

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"

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва 2015

Работа выполнена в обществе с ограниченной ответственностью «Инновационные нефтегазовые технологии» (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

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
кафедры геофизики МГРИ-РГГРУ
Афанасьев Виталий Сергеевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
Начальник отдела экспертно-методического
сопровождения геофизической деятельности
ООО «Газпром георесурс»
Бабкин Игорь Владимирович

кандидат геолого-минералогических наук,
Директор центра ПХГ
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Чугунов Андрей Владиленович

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования «Башкирский
государственный университет»

Защита диссертации состоится 17 марта 2016 г. в 15:00 на заседании диссертационного совета Д 212.121.07 при Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе по адресу: 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, МГРИ-РГГРУ, ауд. 4-73.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Российского государственного геологоразведочного университета по ссылке: http://mgri-rggru.ru/science/protection/pdf/Ivanov/Ivanov_Ju_V_Dissertacija.pdf

Автореферат разослан «_____» _____ 2015 г.

Учёный секретарь
Диссертационного совета
к.т.н, доцент



Романов Виктор Валерьевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

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 для большинства газовых коллекторов подчиняются законам Дарси, но имеются пласты-коллекторы, которые подчиняются нелинейному закону фильтрации. Фильтрация в данных пластах начинается при градиенте давления, превосходящем некоторое пороговое значение. Наличие таких коллекторов приводит к тому, что фильтрационная модель газовой залежи со временем меняется.

Фильтрационные свойства продуктивных отложений в интервале перфорации газовых скважин неоднородны. Локализация работающих и неработающих (низкопродуктивных) участков с последующим адресным воздействием на них различными способами 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 по всей мощности пласта-коллектора вне зависимости от его ФЕС;
- отсутствие учета фактически заводненных эффективных толщин, замена их на средние оценки коэффициента песчанистости.

Решение большинства обозначенных данных 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 выполняются 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, 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» 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 газовых скважин газовых месторождений и ПХГ и эксплуатируемых отложений как объекта исследований для 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 НКК.
5. Обоснование возможности определения текущего насыщения коллекторов на основе анализа газонасыщенности в радиальном направлении прискважинной зоны для решения задач, связанных с доразведкой и разработкой газовых место-

рождений 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 и ПХГ и оценка ее геолого-промысловой 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 натурных моделях пластов различного вещественного состава, характера насыщения порового пространства моделей пластов и заполнения скважинного, заколонного и межколонного пространств.

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 газовых скважинах газовых месторождений и ПХГ. Обобщение и анализ полученной информации и оценка геолого-промысловой информативности разработанной технологии.

Научная новизна работы

- впервые теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность определения распределения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов в прискважинной зоне обсаженных газовых 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 За-

падной 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» ООО «Газпром ПХГ», АО «КазТрансГаз» и ряде подземных хранилищ Европы получены результаты, положенные в основу планирования геолого-технических мероприятий по повышению производительности газовых скважин, планированию адресного капитального ремонта скважин и т. д.
2. Выполнена опытно-конструкторская работа по теме: «Разработка инновационных технологий и комплекса аппаратуры для оценки технического состояния обсадных колонн и цементного камня через НКТ в незаглушенных газовых скважинах» для ОАО «Газпром» в 2012-2014 гг.
3. Разработан рекомендации Р Газпром 2-3.1-796-2014 «Порядок проведения геолого-технологического аудита состояния разработки месторождений углеводородного сырья» - М. 2015.
4. Разработан проект рекомендаций Р Газпром «Спектрометрический нейтронный гамма - каротаж. Методика применения и интерпретация результатов определения нефтегазонасыщенности».
5. Разработан проект «Методических рекомендаций по оценке текущей газонасыщенности коллекторов в обсаженных вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений по данным комплекса интегральных и спектрометрических ядерно-физических методов ГИС».
6. Оптимизирована стоимость геофизических исследований, повышена достоверность исходных данных и, как следствие, интерпретации за счет сопряжения регистрации комплекса нейтронных методов в пространстве и во времени.
7. Обеспечена преемственность ранее разработанных методик по определению газонасыщенности коллекторов методами ННК, НКК 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 11 работ, 8 из которых опубликованы в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России. В работах, написанных в соавторстве, соисполнителю принадлежит постановка задачи, непосредственное участие в проведении анализа теоретических, экспериментальных исследований, обобщении результатов геолого-геофизической интерпретации, и разработки, 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 формировании 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.

Краткое содержание работы

Во **введении** представлены: актуальность темы, задачи, методика и объект исследования, научная новизна, защищаемые положения, сформулирована цель диссертационной работы и определена ее теоретическая значимость, практическая ценность и достоверность научных положений.

В **первой главе** выполнен краткий обзор развития стационарных нейтронных методов по определению газонасыщенности незаглушенных газовых скважин.

Принципиальная возможность разделения газонасыщенных, нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов в обсаженных скважинах нейтронными 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. 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.

Особая роль в научном руководстве и практической реализации работ принадлежит С.Г. Комарову.

Выполненные в 70-80 годах прошлого века исследования ведущими специалистами-практиками и учеными-теоретиками страны: Я.Н. Басина, Д.А. Кожевникова, А.Н. Блюменцева, А.Л. Поляченко, С.А. Кантор, Ю.С. Шмелевич, Р.А. Резванова, Е.Б. Лухминского, Ю. А. Гулина и др. позволили изучить закономерности формирования полей нейтронного и нейтронного гамма-излучения от стационарных нейтронных источников в геолого-технических условиях нефтяных и газовых скважин. Были изучены влияния литологии, хлора в пластовой воде, цементном камне, скважине, в заколонном и межколонном пространстве.

