

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Томский политехнический университет»

---

Г.Ф.Ильина

# **ПРАКТИКУМ ПО ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКЕ**

Рекомендовано в качестве учебного пособия  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета

Издательство  
Томского политехнического университета  
2010

УДК 550.83(075.8)  
ББК 26.я73  
И 46

**Практикум по промысловой геофизике:** учебное пособие/сост.:  
И 46 Г.Ф.Ильина. –Томск: Изд-во Томского политехнического универ-  
ситета, 2010.- 87с.

Пособие содержит практические и лабораторные работы по интер-  
претации исследований скважин геофизическими методами (ГИС) в от-  
крытом и обсаженном стволе. Целью пособия является закрепление  
знаний, полученных студентами на лекциях, освоение технологии обра-  
ботки ГИС, а также подготовки студентов к решению производствен-  
ных задач.

Предназначен для студентов направления 130500 “Нефтегазовое  
дело” специальности 130503 “Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений”.

УДК 550.83(075.8)  
ББК 26.я73

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета

Рецензенты

Ведущий научный сотрудник ТФ ФГУП (СНИИГиМС),  
к.г.-м.н, профессор В.Е. Пешков  
А.Ф. Чупин

## СОДЕРЖАНИЕ

	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	4
1.	<b>КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН</b>	5
1.1.	Задачи ГИС в открытом стволе	5
1.2.	Соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС	7
1.3.	Роль и место ГИС	8
1.4.	Скважина как объект геофизических исследований	11
1.5.	Схема проведения каротажа	12
2.	<b>ВЫПОЛНЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ</b>	13
2.1.	Тема 1. Определение удельного электрического сопротивления пластов, литологическое расчленение разреза, определение $a_{\text{пс}}$ , выделение коллекторов по данным каротажа самопроизвольной поляризации (ПС) и бокового каротажного зондирования (БКЗ) и индукционного каротажа (ИК)	13
2.2.	Тема 2. Расчленение и выделение пластов-коллекторов по диаграммам микрокаротажа	18
2.3.	Тема 3. Интерпретация диаграмм радиоактивного каротажа	19
2.4.	Тема 4. Интерпретация геофизического материала по скважинам в формате las в программном продукте КАМЕРТОН	20
	Задача 1. Расчет относительного параметра СП	22
	Задача 2. Снятие отсчетов с кривой	23
	Задача 3. Определение глинистости по ГК	24
3.	<b>ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</b>	25
3.1.	Изучение эксплуатационных характеристик пласта	27
3.2.	Выделение интервалов притока (поглощения)	27
3.3.	Определение профиля притока и профиля приемистости	31
4.	<b>ВЫПОЛНЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ПО КОНТРОЛЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	33
4.1.	Тема 5 Геофизические методы контроля обсаженной скважины	34
Приложение	Таблица 1. Исходная информация по промысловым геофизическим исследованиям скважин	37

## ВВЕДЕНИЕ

Геофизические исследования скважин (ГИС) – это совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах.

**Методы ГИС** отличаются большим разнообразием и используют все виды физических полей (электрические, электромагнитные, тепловые, ядерных излучений, гравитационные, механических напряжений и пр.). К ГИС относят, прежде всего – **каротаж**.

**Каротаж** – это технология по исследованию разрезов скважин геофизическими методами в около скважинном пространстве. Каротаж основан на измерениях параметров физических полей по стволу скважины. Целью измерений является изучение свойств разбуренных горных пород и выявление продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалов пород с последующей оценкой содержания в них углеводородов. Кроме того, по данным каротажа делают привязку к разрезу по глубине других исследований и операций в скважинах. Полученная методами ГИС информация о геологическом разрезе используется для интерпретации данных наземной геофизики. В частности, в настоящее время активно развивается комплексная интерпретация данных сейсмической разведки с опорой на результаты ГИС.

Основная цель и задача настоящего практикума заключаются в том, чтобы расширить диапазон знаний студентов в области познаний геологического строения продуктивных на нефть и газ интервалов, развивать умение и навыки у будущих специалистов анализировать параметры пласта и текущее его состояние и обобщать полученные результаты.

Содержание учебно-лабораторных работ студентов сориентировано на определение параметров, необходимых для подсчета запасов углеводородного сырья (коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, эффективной мощности коллекторов и для контроля за разработкой: оценки технического состояния скважин, определения текущей насыщенности и др.).

Учебные занятия предполагается проводить на современной геофизической программе «КАМЕРТОН» предоставленной компанией ООО «НПП ГЕТЭК».

# 1. КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Понятие «комплекс ГИС» рассматривается как единая система геофизических исследований скважин, включающая в себя:

- набор (перечень) видов каротажа, необходимых для решения всех геологических задач в конкретных геолого-технических условиях;

- технологию проведения ГИС (этапность исследований, последовательность измерений, условия подготовки скважин и аппаратуры);

- методики обработки первичных материалов и интерпретации данных ГИС, включая обоснование достоверности результатов интерпретации.

В действующих методических документах: «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (1999 г), «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» (2002 г), типовой и обязательный комплексы ГИС рассматриваются только с позиций перечня используемых видов каротажа.

Действующий комплекс ГИС и методика его применения и интерпретации обеспечивают литологическое расчленение разреза, выделение проницаемых пластов, оценку характера насыщения коллекторов, контроль технического состояния ствола скважины и другие вопросы, решаемые при проведении геологоразведочных работ на углеводородное сырье.

## 1.1. Задачи ГИС в открытом стволе

Исследование разрезов, уточнение геологической модели строения осуществляется с помощью геофизических исследований (каротажа). Различают несколько видов каротажа, которые основаны на измерении различных физических полей и параметров в скважине: электрические методы каротажа – ПС, КС, БКЗ, БК, БМК, микрозондирование и др.; электромагнитные методы каротажа – ИК, ДК, ВИКИЗ и др.; радиоактивные методы – ГК, НК, ГГК, ИНК, ИНК-С/О и др., а также геохимический, термо-и акустический каротажи, наклонометрия, и т.д. В ГИС используются около 450 специальных терминов для характеристики ГИС-работ, геолого-технических исследований в процессе бурения, по вторичному вскрытию пластов и интенсификации притока жидкости.

Общие геофизические исследования выполняемые в скважинах:

- вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП);
- кавернометрия;
- стандартный каротаж, ПС;
- БКЗ ;
- индукционный каротаж;
- микрозондирование;
- боковой и микробоковой каротаж;
- акустический каротаж;
- инклинометрия;
- профилометрия;
- плотностной гамма-гамма-каротаж;
- временные замеры: стандартный зонд, ПС, индукционный каротаж.

Результаты обработки (интерпретации) методов ГИС являются эмпирическими. Одним из элементов их методических основ служат предварительно установленные аналитические петрофизические зависимости, получение регрессивных уравнений типа «кern-кern», «кern-геофизика», «геофизика-геофизика» и обоснование возможности перехода от геофизических характеристик к физическим свойствам пласта с последующей оценкой точности полученных параметров, которые обеспечивают:

- выдачу сводных каротажных диаграмм;
- определение пространственного положения ствола скважины;
- разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический);
- расчленение разреза на слои, пласты и пропластки;
- предварительное выделение эффективных толщин;
- предварительную привязку по глубине отбираемого керна, интервалов опробований, испытаний.

Важнейшей частью геологической информации является отбор керна в процессе бурения и его детальные лабораторные исследования. Петрофизические зависимости связывают лабораторные исследования керна и геофизические параметры пласта, получаемые при ГИС. Итогом является информация о литологии, пористости и характер насыщенности пласта.

Электрические методы исследования скважин основаны на изучении электрических свойств пород и насыщающих их флюидов,

состоят в регистрации параметров естественного и искусственного электрического поля.

К числу электрических методов естественного поля относится метод самопроизвольной поляризации (ПС). Основным методом искусственного электрического поля является метод кажущегося сопротивления (КС). Среди наиболее широко используемых модификаций этого метода боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК) и другие методы. Основной измеряемой величиной является кажущееся удельное электрическое сопротивление (УЭС, Омм).

Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения вдоль ствола скважины кажущегося удельного сопротивления (КС) пород и естественных потенциалов (ПС) для изучения геологического разреза. Результаты измерений отображаются в виде кривых изменения параметров КС и ПС вдоль ствола скважины.

## **1.2.Соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС**

Важным источником информации по изучению скважины являются данные кернового материала и шлама. С их помощью изучают петрофизические, текстурно-структурные, фильтрационно-емкостные, петрографические и другие свойства пород. Однако в целом эти методы недостаточно эффективны, что обусловлено неполным выносом кернового материала, трудностью привязки керна по глубине, малым радиусом исследования, изменением характеристик горных пород в зоне бурения и при подъеме на поверхность, значительными затратами времени и средств.

В отличие от этого ГИС дают сплошную, сравнительно точно привязанную по глубине информацию с существенно большим радиусом исследования. Затраты времени и соответственно стоимость ГИС ниже. Важно, что удается получить информацию о горных породах в их естественном залегании. Большой радиус исследования, возможность осуществлять замеры не только в функции пространственных координат, но и в функции времени, изучение всей системы скважина - пласт, позволяют решать геологические задачи не решаемые по керновому материалу.

Вместе с тем, достаточно точная оценка с помощью ГИС параметров, характеризующих литологию, коллекторские свойства, содержание того или иного полезного ископаемого и т.д. требует знания свойств

матрицы (скелета) горной породы, флюида-порозаполнителя, а также петрофизических зависимостей для определенного типа отложений месторождения. Такую информацию в большинстве случаев получают с помощью кернового материала и шлама. Поэтому исследования керна, шлама и ГИС должны рассматриваться, как составляющие единого процесса изучения околоскважинного и межскважинного пространства.

### 1.3. Роль и место ГИС

Роль и место ГИС обуславливаются стадией горно-геологического процесса, под которым будем понимать комплекс операций от постановки геологической задачи вплоть до эксплуатации месторождения включительно. Вопрос о стадийности горно-геологического процесса чрезвычайно сложен и зависит от типа полезного ископаемого. Обобщая и схематизируя, его можно разбить на пять стадий (рис. 1). На **первой** стадии – региональных исследований, выявляют перспективные геологические объекты для данного региона. Основную роль здесь играют аэрокосмические, наземные геохимические и геофизические методы. Керновый материал, получаемый из малого числа опорных скважин, является источником информации о литолого-стратиграфических, петрофизических и других характеристиках пород.

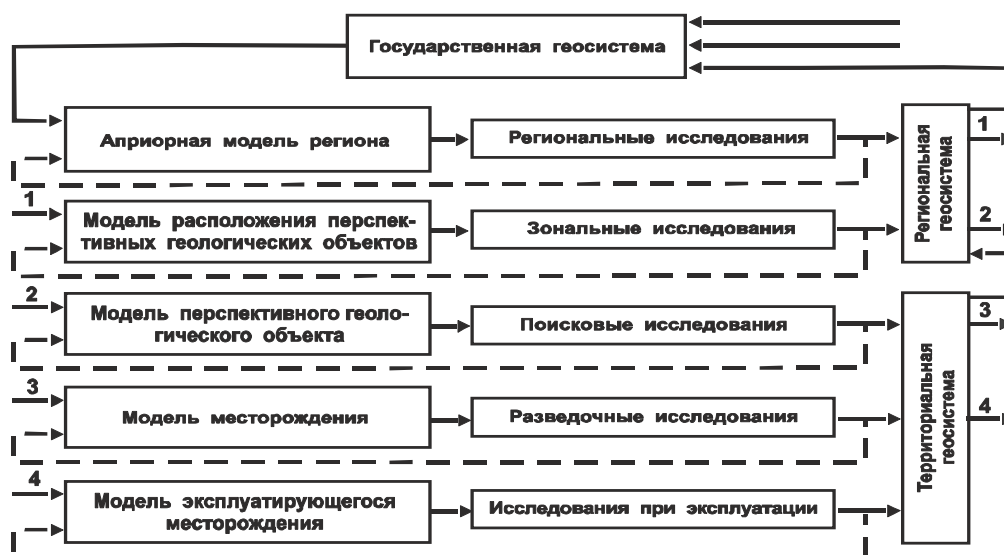


Рис. 1 Стадийность горно-геологического процесса.

Однако в силу неполного выноса и малого радиуса исследований он не обеспечивает информации о разрезе в необходимом объеме. В этой связи методы ГИС после настройки по керновому материалу играют по отношению к нему роль интерполирующего и экстраполирующе-



го инструмента, позволяющего построить сплошные вертикальные геолого-геофизические модели разрезов.

Полученная с помощью ГИС информация имеет самостоятельное значение, а также используется для «настройки» наземных геофизических методов. Вертикальные сейсмоакустические модели, например, позволяют объяснить основные закономерности формирования волнового поля при наземной сейсморазведке, связав его с геологическими особенностями среды. Фактически ГИС призваны играть по отношению к наземным методам ту роль, которую керн играет по отношению к ГИС. Вместе с тем сеть опорных скважин на региональной стадии, как правило, столь редка, что использование наземных методов для интерполяции и экстраполяции данных ГИС на межскважинное пространство неэффективно.

Результатом **первой**, региональной стадии является модель расположения перспективных геологических объектов региона – зон, структур, формаций и т. д. Такая модель – информационная основа для выработки управляющих решений на проведение второй стадии горно-геологического процесса – зональной, задача которой изучение строения перспективных геологических объектов.

На **второй**, зональной, стадии исследований основную роль играют различные модификации геохимических, аэро- и наземных геофизических методов. Их главное отличие от соответствующих региональных модификаций – большая детальность исследований. Объем бурения, а соответственно и роль ГИС, возрастают. Тем не менее, соотношение методов «керн - ГИС - наземная геофизика», в принципе, такое же, как и на региональной стадии. Результат зональной стадии – трехмерная модель перспективного геологического объекта.

Знание модели перспективного объекта позволяет приступить к **третьей** стадии горно-геологического процесса – поисковой. Ее основная задача – подтверждение существования месторождения и оценка его промышленной значимости. В этой связи она характеризуется большим объемом буровых работ, испытаний и опробований, позволяющих получить прямое подтверждение продуктивности. Тенденция к повышению значимости ГИС получает на этой стадии дальнейшее развитие. Значительный объем накопленной информации, большая детальность наземных исследований и высокая плотность поисковых скважин позволяют прогнозировать геологический разрез между скважинами и за контуром их заложения, используя детальные наземные методы для интерполяции и экстраполяции полученных с помощью ГИС вертикальных моделей разреза. Таким путем удастся сократить объем дорогостоящего поискового бурения.

На **четвертой**, разведочной, стадии модель месторождения, построенная на этапе поисков, уточняется и детализируется с целью подсчета запасов полезного ископаемого и подготовки месторождения к эксплуатации. Роль ГИС на этой стадии значительно возрастает. Их основные задачи: оценка подсчетных параметров, изучение изменчивости объектов разработки, детальное исследование разрезов скважин, выбор интервалов испытаний и опробований, а также контроль качества их проведения. Значение кернового материала постепенно снижается, уменьшается, и объем бурения с отбором керна.

Роль ГИС на **пятой**, эксплуатационной стадии зависит от технологии разработки месторождения (скважинной, шахтной и др.). Задачи ГИС на эксплуатационной стадии делятся на **две** группы.

