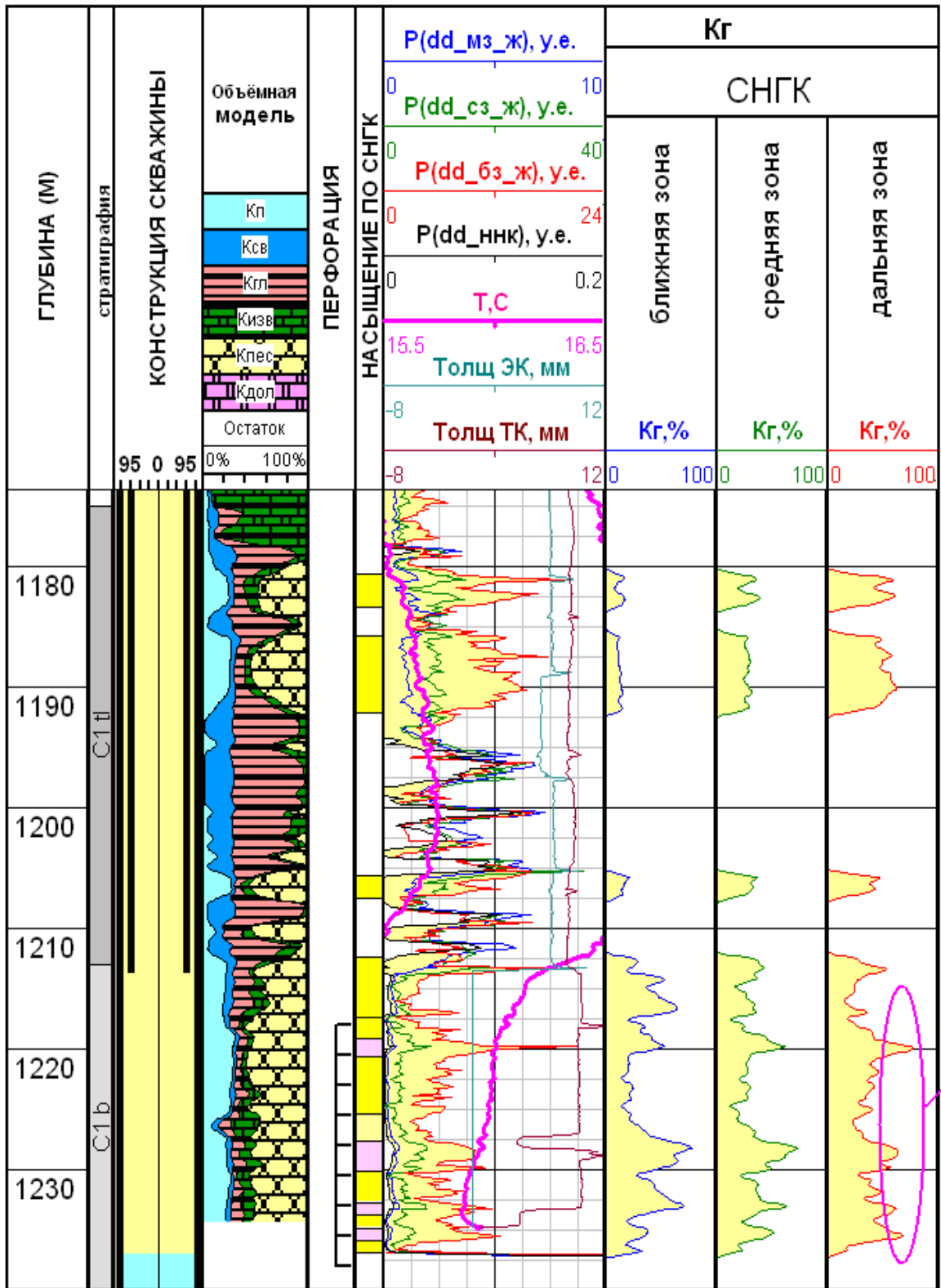


Рис. 5.6 Результаты интерпретации комплекса 3СНГК+2ННКт с целью выделения работающих пропластков в перфорированном интервале на скважине Уренгойского ГКМ при низкой минерализации пластовых вод

На рисунке 5.7 приведены результаты исследований газонаполненной эксплуатационной скважины ПХГ. Пластовые воды имеют высокую минерализацию (на уровне 250 г/л). На рисунке однозначно выделяются работающие пропластки в интервале перфорации (1219.5 - 1221 м, 1227 - 1230 м, 1233 - 1236 м) по высоким значениям коэффициента газонасыщенности по всем трем зонам исследования. Выделенные интервалы работающих пропластков хорошо согласуются с результатами термометрии. Работающим пропласткам соответствуют отрицательные аномалии на кривой термометрии. В неперфорированном интервале газонасыщенные пласты не имеют аномальных изменений коэффициентов газонасыщенности в радиальном направлении.

На рисунке 5.8 приведены результаты исследований сеноманских отложений Уренгойского ГКМ комплексом СНГК и ННК в перфорированном интервале газонаполненной скважины и нескрытом газонасыщенном интервале водонаполненной части скважины. Уровень пластовой воды в скважине находится на уровне нижних отверстий интервала перфорации. Ниже интервала перфорации находятся нескрытые газоносные коллекторы. По результатам интерпретации в интервале перфорации выделяются работающие пропластки мощностью до трех метров с максимальными значениями K_2 по всем зонам, характеризующиеся выносом остаточной воды из коллектора. Здесь следует подчеркнуть, что в неперфорированном интервале, расположенном на глубине ниже 1214 м, газонасыщенные пласты характеризуются устойчивыми высокими значениями K_2 по всем зонам.

Использование дополнительного геологического параметра W_2 позволяет отдельные пропластки с высокими значениями K_2 и низкими значениями W_2 отнести к низкопроницаемым. Такой пропласток находится на глубине 1194.1 - 1195 м и несколько пропластков в интервале глубин 1219 - 1245 м.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: газ

Рис. 5.7 Результаты интерпретации комплекса СНГК и ННК с целью выделения работающих пропластков в перфорированном интервале эксплуатационной скважины ПХГ

На рисунке 5.10 приведены результаты определения фазового состава углеводородов в коллекторе на одном из газоконденсатных месторождений Севера Тюменской области. На рисунке также нанесены кросс-плоты типа $F(dd_бз_ж)$ от $F(Kn)$, на которых нанесены точки, соответствующие пластам различного характера насыщения: при газовом заполнении скважины (а), при заполнении скважины водой (б). При интерпретации использовалась общая схема, приведенная на рисунке 5.4. Результаты интерпретации позволили существенно уточнить характер насыщения коллекторов по сравнению с ранее применяемым комплексом ГИС.