К концу 70-х годов прошлого века широко применялись: технология мониторинга за разработкой 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 методики определения коэффициента газонасыщенности лежит существенное различие в плотности газоносных пластов и водоносных пластов при одинаковой пористости и прочих геолого-технических условиях. В разработку методики и ее внедрение большой вклад внесли Р.А. Резванов, Л.Б. Берман, В.С. Нейман, Ю. Г. Тер-Саакян, К.М. Абдулаевым 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_g использование палеток пористости водонасыщенных пластов, дополненных номограммами, учитывающими аномально низкую плотность газонасыщенного пласта. Рассчитанные автором номограммы плотностного эффекта для метода НГК позволяют определять K_g пластов без зоны проникновения. Влияние глини-

стости 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 неразмытых 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.

Практический интерес представляет зондирование прискважинной зоны газовой скважины в радиальном направлении комплексом разноглубинных нейтронных методов. Интерпретация результатов зондирования с оценкой анизотропии по газонасыщенности прискважинной зоны позволяет решать целый ряд задач, связанных с ревизией продуктивных отложений на наличие работающих и застойных зон, выделением интервалов коллекторов, не охваченных процессом разработки, интервалов прорыва пластовых вод в высокопроницаемых коллекторах, флюидодинамикой и миграцией границы контактов, межколонными и межпластовыми перетоками и др.

Разноглубинные нейтронные методы, реализованные в одном многозондовом устройстве, представляют особый интерес. Измерения в этом случае сопряжены во времени и пространстве, что значительно повышает достоверность получаемых первичных данных и результатов интерпретации.

Информативность метода НГК повышена путем применения его спектрометрической модификации (СНГК).

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). 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. 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 наряду с классическими задачами определять элементный состав горных пород в газонаполненных скважинах, более надежно решать вопросы определения коэффициента газонасыщенности в прискважинной зоне коллекторов и его изменения в радиальном направлении, в том числе, через НКТ. Последнее достигалось за счет обработки спектрального распределения энергии ГИРЗ большого зонда метода СНГК совместно с функцией пористости, определяемой по методу 2ННК. Успешно решались также задачи выявления техногенных скоплений газа в прискважинной зоне.

В настоящее время в рамках консорциума «Инновационные нефтегазовые технологии» (ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС», ООО «ИНГТ») разработана комплексная многозондовая аппаратура радиоактивного каротажа КСПРК-Ш (диаметром 48 мм) и ее модификации, включающие в себя, ранее разработанные, модификации радиоактивных методов, (2ННК, 3СНГК, СГК), магнитоимпульсных дефектоскопов (МИД-К, МИДС-К) и методы газодинамического каротажа (Термометрия, Барометрия).

За рубежом, по имеющимся публикациям, исследованием незаглушенных газовых скважин занимается ограниченное число геофизических компаний: компания Roke (Канада), компания Sondex (Великобритания). Методическая разработка фирмы Roke реализована на базе многозондовой установки нейтронного каротажа с реализацией интегральной модификации методов НГК и ННК и 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.

Результаты опытно-промышленных работ отечественными образцами аппаратуры по исследованию газовых скважин без их глушения доказали перспективность разработки комплексной многозондовой аппаратуры нейтронного каротажа.

Во **второй** главе определены физико-геологические и технические условия применения комплекса разноглубинных нейтронных методов для решения задач, возникающих в процессе доразведки, разработки, планирования геолого-технических мероприятий в скважинах газовых месторождений и ПХГ.

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.

Основной объем исследований скважин составляют газонаполненные скважины газовых месторождений и ПХГ, оборудованные НКТ до интервала перфорации. Данные скважины имеют типичную конструкцию в пределах газового месторождения или ПХГ, которая включает технические колонны, эксплуатационную колонну и НКТ. Доставка прибора в интервал исследований производится через шлюзовое оборудование. Аппаратура для исследования скважин имеет диаметр 48 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. Поэтому 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.

Для конкретизации геолого-технических условий применения комплексной аппаратуры была обобщена и проанализирована геолого-геофизическая, промышленно-техническая информация по эксплуатационным скважинам газовых месторождений и ПХГ. Исходя из анализа данных по газовым скважинам, эксплуатируемым на предприятиях ПАО «Газпром», ООО «Газпром ПХГ» наиболее вероятными скважинными условиями являются:

- диаметр технических колонн (ТК) 6" или 7";
- диаметр эксплуатационной скважины 8,5";
- диаметр эксплуатационной колонной (ЭК) - 5" или 6";
- НКТ диаметром 3" центрированы в эксплуатационной колонне;
- минерализация пластовых вод меняется в пределах от 5-250 г/л;
- тип коллектора:
 - терригенный, пористостью 12-35%;
 - карбонатный, %, пористостью 6-25%.

Математическое моделирование и экспериментальные исследования были выполнены для вышеприведенных геолого-технических условий.

В третьей главе представлены результаты математического и натурального моделирования по изучению характера связей между геолого-техническими условиями (литология, характер насыщения порового пространства, пористость, диаметр скважины, характер заполнения скважины и заколонного и межколонных пространств) и регистрируемыми параметрами полей тепловых нейтронов, гамма - полей ГИРЗ и вычисляемых на их основе функций, тесно связанных насыщением. Основной объем экспериментальных работ был выполнен в метрологическом центре ОАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский). Рассмотрены аналитические возможности разноглубинных нейтронных методов по расчленению продуктивных газонасыщенных отложений на примере газовых скважин.

По результатам математического моделирования (А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко) сделаны следующие выводы:

- показания малого зонда 2ННК эффективны лишь для исследования скопления газа в ближайшем цементном кольце за ЭК и мало информативны для остальных радиальных зон;
- показания большого зонда 2ННК достаточно эффективны для исследования скопления газа в коллекторе в области высоких K_2 (60-100%), где дифференциация достигает 25-30 %. Для исследования влияния газа в других зонах показания большого зонда малоинформативны.
- метод НГК эффективно использовать для определений скопления газа, во-первых, в обоих цементных кольцах за ЭК и ТК на завершающей стадии замещения цемента газом, когда содержание газа больше 60-70%, и во-вторых, скопления газа в пласте во всем диапазоне K_1 от 0% до 100%;
- отношение показаний малого зонда к большому зонду метода 2ННК лучше всего использовать для обнаружения скопления газа в ближайшем цементном

кольце за ЭК, где его дифференциация составляет 25%, а чувствительность к содержанию газа достаточно высока в области Кг более 60%.