**Первая**, технологического характера, связана с эксплуатацией месторождения и контролем его разработки. На нефтегазовых месторождениях – это в первую очередь изучение разрезов скважин с целью выделения продуктивных интервалов, контроль процесса выработки залежи, наблюдение за продвижением фронта нагнетаемых вод. Методика интерпретации достигает к этому моменту такого уровня, что практически не требует дальнейшей настройки и контроля по керновому материалу. Одновременно на этой стадии, как и на всех предыдущих, с помощью геофизических методов решается важнейшая задача – изучение технического состояния скважин.

На месторождениях твердых полезных ископаемых исследования на эксплуатационной стадии проводятся как в обычных, так и в подземных скважинах. Основное назначение таких работ – количественная оценка продуктивности отложений, контроль за процессом их выработки, прогнозирование зон обрушения, трещиноватости, закарстованности, изучение прочностных свойств кровли горных выработок и гидрогеологической обстановки.

**Вторая** группа задач эксплуатационной стадии связана с доразведкой эксплуатирующегося месторождения. Необходимость в доразведке возникает также в случае появления новых геологических данных, при несоответствии модели эксплуатирующегося месторождения результатам эксплуатации, при создании более совершенных геофизических методов. Однако и при отсутствии перечисленных причин обратная связь позволяет использовать результаты исследований, проводимых с целью контроля разработки, для совершенствования представлений о модели месторождения. В настоящее время роль доразведки месторождений существенно возросла, что связано с быстрым увеличением затрат на поиск и разведку месторождений полезных ископаемых.

Отметим, что информация на всех стадиях горно-геологического процесса поступает с более низких иерархических уровней на более высокие, накапливаясь в банке данных государственной геоинформационной системы (см. рис. 1).

Из вышеизложенного ясно, что ГИС – неотъемлемая составная часть горно-геологического процесса на всех его стадиях.

#### **1.4. Скважина как объект геофизических исследований**

Скважина, как объект геофизических исследований, оказывает существенное влияние на специфику геофизических методов и технологию их проведения.

По назначению скважины делятся на опорные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, инженерно и гидрогеологические и т. д. Однако с точки зрения ГИС решающее значение имеет технология их проводки. По этому признаку скважины можно разделить на четыре группы: «сухие» – пробуренные без промывочной жидкости (ПЖ); пробуренные на воде; пробуренные на нефилтрующих и непроводящих электрический ток (известково-битумных) ПЖ; пробуренные на водных фильтрующих (глинистых) ПЖ. К последней группе относятся практически все скважины большой и средней глубины, в том числе подавляющее большинство скважин нефтегазовых месторождений. Методам их исследований и будет уделено далее основное внимание.

Скважина позволяет проводить измерения во внутренних точках среды. Вместе с тем ее наличие усложняет структуру изучаемых физических полей, что приводит к серьезным трудностям при решении прямых и обратных задач. Кроме того, вскрывая толщу горных пород, скважина нарушает условия их залегания: изменение геостатического давления и температуры приводит к перераспределению напряжений, взаимодействие породоразрушающего инструмента и ПЖ с породой усугубляет этот процесс, способствуя образованию микротрещиноватости в прочных и разрушению, размыву с образованием каверн – в рыхлых, трещиноватых, растворимых породах. Во избежание неконтролируемого выброса пластовых флюидов давление ПЖ поддерживают несколько выше пластового, что приводит к ее фильтрации в проницаемые пласты. Поскольку эффективные диаметры пор залегающих глубоко пород имеют небольшие размеры и редко превышают 100 мкм, а размеры глинистых частиц в основном больше этой величины, в пласт проникает лишь фильтрат ПЖ, основное же количество частиц оседает на стенке скважины. Образующаяся глинистая корка повышает устойчивость стенок и препятствует дальнейшей фильтрации.

В результате проникновения фильтрата ПЖ в проницаемые пласты в них образуются зоны проникновения с диаметрами от десятков до сотен сантиметров. Физико-химические свойства пород в зоне проникновения меняются за счет оттеснения первоначального флюида, возникновения сложного, в ряде случаев многофазного насыщения, окислительно-восстановительных процессов, закупорки пор (кольматации). Таким образом, меняется не только характер насыщения пласта, но и его фильтрационно-емкостные свойства.

Наиболее измененную часть зоны проникновения называют промытой зоной. Границы промытой зоны и зоны проникновения имеют неярко выраженный (градиентный) характер. Обычно в геофизике под зоной проникновения понимают цилиндрическую область, в пределах которой величина измеряемого параметра отличается от значения данного параметра в неизменной части пласта более чем на двойную погрешность измерения. В этой связи границы зоны для разных методов различны. При изучении характера насыщения пласта, количественной оценке его нефтегазоносности и фильтрационно-емкостных характеристик, зона проникновения является серьезным осложняющим фактором, но сам факт ее существования говорит о проницаемости пласта.

После завершения бурения и проведения геофизических исследований в открытом стволе, скважину обсаживают стальной колонной и цементируют для укрепления ее ствола и разобщения пластов - коллекторов. Обсадка практически исключает применение электрических, электромагнитных и магнитных методов, и в той или иной степени искажает показания радиоактивных, сейсмоакустических, термических. Полное прекращение фильтрации промывочной жидкости приводит к постепенному уменьшению диаметра зоны проникновения и, в конечном счете, ее расформированию под влиянием диффузии, капиллярных и гравитационных сил. Первоначальное насыщение пласта в его при-скважинной части восстанавливается, что дает возможность оценить нефтегазонасыщенность, а в процессе эксплуатации - контролировать динамику газожидкостных и водонефтяных контактов.

### **1.5. Схема проведения каротажа**

Схема установки для проведения ГИС показана на рис.2. К кабелю 2, намотанному на барабан лебедки подъемника 6, подсоединяется скважинный прибор 1, в котором находятся датчики и электронные узлы. Прибор опускают в скважину через направляющий блок 4 и блок-баланс 3. Выполняя грузонесущие функции, кабель 2 служит также для подачи питания и сигналов управления к скважинному прибору и пере-

дачи информации на поверхность. Кабель соединен с геофизической лабораторией 7 через соединительный провод 8. Полевой информационно-измерительный комплекс, включающий подъемник и лабораторию, называют каротажной станцией.

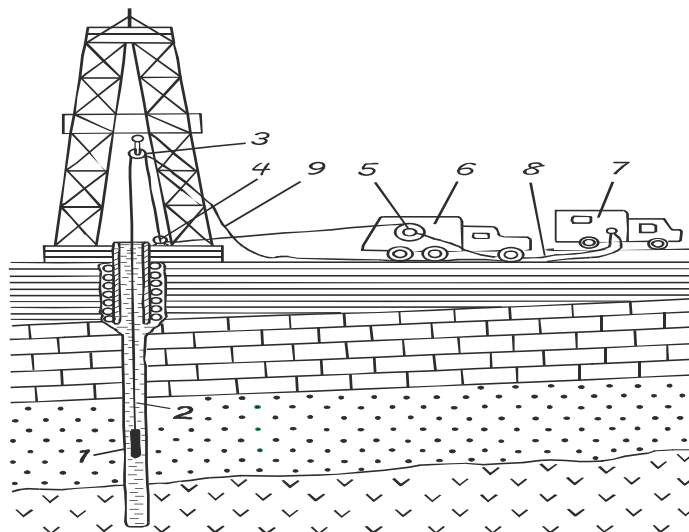


Рис.2. Схема установки для геофизических исследований скважин (по Д.И. Дьконову).

При проведении геофизических исследований в неглубоких скважинах обычно используются каротажные станции, объединяющие в единый блок спускоподъемное оборудование (каротажный подъемник) и каротажную лабораторию, включающую измерительную и регистрирующую аппаратуру, а также источники питания.

## 2. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

2.1. ТЕМА 1. Определение удельного электрического сопротивления пластов, литологическое расчленение разреза, определение  $\alpha_{пс}$ , выделение коллекторов по данным каротажа самопроизвольной поляризации (ПС) и бокового каротажного зондирования (БКЗ) и индукционного каротажа (ИК)

Цель работы: приобретение навыков по интерпретации диаграмм стандартного электрического каротажа (ПС), бокового каротажного зондирования (БКЗ) и индукционного каротажа (ИК).

Задание. Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграммы стандартного каротажа, ПС, ИК и бокового каротажного зондирования (БКЗ) по одной скважине. По диаграммам необходимо

выделить пласты-коллекторы, снять отсчеты по БКЗ, ИК и определить  $\alpha_{пс}$ .

### **Краткие теоретические основы метода потенциалов самопроизвольной поляризации бокового каротажного зондирования.**

Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС или СП). В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы). Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциал-зондом, размеры которых устанавливаются в зависимости от геолого-геофизических условий района. Операция совместной регистрации таких кривых получила название – **стандартный электрический каротаж**.

Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтгах (мВ). Обычно применяются масштабы 5, 10 и 12.5 мВ/см. Масштабы глубин устанавливаются в соответствии с масштабом, применяемым для кривой КС, и в зависимости от детальности регистрации равен 1:500; 1:200 и в редком случае 1:50.

### **Определение относительной амплитуды ПС ( $\alpha_{пс}$ )**

Определение относительной амплитуды ПС проводится следующим способом: в изучаемом разрезе выделяется мощный однородный водоносный пласт с минимальной глинистостью и максимальным значением ПС.

Максимальная амплитуда ПС в изучаемом пласте определяется по формуле:

$$E_{пс}^{макс} = E_{опор} + \frac{3 \times (H_{пл} + H_{опор})}{100}$$

где:  $H_{пл}$  - глубина изучаемого пласта;

$H_{опор}$  - глубина опорного пласта;

$E_{опор}$  - значение ПС в опорном пласте.

Величина относительной амплитуды ПС определяется по формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{U_{пс}}{E_{пс}^{макс}}$$

где:  $U_{пс}$  - наблюдаемая ПС.

### **Боковое каротажное зондирование (БКЗ)**

Важной задачей электрического каротажа в нефтяных и газовых скважинах является определение удельного электрического

сопротивления пластов ( $\rho_{\text{п}}$ ) по кажущемуся удельному сопротивлению ( $\rho_{\text{к}}$ ). Сопротивление  $\rho_{\text{п}}$  является величиной для определения коэффициента нефтегазонасыщенности и коллекторских свойств пластов. Определить  $\rho_{\text{п}}$  по кривым КС стандартного каротажа возможно в отдельных случаях: пласт имеет большую мощность (более 4 м) проникновение фильтра промывочной жидкости отсутствует, и скважина заполнена промывочной жидкостью с известным удельным сопротивлением  $\rho_{\text{с}}$ . Наиболее точно  $\rho_{\text{п}}$  может быть определено с помощью БКЗ, которое заключается в проведении измерений несколькими градиент-зондами разной длины.

Применение зондов различной длины позволяет исключить влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, изучить характер изменения сопротивления от стенок скважины в глубь пласта, определить глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и найти истинное сопротивление пласта. Одновременно с БКЗ определяют диаметр скважины и удельное сопротивление бурового раствора.

Принципиальная возможность определения  $\rho_{\text{зп}}$  и  $\rho_{\text{п}}$  по данным измерений зондами разной длины основана на том, что они имеют разный радиус исследования. Показания малого зонда определяются удельным сопротивлением ближайшего к нему участка среды, т.е. скважиной и примыкающей к ней частью пласта. На  $\rho_{\text{к}}$ , замеренное большим зондом, основное влияние оказывает удельное сопротивление удаленных от зонда участков среды и практически на них не влияют диаметр скважины,  $\rho_{\text{с}}$  и  $\rho_{\text{зп}}$ .

Размер зондов изменяется от 1 - 2 до 20 - 30 размеров диаметра скважины. Для исследования нефтяных и газовых скважин используют следующие подошвенные градиент-зонды:

1)  $A_{0,4}M_{0,1}N$ ; 2)  $A_{1,0}M_{0,1}N$ ; 3)  $A_{2,0}M_{0,5}N$ ; 4)  $A_{4,0}M_{0,5}N$ ; 5)  $A_{8,0}M_{1,0}N$ ;

дополнительным зондом в этом комплекте является кровельный градиент-зонд  $M_{0,5}N_4A$ , служащий для уточнения отбивки пласта.

Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать  $d_{\text{с}}$  и  $\rho_{\text{с}}$  в пределах исследуемого интервала. Поэтому совместно с БКЗ проводят измерение этих величин в скважине – кавернометрию и резистивиметрию.

#### **Порядок выполнения работы.**

Первая часть задания. По методу ПС в интервале изучаемого разреза провести линию «глин» и «песков», найти максимальную амплитуду ПС ( $E_{\text{пс}}^{\text{max}}$ ), снять  $E_{\text{пс}}^{\text{пл}}$  и определить относительную амплитуду ПС ( $\alpha_{\text{пс}}$ ). Выделить кровлю-подошву каждого пропластка.

Вторая часть задания. В выделенных границах каждого пропластка снять отсчеты по БКЗ.

Третья часть задания. Выделить только коллектора с учетом  $\alpha_{\text{пс}}$  ( $\alpha_{\text{пс}} > 0.4$ ).

### **Индукционный каротаж (ИК)**

Индукционный каротаж (ИК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. Индукционный каротаж отличается от каротажа обычными зондами и бокового тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящий ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом.

Принципиальная схема индукционного метода включает в себя скважинный снаряд и регистрирующий прибор. Скважинный снаряд-зонд состоит из двух катушек, обладающих большой индуктивностью, высокочастотного генератора и усилителя. Форма кривой и определение границ пластов при ИК зависит от характера токовых линий, образующихся вокруг оси скважины. В пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, пересекая границ пластов различного сопротивления. Характерными значениями кривой индукционного каротажа, записанной против пласта конечной мощности, являются показания против середины пласта. Влияние скважины на показания ИК в общем случае зависит от  $d_c$ ,  $\rho_c$  и отношениям  $\rho_{\text{п}}/\rho_c$ . В случае высокоминерализованной ПЖ ( $\rho_c < 1$  Ом) и достаточно высокого удельного сопротивления пород ( $\rho_{\text{п}}/\rho_c > 20$ ) влияние скважины становится заметным и учитывается при интерпретации диаграмм ИК с помощью специальных палеток. Так как среда, окружающая прибор, неоднородна (прослой пород разного сопротивления, промывочная жидкость с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения), то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость  $\sigma_k$ , аналогично кажущемуся удельному сопротивлению  $\rho_k$ . Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Сименс – проводимость проводника, имеющего сопротивление 1 Ом.

Влияние зоны проникновения на результаты индукционного каротажа невелико при повышающем проникновении. Понижающее проникновение оказывает значительное влияние, начиная уже с проникновения промывочной жидкости на глубину, превышающую три



диаметра скважины ( $D > 3d_c$ ). С увеличением отношения ( $\rho_p/\rho_{зп}$ ) зависимость от понижающего проникновения увеличивается. Влияние скважины и зоны проникновения увеличивается во всех случаях с повышением сопротивления пород, слагающих разрез. Это обусловлено характером распределения линий тока при индукционном каротаже.