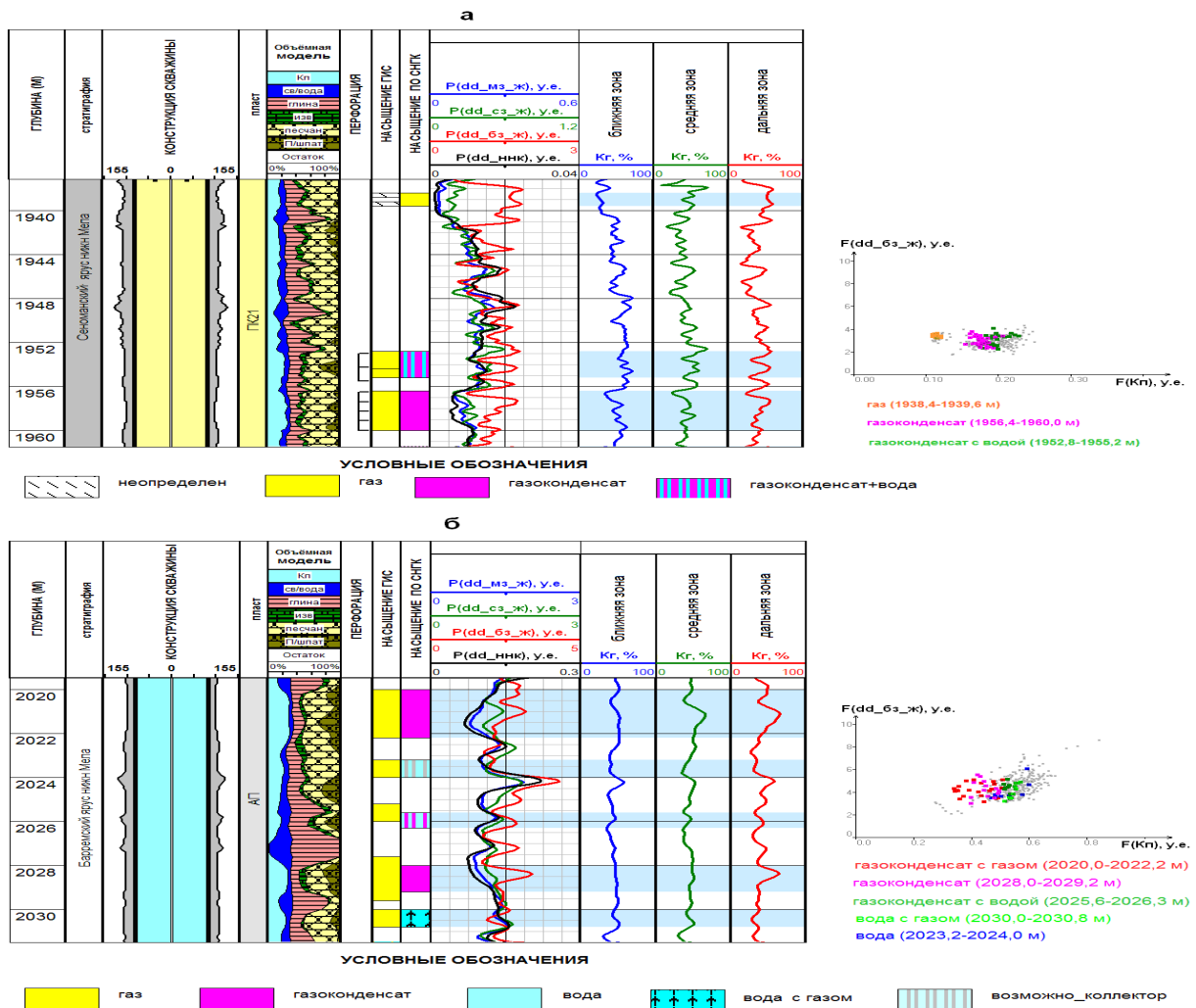


Рис. 5.10 Результаты определения фазового состава углеводородов в коллекторе на одном из газоконденсатных месторождений Севера Тюменской области при газовом заполнении скважины (а), при заполнении скважины водой (б)

На рисунке 5.11 приведены результаты выделения проницаемых интервалов и определения характера насыщения по временным замерам (ЗСНГК+2ННКт) в открытом стволе и после обсадки и цементирования колонны в скважине Ямбургского месторождения. Диаметр скважины составлял 395 мм, обсадной колонны 324 мм. Геолого-технические условия проведения исследований характеризуются как предельные для данного типа аппаратуры.

По данным временных замеров путем зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов в открытом стволе и обсаженной скважине выделены и разделены по проницаемости продуктивные отложения сеноманских отложений:

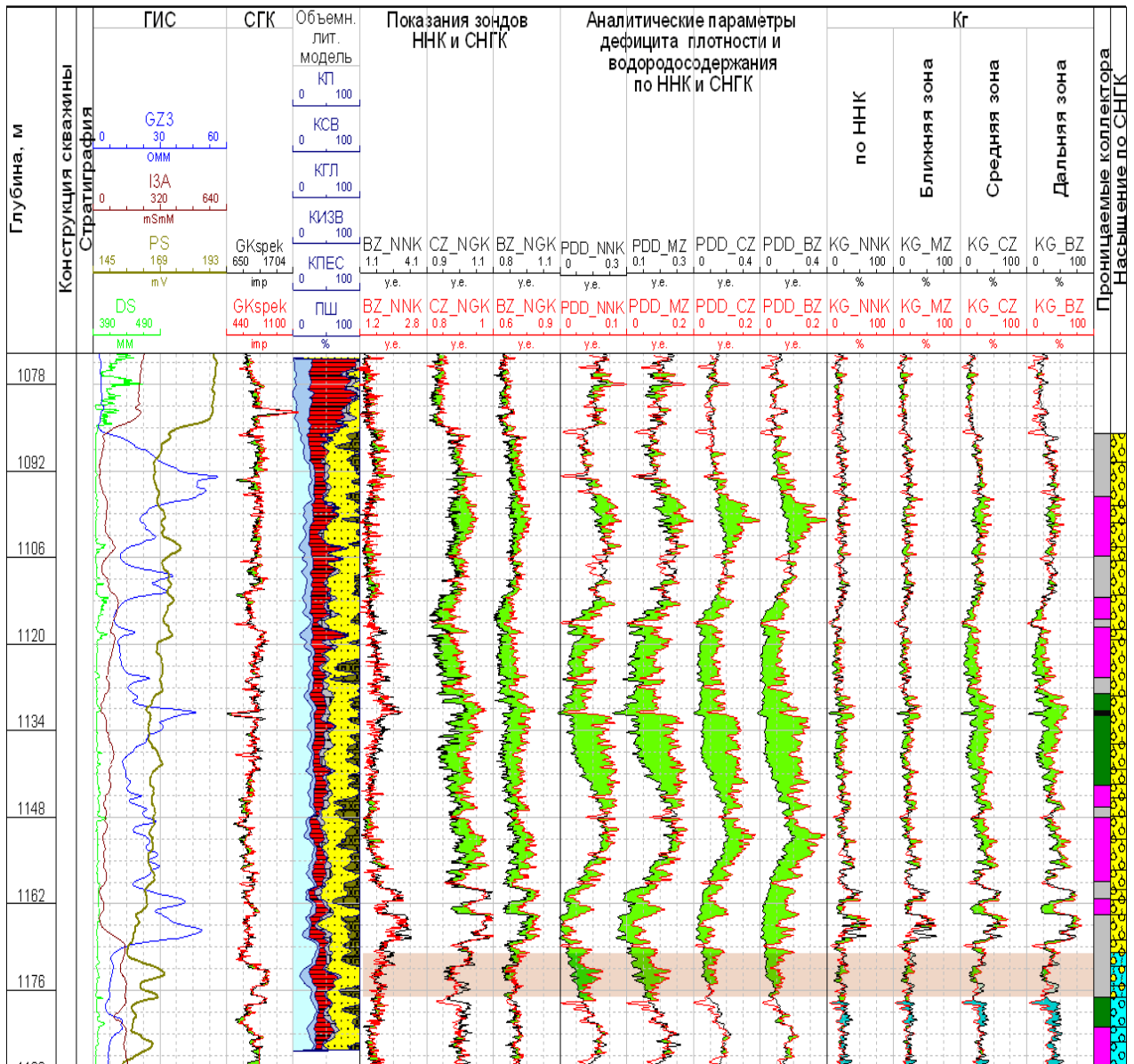
- самый проницаемый интервал коллекторов выделяется на глубине 1128.4 - 1136.1 м;