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:

$$F(dd_{\text{жс}}) = \frac{J_{\text{жс}}^2}{J_{\text{ННКмз}} J_{\text{ННКбз}}}, \quad (3.1)$$

где:

$F(dd_{\text{жс}})$ - функция характера насыщения по «жесткой» части ГИРЗ ($E > 2.3$ МэВ);

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

$$F(dd_{\text{нгк}}) = \frac{J_{\text{нгк}}^2}{J_{\text{ННКмз}} J_{\text{ННКбз}}} \quad \text{или} \quad F(dd_{\text{м}}) = \frac{J_{\text{м}}^2}{J_{\text{ННКмз}} J_{\text{ННКбз}}}, \quad (3.2)$$

где:

$F(dd_{\text{нгк}})$ - функция характера насыщения по полному спектру ГИРЗ;

$J_{\text{нгк}}$ - интегральная интенсивность потока ГИРЗ;

$F(dd_{\text{м}})$ - функция характера насыщения по «мягкой» части спектра ГИРЗ ($E < 2.3$ МэВ);

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

$$F(dd_{\text{ннк}}) = \frac{1}{J_{\text{ННКмз}} J_{\text{ННКбз}}}, \quad (3.3)$$

где:

$F(dd_{\text{ннк}})$ - 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.

По результатам математического и натурного моделирования установлено:

- характер закономерностей, связанный с влиянием мешающих геолого-технических факторов (пористость, литология, минерализация пластовых вод, заполнение скважины, заколонного, межколонного пространств, осолонение це-

ментного камня, техногенные скопления газа в заколонном пространстве и в водонасыщенных пластах - коллекторах), практически подобен для аналитических параметров характера 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 изменения газонасыщения 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 НК и НК. 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, приводящие к эквивалентным вариациям значений K_2 относительно истинных значений. К ним относятся кавернозность ствола скважины, переменная минерализация пластовых вод по разрезу продуктивных отложений, осолонение цементного камня, выпадение в прискважинной зоне несвойственных новообразований, возникающих вследствие нарушения геохимического равновесия, изменения 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% при использовании адаптивной методики интерпретации;

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

- пористость газонасыщенного коллектора должна быть более 10% и не превышать 35%;

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

Для оценки информативности показаний отдельных зондов СНГК и НК, используемых в аппаратуре КСПРК-Ш и ее модификаций (ОТСК-ОСЗП, КА-МИДСРК-К) и вычисляемых на их основе функций характера насыщения (Fdd) при

измерениях в газонаполненной скважине было выполнено сопоставление кросс-плотов типа (F_{dd}) от $F(Kn)$ в реальных скважинных условиях.

Анализ результатов обработки показывает:

- общие закономерности влияния газонасыщенности коллекторов на вычисляемые функции насыщения на основе разноглубинных нейтронных методов сохраняются вне зависимости от минерализации пластовых вод;
- при низкой минерализации пластовых вод, насыщающих коллектор чувствительность функций характера насыщения к газонасыщенности выше на 15- 20% чем при высокой минерализации пластовых вод;
- 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.

В четвертой главе приведены наиболее перспективные аппаратные разработки для реализации методики зондирования прискважинной зоны комплексом нейтронных методов. Последняя разработка - это модуль нейтронного каротажа, входящий в состав комплексной аппаратуры КСПРК-Ш-48 и ее модификаций, разработанных в рамках консорциума «Инновационные нефтегазовые технологии» (ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС», ООО «ИНГТ»).

Даны техническая характеристика, функциональная схема аппаратуры КСПРК-Ш-48, конструктивные особенности прибора. Рассмотрены вопросы метрологического обеспечения.

Аппаратура КСПРК-Ш-48 предназначена для исследования газовых скважин и используется для регистрации, спектров гамма-излучения радиационного захвата на 3-х зондах и плотности потока тепловых нейтронов на 2-х зондах. Аппаратура включает скважинный прибор, блок сопряжения, обеспечивающий передачу информации по каротажному кабелю, питание скважинного прибора и связь с датчиком глубин, а также переносной или стационарный компьютер каротажной станции. Аппаратура может эксплуатироваться с любым каротажным подъемником и геофизическим кабелем до 6 км, и способна качественно передавать цифровую спектрометрическую информацию.

Аппаратура имеет преемственность 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»

В пятой главе представлена последовательность обработки и интерпретации результатов измерений и приведены примеры для различных геолого-технических условий. Программы обработки комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК с целью определения анизотропии газонасыщенности в радиальном направ-

лении. На этапе опробования они 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, приведен на рисунке 5.1.