Надежность определения  $\rho_p$  зависит от комплекса зондов и мощности пластов. Для контроля определения удельного сопротивления пластов толщиной более 5 метров проводится по палеткам, которые «защиты» в программные продукты по интерпретации ГИС. В большинстве случаев (в пропластках ограниченной мощности) определение  $\rho_p$  осуществляется по индукционному каротажу. Результаты определения  $\rho_p$  по ИК контролируются по данным БКЗ в опорных пластах. К факторам, затрудняющим определение  $\rho_p$  относятся: влияние вмещающих пород с резко различными удельными сопротивлениями, наличие плотных и глинистых прослоев в коллекторах, переслаивание глинистых, плотных и проницаемых прослоев. Глубины зон проникновения ( $D/d$ ) для разведочных скважин составляют: 4-8 диаметров скважины, для эксплуатационных: 4-6.

#### **Порядок выполнения работы.**

Четвертая часть задания. По методу ИК в интервале изучаемого разреза снять отсчеты в интервалах выделенного пропластка.

Пятая часть задания. Полученные данные занести в таблицу.

Пример		БКЗ							
Интервал пласта (пропластка)		Индекс	Толщина	$\alpha_{пс}$	ИК, Ом.м	A0.4M0.1N, Ом.м	A1.0M0.1N, Ом.м	A2.0M0.5N, Ом.м	A4.0M0.5N, Ом.м
Кровля	Подошва								
2512	2514.8	Ю1-1	2.8	1	8,5	25	20	15	7.8

2.2. ТЕМА 2. Расчленение и выделение пластов-коллекторов по диаграммам микрокаротажа

Цель работы. Приобретение навыков литологического расчленения геологического разреза и выделение пластов-коллекторов по диаграммам микропотенциал и микроградиент зондов.

Задание. Для выполнения работы студенту предоставляются диаграммы микропотенциал (МПЗ) и микроградиент (МГЗ) зондов по одной скважине. По диаграммам микрозондов необходимо выделить интервалы плотных, монолитных с минимальной пористостью пород; пласты глинистых пород и пласты-коллекторы, способные отфильтровывать либо поглощать буровой раствор.

#### **Порядок выполнения работы.**

Первая часть задания. Выделение плотных монолитных пород.

Породы этого типа устойчивы при разбуривании, они не изменяются при контакте с буровым раствором, диаметр скважины в интервалах таких пород равен номинальному ( $d_c = d_n$ ). За счет неравномерного контакта микрозонда с породой, вследствие шероховатости стенки скважины, диаграммы в этих интервалах очень изрезаны при общем высоком уровне показаний (второй и третий масштабы записи).

Вторая часть задания. Выделение глинистых пород.

Глины набухают и размываются при контакте с буровым раствором, образуя увеличение диаметра скважины. Показания обоих микрозондов МПЗ и МГЗ в интервалах глин совпадают и характеризуются низкими значениями кажущегося сопротивления.

Третья часть задания. Выделение пластов-коллекторов.

Коллектором обычно называют породу, в пустотном пространстве которой содержатся флюиды (нефть, газ, вода), при доказанной их подвижности. Пласты-коллекторы способны отфильтровывать либо поглощать буровой раствор. Поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, поэтому на стенке скважины образуется глинистая корка с удельным сопротивлением  $\rho_{ГК}$ , мощностью  $h_{ГК}$ . Фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения. Ближайшая к скважине часть этой зоны называется промытым пластом с удельным сопротивлением  $\rho_{ПП}$ .

Поскольку радиус исследования МГЗ меньше МПЗ, то по диаграмме МГЗ против коллектора получают сопротивление глинистой корки ( $\rho_{КГЛ}$ ), а по МПЗ - сопротивление пород в пределах промытой зоны ( $\rho_{ПП}$ ). Так как чаще всего  $\rho_{ПП} > \rho_{КГЛ}$ , то против коллекторов кажущееся сопротивление по МПЗ будет больше, чем кажущееся сопротивление определенное по диаграмме МГЗ:

Результатом работы является таблица, в которой указывается глубина кровли и подошвы выделенного пласта или группы пластов, его литологическая характеристика (см. выше).

### 2.3. ТЕМА III. Интерпретация диаграмм радиоактивного каротажа

Цель работы. Приобретение навыков в обработке диаграмм радиоактивного каротажа РК (на примере гамма-каротажа (ГК)).

Задание. Определить коэффициент глинистости.

#### **Краткие теоретические основы гамма-метода.**

Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радио-

нуклидов, среди которых основную роль играют уран ( $^{238}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$ ), торий ( $^{232}\text{Th}$ ) и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия ( $^{40}\text{K}$ ). Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная радиоактивность может быть связана с присутствием в них калиевого полевого шпата, битуминозных пород, фосфатов и некоторых других пород. Радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости.

В современной аппаратуре ГК в качестве детекторов гамма-излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла NaJ (Tl) или CsJ (Na) в сочетании с фотоумножителями (ФЭУ). Скважинным радиометром измеряется скорость счета, т.е. количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором за определенный интервал времени. Переход от скорости счета в имп/мин к естественной радиоактивности, которая в СИ должна измеряться в А/кг (на практике обычно используют мкР/ч), осуществляется по результатам эталонирования радиометра с использованием эталонных источников гамма-излучения.

Результаты измерения естественной радиоактивности пород относят к точке, соответствующей середине детектора, являющейся точкой записи.

#### **Краткое описание работы и порядок ее выполнения.**

Для выполнения задания каждому студенту необходимо скопировать диаграмму ГК в заданном интервале разреза.

Первая часть задания. Рассчитать двойной разностный параметр по ГК по формуле:  $\Delta\gamma_j = (\gamma_{j\text{пл}} - \gamma_{j\text{мин}}) / (\gamma_{j\text{макс}} - \gamma_{j\text{мин}})$ , где  $\gamma_{j\text{пл}}$  – показания гамма-метода против исследуемого пласта;  $\gamma_{j\text{макс}}$ ,  $\gamma_{j\text{мин}}$  – соответственно минимальное и максимальное показания диаграмм по разрезу.

Вторая часть задания. Определить коэффициент объемной глинистости по двойному разностному параметру ( $\Delta\gamma_j$ ) по обобщенной зависимости В.В. Ларионова.

$$K_{\text{гл}} = 1.055 - \sqrt{1.14 - 1.111 \times \Delta\gamma_j}$$

Третья часть задания. Обработка и интерпретация данных ГК. Обработка начинается с выделения пластов, отбивки их границ и определения мощности пластов, данные занести в таблицу (см. выше).

## 2.4. ТЕМА 4. Интерпретация геофизического материала по скважинам в формате LAS в программном продукте КАМЕРТОН

Цель работы. Приобретение навыков в обработке диаграмм пакета каротажных кривых в формате las.

Задание. Создать по скважине базу данных кривых, выбрать интервал для интерпретации пласта, расчленив на пропластки, снять отсчеты, рассчитать  $\alpha_{\text{ПС}}$ ,  $K_{\text{ГЛ}}$ , выделить коллектор, определить характер насыщения.

### **Краткое описание работы и порядок ее выполнения.**

Для выполнения задания каждому студенту необходимо взять каротажные кривые в формате .las. по скважине.

#### Первая часть задания.

1. Работаем с программой LINT.exe.
2. Загрузка кривых и создание файла БАЗА по скважине с расширением ljb.

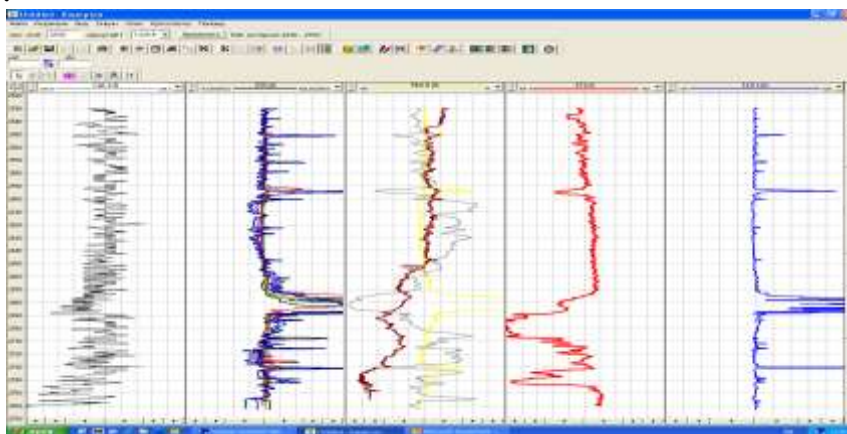


Рис. Геофизические кривые с расширением ljb.

3. Настройка макета.
4. Работа с данными.

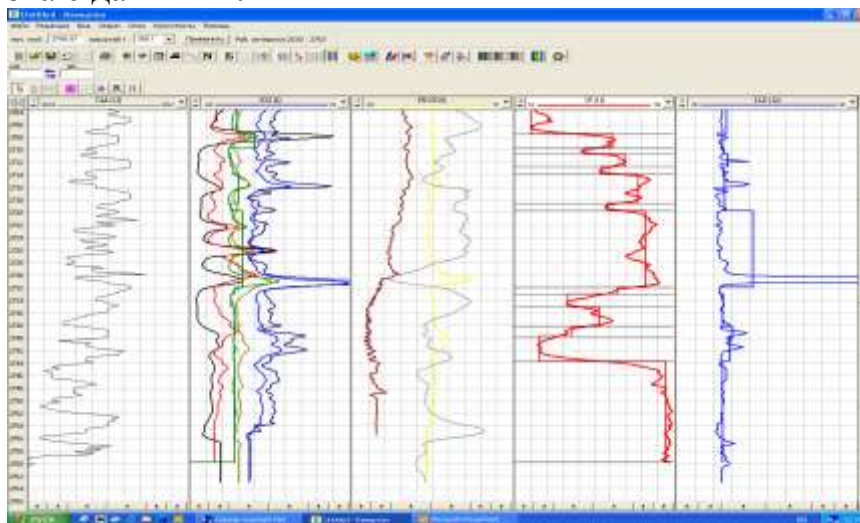


Рис. Пример снятия отсчетов с геофизических данных по скважине.

5. Обработка и интерпретация данных с использованием Редактора формул и Методика пользователя и технологии.

**Работа в окне «Методика пользователя»**

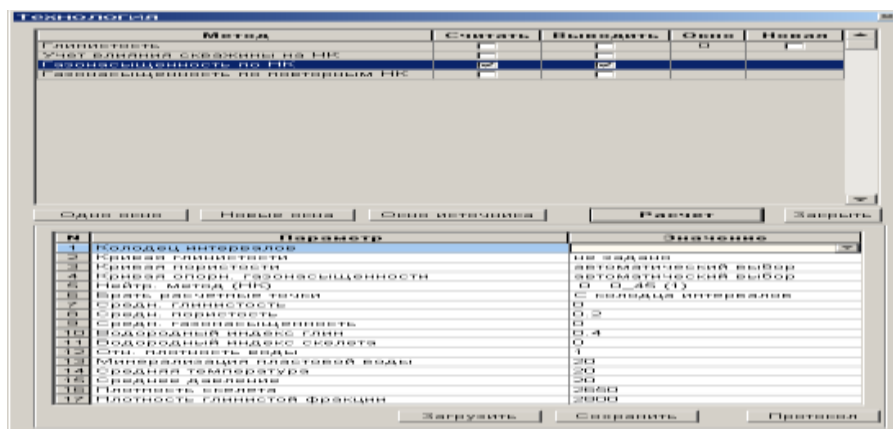


Рис. Пример выбора методики интерпретации

На закладке «Кривые» показаны все существующие на планшете кривые.

Если «перетащить» с помощью левой кнопки мыши кривую в рабочее поле редактора, под курсором появится ее имя.

Если выполнить эту операцию, удерживая Ctrl, в окне редактора появится оператор OPEN, открывающий данную кривую на вход.

На закладке «Константы» показаны все доступные параметры рабочего набора.

Если «перетащить» параметр или раздел в рабочее поле редактора, под курсором появится их название. Если выполнить эту операцию, удерживая Ctrl, в окне редактора появится оператор DB\_READ, открывающий данный параметр.

На закладке «Типы колодцев» показаны все доступные в программе типы колодцев и их элементов. Если «перетащить» элемент (колодец) в рабочее поле редактора, под курсором появится их название. Если «перетащить» колодец, удерживая Ctrl, в окне редактора появится оператор OPEN, создающий выходной колодец данного типа. Методики можно сохранять и открывать для повторного использования. Методики хранятся в файлах \*.um. Кнопка «Расчет» начинает счет по заданной программе. При наличии ошибки в программе будет выведено сообщение об ошибке с указанием номера строки.

**ЗАДАЧА 1. Расчет относительного параметра СП**  
*REM Расчет АльфаПС*

*REM Открываем входные и выходные кривые,  
REM в кавычках указываются имена кривых в рабочем наборе  
ps = OPEN ( IN, "ПС" )  
Aps = OPEN ( OUT, "АльфаПС", CURVE)  
REM где "ps" и "Aps" являются идентификаторами входной кривой  
ПС и выходной - с названием АльфаПС.*

**REM Определяем минимум и максимум кривой ПС**

a=MIN(ps)

b=MAX(ps)

*REM считываем глубины с кривой ПС и записываем в массив с  
идентификатором "d"*

d=DEPTHES(ps)

**REM Определяем общее количество точек (квантов) глубин на  
кривой ПС**

N=d.SIZE

*REM Задаем цикл поточечной обработки кривой ПС от начальной  
до конечной глубины*

FOR i=1 TO N

*REM Расчет Альфа ПС для глубины - d [ i]*

Aps (d[i])=(b - ps ( d [ i] )) / (b - a)

*REM Цикл завершается оператором окончания цикла NEXT*

NEXT

REM Программа завершается оператором окончания END

END

**ЗАДАЧА 2. Снятие отсчетов с кривой**

*REM Снятие средних отсчетов с непрерывной кривой в границах  
пластов*

*REM Входная непрерывная кривая - ПС*

c = OPEN(IN, "ПС")

*REM Границы пластов (кровля-подошва) задаются с помощью ко-  
лодца "интервал"*

col = OPEN(IN, "интервал")

**REM Результат запишем под именем**

col2 = OPEN(OUT, "Пластовая\_ПС", STEP)

*REM получим массив границ пластов в интервалах глубин пересе-  
чения колодца "интервал" и "желтые" интервалы*

p = DEP\_RANGES(col\*YELLOW)

FOR i=1 TO p.SIZE

sum = 0

```

    REM получим массив глубин с кривой ПС (идентификатор "с") от
    кровли до подошвы пласта p[i]
    d = DEPTHES(c; p[i])
    REM - d.SIZE - количество точек глубин на кривой ПС, попадаю-
    щих в пласт p[i]
    FOR j=1 TO d.SIZE
    sum = sum + c(d [ j ] )
    NEXT
    REM Расчет среднего значения кривой в пласте p[i]
    ave = sum/d.SIZE
    REM формируем ступенчатую кривую, кровле пласта присвоим
    рассчитанное среднее значение кривой в пласте
    cool2( p[i].FROM ) = ave
    REM в подошве пласта указываем "нет_данных".
    REM если пласты идут подряд, на этой глубине будет кровля сле-
    дующего пласта p[i+1]
    cool2( p[i].TO ) = NO_DATA
    NEXT
    END

```

### **ЗАДАЧА 3. Определение глинистости по ГК**

```

    REM Расчет Сгл по ГК по палетке Ларионова
    GK = OPEN (IN, "ГК")
    Сгл = OPEN (OUT, "Сгл", CURVE)
    Paletka = LOAD_PLT("ГК-Ларионов.хур")
    REM Зададим глинистость для пластов с мин. и макс. радиоактив-
    ностью
    Сгл.мин = 0.1
    Сгл.макс = 0.7
    REM Находим для заданной глинистости соответствующие зна-
    чения deltaГК по палетке
    DGK=0
    10
    С = Paletka (DGK)
    IF С < Сгл_мин THEN
    DGK = DGK+ 0.01
    GOTO 10
    ELSE
    dGK_min = DGK
    ENDIF
    20

```

```

C = Paletka (DGK)
IF C < Cгл_макс THEN
DGK = DGK+ 0.01
GOTO 20
ELSE
dGK_max = DGK
ENDIF
REM Определяем мин. и макс. значения на кривой ГК
GK_min = MIN(GK)
GK_max = MAX(GK)
d=DEPTHES(GK)
FOR i=1 TO d.SIZE
REM Расчитываем двойной разностный параметр по кривой ГК
DGK2 = (GK(d[i]) - GK_min)/(GK_max - GK_min)
REM Переводим шкалу ДРП_ГК к шкале палетки
DGK3 = DGK2 * (dGK_max - dGK_min) + dGK_min
REM Определяем по палетке Cгл
Cгл(d[i]) = Paletka (DGK3)
NEXT
END

```

6. Формирование макета печати.