- хорошо проницаемые коллектора в интервалах глубин 1128 - 1142.7 и 1177.1 - 1181.8 м;

- проницаемые коллектора в интервалах глубин 1096.2 - 1105.8, 1112.4 - 1116.0, 1117.2 - 1125.3, 1142.7 - 1158.3, 1161.2 - 1163.8, 1181.8 - 1188 м.

Определен характер насыщения коллекторов: интервал 1086 - 1169.9 м характеризуется как газонасыщенный, 1177.1 - 1181.8 м – водонасыщенный, 1169.9 - 1175.1 м характеризуется как водогазонасыщенный.

Переходная зона выделяется в интервале глубин 1169.9 - 1175.1 м.



— Замеры от 24.07.2015г. в открытом стволе — Замеры от 29.07.2015г. в колонне

Условные обозначения:

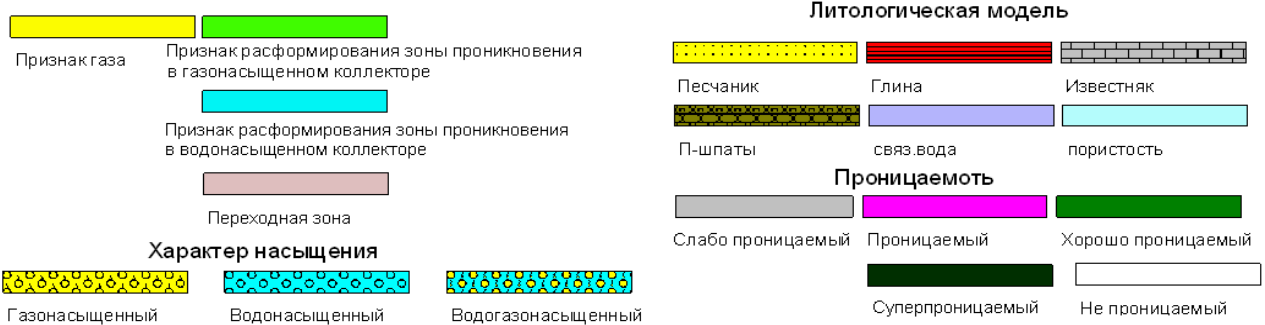


Рис. 5.11 Выделение проницаемых интервалов и определение характера насыщения по временным замерам (ЗСНГК+2ННКт) в открытом стволе и после обсадки и цементирования колонны. Ямбургское месторождение. Диаметр скважины 395мм. Диаметр колоны 324мм

При оценке проницаемости коллекторов использовались градации, приведенные в таблице 5.1

Таблица 5.1

Характеристика коллекторов по проницаемости

Характеристика проницаемости	Пределы изменения проницаемости, мД
Непроницаемый	$K_{пр} < 1$
Слабо проницаемый	$1 < K_{пр} < 10$
Проницаемый	$10 < K_{пр} < 100$
Хорошо проницаемый	$100 < K_{пр} < 1000$
Сверх проницаемый	$K_{пр} > 1000$

Среди перспективных источников углеводородного сырья в Западной Сибири необходимо выделить особую группу надсеноманских отложений [5], которые относятся к нетрадиционным коллекторам. В первую очередь, это отложения нижеберезовской подсвиты верхнего мела, залегающие на 100 - 150 м выше кровли сеноманских отложений. Залежи в них приурочены к опокам и опокovidным глинам.

Исследования проведены в скважинах Таркосалинского ГКМ. Объектом исследований были отложения ганьковской свиты (рис.5.12) и березовской свиты (рис.5.13). Газонасыщенные нетрадиционные коллектора выделяются приращением параметра дефицита плотности и водородосодержания $P(dd)$ над кривой функции пористости $F(Kn)$ при нормализации показаний по глинистым пластам с минимальными значениями $P(dd)$ и максимальными значениями $F(Kn)$.

Нетрадиционные коллекторы уверенно выделяются в интервале глубин 750 – 793 м в отложениях ганьковской свиты и интервалов глубин 941 – 968 м и 973 – 990 м в отложениях березовской свиты.