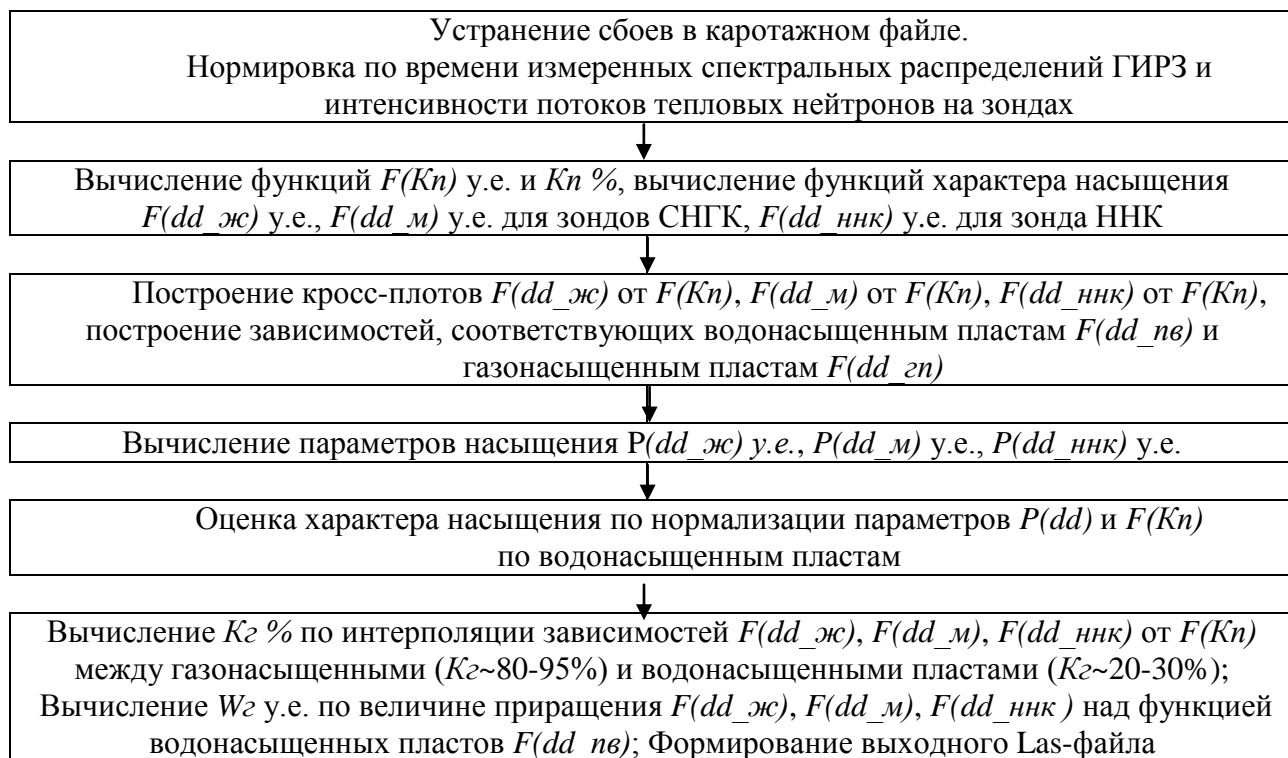


Рис. 5.1 Алгоритм обработки комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК и вычисления коэффициента газонасыщенности K_2 и объемной газонасыщенности W_2

В случае обработки информации полученной другими типами аппаратуры предусмотрена гибкая адаптация программ обработки.

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

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.

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 аналогов - глинистых

пород и глин) в интервале с номинальным диаметром скважины и постоянной литологией вычисляют функцию $F(dd_nв)$ следующим образом:

$$F(dd_nв) = a * F(Kn)^2 + b * F(Kn), \quad (5.1)$$

где:

$F(dd_nв)$ - функция характера насыщения пресного пласта;

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

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

Тесно связанным с характером насыщения порового пространства пластов, является параметр насыщения $P(dd)$, 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.

Нормализация 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 $F(Kn)$.

По величине приращения аналитических параметров можно судить о величине газонасыщенной пористости ($Kn * K_2$).

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.

Определение коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности производится в условиях 2-компонентного состава флюида. Для определения 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) - газонаполненной скважине.

Объемная газонасыщенность, вычисляется следующим образом:

$$W_{г_2_тек} = (F(dd_тек) - F(dd_вн)) * \frac{W_{\max}}{P(dd)_{\max}}, \quad (5.3)$$

где:

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

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

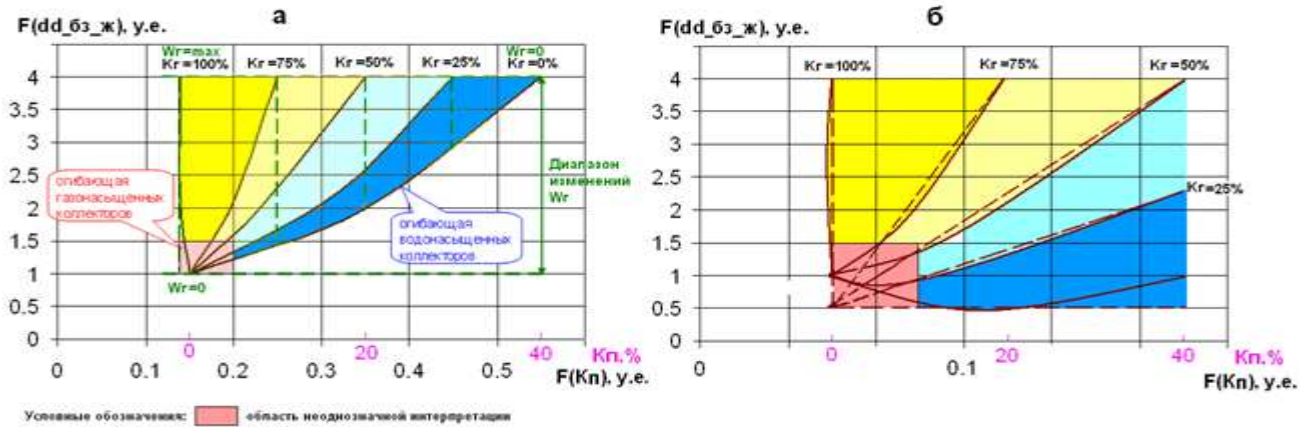


Рис. 5.3 Общая схема интерпретации функций $P(dd)$ и $F(Kn)$ с целью вычисления коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности при использовании информации большого зонда СНГК, (а) в водонаполненной скважине, (б) – в газонаполненной скважине

В высокопористом газонасыщенном коллекторе с пористостью более 20% вычисление $K_{г_2}$ производится по следующей формуле:

$$K_{г_2_тек} = \frac{F(dd_тек) - F(dd_вн)}{F(dd_гн) - F(dd_тек)} \times K_{г_2_гн}, \quad (5.4)$$

где:

$F(dd_тек)$ - текущее значение функции дефицита плотности и водородосодержания;

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

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

$K_{г_2_гн}$ - коэффициент газонасыщенности полностью газонасыщенного пласта.