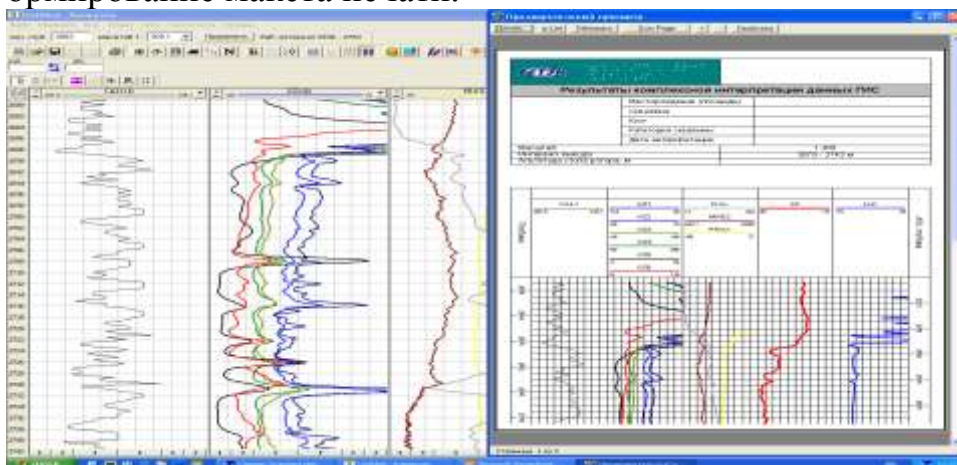


Рис. Вывод геофизических кривых на печать

### 3. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Задачи промыслово-геофизической службы в период опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Оценка добывных возможностей пластов (получение профилей притока, выявление работающих толщин, определение коэффициентов продуктивности), в т.ч. на различных режимах;



- контроль за освоением скважин при вводе их в эксплуатацию из бурения;
- выявление интервалов и источников обводнения, контроль за продвижением ВНК;
- изучение технического состояния скважин;
- исследование режима работы технологического оборудования скважин.

Предварительные данные о технологических режимах работы скважин можно получить уже при опробовании пластов, исследуя скважины глубинными дебитомерами. Результаты исследования скважин дополняют результаты опробования. В этом случае удается провести более полный комплекс исследовательских работ в течение продолжительного срока работы скважины.

В основу критериев применимости геофизических комплексов заложена необходимость проведения контроля за разработкой пластов с расчлененным строением или при наличии двух или более интервалов перфорации, т.е. на качественном и количественном уровне охарактеризовать работу пласта. Основным методом получения количественных данных о профилях притока является механическая дебитометрия. Данный метод имеет ряд ограничений:

- диапазон измерений механических дебитомеров низок;
- малая пороговая чувствительность (3-5 т/сут) не позволяет выявить малодебитные пласты;
- гидродинамическое сопротивление турбинки (особенно в пакерных приборах) искажает распределение потока;
- существует вероятность пропуска нефтяных прослоев, работающих через воду.

Необходимо отметить, что наиболее благоприятные условия для проведения потокометрических измерений складываются в фонтанный период работы скважины. Осложнения появляются при исследовании остановленных скважин и скважин механизированного фонда. Наиболее эффективным способом исследования таких скважин считается способ с использованием компрессоров. Методика проведения таких исследований аналогична методике исследования фонтанирующих скважин. Однако, этот способ требует больших затрат и не всегда осуществим из-за ограниченных мощностей компрессоров.

Другой способ - исследование скважин путем спуска приборов по межтрубному пространству; применим только в скважинах, эксплуатирующихся штанговыми насосами, и требует приборы малого диаметра

(до 25 мм). Он не может быть использован в скважинах, оборудованных ЭЦН.

Реальный способ исследования насосных скважин - это спуск под насос комплексного прибора типа "Фонтан", с оставлением его на кабеле в скважине для последующего цикла исследований.

Потокометрические измерения желательно проводить на нескольких режимах работы скважины, в т.ч. совместно с гидродинамическими исследованиями.

### 3.1. Периодичность и объемы исследований




Периодичность исследования перфорированных пластов как в действующих, так и в нагнетательных скважинах устанавливается один раз в 2 года. Исследование скважины после ввода ее из бурения должно производиться не ранее чем через 3 месяца.

При проведении исследований перфорированных пластов основной объем работ должен производиться в скважинах, где вскрыты единым фильтром два и более «монолита», а также сочетание «монолита» с «чередованием», т.е. там, где необходимо разделить дебит по объектам разработки.




Таблица 3.1

Периодичность проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой

Категории и виды скважин	Исследование профиля притока	Определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перф.	Исследование профиля поглощения	Определение пластовой температуры	Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	Контроль положения ГНК и оценка изменения нефтегазонасыщенности	Обследование состояния обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Действующие добывающие:							
1.1. фонтанные	○	○		◐	○	○	К
1.2. газлифтные	○	○		◐	○	○	К
1.3. оборудованные ЭЦН							К
1.4. оборудованные ШГН	○	○		◐	○	○	К
2. Действующие нагнетательные			◐	◐			○
3. Пьезометрические							
4. Скважины по которым проводятся ГТМ (ремонт):							
4.1. до ГТМ	I	К		◐			I
4.2. после ГТМ	К	К		◐	Н	Н	I
5. Наблюдательные и опорной сети				◐	◐	◐	

6. Скважины переводящиеся из добы- вающих в наблюдательные:							
6.1. до перевода			I				
6.2. после перевода	I	I	I				
7. Скважины переводящиеся из добы- вающих в пьезометрические:							
7.1. до перевода	I	I					
7.2. после перевода							

Условные обозначения:

-  исследования 1 раз в квартал
-  исследования 1 раз в полугодие
-  исследования 1 раз в год

- I исследования разовые
- K исследования при капитальном ремонте
- H исследования при необходимости

- Примечания:
1. По вновь вводимым из бурения скважинам проводить все виды исследований, предусмотренные настоящим комплексом.
  2. Определение пластовой температуры на месторождениях, где применяются тепловые и другие методы повышения нефтеотдачи, проводить по специальной программе.
  3. Разведочные скважины, вводимые в опытную эксплуатацию, исследуются по специальному плану.
  4. Периодичность гидродинамических исследований приведена в «Регламенте гидродинамических исследований нефтедобывающих и водонагнетательных скважин на нефтяных и нефтегазовых месторождениях».

Ежегодно должно исследоваться не менее 50 % безводного и обводненного фонда таких скважин, с таким расчетом, чтобы обеспечить исследование всего фонда не менее одного раза в 2 года. При исследовании скважин, разрабатывающих «чередование», применяется упрощенный комплекс, по которому также ежегодно должно исследоваться не менее 50 % как безводного, так и обводненного фонда таких скважин. Контрольные скважины на ВНК должны исследоваться два раза в год, а на ГНК и определение пластовых температур один раз в год (табл.10.1).

Исходя из конкретной задачи, применяются общие или детальные исследования. К общим исследованиям, выполняемым по всему стволу, предъявляются относительно пониженные требования по точности измерений, они выполняются при повышенных скоростях перемещения прибора, грубых масштабах записи и масштабах глубин (1:500, 1:1000 и т. д.).

Детальные исследования проводятся в небольших интервалах ствола скважин, к ним предъявляются более высокие требования по точности измерений, они выполняются при пониженных скоростях перемещения прибора с детальным масштабом записи. Решение задач по оценке эффективности применения методов повышения коэффициента нефтеотдачи (нефтеизвлечения) осуществляется по специально составленным программам исследований.

### 3.2. Добывающие скважины

Исследования добывающих скважин производятся для решения следующих задач:

- определение интервала и профиля притока;
- определение источника обводнения;
- изучение технического состояния скважин.

Механизированный фонд скважин методами ГИС исследуется в период ремонта. При этом на обводнении сказывается остановка скважины, осуществленная задавкой в пласт солевого раствора в интервал перфорации. В результате раствор проникает по всей перфорированной толщине пласта. Это подтверждают данные исследований стационарным нейтронным методом.

После освоения скважины и проведения методов потокометрии возникает ложное представление о том, что обводнением охвачена вся толщина пласта, хотя картина обводнения пласта может быть иной. Для определения работающих и обводняемых интервалов необходимо проведение замеров пластоиспытателем, комплексируя эти исследования с дебитометрией и методами, изучающими состав жидкости (ВГД-2, РИС, ГПП - в их пакерном варианте). В наиболее сложных случаях исследования проводятся гидродинамическими дебитомерами, имеющими различный порог реагирования (чувствительности) к поступающему в ствол пластовому флюиду, т.е. необходимо проводить комплексные исследования приборами РГТ-1 и ДГД-8. Расширенный комплекс исследований должен включать замеры термометром, термоэлектрическим индикатором притока (СТД), влагомером и плотномером.

### **3.3. Нагнетательные скважины**

В сложных случаях исследования должны проводиться гидродинамическими дебитомерами, имеющими различный порог реагирования (чувствительности) к поступающему в ствол флюиду, т.е. необходимо проводить комплексные исследования приборами РГТ-1 и ДГД-8. Расширенный комплекс исследований должен включать замеры термометром, термоэлектрическим индикатором притока (СТД), влагомером и плотномером.

Исследования нагнетательных скважин сводятся к решению задач:

- определение принимающих интервалов и профиля приемистости;
- изучение технического состояния эксплуатационных колонн и затрубного пространства.

Основной комплекс ГИС нагнетательных скважин включает расходомерию (РГД-4, РГД-5, РГТ-1 и др.), термометрию (ТЭГ-36, ТДА и др.), локатор муфт, гамма - метод (нейтронный метод - НКТ).

В качестве дополнительных методов ГИС, позволяющих достоверно определить интервалы поглощения нагнетаемой воды и установить наличие (отсутствие) затрубного перетока воды в неперфорированные проницаемые интервалы, необходимо использовать закачку меченой жидкости ( $Br^{82}$ ,  $Na^{24}$ ,  $J^{131}$ ,  $Fe^{59}$  и др.). При этом наиболее целесообразна закачка обычного хлористого раствора ( $NaCl$ ,  $CaCl_2$ ) с минерализацией 150-250 г/л. Интервалы поглощения воды в этом случае определяются по замерам нейтрон-нейтронным методом (НКТ). При общем расходе воды в диапазоне 100-300 м<sup>3</sup>/сут запись РГД-4 должна дублироваться замером РГТ-1. При расходе воды менее 100 м<sup>3</sup>/сут замер РГТ-1 дублируется записью ДГД-8.

Ежегодный охват исследованиями нагнетательных скважин должен составлять не менее 50 % действующего фонда.

Для выявления межпластовых перетоков воды в нагнетательных скважинах, имеющих аномальные расходы жидкости, обязательно проведение специальных исследований, включающих запись термометром по всему стволу и радиометрию (ГК, НКТ-50) после закачки меченой жидкости.

Ежегодный объем ГИС по контролю за работой нагнетательных скважин должен составлять не менее 25 % от действующего фонда скважин. Поступление воды в пласт контролируется термометром в зоне пласта при закачке и по всему стволу в остановленной скважине.

Анализ результатов исследований показывает, что нарушение колонны уверенно определяется методами потокометрии. Затрубная циркуляция воды не всегда успешно выявляется по термометрии, необходимо использовать меченую жидкость, наиболее эффективной является закачка обычной соленой воды (150 – 250 г/л). В этом случае после остановки скважины производится закачка солевого раствора, и интервал ухода воды определяется методом нейтрон - нейтронного каротажа (НКТ-50). Этот способ позволит наиболее достоверно оценить наличие затрубного ухода нагнетаемой воды и фактические интервалы приемистости перфорированной части пласта

### **3.1. Изучение эксплуатационных характеристик пласта**

При исследовании эксплуатационных характеристик продуктивного пласта решаются следующие задачи; определение интервалов притока и поглощения жидкости; определение профиля притока нефти, воды и газа в эксплуатационных скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах; выявление обводненных интервалов и установление причин обводнения; определение энергетических параметров пласта (рис. 3.). Данные задачи могут решаться при установившихся и неустановившихся режимах работы скважины.

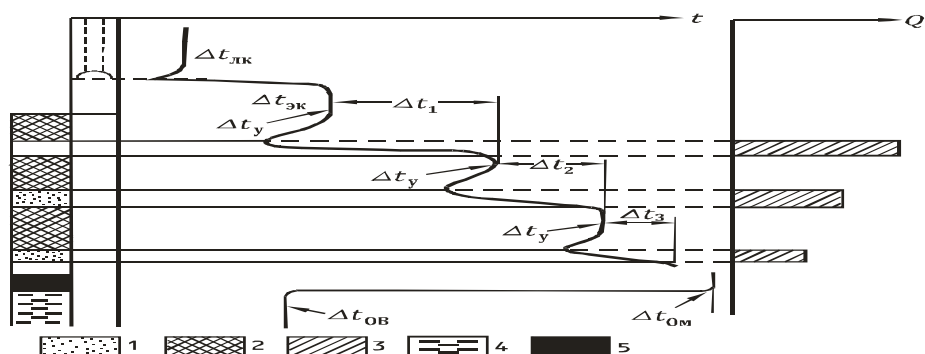


Рис. 3. Пример выделения работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термодобитомера

1 – работающие участки пласта; 2 – неработающие участки пласта; 3- профиль притока флюида; 4 – вода; 5 – нефть.