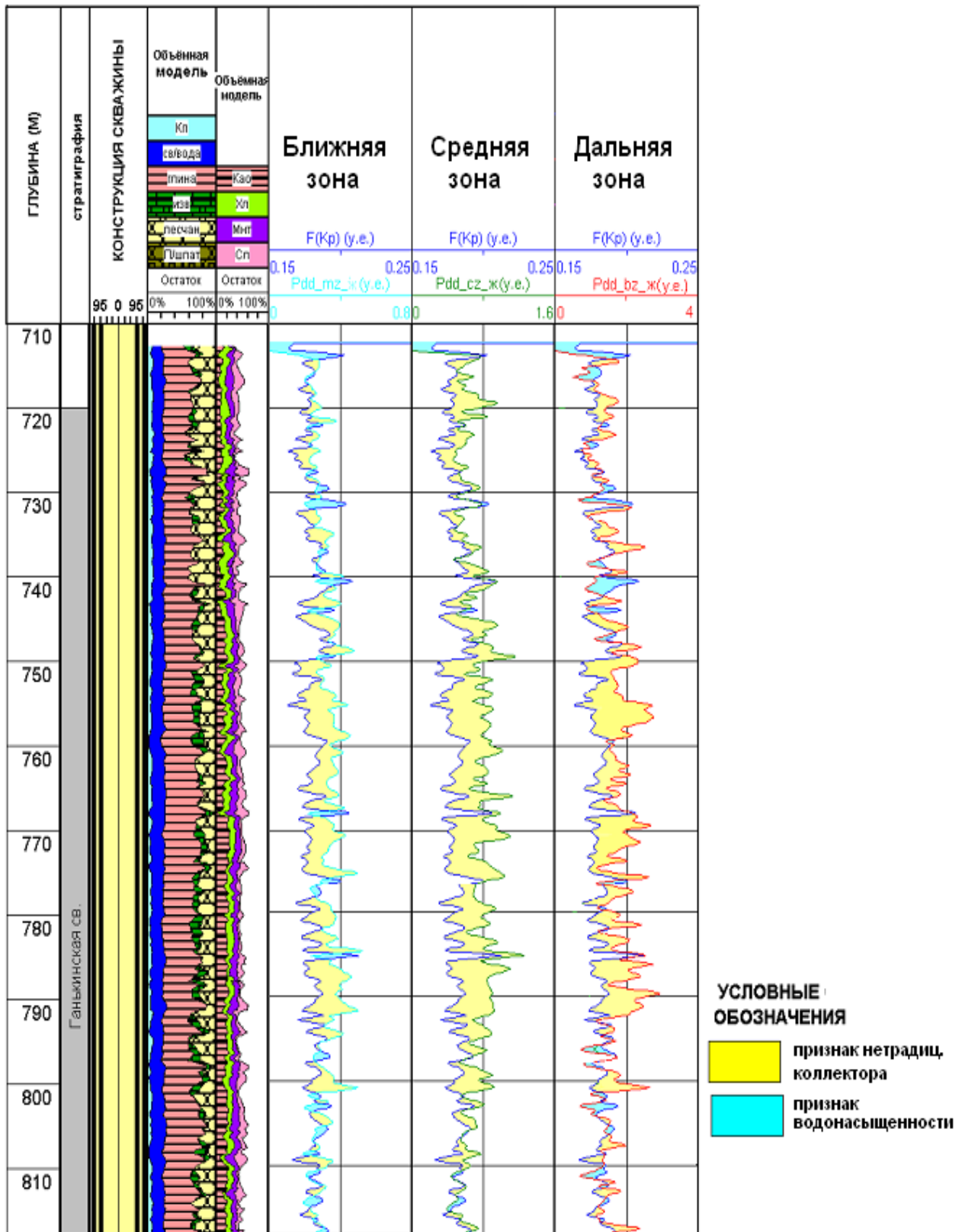


Рис. 5.12 Пример выделения нетрадиционных коллекторов по результатам зондирования в радиальном направлении путем нормализации кривых $F(Kn)$ и $P(dd)$ - Ганьковская свита

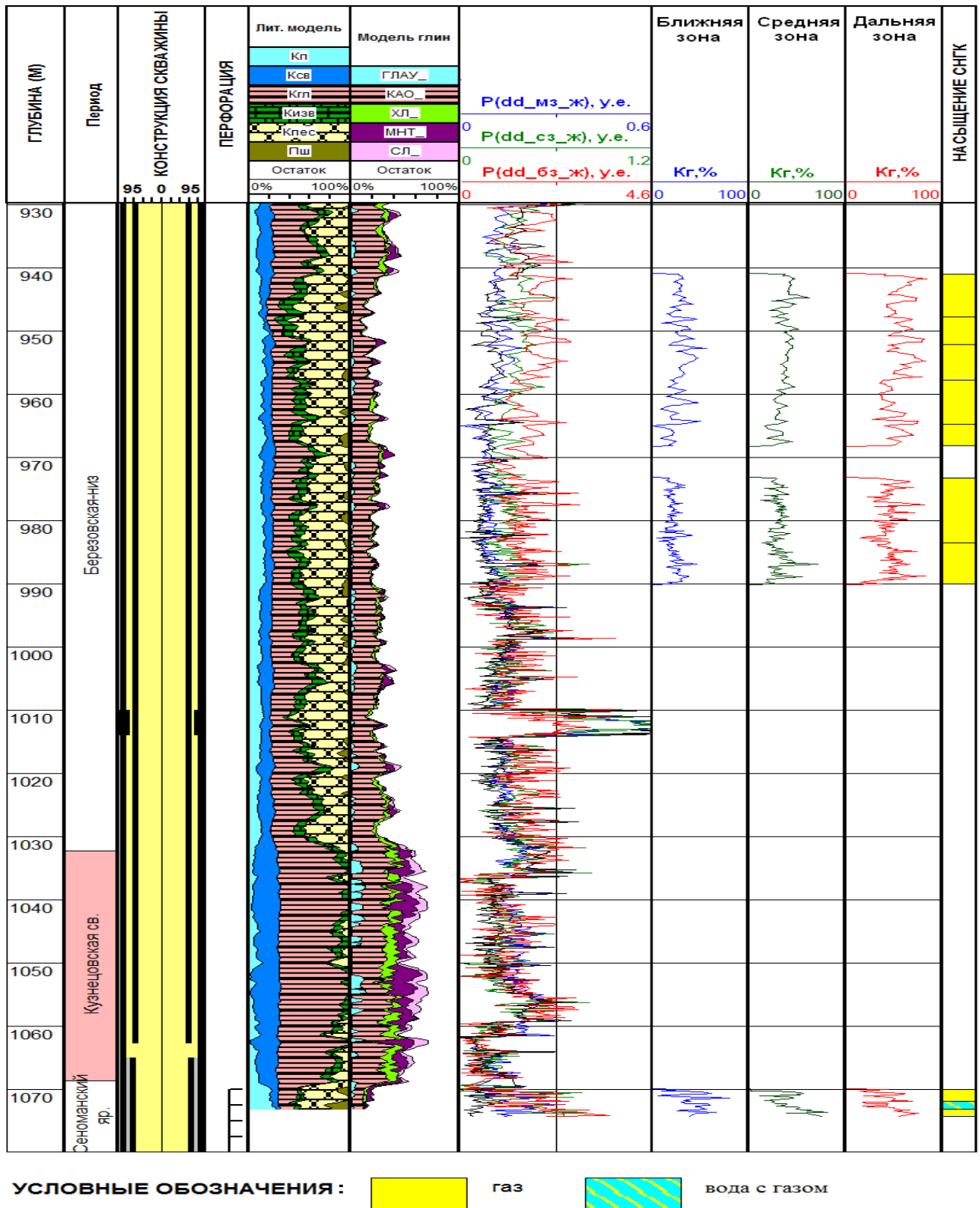


Рис. 5.13 Пример выделения нетрадиционных коллекторов по результатам зондирования в радиальном направлении разнотрубинными нейтронными методами СНГК и НК с вычислением K_2 – Березовская свита

Анализ результатов скважинных исследований газовых скважин с целью оценки ФЕС по результатам измерений комплексом разноглубинных методов СНГК и ННК показал, что основные типы газонасыщенных пород имеют определенное соотношение между K_2 и W_2 . В таблице 5.2 приведены обобщенные данные соотношений между K_2 и W_2 для коллекторов без начального градиента давления, с начальным градиентом давления и неколлекторов.

Таблица 5.2

Критерии диагностики ФЕС по K_2 и W_2 в различных частях прискважинной зоны в терригенных коллекторах газовых скважин по результатам зондирования разноглубинными модификациями нейтронных методов

Классификация пород по ФЕС	Радиусы зоны исследований					
	ближняя (15 – 20 см)		средняя (20 – 30 см)		дальняя (40 – 50 см)	
	K_2 , %	W_2	K_2 , %	W_2	K_2 , %	W_2
Коллектор без начального градиента давления	≥ 50	0.1 - 0.15	≥ 60	0.15 - 0.25	80 – 95	0.25 - 0.3
Коллектор с начальным градиентом давления	≥ 70	0.05 - 0.1	≥ 80	0.075 - 0.15	80 – 95	0.1 - 0.15
Нетрадиционный коллектор	≥ 70	0.02 - 0.05	≥ 70	0.05 - 0.075	> 70	0.075 - 0.1

На основе обобщения и анализа результатов интерпретации комплекса разноглубинных нейтронных методов СНГК, ННК и испытаний газовых скважин определены критерии диагностики прискважинной зоны по анизотропии геологических параметров K_2 и W_2 для выделения коллекторов и оценки характера насыщения (таблица 5.3).