При вариациях пористости в широком диапазоне вычисление $K_{г_2}$ производится по следующей формуле:

$$K_{г_2} = \arctan\left(\frac{F(dd_тек) - F(dd_вн)}{F(Kn_вн) - F(Kn_тек)} \times \frac{F(Kn_вн)}{F(dd_вн)}\right), \quad (5.5)$$

где:

$F(dd_тек)$ - текущее значение функции насыщения;
 $F(dd_вн)$ - функция насыщения водонасыщенного пласта при $Kn=0\%$;
 $F(Kn_вн)$ - функции пористости водонасыщенного пласта при $Kn=0\%$.

Вычисление коэффициентов газонасыщенности и объемной газонасыщенности проводится по методике адаптивной интерпретации в продуктивных интервалах с выдержанными геолого-техническими характеристиками. Вычисления производятся путем интерполяции между зависимостями, соответствующим газонасыщенным и водонасыщенным коллекторам.

На рисунке 5.6 приведены результаты исследований сеноманских отложений Уренгойского ГКМ в интервале перфорации при низкой минерализации пластовых вод. Работы проводились в незаглушенной скважине через шлюзовое оборудование.

В верхнем интервале перфорации на глубине 1124 - 1172 м выделяются отдельные экстремумы функций характера насыщения мощностью менее 1 м с выдержанными и максимальными значениями K_2 по всем трем зонам (ближней, средней и дальней) соответствующие муфтовым соединениям НКТ и ЭК. Интервалы с 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 которые обеспечивают основной приток газа в скважину.

Каждый выделенный по максимальным значениям K_2 работающий пропласток мощностью более 1 м соответствует отрицательной аномалии на температурной кривой.

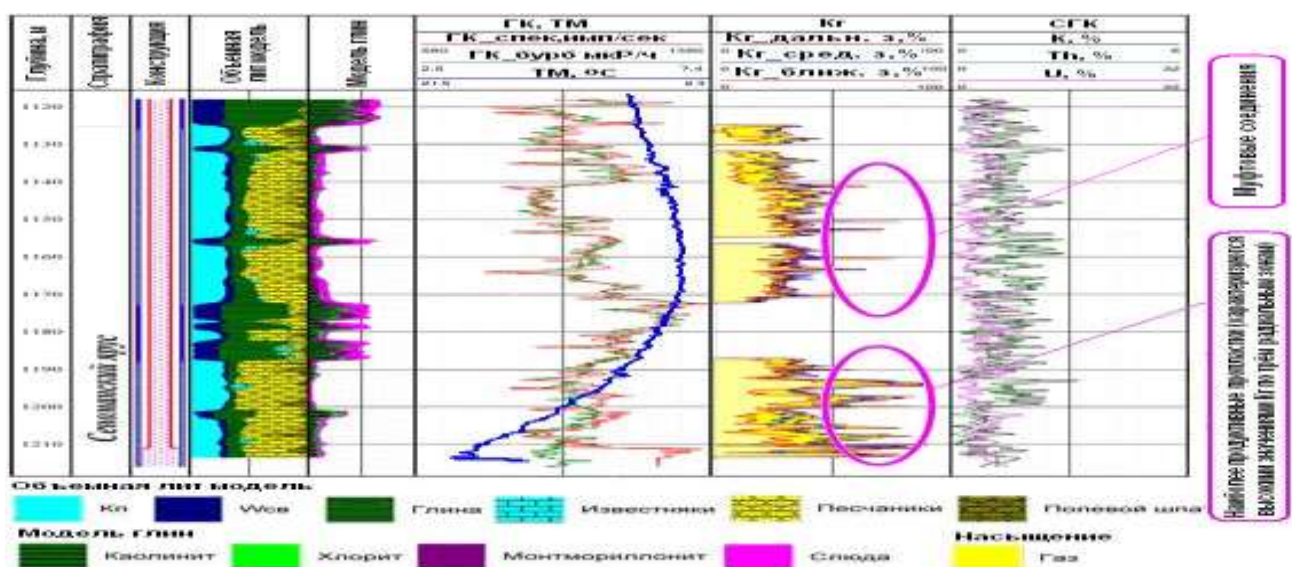


Рис. 5.6 Результаты интерпретации комплекса 3СНГК+2ННКт с целью выделения работающих пропластков в перфорированном интервале на скважине Уренгойского ГКМ при низкой минерализации пластовых вод

На рисунке 5.7 приведены результаты исследований газонаполненной эксплуатационной скважины ПХГ. Пластовые воды имеют высокую минерализацию (на уровне 250 г/л).