### 3.2. Выделение интервалов притока (поглощения)

Все пласты, против которых фиксируется приток (приемистость) по данным дебитометрии-расходомерии, считаются отдающими (поглощающими). Нижняя граница притока (приемистости) в скважине устанавливается по результатам исследования тремя методами: термометрии, механической и термокондуктивной дебитометрии. Термодобитометрия является основным методом выявления отдающих (поглощающих) пластов.

Для выявления отдающих (поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии-расходомерии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной на короткое время скважине. Исследования в нагнетательных скважинах проводятся в основном для выделения нижней границы интервала приемистости и установления затрубной циркуляции в нижележащий пласт, не вскрытый перфорацией.

Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке:

1. По данным промыслово-геофизических методов устанавливаются границы перфорированных пластов и пластов-коллекторов ниже интервала перфорации. Отмечаются интервалы перфорации.

2. По термограмме определяются границы притока флюида из верхних перфорированных пластов и места негерметичности колонны выше интервала перфорации.

При обработке термограммы против нижнего перфорированного пласта по резкому приращению температуры устанавливается подошва отдающего интервала, соответствующая нижней границе притока в полностью вскрытом пласте (рис.4).



Рис. 4. Вид представления информации от распределенного датчика температуры

Положительная величина приращения температуры в подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование по пласту жидкости (нефти или воды), отрицательная - на дросселирование газа или на прорыв закачиваемых вод с температурой ниже пластовой.

При выделении интервалов притока в нижнем перфорированном пласте следует помнить, что в не полностью вскрытом пласте на термограмме подошва отдающего интервала может не соответствовать нижней границе притока.

Обработка термограмм, записанных в действующей нагнетательной скважине, в основном сводится к определению нижней границы интервала приемистости скважины по резкому приращению температуры в подошве нижнего принимающего пласта. Положение этой границы ниже интервала перфорации указывает на затрубную циркуляцию воды в нижележащие пласты, либо на негерметичность колонны ниже интервала перфорации.

В комплекс по определению профиля приёмистости входят исследования : локатор муфт, АКЦ, гамма каротаж, запись термометрии на различных режимах закачки. Примеры записи кривых приведены на рисунках 5, 6, 7, 8.

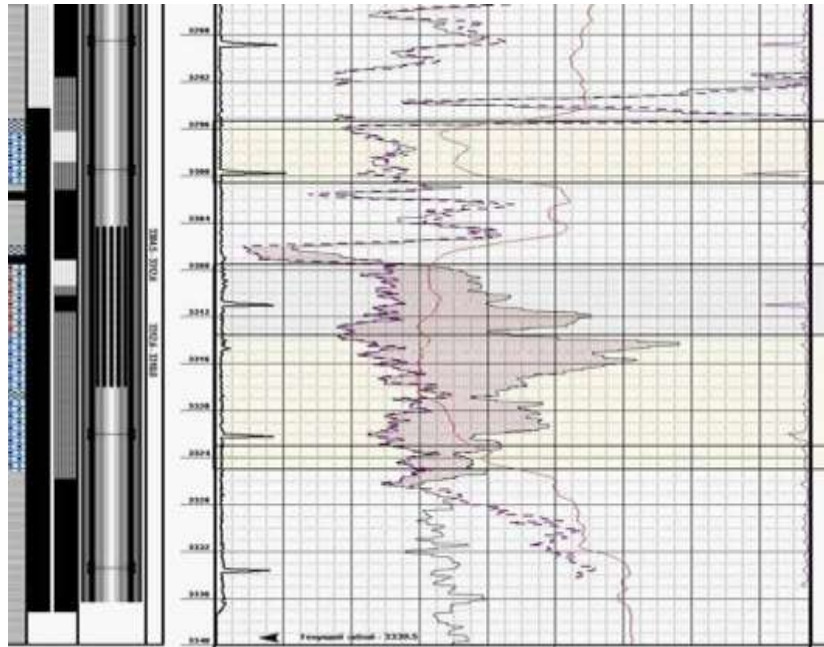


Рис.5. Комплекс кривых АКЦ, ГК и ПС

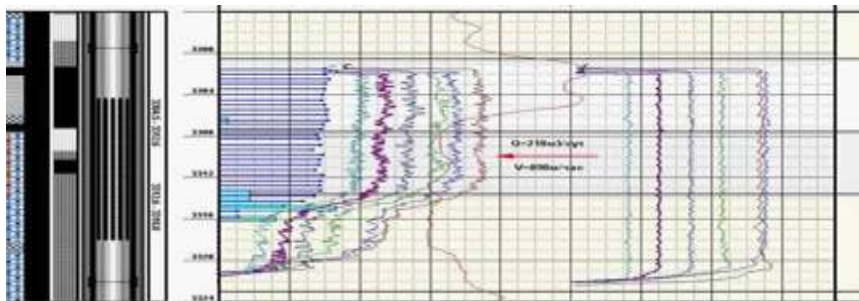


Рис.6. Комплекс кривых расходомерии



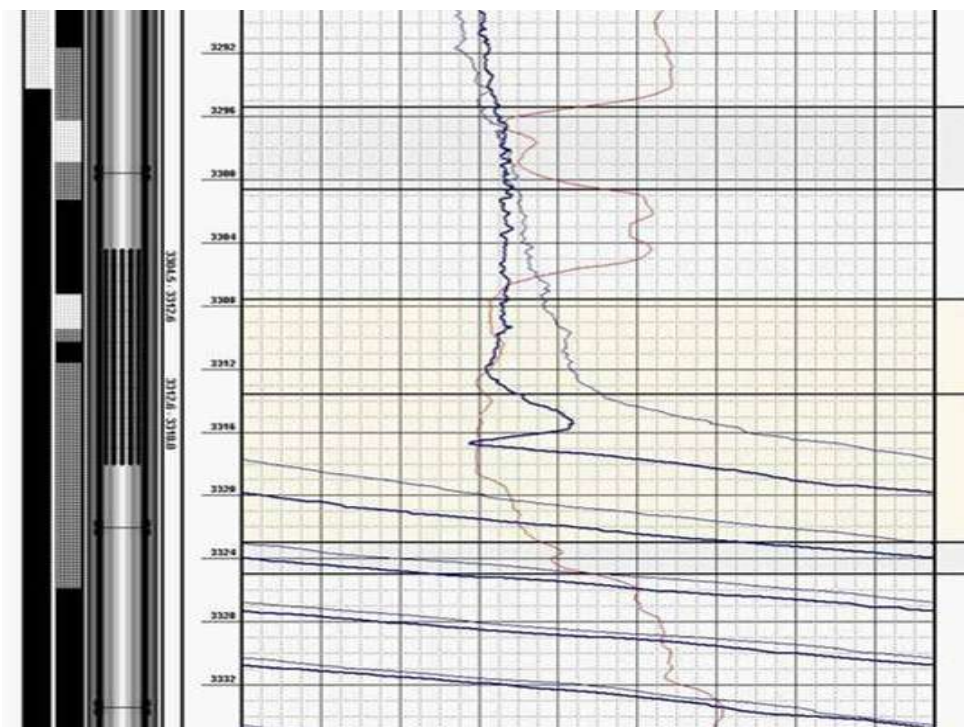


Рис.7. Комплекс кривых ПС и термометрии на различных режимах закачки.

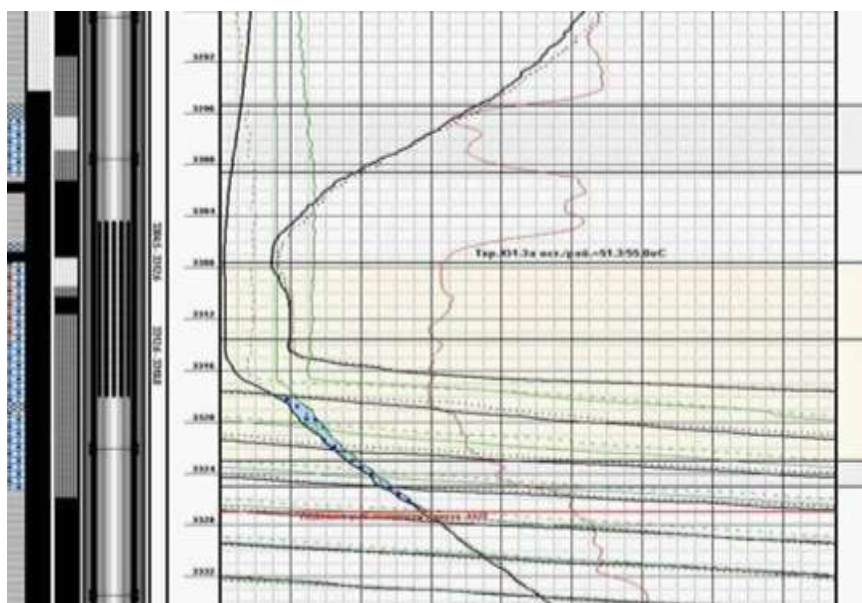


Рис.8. Комплекс кривых ПС и термометрии на различных режимах закачки.

Результаты интерпретации исследований сводятся в табличный вид, где отражается наличие или отсутствие заколонного перетока и наличие или отсутствие гамма аномалии и его интервал.

По данной скважине определен заколонный переток в интервале 3318-3327 м.

### 3.3. Определение профиля притока и профиля приемистости

Определение профилей притока и приемистости по пластам и пропласткам имеет целью установить распределение добываемого и закачиваемого флюида по мощности исследуемого горизонта. Профилем притока или приемистости пласта называется график зависимости количества жидкости или газа, поступающих из единицы его мощности, или количества воды, нагнетаемой в пласт, от глубины залегания работающего интервала. При исследовании многопластовой залежи, эксплуатируемой одним фильтром, величины дебита нефти и расхода воды для каждого пласта в отдельности позволяют распределить накопленную добычу нефти и объем закачанной воды между совместно эксплуатируемыми пластами. Эти данные используются для анализа разработки: прогнозирования продвижения фронта закачиваемых вод, оценки текущей нефтеотдачи отдельно по пластам и т.д. (рис.9.)

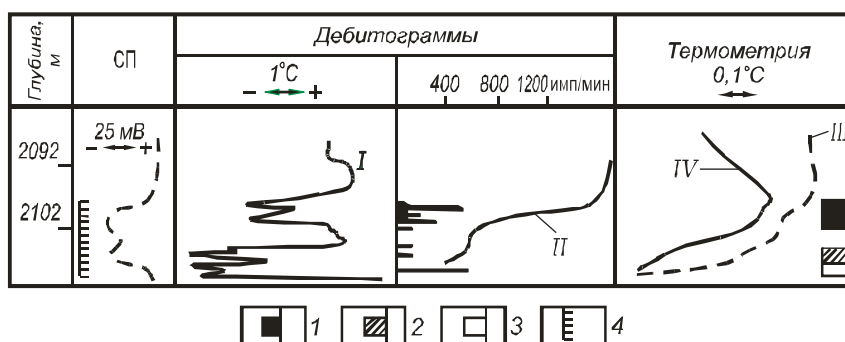


Рис.9. Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термокондуктивного дебитомеров и данных высокочувствительной термометрии.

I – кривая, замеренная термокондуктивным дебитомером типа СТД; II – то же, механическим дебитомером; III, IV – термограммы, полученные в работающей и отсановленной скважине.

1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3- вода; 4 – интервал перфорации.

На рисунке 9 приведен пример выделения интервалов пласта, отдающих нефть и воду, с помощью высокочувствительной термометрии с использованием дроссельного эффекта. Для точной интерпретации дебитограмм и расходограмм необходимо иметь сведения о типе флюида в исследуемом интервале скважины, получаемые, резистивиметром,

влажномером, плотномером, а также о дебите и составе жидкости, полученные путем замера на устье скважины.

По профилям приемистости и притока в интервалах перфорации, получаемых с помощью расходомерии, можно найти коэффициент работающих толщин в разрезе объекта разработки:

$$K_{p.t.} = \frac{\sum H_{эф.раб.тол}}{\sum H_{эф.пер}};$$

где  $\sum H_{эф.раб.тол}$  – сумма работающих толщин, определяемая, согласно РД-39-9-414-80, по эффективным толщинам, на которые указывают результаты потокомерии (рис.10).

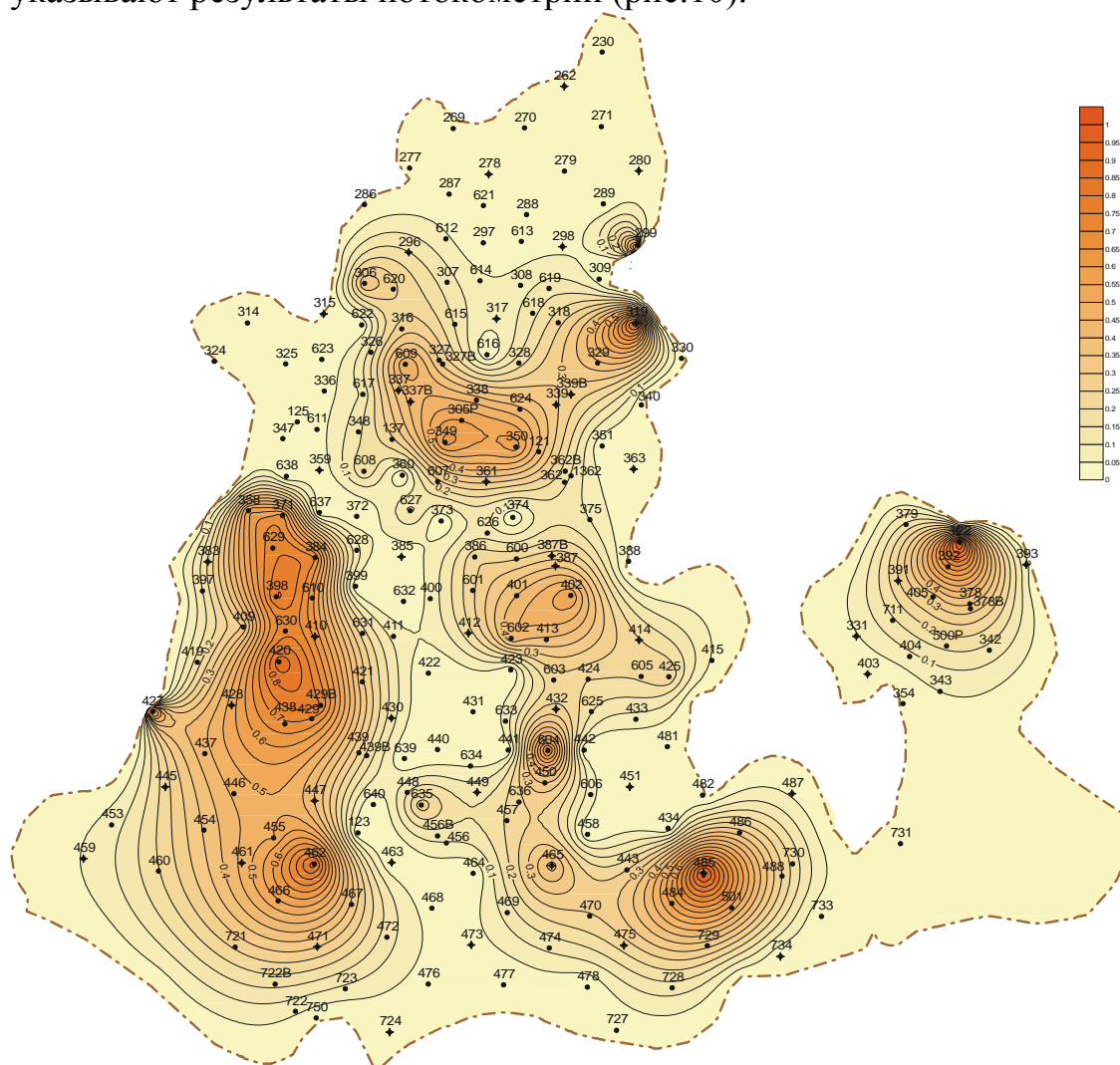


Рис.10. - Карта коэффициентов работающих толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> нефтяного месторождения

При этом в работающую толщину включаются и неперфорированные части коллекторов, не разделенные выдержанными перемычками и примыкающие к интервалам, в которых фиксируется движение флюида;  $\sum H_{эф.перф}$  – сумма эффективных толщин в интервале

перфорации. При этом, если перфорирована часть пропластка, то в расчет берется вся его мощность.

$$\text{Кохв.возд.} = \frac{\sum H_{\text{эф}} m}{\sum H_{\text{эф}}};$$

где  $\sum H_{\text{эф}}$  – сумма эффективных толщин в интервале исследуемого объекта разработки.