Критерии диагностики характера насыщения прискважинной зоны по Анизотропии параметров K_2 и W_2 в терригенных коллекторах газовых скважин

Соотношение вычисляемых параметров по зонам						Характеристика прискважинной зоны коллектора
Ближняя		Средняя		Дальняя		
$K_Г$	$W_Г$	$K_Г$	$W_Г$	$K_Г$	$W_Г$	
50-80	0.2-0.3	60-80	0.2-0.3	80-90	0.2-0.3	Коллектор газонасыщенный
40-60	0.05-0.1	50-20	0.03-0.1	30-20	0.02-0.1	Коллектор обводненный
20-40	0.05-0.1	30-60	0.1-0.2	60-90	0.2-0.3	Заколонный переток
60-80	0.05-0.1	70-90	0.05-0.1	80-90	0.05-0.1	Нетрадиционный газонасыщенный коллектор

Выводы.

В результате выполненного опытно-производственного опробования различных аппаратурно-методических комплексов, реализующих комплекс разноглубинных нейтронных методов СНГК и ННК, разработана технология зондирования прискважинной зоны с определением коэффициентов газонасыщенности и объемного газо-содержания на различном удалении в радиальном направлении от стенки обсаженной скважины. Получены ценные практические результаты по диагностике продуктивных отложений скважин газовых месторождений и ПХГ. Основной объем исследований составили эксплуатационные газонаполненные скважины. Результаты диагностики прискважинной зоны разноглубинными нейтронными методами послужили основой для решения задач, связанных:

- с выявлением основных закономерностей фильтрации воды и газа в газовых залежах;
- изучением фильтрационно-емкостных свойств газоносных отложений;
- разделением продуктивных отложений по фильтрационно-емкостным свойствам;
- оценкой эффективных мощностей;

- эффективным управлением продвижением контактов в процессе разработки газовых месторождений и подземных газохранилищ;
- организацией и проведением геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности капитального ремонта скважины, его контролем и т.д.;
- выделением нетрадиционных коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе получили развитие технологии нейтронных методов по определению газонасыщенности коллекторов, реализованные на базе разноглубинных модификаций нейтронных методов СНГК, ННК со стационарными источниками нейтронов. Получены ценные практические результаты по диагностике продуктивных отложений газовых скважин. Основными преимуществами методики являются:

- сопряжение во времени и пространстве измерений разноглубинными нейтронными методами, что значительно повышает достоверность интерпретации;

- предложенные функции характера насыщения имеют в 3 - 5 раз выше чувствительность к характеру насыщения, чем методы НГК и ННК реализуемые на больших зондах;

- снижение по пористости порога определения газонасыщенности с $Kp = 20 - 25\%$ для методов НГК и ННК до 10 - 12% для функций насыщения.

По результатам выполненных научно-исследовательских и опытно-производственных работ сделаны основные выводы и рекомендации:

1. Обобщена и проанализирована обширная научно-техническая информация по определению газонасыщенности коллекторов в газовых скважинах газовых месторождений и ПХГ, которая легла в основу выбора направления исследований.

2. Определены наиболее часто встречающиеся геолого-технические условия в газовых скважинах. Результаты анализа положены в основу корректного выполнения математического и натурного моделирования.

3. Выполнен большой цикл исследовательских работ по математическому и натурному моделированию, позволившему определиться с аналитическими параметрами, тесно связанными с характером насыщения в широком диапазоне вариаций геолого-технических условий:

4. Установлено, что характер закономерностей, связанный с влиянием мешающих геолого-технических факторов (пористость, литология, минерализация пластовых вод, заполнение скважины и заколонного (межколонного) пространства, осолонение цементного камня, техногенные скопления газа в заколонном пространстве и в водонасыщенных пластах-коллекторах) практически подобен для аналитических параметров, определяющих характер насыщения, и слабо зависит от размеров зондов. Глубинность исследования определяется модификацией нейтронного метода, размером зонда и регистрируемым спектральным составом ГИРЗ. Это позволяет сделать вывод о возможности определения особенностей строения прискважинной зоны путем зондирования в радиальном направлении разноглубинными модификациями нейтронных методов.

5. Предложены варианты вычисления в радиальном направлении геологических параметров K_2 и W_2 при различном заполнении обсаженной газовой скважины по результатам зондирования разноглубинными нейтронными методами СНГК и ННК.

6. Обоснована методика интерпретации на основе анализа анизотропии вычисленных значений K_2 и W_2 в радиальном направлении.

7. В результате опытно-промышленного опробования методики получены результаты, имеющие практическое значение и связанные с решением следующих задач:

- выявление основных закономерностей фильтрации воды и газа в пластовых условиях;
- изучение фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных отложений;
- разделение продуктивных отложений по фильтрационно-емкостным свойствам;
- оценка эффективных мощностей;
- эффективное управление продвижением контактов в процессе разработки газовых месторождений и подземных хранилищ газа;

- организация и проведение геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности капитального ремонта скважины и его контроля и т.д.

Дальнейшие работы в области спектрометрии нейтронного каротажа на базе стационарных источников целесообразно сосредоточить в направлении повышения его информативности за счет применения детекторов с высокой эффективностью и высокой разрешающей способностью для определения элементного состава горных пород.

Большие потенциальные возможности по сравнению со стационарными нейтронными методами имеют импульсные многозондовые спектрометрические модификации нейтронного гамма каротажа в комплексе с импульсным нейтрон - нейтронным каротажем. Здесь реализуется более информативная методика исследования газовых скважин за счет большей глубинности исследований и детального изучения прискважинной зоны за счет анализа пространственно-временного и энергетического распределения нейтронных гамма полей и нейтронных полей в различных частях прискважинной зоны. Несомненным преимуществом импульсных методов является радиационная безопасность.