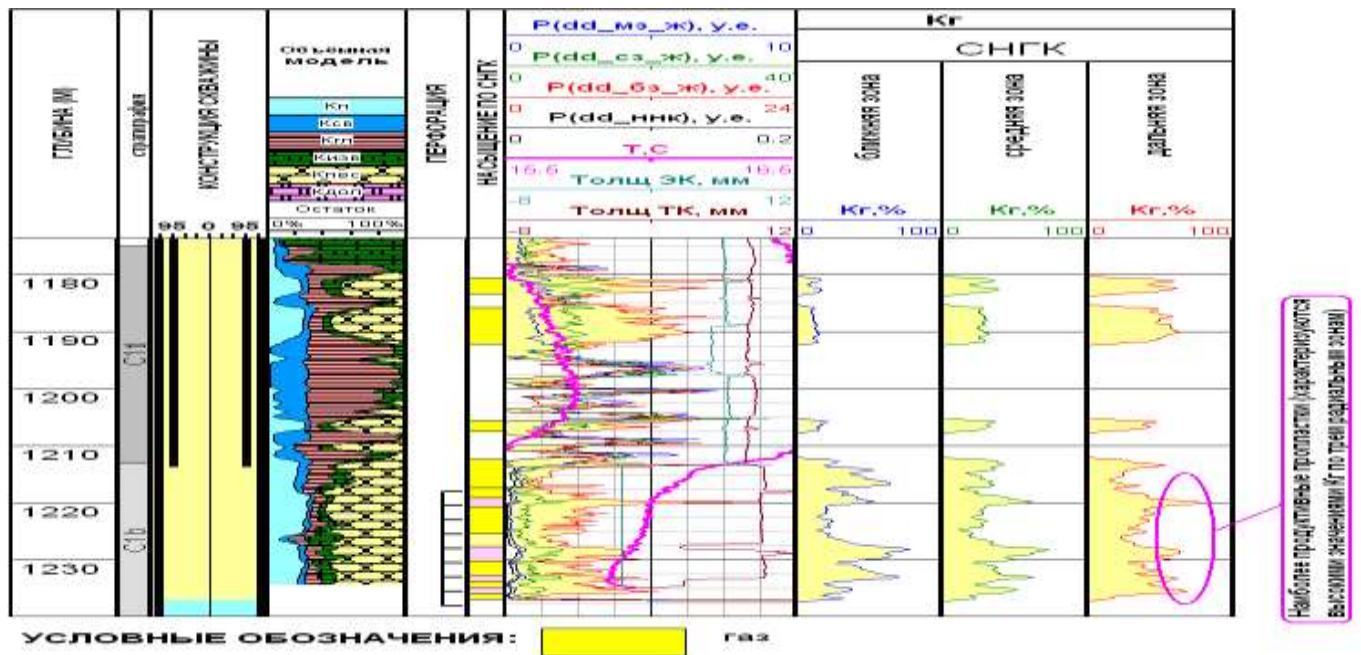


Рис. 5.7 Результаты интерпретации комплекса СНГК и ННК с целью выделения работающих пропластков в перфорированном интервале эксплуатационной скважины ПХГ

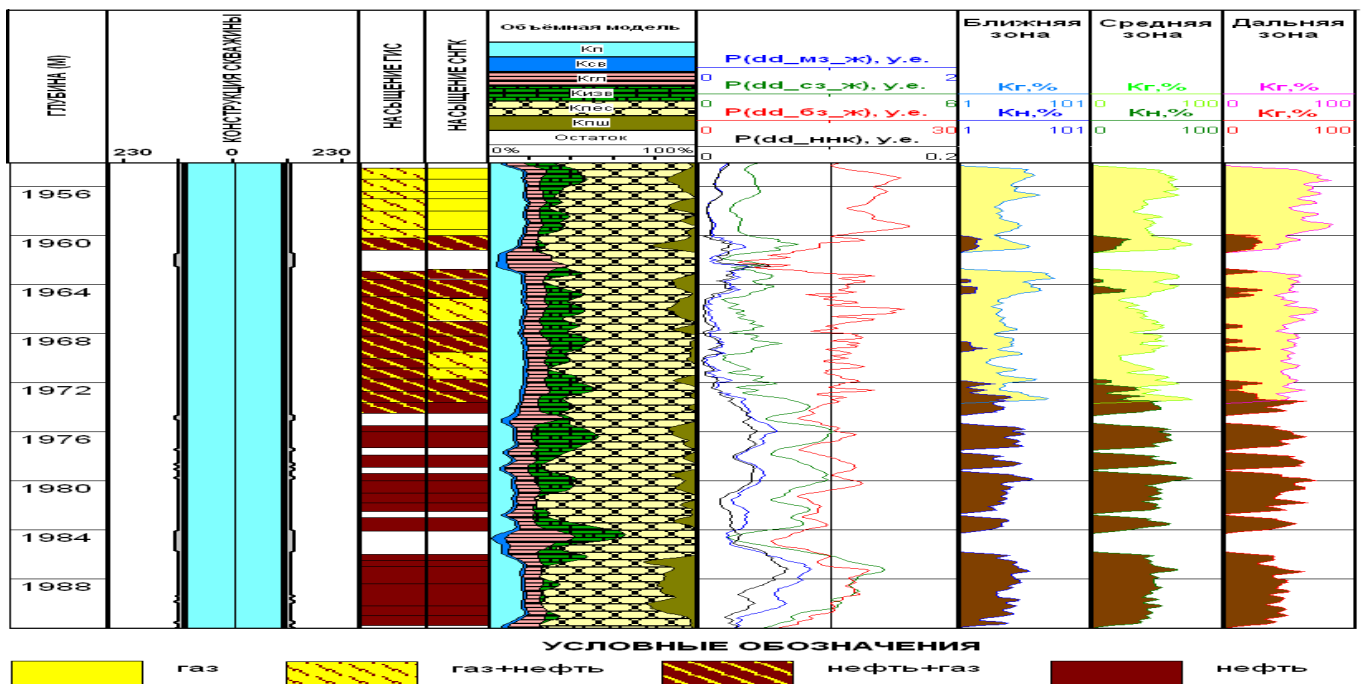


Рис. 5.9 Результаты интерпретации зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов с целью определения линейных размеров переходной зоны между нефтенасыщенным и газонасыщенным коллектором

На диаграмме однозначно выделяются работающие пропластки с максимальными дебитами в интервале перфорации (1219.5-1221м, 1227-1230м, 1233-1236м) 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 температурной кривой. В неперфорированном интервале газонасыщенные пласты не имеют аномальных изменений коэффициентов газонасыщенности в радиальном направлении.

На рисунке 5.9 представлены результаты интерпретации зондирования прискважинной зоны комплексом разноглубинных нейтронных методов с целью определения линейных размеров переходной зоны между нефтенасыщенным и газонасыщенным коллектором. Переходная зона достоверно выделяется в интервале глубин 1960 - 1973.5 м. Информация о интервале переходной зоны необходима для корректного вскрытия продуктивной части пласта.