Коэффициенты работающих толщин (Кр.т.) могут изменяться в зависимости от стадии разработки. На начальной стадии распределения притока и приемистости по мощности продуктивного горизонта подчиняются тому же закону, что и распределения параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства (рис.9).

Ежегодно должно исследоваться не менее 50 % безводного и обводненного фонда таких скважин, с таким расчетом, чтобы обеспечить исследование всего фонда не менее одного раза в 2 года. Контрольные скважины на ВНК должны исследоваться два раза в год, а на ГНК и определение пластовых температур один раз в год .

Исходя из задачи, применяются общие или детальные исследования. К общим исследованиям, выполняемым по всему стволу, предъявляются относительно пониженные требования по точности измерений, они выполняются при повышенных скоростях перемещения прибора, грубых масштабах записи и масштабах глубин (1:500, 1:1000 и т. д.).

Детальные исследования проводятся в небольших интервалах ствола скважин, к ним предъявляются более высокие требования по точности измерений, они выполняются при пониженных скоростях перемещения прибора с детальным масштабом записи.

### **3.4. Промысловые исследования**

Определение обводненности продукции добывающих скважин должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, выходящим из ремонта, и в процессе эксплуатации - один раз в неделю, по данным лабораторного анализа проб жидкости, отбираемых с устья скважины.

Контроль за качеством закачиваемой в пласт воды должен осуществляться лабораторным анализом проб на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ), железа ( $Fe$ ):

Рекомендуемые объемы, виды и периодичность исследований по контролю за разработкой месторождения приведены в табл. 3.1.

Таким образом, для обеспечения проектных технико-экономических показателей разработки пластов нефтяных месторождений и проведения системного контроля за выработкой запасов необходимо:

- проводить замеры пластового давления по скважинам не реже одного раза в полугодие, при этом измерение давления глубинными манометрами должно производиться после технологических остановок;

- проводить замеры забойного давления разовыми исследованиями по добывающим и нагнетательным скважинам, после выхода из ремонта, при этом в действующих скважинах мехфонда забойное давление определяется путем замера динамического уровня и последующего пересчета, с периодичностью не реже одного раза в квартал;

- ежедневное проведение замеров устьевых давлений во всех добывающих и нагнетательных скважинах;

- проведение гидродинамических исследований по всем скважинам непосредственно после ввода в эксплуатацию после ремонта и периодически (ежегодно) в процессе работы, при этом проведение работ должно сопровождаться обязательными гидродинамическими исследованиями скважин с определением коэффициента продуктивности, гидропроводности и скин-фактора до и после мероприятия;

- обеспечение систематического снятия профилей отдачи и приемистости добывающих и нагнетательных скважин с определением характера работы продуктивного разреза;

- ежегодное проведение исследований по контролю за текущей нефтенасыщенностью;

- определение пластовой температуры должно осуществляться в виде разовых исследований во всех новых скважинах и ежегодно в скважинах добывающего фонда во время исследований по определению профиля притока;

- ежегодное проведение отбора и исследования глубинных и поверхностных проб продукции (нефти, воды);

- систематическое проведение оценки технического состояния ствола скважин, выявление заколонных перетоков и источников обводнения промыслово-геофизическими методами.

### ***3.5. Регулирование процесса разработки нефтяного месторождения***

Целью регулирования процесса разработки является выполнение проектных показателей по реализуемому варианту разработки продуктивных пластов, создание условий максимально полного вовлечения в разработку запасов и достижения утвержденного коэффициента нефтеотдачи.

На основании анализа режимов работы скважин в рамках авторского надзора предусматривается корректировка проектных решений в области:

- изменения режимов работы добывающих скважин;
- изменения режимов работы нагнетательных скважин;
- увеличения гидродинамического совершенства скважин (повторная, глубокопроникающая перфорация, обработки ПЗП);
- ремонтно-изоляционных работ в скважинах;
- селективной изоляции с целью выравнивания профиля притока жидкости или расхода воды;
- перенос интервалов перфорации;
- совершенствования применяемой системы заводнения с целью преобразования одной системы в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания и т.д.

Идеология регулирования процессов разработки видоизменяется с учетом получения новой геолого-промысловой информации в процессе мониторинга за процессом разработки месторождения.

## **4. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ПО КОНТРОЛЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **4.1. Тема 5. Геофизические методы контроля обсаженной скважины**

Цель работы. Приобретение навыков по работе с геофизической информацией обсаженного ствола скважины с целью определения законных перетоков, коэффициента работающих толщин, выделения приточных интервалов в интервале перфорации.

Задание Для выполнения работы каждому студенту предоставляются файлы, где находится вся информация по обсаженной скважине в интервале пласта (табл.1).

### **Порядок выполнения работы.**

Первая часть задания.

- 1.Разделить скважины по видам исследования: ПП,ПО,ИО.
- 2.По скважинам рассчитать работающую толщину по РГТ, СТД.
- 3.Рассчитать коэффициент работающих толщин по формуле (см. выше):

Вторая часть задания.

- 4.Используя исходные данные, выбрать скважины с геохимическими, температурными аномалиями.
- 5.Выделить скважины с заколонными перетоками, определить интервал заколонного перетока.
- 6.Построить гистограмму распределения по видам исследования Кр.т. (отдельно для СТД и РГТ).

Третья часть задания. Полученные данные занести в таблицу (см. ниже).

**Результаты промыслово-геофизического контроля за работой скважин (пример)**

№ скв	Пласт (объект)	Интервал перфорации		общ эфф мощность пласта, м	Дата исследований	Тип исследования	Вид исследования	Работающий интервал		Работающ. толщина, м	распредел. по объему	эфф. перфорир толщина., м	сумма раб. толщ., м	Коэфф. раб. толщ.	Коэфф. охвата
		кровля, м	подошва, м					Кровля, м	подошва, м						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
47	Ю1-2	2289,3	2295	7,2	05.04.96	ргг	пп	2293,4	2294	0,6	50	3,7	1,2	0,32	0,17
47	Ю1-2	2295,5	2297	7,2		ргг		2295,9	2296,5	0,6	50				
47	Ю1-2	2298,5	2302			стд		2292	2293,8	1,8		2,2	1,8	0,82	0,25
47	Ю1-2					шум		2293,8	2294,4						
47	Ю1-2					зп		2302	2316						
47	Ю1-2					из		2358							
47	Ю1-2					тз		2338							
<b>Типы исследования:</b>						<b>Вид исследования</b>									
СТД- термокондуктивная дебитометрия ИЗ– искусственный забой ЗП– заколонный переток РГТ– механическая расходометрия ГА – геохимическая аномалия ТА- температурная аномалия ЛМ – локатор муфт ШУМ – шумометрия ТЗ – текущий забой ОЗ – отбивка забоя ВЛ – влагометрия						ПП – профиль приемистости ПО – профиль отдачи ИО – источник обводнения АКЦ– акустическая цементометрия ТС – техническое состояние									



Таблица 1.

## Исходная информация по промыслово-геофизическим исследованиям скважин

№скв	перфорация			дата исследов.	тип исследов.	вид исслед	работающ.интервал		распредел, по объему	примечание
	объект	кровля	подошва				кровля	подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Б9	2235	2244	14.05.89	ргт	по тс	2241,6	2242,4	100	подошва отд.мощ. 2249.0м
1	Б9				стд		2241,2	2242,4		
1	Б9				зп		2244	2249		
1	Б9	2234,2	2243,6	21.04.90	ргт	пп	2233,8	2234,4	33	подошва отд.мощ. 2249.0м
1	Б9				ргт		2235,2	2235,6	10	
1	Б9				ргт		2238,8	2239,6	10	
1	Б9				ргт		2240,6	2241,4	14	
1	Б9				ргт		2242	2242,4	33	
2	Б7-0	1904	1907	10.10.95	ргт	пп	1905	1906	65	подошва ухода воды 1920.0м
2	Б7-0	1910,2	1912,8		ргт		1911,6	1912	35	
2	Б7-0				стд		1910,2	1911,8		
2	Б7-0				зп		1912,8	1920		
2	Б7-0				из		2083			
2	Б7-0				тз		1831,4			
2	Б7-0	1904	1907	13.12.90	ргт стд	пп				Приточные интервалы не выделяются
2	Б7-0				из		1953,8			Отсутствие потока из пласта
2	Б7-0	1904	1907	14.11.92	ргт стд	пп				приточные интервалы не выделяются
2	Б7-0				из		1949,1			Отсутствие потока из пласта
2	Б7-0	1904	1907	15.04.93	ргт	пп	1904	1905,2	65	подошва ухода воды 1928.8м
2	Б7-0	1910,2	1912,6		ргт		1911,2	1913	35	
2	Б7-0				зп		1912,8	1928,8		
2	Б7-0				из		1953			
2	Б7-0				тз		1906,5			
3	Б7-0	2025,2	2028,2	12.02.89	ргт	по	2024,8	2025,6	66	подошва отд. мощн. 2028.2м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Б7-0				ргг		2027,2	2027,8	36	
3	Б7-0				стд		2027,2	2027,6		
3	Б9	2146	2150	12.02.89	ргг	по	2146,6	2147,6	100	подошва отд. мощ. 2147.6м
3	Б9				стд		2146,6	2147,6		
3	Б9				из		2177,2			
4	Б7-0	1971,8	1975,8	02,05,93	ргг	пп				Турбинка забита парафином
4	Б7-0				из		1995			Под. ухода воды не отм. и нах. ниже иск.забоя.
4	Б7-1	1980,4	1985,7	20,12,90	ргг стд	по				Работающие интервалы не выделяются
4	Б7-1				из		1999,4			Скважина на притоке не работает
4	Б9	2089,2	2097,2	15,12,90	ргг	ио	2093,2	2095	100	подошва отд.мощ. 2101.0м
4	Б9				га		2092,4	2101,6		По стд не выделяется
4	Б9				из		2112,4			Прорыв нагнетательных вод.
5	Б9	1863,2	1872,8	09.03.89	ргг	по	1863,2	1864	35	подошва отд.мощ. не отм-ся
5	Б9				ргг		1864,8	1866,4	32	
5	Б9				ргг		1867	1868	14	
5	Б9				ргг		1868,4	1869,2	19	
5	Б9				стд		1864,8	1865,2		
5	Б9				стд		1868	1869		
5	Б9				стд		1871	1871,6		
5	Б9				из		1913,2			
6	Б9	2023	2039	15.03.89	ргг	по	2030,6	2031,6	100	подошва отд.мощ. не отм-ся
6	Б9				стд		2029,6	2030,4		
6	Б9				стд		2036	2037,8		
6	Б9				из		2077,8			
7	Б15	2200	2206	21,11,96	стд	по				По стд приток не установлен.
7	Б9	2044,2	2052,2	14,06,95	ргг	по	2057,2	2058	60	подошва отд.мощ. 2060.5м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7	Б9	2054,5	2060,5		ргт		2058,6	2059,2	40	
7	Б9				стд		2058,4	2058,6		
7	Б9				стд		2058,8	2059,2		
7	Б9				тз		2186,2			
7	Б9	2044,2	2052,2	21,11,96	стд	по	2046,8	2047		подошва отд.мощ. 2060.5м
7	Б9	2054,5	2060,5		стд		2048	2048,6		РГТ не выполнено из-за поломки компрес-сора
7	Б9				стд		2050,8	2051,1		
7	Б9				шум		2045,4	2047,2		
7	Б9				из		2437			
7	Ю1-3	2332,6	2337,5	09,01,97	стд	пп	2334,2	2335,4		подошва ухода воды 2340.0мм
7	Ю1-3	2339	2342		стд		2339,2	2339,6		РГТ не выполнено из-за поломки прибора
7	Ю1-3				га		2232,4	2236,6		интенсивность 1.5-2 гамм
7	Ю1-3				га		2340,2	2343,6		интенсивность 1.5-2 гамм
7	Ю1-3				из		2437			
7	Ю1-3	2332,6	2337,5	21,11,96	стд	по	2340,5	2342,2		подошва отд.мощ. 2060.5м
7	Ю1-3	2339	2342		га		2332,6	2337,2		интенсивность 1.5-2 гамм
7	Ю1-3				га		2339,2	2342,2		интенсивность 1.5-2 гамм
7	Ю1-3				из		2437			
7	Ю1-3	2333,6	2337,5	30,05,94	из	по	2429,4			подошва отд.мощ. 2342.5м
7	Ю1-3									Приточные интервалы не выделяются.
8	Б9	2185,6	2192	24.04.90	ргд	пп	2185,6	2187,4	100	подошва ухода воды не отм-ся
8	Б9				из		2202			
9	Б9	2085,2	2104,6	07,06,93	из	пп	2149,4	пп		подошва ухода воды отм-ся 2078.0м
9	Б9									По непрерывным кривым ргт счета нет
11	Б9	2126,8	2132	06,04,93	ргт	по	2127	2127,6	45	подошва отд.мощ. 2132.0м
11	Б9				ргт		2129,6	2131	55	

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	Б9				стд		2127,6	2128		
11	Б9				стд		2130,8	2131,6		
11	Б9				из		2187,6			
11	Б9	2126,3	2132	19,10,94	ргт	пп	2127	2128,2	71	подошва ухода воды отм-ся 2151.2м
11	Б9	2138,8	2151,2		ргт		2139,8	2141,2	19	
11	Б9				га		2135	2138,8		интенсивность 1.5-2 гамм
11	Б9				из		2198			
11	Б9				тз		2173,6			
13	Б4	1877,8	1882	27.08.89	ргт	по	1879,2	1880	19	подошва отд.мощ. не отм-ся
13	Б4				ргт		1880,6	1881	15	
13	Б4				ргт		1881,4	1881,8	66	
13	Б4				стд		1880,8	1881,6		
13	Б9				из		2117,4			
15	Б9			25,11,84	из	по	1532,6			Не прохождение прибора.
16	Б4	1921	1924	22,02,96	ргт	по	1923,4	1924	100	подошва отд.мощ. 1924.0м
16	Б4				стд		1922,8	1924		
16	Б4				из		2140			
16	Б4				тз		1998			
16	Б7-0	2005,6	2013,3	01,06,94	из	по	2075,5	по		подошва отд.мощ. 2013.3м
16	Б7-0									Приточные интервалы не выделяются.
16	Б9	2106,2	2112,4	23,07,93	ргт	ио	2106,8	2109,2	69	подошва отд.мощ. 2130.0м
16	Б9	2122	2124,2		ргт		2128,4	2129	31	
16	Б9	2128,2	2130		стд		2106,8	2108,8		
16	Б9				стд		2128,4	2129		
16	Б9				из		2142,8			
16	Б9	2106,2	2112,4	28,06,93	ргт	ио	2108,2	2108,8	100	подошва отд.мощ. 2130.0м
16	Б9	2122	2124,2		из		2142,4			По стд работающие интервалы не выделяются