Результаты выполненных работ неоднократно докладывались на совещаниях ведущих специалистов газодобывающих предприятий ПАО «Газпром» ПАО «Газпром нефть», АО "КазМунайГаз" и получили одобрение и поддержку. Предложенная ЗАО НПФ «ГИТАС», ООО «ИНГТ», ОАО НПП «ВНИИГИС» технология рекомендована к широкому опробованию.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АКЦ	Акустическая цементометрия
ВИ	Водородный индекс
ГИС	Геофизические исследования скважины
ГВК	Газоводяной контакт
ГНК	Газонефтяной контакт
ГК	Гамма-каротаж
ДПВ	Дефицит плотности и водородосодержания
ЗП	Зона проникновения
ИНК	Импульсный нейтронный каротаж
КВК	Каротаж-воздействие-каротаж
МИД	Магнитоимпульсная дефектоскопия
МИД-С	Магнитоимпульсная дефектоскопия сканирующая
НГГК	нейтронный гамма-гамма каротаж
НГК	Нейтронный гамма-каротаж
ННК	Нейтрон-нейтронный каротаж
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
ННКт	Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ПХГ	Подземное хранилище газа
РК	Радиоактивный каротаж
СГДТ	Скважинный гамма-дефектомер-толщиномер
СГК	Спектрометрический гамма-каротаж
СНГК	Спектрометрический нейтронный гамма- каротаж
СНГК-Сl	Спектрометрический нейтронный гамма-каротаж по хлору
СНГК-Ш	Спектрометрический нейтронный гамма- каротаж широкодиапа- зонный
ТК	Техническая колонная
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства
ЭК	Эксплуатационная колонна

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барсуков О.А., Блинов Н.М., Выборных С.Ф. и др. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых скважин. - М.: Гостоптехиздат, 1958. - 314с.
2. Дахнов В.Н. Применение радиоактивных методов при поиске полезных ископаемых. Сессия АН СССР по мирному использованию атомной энергии. 1-5 мая 1955 - М. изд. АН СССР, 1955.
3. Поляченко А.Л. Метод теоретико-экспериментальных палеток ядерного каротажа (ТЭПЯК) // Ядерная геофизика при подсчете запасов нефти и газа. -М.: ВНИИЯГ, 1980. - с.77-82.
4. Поляченко А.Л. Численные методы в ядерной геофизике. -М.: Энергоатомиздат, 1982.
5. Кантор С.А., Кожевников Д.А., Поляченко А.Л., Шмелевич Ю.С. и др. Теория нейтронных методов исследования скважин. - М.: Недра, 1985. - с.224
6. Временное методическое руководство по определению подсчетных параметров геофизическими методами для подсчета запасов нефти и газа. Утверждено Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности. - М., 1978.
7. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика под редакцией О.Л. Кузнецова, А.Л. Поляченко, 2-е издание переработанное и дополненное. - М.: Недра, 1990.
8. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Под редакцией Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. - Калинин, 1990.

9. Велижанин В.А., Лобода Н.Г., Лобода Д.Р. и др. Опыт применения спектрометрического нейтронного гамма каротажа для оценки массовых содержаний элементов в породе. //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). - с. 108- 121.

10. Борисов В.И., Борисова Л.К., Гулимов А.В., Зараменских Н.М. Использование широкодиапазонного спектрометрической модификации НГК для оценки плотности сред через обсадную колонну//НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7- 8 (148-149).- с. 139- 154.

11. Алексеев Ф.А. и др. Ядерно-геофизические методы исследования газовых месторождений. Научно-технический обзор, серия «Нефтегазовая геология и геофизика». - М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967.

12. Афанасенков М.И., Дмитровский В.И. Результаты наблюдений нейтронными методами за процессами вытеснения воды газом и газа водой на Инчукалнском ПХГ. Сб. «Ядерная геофизика и геохимия». - М.: изд. ВНИИЯГГ, 1971.

13. Сребродольский Д.М. Применение радиоактивных методов для исследования нефтяных и газовых скважин. В кн. «Разведка и разработка полезных ископаемых». - М., Гостоптехиздат, 1958, с. 39 - 50.

14. Балаянц Э.Р. и др. Выделение интервалов с внутренней глинизацией в газоносном разрезе комплексом промыслово-геофизических исследований. Сб. «Новые методы и аппаратура ядерной геофизики и геохимии». - М., изд. ВНИИЯГГ, 1970.

15. Губерман Ш.А., Чан-Си. Исследование влияния пористости и газонасыщенности карбонатных коллекторов на показания нейтронных методов. Сб. «Проблемы ядерной геофизики». - М., Недра, 1964.

16. Михайлов Н.Н. Изменения физических свойств гонных пород в околоскважинных зонах. - М., Недра, 1987. 152 с.

17. Комаров С.Г. и др. Некоторые возможности методов ядерной геофизики при создании и эксплуатации подземных газохранилищ. Тр. ВНИИЯГГ, вып. 7. - М.: Недра, 1971.

18. Методическое руководство по проведению и обработке данных повторного радиоактивного каротажа нефтяных и газовых скважин. - М., изд. ВНИИЯГГ, 1982. 51 с.

19. Марьенко Н.Н. и др. Моделирование задач определения газонасыщенности терригенных коллекторов нейтронными методами. Сб. «Проблемы ядерной геофизики». - М.: Недра, 1964.

20. Применение нейтронного каротажа при контроле за вытеснением газа водой и воды газом в процессе эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Методическое руководство под ред. В.М. Запорожца, Л.Б. Бермана. - М.: изд. ВНИИЯГГ, 1970.

21. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта - М.: Недра, 1982. 317 с.

22. Телков А.П., Стеклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче газа и нефти. - М.: Недра, 1965.

23. Холин А.И. и др. Ядерно-геофизические исследования на подземных газохранилищах. Сб. «Опыт контроля за продвижением пластовых вод в процессе разработки основных газовых и газоконденсатных месторождений Советского Союза». - М.: изд. ВНИИЭГазпром, 1968.

24. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Адаптивная интерпретация стационарных нейтронных методов (ННМ). //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 5 (158). - с. 67-91.

25. Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промышленной геофизики. - М.: Недра, 1972.

26. Берман Л.Б., Нейман В.С. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений - М.: Недра, 1987.

27. Теория нейтронных методов исследования скважин. / Кантер О.А., Кожевников Д.А., Поляченко Л.А., Шмелевич Ю.С. - М.: Недра, 1985. 224 с.

28. Кухаренко Н.К., Сердий А.Г., Одинокое В.П. Выделение нефтеносных и водоносных пластов и определение положения водонефтяного контакта в условиях обсаженных скважин методами СНГК и НГК. /В кн.: «Применение радиоактивных изотопов в нефтяной промышленности». - М.: Гостоптехиздат, 1957.

29. Методическое руководство по оценке начального градиента давления при фильтрации газа в пористых средах. - М.: изд. ВНИИГАЗ, 1981. 31с.

30. Дахнов В.Н. Результаты работ Московского нефтяного института по созданию и промышленному внедрению радиоактивных методов отбивки нефти от воды в пластах. /В кн.: «Применение радиоактивных изотопов в нефтяной промышленности». - М.: Гостоптехиздат, 1957.

31. Барсуков О.А. К вопросу о физических основах нейтронных методов разделения нефтеносных пластов от водоносных. /В кн.: «Применение радиоактивных изотопов в нефтяной промышленности». - М.: Гостоптехиздат, 1957.

32. Дворкин Б.Д., Галявич А.Ш., Налюбицкий В.И. и др. Опыт применения радиоактивного каротажа для определения положения водонефтяного контакта. //Нефтяное хозяйство, 1959. - №6. - с.19-22.

33. Одинокое В.П., Денисик С.А., Шимелевич Ю.С. Определение местоположения водонефтяного контакта по данным нейтронного гамма метода со сцинтилляционным счетчиком (СНГК) и нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам (ННК-Т). /В кн.: «Ядерная геофизика». - М.: Гостоптехиздат, 1959.

34. Ларионов В.В. Оценка пористости и нефтенасыщенности песчано-глинистых коллекторов по хлорсодержанию. /В кн.: Разведка и разработка полезных ископаемых. - М.: Гостоптехиздат, 1958. - с. 118 - 122.