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.

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.

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

Объектом исследований были отложения березовской свиты (рис.5.13) Тарко-салинского ГКМ. Газонасыщенные нетрадиционные коллектора выделяются по возрастающим значениям K_2 от ближней зоны к дальней зоне. Нетрадиционные коллектора выделяются на глубинах: 941-968м и 973-990м в отложениях березовской свиты.

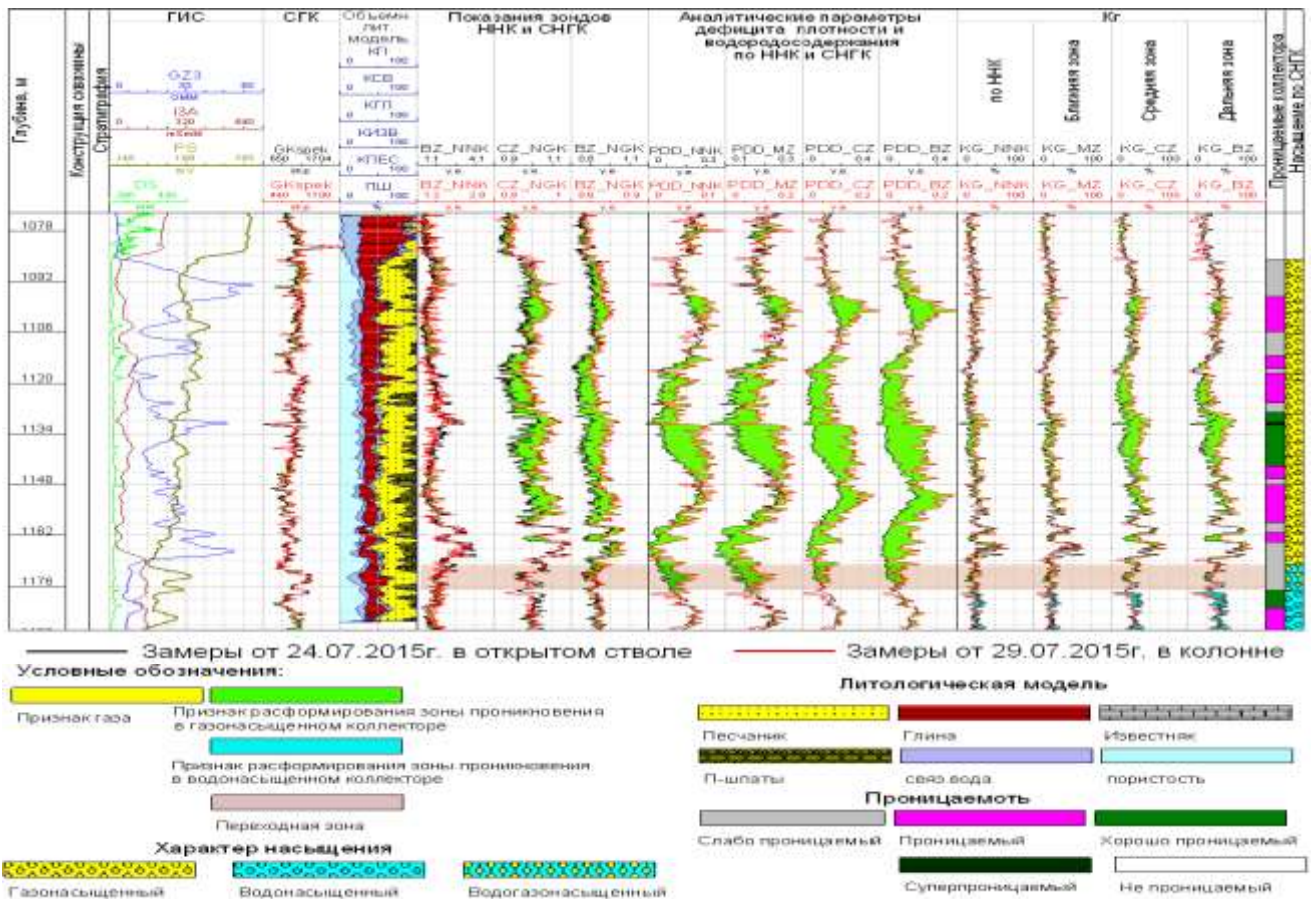


Рис. 5.11 Выделение проницаемых интервалов и определение характера насыщения по временным замерам (3СНГК+2ННКт) в открытом стволе и после обсадки и цементирования колонны. Ямбургское месторождение. Диаметр скважины 395 мм. Диаметр колонны 324 мм