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	Б9	2128,2	2130							
17	Б9	2176	2180,4	15.05.90	ргд	пп тс	2171,6	2174,6	74	подошва ухода воды не отм-ся
17	Б9				ргд		2177,6	2178,8	26	
17	Б9				га		2179	2181,6		интенсивность 5,6гамм
17	Б9				из		2226			
17	Б9	2171,5	2174,5	19.05.89	ргд	пп тс	2171,4	2171,6	33	подошва ухода воды не отм-ся
17	Б9	2176	2180		ргд		2172	2172,6	20	
17	Б9	2166	2180		ргд		2173,6	2174	47	
17	Б9				га		2179	2181,4		интенсивность 5,8 гамм
17	Б9				из		2193			
17	Б9	2166	2173	21.07.87	ргт	пп	2171,4	2171,8	100	подошва ухода воды не отм-ся
17	Б9				га		2179	2181,4		интенсивность 6.7-9.2 гамм
17	Б9				из		2201,8			
19	Б9	1932,4	1940,4	03.11.87	из	тс	1877,6			в инт-ле 310-1877.6м кол-на герметична
19	Б9	1932,4	1940,4	19.08.87	из	тс	1879,6			
20	Б9	2121,6	2133	18.07.87	ргд	пп	2121,4	2122	50	подошва ухода воды не отм-ся из-за
20	Б9				ргд		2123	2123,6	13	отсут-вия зумпфа
20	Б9				ргд		2124	2124,8	11	
20	Б9				ргд		2129,2	2129,8	26	
20	Б9				из		2141,4			
20	Б9	2121,6	2133	26.05.89	ргд	пп тс	2121,6	2122	46	подошва ухода воды 2138.6
20	Б9				ргд		2124,2	2125	27	
20	Б9				ргд		2126,2	2126,6	27	
20	Б9				из		2149,8			
22	Б9			14.12.85	из	ио тс	2025			
23	Б9	2024	2044	07.12.88	ргд	пп тс	2023,2	2023,6	10	Подошва ухода воды ниже искусств. забоя
23	Б9				ргд		2025	2025,4	8	на глубине 2055.8м
23	Б9				ргд		2029	2029,4	10	в инт-ле 400-2024.0м кол-на герметична

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Б9				ргд		2031,6	2032,4	21	
23	Б9				ргд		2033,4	2033,8	10	
23	Б9				ргд		2034,4	2035,4	23	
23	Б9				ргд		2036,2	2036,8	13	
23	Б9				ргд		2038,6	2038,8	5	
23	Б9				из		2055,8			
23	Б9				зп		2044	2055,8		
23	Б9	2024	2044	20.07.90	ргд	пп тс	2024	2025,2	22	подошва ухода воды не отм-ся из-за
23	Б9				ргд		2030,4	2032	19	малого зумпфа
23	Б9				ргд		2034	2035,2	21	
23	Б9				ргд		2035,2	2037,2	5	
23	Б9				ргд		2039,2	2040	9	
23	Б9				ргд		2041,6	2042,4	24	
23	Б9				из		2049,6			
23	Б9	2023,2	2043,2	28.08.88	из	по тс	2075,2			По стд приточные интервалы не выделяются
24	Б9	2120	2124,4	01.05.89	из	по тс	2128,2			
24	Б9	2128,6	2134							
25	А2	1551	1553,4	02.02.86	ргт	по				Приточные интервалы по ргт не выделяются.
25	А2	1551	1553,6	02.07.86	ргт					По А2 притока нет.
25	А2	1556	1559		ргт					По А2 притока нет.
25	А2	1551	1553,6	10.03.88	ргт					По А2 притока нет.
25	А2	1556	1559		ргт					По А2 притока нет.
25	А3	1551	1554	10.10.88	ргт					Не работает.
25	А3	1556	1559,2		ргт					Не работает.
25	А4	1568	1571	02.02.86	ргт	по	1568	1569,2	100	подошва отд.мощ. 1592.0м
25	А4				ргт		1570,2	1570,4		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	A4				стд		1568	1570,6		
25	A4				зп		1571	1592		
25	A4	1568	1571	02.07.86	ргт	по	1568	1571	100	
25	A4				из		1906			
25	A4	1568	1571	10.03.88	ргт	по	1568	1569,6	100	
25	A4				стд		1568	1570,4		
25	A4	1568	1571	10.10.88	ргт	по	1568,4	1570,2	100	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	A4				стд		1568,8	1569,6		
25	Б0	1850	1855	02.02.86	ргт	по	1852,4	1853,4	100	подошва отд.мощ. 1855.0м
25	Б0				ргт		1854,4	1855		
25	Б0				стд		1854	1855		
25	Б0				га		1571	1592		интенсивность 1-1.4гамм
25	Б0				из		1906,4			
25	Б0	1850	1855	02.07.86	ргд	по	1849,6	1850,4	100	подошва отд.мощ. 1855.0м
25	Б0				ргд		1852,4	1853,2		
25	Б0				ргд		1854	1854,8		
25	Б0				из		1906			
25	Б0	1850	1855	10.03.88	стд	по	1853,4	1854,6		подошва отд.мощ. 1860.4м
25	Б0				из		1902,4			
25	Б0	1850	1855	10.10.88	га	по	1578	1588		интенсивность 2-3 гамм
25	Б0				из		1899,4			подошва отд.мощ. 1584.0м
25	ПК18-20	1385,6	1392	14.07.89	ргт	по	1386	1387,2	100	подошва отд.мощ. 1415.2м
25	ПК18-20				ргт		1388,8	1391,6		
25	ПК18-20				стд		1388,4	1389,4		
25	ПК18-20				зп		1392	1415,2		
25	ПК18-20				стд		1390,8	1391,6		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	ПК18-20				из		1432,8			
28	Б9	2326	2341,8	23.02.90	ргд	пп тс	2327,2	2327,8	30	подошва отд.мощ. 2352.6м
28	Б9				ргд		2328,4	2329,4	20	в инт-ле 400-2326.0м кол-на герметична
28	Б9				ргд		2331,2	2331,6	20	
28	Б9				ргд		2333,4	2334	30	
28	Б9				га		2322	2349		интенсивность 10-28 гамм
28	Б9				га		2351	2355		интенсивность 7гамм
28	Б9				га		2357,2	2359		интенсивность 7.5 гамм
28	Б9				зп		2341,8	2352,6		
28	Б9				из		2369			
29б	Б9	2184	2189,4	29,01,93	ргт	по	2189,2	2189,6	100	подошва отд. мощ.2212.4м
29б	Б9				стд		2185,2	2185,6		
29б	Б9				стд		2188,4	2189,6		
29б	Б9				из		2237,6			
30	Б9	1946	1957	08,09,93	ргт	пп	1948	1948,6	45	подошва ухода воды 1973.0м
30	Б9				ргт		1953	1955	55	
30	Б9				зп		1957	1973		
30	Б9				из		1994,4			
31	Б9	1986,8	1991,3	20,09,91	стд	пп				(верх. перекрыт НКТ, а низ воронкой)
31	Б9	1996	1999,6							
32бис	Б9	2227	2230,5	26,09,91	ргт	по	2229,2	2230,5	100	подошва отд. мощ.2232.0м
32бис	Б9	2237,6	2241,8		стд		2229,2	2230,4		
32бис	Б9				из		2307,8			
32	А3	1493	1497	04,01,93	ргт	по	1493	1493,6	100	подошва отд. мощ.1506.0м
32	А3				стд		1493	1493,6		
32	А3				стд		1496	1496,8		
32	А3				га		1492	1498		интенсивность 2гамм
32	А3				га		1502	1506,6		интенсивность 2гамм



Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32	А3				га		1508	1516		интенсивность 2гамм
32	А3				из		1811,2			
32	Б7-1	1985,6	1992	27.04.87	ргт	ио	1985,8	1987,4	15	подошва отд. мощ.1997.0м
32	Б7-1				ргт		1991,2	1992	85	источ-к пост-ния воды сам пласт
32	Б7-1				га		2026	2030		интенсивность 2.5гамм
32	Б7-1				зп		1992	1997		ВНР отм-ся на глубине 1075.0м
32	Б7-1				из		2030			
33	Б9	1893,6	1901,4	09,06,93	из	по	1936,4	по		подошва отд. мощ.1902.4м
33	Б9									Работающие толщины не выделяются.
33	Б9	1893,6	1901,4	31,03,98	ргт	пп	1894	1895	15	Подошва ухода воды 1909,6м
33	Б9				ргт		1899,2	1899,8	85	
33	Б9				зп		1901,4	1909,6		
33	Б9				га		1888	1912,6		
33	Б9				из		1953,9			
34	Б9	2046	2050,6	07.02.87	ргт	пп				Работающие толщины не выделяются.
34	Б9	2055,6	2061,6	07.02.87	ргт	пп	2055,6	2056,4	18	Подошва ухода воды 2072.4 м
34	Б9	2066	2069,6		ргт		2066	2067,2	45	ВНР отм-ся на глубине 1625.0м
34	Б9				ргт		2068	2068,4	37	
34	Б9				стд		2066	2068		
34	Б9				зп		2069,6	2072,4		
35	Б9	2114,8	2117,8	14,02,94	ргт	по				Работающие толщины не выделяются.
35	Б9	2122	2125	14,02,94	ргт	по	2122,6	2123,4	100	подошва отд. мощ.2129.4м
35	Б9				стд		2123	2124		
35	Б9				стд		2124,4	2124,8		
35	Б9				зп		2125	2129,4		
35	Б9				из		2286,9			
36	Б7-2	1830,2	1837,5	26,11,97	ргт	по	1830	1831,2	100	подошва отд. мощ.1837.0м
36	Б7-2				стд		1830,5	1832		

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
36	Б7-2				стд		1833,2	1834		
36	Б7-2				стд		1835,2	1835,8		
36	Б7-2				шум		1830,8	1831,8		
36	Б7-2				шум		1832,4	1833,6		
36	Б7-2				шум		1835,2	1836,4		
36	Б7-2				га		1829,6	1842		
36	Б7-2				из		1870			
36	Б7-2	1830,5	1837,5	31,10,96	га	по	1830	1843,5		Работающие толщины не выделяются.
36	Б7-2				из		1843,5			
36	Б9	1891,8	1898,8	02,10,93	стд	ио	1914,4	1914,8		подошва отд. мощ.1917.5м
36	Б9	1912,7	1918		стд		1916,2	1917,2		Работающие толщины РГТ не выд-ся.
36	Б9				из		1967,2			
36	Б9	1891,8	1898,8	21,05,94	из	по	1967,4			подошва отд. мощ.1918.0м
36	Б9	1912,7	1918							Работающие толщины не выделяются.
37	Б7-1	1908	1910	20,11,92	ргт	ио	1914,4	1916	100	Подошва отдающей мощн. ниже иск. забоя
37	Б7-1	1912	1916		стд		1914,8	1915,6		
37	Б7-1				из		2020,8			
37	Б9	2003,6	2017,5	26,01,92	ргт	по	2003,6	2004,8	100	подошва отд. мощ.2014.0м
37	Б9				стд		2003,6	2004,8		
37	Б9				из		2020,8			
39	Б9	2079,6	2084	27.12.86	ргт	по	2079,6	2080,6	100	подошва отд. мощ.2110.6м
39	Б9				га		2105	2112,8		интенсивность 3.5 гамм
39	Б9				зп		2084	2110,6		ВНР на глубине 1255.0м
39	Б9				из		2145,6			
40	Б9	2190	2197,6	27.12.86	ргт	по	2191	2192,6	48	подошва отд. мощ.2197.6м
40	Б9				ргт		2193,8	2194,4	52	по ГПП плотн. флюида в инт-ле 50-2080 м
40	Б9				стд		2194	2194,4		соот-ет нефти
40	Б9				стд		2196,4	2197,2		

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
40	Б9				из		2266,8			
41	Б9	2140,3	2144,2	06,07,95	ргт	пп	2141,2	2141,8	100	подошва ухода воды 2144.0м
41	Б9	2146,2	2147,9		стд		2141,2	2141,8		
41	Б9				га		2140,8	2147,5		интенсивность 2 гамм
41	Б9				из		2383,8			
41	Б9				тз		2211,9			
42	Ю1-2	2505,4	2507,4	20,04,96	ргт	ио	2506,4	2507	20	подошва отд. мощ.2537.6м
42	Ю1-2	2511	2515		ргт		2510,4	2511	30	
42	Ю1-2				ргт		2514,2	2515,2	15	
42	Ю1-2				стд		2505,2	2506,2		
42	Ю1-2				стд		2514	2514,6		
42	Ю1-2				зп		2515	2537,6		
42	Ю1-3	2518,2	2519,8	20,04,96	ргт		2518,8	2519,2	35	
42	Ю1-3	2524,8	2529		стд		2518,8	2519,8		
42	Ю1-3				стд		2528,2	2529		
42	Ю1-3				га		2524	2543		
42	Ю1-3				зп		2529	2537,6		
42	Ю1-3				из		2590			
42	Ю1-3				тз		2555,2			
42	Ю1-3	2524,8	2529	04,11,93	ргт	по	2525,2	2526	45	подошва отд. мощ.2532.0м
42	Ю1-3				ргт		2528,2	2529	55	
42	Ю1-3				стд		2525,2	2526		
42	Ю1-3				стд		2528,6	2529		
42	Ю1-3				из		2581			
42	Ю1-3				зп		2529	2532		
43	Б9	2142,4	2150,4	07,12,94	ргт	пп	2143,6	2144,2	35	подошва ухода воды 2150.4м
43	Б9				ргт		2145	2145,8	65	
43	Б9				из		2496			