35. Лысенков А.И. Лысенков В.А. Ханипов З.З. Калибровка аппаратуры хлорного каротажа. - М.: Недра, 1980. 71С. //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 6 (171).- с. 60-67.

36. Булатова А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. - М.: Недра, 1990. – 409 с.

37. Дворкин И.Л., Еникеева Ф.Х., Стариков В.Н. Применение метода Монте-Карло для исследования возможностей стационарных нейтронных методов оценки характера насыщенности горных пород в скважинах. /В кн.: Методы Монте-Карло в физике и геофизике. - Уфа: изд-во БГУ, 1973. - с. 276 - 291.

38. Дворкин И.Л., Стариков В.Н. О радиусе зоны исследования нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам в обсаженных скважинах. - Изв. АН СССР, сер. «Физика Земли», 1972. - №12. - с.101 - 104.

39. Еникеева Ф.Х., Кожевников Д.А. Влияние излучения скважины на характер зависимости показаний НГК от пористости и хлорсодержания пластовых вод. //Нефтегазовая геология и геофизика. - ЭИ: ВНИИОЭНГ, 1974. - №4. – с. 13 - 18.

40. Иванов В.М. Использование эффекта осолонения цементного камня для оценки характера насыщения пород. /В кн.: Выделение продуктивных пластов геофизическими методами в обсаженных скважинах при доразведке месторождений нефти и газа (временное методическое пособие). - Москва-Саратов: ОНТИ НВ НИИГГ, 1971. - с. 138 - 141.

41. Дядькин И.Г., Еникеева Ф.Х., Стариков В.Н. Изучение влияния поглощающих нейтронных свойств горных пород на показания стационарных нейтронных методов. - Изв. АН СССР, сер. «Физика Земли», 1971. - №9. - с. 100 - 103.

42. Гулин Ю.А., Дворкин И.Л., Дядькин И.Г. и др. Изучение зависимости показаний нейтронного гамма каротажа от пористости в карбонатных коллекторах. /В кн.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. - Уфа: изд. БГУ, 1969. - с. 67 - 69.

43. Гулин Ю.А., Бернштейн Д.А., Иванов В.М. и др. Исследование взаимного расположения обсадной колонны и прибора в стволе скважины при нейтронном каротаже. /В кн.: Опыт исследования горных пород скважинными геофизическими и лабораторными методами. - Уфа: Башкирское книжное изд-во, 1976.

44. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. - М.: Недра, 1982.

45. Кормильцев Ю.В. Поиски залежей нефти в карбонатном разрезе комплексом нейтронных методов (на примере Ромашкинского месторождения). /В кн.: Выделение продуктивных пластов методами ядерной геофизики в обсаженных скважинах. - Саратов: ОНТИ НВ НИИГГ, 1971. - с. 63 - 78.

46. Брагина Ф.Ц., Денисик С.А., Дементьев А.С. и др. Экспериментальное изучение влияния хлорсодержания на показания нейтронных методов.

//В кн.: Ядерно-геофизические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах. - М.: Недра, 1972. - с. 55 - 60.

47. Гулин Ю.А., Иванов В.М. Осолонение цементного камня за колонной нефтяных скважин при его контакте с хлоркальциевой пластовой водой различной минерализации. /Сб.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. - Уфа: изд-во БГУ, 1969.

48. Гулин Ю.А., Иванов В.М. Осолонение цементного камня в зависимости от пористости контактирующих пород. /Сб.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. - Уфа: изд-во БГУ, 1969.

49. Влияние ближней зоны на результаты исследований обсаженных скважин старого фонда. /Гулин Ю.А., Бернштейн Д.А., Иванов В.М., Соколов Ю.И., Головацкая И.В. /В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах. - с. 60 - 74.

50. Омесь С.П. и др. Использование данных радиоактивного каротажа для выделения газонасыщенных и обводненных пластов месторождений Краснодарского края. В сб. Опыт контроля за продвижением пластовых вод в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений Советского Союза. - М.: изд. ВНИИЭГазпром, 1968.

51. Алексеев Ф.А., Головацкая И.В., Гулин Ю.А. и др. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1978. - 359 с.

52. Кормильцев Ю.В., Киришфельдт Ю.Э. Об изменении характеристик пластов в неразрабатываемых залежах Ромашкинского месторождения по данным промыслово-геофизических исследований до и после обсадки скважины. /В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические исследования в обсаженных скважинах с целью доразведки нефтяных и газовых месторождений. /Тр. ВНИИЯГГ, вып.14. Изд-во ОНТИ ВНИИЯГГ, 1972.

53. Методика и примеры изучения разрезов обсаженных скважин старого фонда на месторождениях Западной Башкирии дополнительным комплексом геофизических исследований. /Головацкая И.В., Иванов В.М., Соколов Ю.И., Гулин Ю.А. /В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах. - М.: Недра, 1972.

54. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник под ред. Васильева В.Г. и др.- М.: Недра, 1975. 527с.

55. Даниленко В.Н., Лысенков А.И., Борисова Л.К., Шамшин В.И. Опробование комплекса спектрометрических методов ядерно-физического каротажа в скважинах ПХГ. / РЖ «Газовая промышленность», вып. 11, 2007, с. 52 - 55.

56. Исследование зависимостей показаний нейтронного гамма каротажа от водородосодержания пород методом Монте-Карло. /Гулин Ю.А., Дворкин И.Л., Еникеева Ф.Х., Стариков В.Н. /В кн.: Методы Монте-Карло в физике и геофизике. - Уфа: изд-во БГУ, 1973. - с. 191 - 298.

57. Выделение продуктивных пластов геофизическими методами в обсаженных скважинах при доразведке месторождений нефти и газа (временное методическое пособие). - Москва-Саратов: ОНТИ НВ НИИГГ, 1971.

58. Дахнов В.Н., Холин А.И., Барсуков О.А. Расчленение коллекторов по нефтенасыщению в обсаженных скважинах нейтронными гамма методами. //Нефтяное хозяйство, 1955. - №8. - с. 50 - 56.

59. Дворкин И.Л., Шапиро Д.А. Интерпретация нейтронных исследований в действующих скважинах. - М.: ЦНИИ ТЭ Нефтегаз, 1965. - 43 с.

60. Цлав Л.З., Лаптев В.В. Использование комплекса радиоактивных методов для определения положения водонефтяного раздела в карбонатных коллекторах. /В кн.: Ядерная геофизика. - М.: Недра, 1968. - Вып.1. - с. 226 - 234.

61. Цлав Л.З. К вопросу определения водонефтяного контакта в карбонатных коллекторах. /Сб. «Ядерная геофизика». - М.: Гостоптехиздат, 1959.

62. Губерман Ш.А. О возможности комплексной интерпретации данных нейтрон-нейтронного и нейтронного гамма методов исследования скважин. /Сб. «Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых». - М.: Гостоптехиздат, 1960.

63. Денисов С.Б., Еникеев Б.Н., Лухминский Б.Е. и др. Достижения в методах и средствах проведения каротажа скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988. /Обзор. информ. сер.: Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Обзор по материалам 25 SPWLA и фирм Gearhart и Dresser Atlas (США).