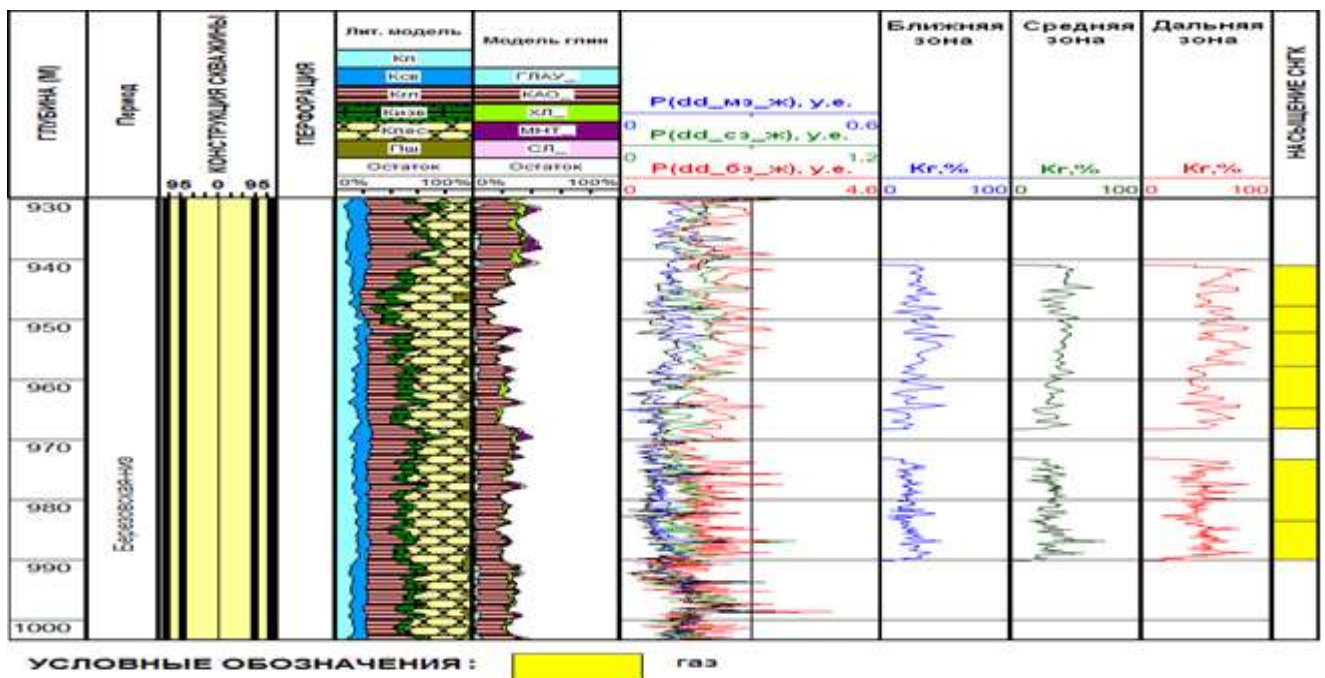


Рис. 5.13 Пример выделения нетрадиционных коллекторов по результатам зондирования в радиальном направлении разноглубинными нейтронными методами 3СНГК и 2ННК

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 (15-20см)		средняя (20-30см)		дальняя (40-50см)	
	$K_Г$, %	$W_Г$	$K_Г$, %	$W_Г$	$K_Г$, %	$W_Г$
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).

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

Основные выводы и рекомендации

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. 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 $K_p = 20 - 25\%$ для методов НГК и ННК до $10 - 12\%$ для функций насыщения.

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

1. Обобщена и проанализирована обширная научно-техническая информация по определению газонасыщенности коллекторов в газонаполненных 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 газовых скважин.

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. Предложена и обоснована методика интерпретации на основе анализа анизотропии вычисленных значений K_2 и W_2 в радиальном направлении.

7. Результаты интерпретации использовались для решения следующих задач:

- изучения фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных отложений и флюидодинамики;
- разделения продуктивных отложений по фильтрационно-емкостным свойствам;
- контроля положения ГВК и ГНК.
- планирования геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности ремонта скважины, контроля качества его проведения 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 возможна реализация более информативной методики 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» и получили одобрение и поддержку. Предложенная технология рекомендована к широкому опробованию.

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в следующих научных трудах

В изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

1. *Егурцов С.А., Скрынник Т.В., Иванов Ю.В., Зубарев А.П.* Инспекция состояния крепи скважин в газовой среде. // НТПЖ «Газовая промышленность». — 2013. — Вып.12 (700). — С. 109–112.

2. *Егурцов С.А., Скрынник Т.В., Иванов Ю.В., Свинцицкий С.Б.* Современные методы по диагностическому обеспечению конструктивной целостности и герметичности скважин. //НТПЖ «Газовая промышленность» / Москва. — 2014. — Вып.6 (707). — С. 41-45.

3. *Иванов Ю.В.* Опыт применения разноглубинных нейтронных методов для диагностики продуктивных интервалов газонаполненных скважин. // РЖ «Газовая промышленность». — 2015. Вып. 7 (723). — С. 26–30.

4. *Иванов Ю.В., Егурцов С.А., Зубарев А.П., Скрынник Т.В.* Инновационные технологии исследования скважин нефтегазовых месторождений. // НТЖ «Нефть и газ». — 2015. — вып. 3 (81). — С. 59–65.

5. *Климов П.В., Алиев Б.Ж., Калиев И.С., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Скрынник Т.В.* Диагностическое обеспечение промышленной безопасности эксплуатации скважин подземных хранилищ газа республики Казахстан. // НТПЖ «Газовая промышленность». — 2015. — №2. — С. 74–77.

6. *Лысенков А.И., Судничникова Е.В., Иванов Ю.В., Егурцов С.А.* Диагностика нетрадиционных коллекторов на основе зондирования комплексом нейтронных методов. // НТЖ «Георесурсы» / Казань. — 2014. — Вып. 4 (59). — С. 49–52.

7. *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». —2015. — Вып. 4 (250). — С. 6—16.

8. *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»,—2015. — Вып. 4 (250). — С. 32–44.

В прочих изданиях:

1. Лысенков А.И., Даниленко В.Н., Иванов Ю.В., Судничникова Е.В., Борисова Л.К. Оценка заполнения заколонного пространства с целью экологического мониторинга работающих газовых скважин. Тезисы докладов. Уфа: Изд-во «НПФ Геофизика». —2015.— С. 81–90.
2. Лысенков А.И., Даниленко В.Н., Иванов Ю.В., Судничникова Е.В., Борисова Л.К., Егурцов С.А. Диагностика продуктивных интервалов газонаполненных скважин методами СНГК и ННК. Тезисы докладов. Уфа: Изд-во «НПФ Геофизика».— 2015. — С. 154–162.
3. Контрольно-измерительный комплекс для исследования технического состояния действующих скважин: пат.135357 Р.Ф: МПК E21B47/00 E21B47/005 С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов, Т.В. Скрынник и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Инновационные нефтегазовые технологии». - № 2013114226/03; заявл. 01.04.2013; опубл. 10.12.2013.