64. Борисов В.И., Борисова Л.К. и др. Цифровая многоканальная аппаратура спектрометрического нейтронного гамма каротажа. /НТВ «Каротажник». - Тверь: АИС, 1996. - №29. - с. 80 - 85.

65. Каротажный прибор для определения содержания водорода и хлора в геологической формации. Патент США US2001949596, 10.09.2001 г.

66. Bothner, Roland E. Каротажный прибор для определения содержания водорода и хлора в геологической формации. //Изобретения стран мира, 2004. - Вып. 86. - № 3.

67. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика (под ред. О.Л. Кузнецова, А.Л. Поляченко). - Изд. 2. - М.: Недра, 1990. - 318 с.

68. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник (под ред. Л.М. Зорькина). - М.: Недра, 1989.

69. Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки /В.А. Кошляк, А.И. Фионов, В.Ф. Козяр и др.- М.: Недра, 1983-133 с.

70. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979
71. Хисамутдинов Н.И., Гильманова Р.Х. и др. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии, том.1 Геология и разработка нефтяной залежи в поздней стадии, М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - с. 110 - 117.
72. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов надсеноманских отложений Западной Сибири. // Ж. «Геология нефти и газа», №11, 1992 г.
73. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю. и др. Петрофизика (физика горных пород) М.: изд. «Нефть и газ», 2004 г, с. 280 - 281.
74. Кузнецов О.Л., Поляченко А.Л. Скважинная ядерная геофизика. М.: Недра, 1979, с. 259 - 260.
75. Кантор С.А., Кожевников Д.А., Поляченко А.Л., Шимелевич Ю.С. Теория нейтронных методов исследования скважин. М.: Недра, 1985
76. Булашевич Ю.П. Теория нейтронного каротажа в применении к разведке нефтяных и угольных месторождений. Изв. АН СССР. Сер. Геоф., 1948. Т.ХІІ, № 2. - с.155 - 168; Т.І, № 3, с. 31 - 36.
77. Кожевников Д.А., Мархасин В.И., Марьенко Н.Н. Влияние параметров ближней зоны на показания стационарных нейтронных методов. // В кн.: Нефтегазовая геология и геофизика, № 10. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1971 - с. 30 -33.
78. Крапивский Е.И., Брем А.А. О моделировании нейтрон-нейтронного каротажа на поглощающие элементы. / Труды ВНИИГеофизики. - Л, 1975. - Вып.25. - Недра. - с. 7 - 15.
79. Орлинский Б.М., Арбузов В.М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. - М.: Недра, 1971.
80. Султанов С.А. Контроль за обводнением нефтяных пластов. - М.: Недра, 1974.

81. Хуснулин М.Х., Султанов С.А., Зайцев В.И. Применение методов промышленной геофизики для определения нефтеотдачи пластов. // Нефтяное хозяйство. - М., 1975. - № 11. - с.36 - 39.
82. Дворкин И.Л., Кожевников Д.А. Условия выделения продуктивных коллекторов в обсаженных скважинах нейтронным методом по тепловым нейтронам. - Экспресс-информация. Сер «Нефтегазовая геология и геофизика». - М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1977. - № 11.
83. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин// Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. - М.: Недра, 1991. - 266 с.
84. Хавкрон В.С., Кожевников Д.А. Глубинность исследования горных пород нейтронными методами. - В кн. Материалы IV Научно-технической конференции молодых геофизиков Украины. – Киев: Наукова думка, 1971. - с.387-389.
85. Контор С.А. Основы теории нейтронного каротажа. - В кн.: Прикладная геофизика. М.: Гостоптехиздат, 1955. - Вып.13. - с. 3 - 22.
86. Изучение элементного состава горных пород и насыщающих их флюидов нейтронными методами ядерной геофизики. / Якубсон К.И., Стрельченко В.В., Муравьев В.В. и др.; Тр. МИНХ и ГП. - 1974, Вып.111. - с. 136 - 204.
87. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1982. 368 с.
88. Лысенков А.И., Лысенков В.А. Геологические основы и результаты применения хлорного каротажа. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2007. - № 5. - с. 62 - 70.
89. Погорелов В.М. Формирование призабойной зоны скважины. - М, РГУ нефти и газа им. Губкина, 2005. – 81 с.
90. Лысенков А.И., Лысенков В.А., Борисова Л.К. и др. Развитие радиоактивных методов для решения геологических задач при добыче нефти и газа. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС. 2008. - Вып.6 (171). - с. 3 - 15.

91. Лысенков А.И., Лысенков В.А., Ханипов З.З. Калибровка аппаратуры хлорного каротажа //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 6 (171). - с. 60 - 67.

92. Лысенков А.И., Лысенков В.А., Осипов А.Д. Определение характера насыщения пластов и состава углеводородов по комплексу СНГК, 2ННК (хлорный каротаж) в обсаженных скважинах. //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 5 (194). - с. 115 - 149.

93. Гусманов Р.А., Терновой Ю.В., Гейхман М.Г. и др. Влияние геолого-технологических параметров на характер и масштабы разрушения сеноманского продуктивного пласта Ямбургского ГКМ. Сб. «Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ». - Ставрополь: РИЦ ОАО «СевКавНИПИгаз», 2003. - Вып. 39, с. 86 - 103.

94. Лысенков А.И., Даниленко В.Н., Иванов Ю.В., Судничникова Е.В., Борисова Л.К., Егурцов С.А. Определение неоднородностей флюидного состава углеводородов в прискважинной зоне путем зондирования комплексом нейтронных методов в скважинах старого фонда. //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 4 (250). - с. 3 - 6.

95. Лысенков А.И., Иванов Ю.В., Судничникова Е.В., Борисова Л.К. Экспериментальные предпосылки диагностики характеристик прискважинной зоны нефтегазоносных скважин комплексом нейтронных методов. //НТВ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 4 (250). - с. 22 - 32.

96. Иванов Ю.В. Опыт применения разноглубинных нейтронных методов для диагностики продуктивных интервалов газонаполненных скважин. РЖ «Газовая промышленность», вып. 06/723/, 2015.

97. Черепанов В.В. Пятницкий Ю.И. Хабибуллин Д.Я. Разработка технологии освоения нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений на этапе гео-

логоразведочных работ с целью вовлечения ресурсной базы газовых месторождений ОАО «ГАЗПРОМ» в Ямало-Ненецком автономном округе //НТЖ «Георесурсы» Казань. Изд. КФУ. 2014 Вып.4(59) - с. 59 - 64.

98. Патент №2439622. RU. Способ определения состава углеводородов в пластах-коллекторах нефтегазовых скважин. / Лысенков А.И., Лысенков В.А., Осипов А.Д. - №20101357221/28; заяв. 26.08.2010; опуб. 10.01.2012, Бюл. №1.

99. Патент №2476671. RU. Способ определения характера насыщения пластов-коллекторов нефтегазовых скважин по комплексу нейтронных методов (варианты). / Лысенков А.И., Лысенков В.А., Гуляев П.Н. - №2011128230/03; заяв. 07.07.2011; опуб. 27.02.2013, Бюл. №б.