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
43	Б9				тз		2192			
43	Б9	2142,4	2150,4	27,01,96	ргт	пп	2144,2	2145	25	подошва ухода воды 2150.4м
43	Б9				ргт		2147,4	2148	75	
43	Б9				из		2496			
43	Б9				тз		2185			
44	Б9	2344	2348	14,10,90	ргт	по				Работающие толщины не выделяются.
44	Б9	2354,3	2366,8	14,10,90	ргт	по	2355	2356,2	100	подошва отд. мощ.2366.0м
44	Б9				стд		2358,8	2359,6		ВНР на глубине 2290.0м
44	Б9				из		2406,3			
45	Б9	2022,2	2032,6	13,01,91	ргт	по	2025,2	2025,6	100	подошва отд. мощ.2028.0м
45	Б9				стд		2022,2	2023,2		
45	Б9				из		2105,4			
45	Б9	2022,2	2032,6	18,07,91	ргт	пп	2025,2	2026,8	35	подошва ухода воды 2039.0м
45	Б9				ргт		2028,8	2030,6	65	по ГП разгазирование в инт-ле 1350 м
45	Б9				зп		2032,6	2039		
45	Б9				из		2105,4			
46	Б9	2013,2	2019	14,06,91	ргт	по	2014,6	2019	60	подошва отд. мощ.2019.0м
46	Б9				рд		2017,8	2019	40	ВНР на глубине 1974.0м
46	Б9				стд		2015,6	2018		
46	Б9				из		2065,6			
47	Ю1-2	2298,5	2302	01,05,97	ргт	пп	2300,6	2301,8	30	Подошва ухода воды не отм. - малый зумпф.
47	Ю1-3	2305	2313		ргт		2306,6	2307,4	20	
47	Ю1-3	2306,5	2313		ргт		2312,6	2313,8	50	
47	Ю1-3				стд		2307	2307,8		
47	Ю1-3				стд		2312,8	2313,8		
47	Ю1-3				га		2288	2303		интенсивность 2 гамм
47	Ю1-3				из		2358			

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
47	Ю1-2	2289,3	2294,5	05,04,96	ргг	пп	2293,4	2294	50	подошва ухода воды 2316.0м
47	Ю1-2	2295,5	2297		ргг		2295,9	2296,5	50	
47	Ю1-2	2298,5	2302		стд		2292	2293,8		
47	Ю1-2				шум		2293,8	2294,4		
47	Ю1-2				шум		2296	2296,5		
47	Ю1-2				шум		2298,8	2299,4		
47	Ю1-2				шум		2301,8	2302		
47	Ю1-2				зп		2302	2316		
47	Ю1-2				из		2358			
47	Ю1-2				тз		2338			
47	Ю1-3	2305,5	2313	21,04,97	из	пп	2358			Работающие интервалы не выделяются
47	Ю1-3				тз		2316,6			
48	Б9	2219,8	2227,2	16,07,90	ргг	пп	2224,4	2226	45	подошва ухода воды 2239.8м
48	Б9	2231,2	2239,8		ргг		2231,2	2232	15	ВНР на глубине 2161.6 м
48	Б9				ргг		2236	2237	40	
48	Б9				стд		2224,2	2225,6		
48	Б9				стд		2226,6	2227,2		
48	Б9				стд		2231,2	2232		
49	Б9	1941,8	1955,8	17,07,90	ргг	по	1947,2	1948,2	30	подошва отд. мощ.1955.8м
49	Б9				ргг		1948,8	1949,6	20	разгазирование нач-ся с глуб. 500м
49	Б9				ргг		1950,8	1952,4	50	
49	Б9				стд		1948,4	1949,6		
49	Б9				из		2022			
50	Б9	1929,2	1937,2	16,07,91	ргг	по	1935	1936	100	подошва отд. мощ.1937.0м
50	Б9				стд		1933,8	1934,4		ВНР с глубины 1936.0м
50	Б9				стд		1935,4	1936		
50	Б9				из		1983,8			
51	Б9	2324,4	2343,4	14,07,91	ргг	пп	2334,4	2336,4	100	подошва ухода воды 2343.0м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51	Б9				из		2407,8			
52	Б9	2113	2126,4	08.03.89	ргд	пп	2113	2113,4	33	подошва ухода воды 2129.6м
52	Б9				ргд		2117,2	2117,8	20	
52	Б9				ргд		2118,4	2119	20	
52	Б9				ргд		2120,6	2121	27	
52	Б9				зп		2126	2129,5		
52	Б9				из		2157,6			
53	Б9	2123,8	2139	11,01,91	ргт	по	2124	2125,2	100	подошва отд. мощ.2135.0м
53	Б9				стд		2124,2	2125,2		ВНР с глубины 1655.0м
53	Б9				из		2179,4			
53	Б9	2121	2139	14,08,97	ргт	пп	2130,8	2132	40	подошва ухода воды 2147.0м
53	Б9				ргт		2135	2136,4	25	
53	Б9				ргт		2138	2139	35	
53	Б9				шум		2130	2132,8		
53	Б9				шум		2135	2139		
53	Б9				зп		2139	2147		
53	Б9				га		2139	2140		интенсивность 2 гамм
53	Б9				га		2150	2155		интенсивность 2 гамм
53	Б9				из		2185			
53	Б9	2121	2139	17,07,93	рд	пп	2129,4	2130,6	30	подошва ухода воды 2147.6м
53	Б9				рд		2132	2135,4	20	
53	Б9				рд		2135	2136,4	50	
53	Б9				зп		2139	2147,6		
53	Б9				из		2156,8			
55	Б8	2038,6	2047,6	18,06,91	из	по	2048,6			Подошва отд. мощ. не отб-тся
55	Б8									из-за малого зумпфа
55	Б8	2038,6	2047,6	28,04,96	стд	пп	2039,1	2039,7		подошва ухода воды 2047.6м
55	Б8				стд		2041,6	2042,2		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
55	Б8				стд		2045,7	2046,3		
55	Б8				га		2034,5	2041,5		интенсивность 2 гамм
55	Б8				га		2069	2075		интенсивность 2 гамм
55	Б8				из		2086			
55	Б8				тз		2080			
55	Б8	2038,6	2047,6	30,10,91	из	пп	2093,8			Пласт закачиваемую воду не принимает,
56	А2	1273,2	1275,2	10,08,91	ргт	по	1279,6	1280,2	50	Подошва отд. мощ.1286.0м
56	А2	1276,4	1278		ргт		1285,2	1286	50	
56	А2	1279,6	1281,1		стд		1280	1280,8		
56	А2	1283,4	1286		стд		1285,2	1286		
56	А2				из		1377,4			
56	Ю1-2	2145,8	2148,3	10,10,97	ргт	пп	2145,2	2146,8	25	подошва ухода воды 2182.0м
56	Ю1-2	2149,6	2152,6		ргт		2150,2	2152,2	25	
56	Ю1-2	2155,2	2158,8		ргт		2156,4	2156,8	30	
56	Ю1-2	2172	2177,4		ргт		2173	2174,6	20	
56	Ю1-2				стд		2151	2152		
56	Ю1-2				стд		2156,4	2157		
56	Ю1-2				стд		2172,6	2173,2		
56	Ю1-2				шум		2145,2	2146,6		
56	Ю1-2				шум		2150	2152,2		
56	Ю1-2				шум		2172,8	2173		
56	Ю1-2				га		2145	2158,6		интенсивность 2 гамм
56	Ю1-2				га		2172	2178		интенсивность 2 гамм
56	Ю1-2				зп		2177,4	2182		
56	Ю1-2				из		2218			
56	Ю1-2				тз		2201			
56	Ю1-2	2145,8	2147	21,06,97	ргт	пп	2146,2	2147,2	20	подошва ухода воды 2158.8м
56	Ю1-2	2149,6	2152,6		ргт		2150,4	2151,6	50	

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
56	Ю1-2	2155,2	2158,8		ргг		2157	2158	30	
56	Ю1-2	2172	2177,4		стд		2149,8	2150,2		
56	Ю1-2				из		2218			
56	Ю1-2				тз		2199			
62	Б9	2100	2103,2	04,09,90	ргг	по	2100	2101,6	100	подошва отд. мощ.2110.0м
62	Б9	2107	2110		стд		2100,4	2100,8		
62	Б9				стд		2101,2	2102,4		
62	Б9				стд		2109,6	2110		
62	Б9				из		2184,2			
62	Б9	2100	2103,2	08,01,85	ргг	по	2107	2107,4	40	подошва отд. мощ.2110.0м
62	Б9	2107	2110		ргг		2108	2108,8	60	
62	Б9				из		2145,6			
62	Б9	2100	2103,2	16,10,90	стд		2101,2	2102,2		Подошва отдающей мощности не отбивается
62	Б9	2107	2110		стд		2107,6	2108,2		из-за отсутствия зумпфа.
62	Б9				стд		2109,2	2110,2		Скважина не промыта.
62	Б9	2100	2103,2	17,08,90	стд	по	2100	2102		подошва отд. мощ.2110.0м
62	Б9	2107	2110		из		2184,2			
62	Б9	2100	2103,2	20,01,90	ргг	по	2100	2102,2	100	подошва отд. мощ.2110.0м
62	Б9	2107	2110		стд		2101	2103,2		
62	Б9				стд		2107	2107,6		
62	Б9				стд		2108	2108,8		
62	Б9				из		2184,6			
63	Б8	2289	2304	20.07.87	ргд	пп	2290	2292	100	подошва ухода воды 2304.0м
63	Б8	2277	2283		из		2322,6			
63	Б8	2289	2304	29.05.89	стд	пп тс	2303,6	2304		подошва ухода воды нах-ся ниже глуб. За-боя
63	Б8				зп		2304	2323,4		



Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
63	Б8				из		2323,4			
150	А1			25,02,88	зп	по	1327	1330,4		подошва отд. мощ.1330.4м
150	А1				из		1365,8			
151	ПК14	1177	1182	28.03.88	ргт	по	1181,2	1182	100	подошва отд. мощ.1186.0м
151	ПК14				стд		1180,2	1181,6		
151	ПК14				зп		1182	1186		
151	ПК14				из		1211,8			
151	ПК18-20	1276	1286	23.08.87	ргт	по	1283,6	1284,4	100	подошва отд. мощ.1294.0м
151	ПК18-20				стд		1283	1284,4		
151	ПК18-20				зп		1286	1294		
151	ПК18-20				из		1300,8			
163	ПК18-20	1344	1354	23.04.89	стд	по	1344,4	1344,8		подошва отд. мощ.1376.0м
163	ПК18-20				стд		1345,8	1346,8		
163	ПК18-20				зп		1354	1376		
163	ПК18-20				из		1414,6			
230	А3	1597,6	1603	10,02,87	ргт	по	1597,8	1598,4	54	Подошва отдающей мощности не отбивается
230	А3				ргт		1602	1602,8	46	из-за малого зумпфа.
230	А3				стд		1600,4	1602,6		ВНР на глубине 1487.0м
230	А3				из		1621,1			
230	ПК12-13			11,08,92	из	пп	из	1236,2		Не прохождение приборов.
230	ПК18-20	1418	1426	02,03,88	ргт	по	1425	1425,2	100	подошва не отм-ся из-за малого зумпфа
230	ПК18-20				стд		1421	1423,6		
230	ПК18-20				стд		1424,8	1425,8		
230	ПК18-20				из		1509,8			Негерметичен забой 1477-1797,4

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
230	ПК18-20	1418	1426	12.03.88	ргг	по	1418,8	1419,6	14	подошва отд. мощ.1441.0м
230	ПК18-20				ргг		1420,6	1421,2	32	
230	ПК18-20				ргг		1422,6	1423,2	9	
230	ПК18-20				ргг		1433,8	1434,4	45	
230	ПК18-20				стд		1420,2	1420,8		
230	ПК18-20				стд		1422,2	1424		
230	ПК18-20				стд		1424,4	1425,6		
230	ПК18-20				зп		1426	1441		
230	ПК18-20				из		1452,6			
233	A1	1424	1428	04.11.88	стд	по	1424,8	1426		подошва отд. мощ.1434.0м
233	A1				зп		1428	1434		
233	A1				из		1493,8			
233	A3	1523	1534	12.06.87	ргг	ио	1532,6	1533,2	100	подошва не отм-ся из-за малого зумпфа
233	A3				стд		1532,6	1534		
233	A3				из		1542,6			
233	A3	1523	1534	21.08.87	ргг	ио	1533,6	1534	100	подошва отд. мощ.1543.2м
233	A3				стд		1531,4	1531,8		источник пост-ния воды сам пласт
233	A3				стд		1532	1533,2		
233	A3				зп		1534	1543,2		
233	A3				из		1591			
250	A4	1356	1362	12.02.88	ргг	по	1357,2	1358,2	19	подошва отд. мощ.1377.6м
250	A4				ргг		1359,8	1362	43	
250	A4				стд		1356	1356,6		
250	A4				стд		1360,8	1362		
250	A4				зп		1362	1377,6		
250	Б4	1713	1716	12.02.88	ргг		1713	1713,6	38	подошва отд. мощ.1716.2м

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
250	Б4				стд		1713	1713,6		
250	Б4				из		1835,6			
250	Б4	1713,2	1716	14.06.87	ргт	по	1713,8	1716	100	подошва отд. мощ.1716.2м
250	Б4				стд		1713,2	1716		
250	Б4				из		1771			
250	Б4	1713	1716	18.09.87	ргт	по	1714,2	1715,4	100	подошва отд. мощ.1716.2м
250	Б4				стд		1713,6	1714,4		ВНР на глубине 1610.0м
250	Б4				из		1831,6			
254	Б4	1716,6	1720	02.07.88	ргт	по	1716,8	1717,2	36	подошва отд. мощ.1720.0м
254	Б4				ргт		1718,8	1719,2	64	
254	Б4				из		1748,2			
254	Б4	1716,6	1720	20.06.88	ргд	пп тс	1717	1719,6	100	подошва ухода воды 1720.0м
254	Б4				из		1776			кол-на в инт-ле 400-1716.6м герм-на
257	Б1	1712	1717	26.07.88	ргт	по	1712	1713,6	31	подошва отд. мощ.1721.0м
257	Б1				ргт		1715,2	1716,6	69	
257	Б1				стд		1713,6	1714,2		
257	Б1				стд		1714,8	1715,6		
257	Б1				зп		1717	1721		
257	Б1				из		1730,2			
260	Б9	2114,5	2124	06,08,92	из	по	из	2130		Подошва отдающ. Мощн. ниже иск. забоя
260	Б9	2129	2133							Работающие интервалы не выделяются
262	Б9	1915	1920,2	09,07,95	ргт	по	1916,8	1918,2	45	подошва отд. мощ.1920.6м
262	Б9				ргт		1919,2	1919,8	55	
262	Б9				стд		1918,2	1920,2		
262	Б9				га		1904,5	1914		
262	Б9				га		1914	1920		
262	Б9				из		1957,6			
262	Б9				тз		1925,8			

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
262	Б9	1915	1920,2	17,03,97	ргг	по	1915	1916	48	подошва отд. мощ.1920.6м
262	Б9				ргг		1918	1920	52	
262	Б9				стд		1917	1918		
262	Б9				стд		1919,4	1920,2		
262	Б9				шум		1915	1916,2		
262	Б9				шум		1918	1918,8		
262	Б9				га		1885	1889		интенсивность 2 гамм
262	Б9				га		1891	1920		интенсивность 2 гамм
262	Б9				из		1958			
262	Б9				тз		1925			
263	Б7-2	2097,2	2108,6	17,03,95	ргг	по	2116	2116,8	100	подошва отд. мощ.2116.8м
263	Б7-2	2112,8	2116,8		стд		2113	2114,5		
263	Б7-2				стд		2116,2	2116,6		
263	Б7-2				га		2096,4	2098		интенсивность 2 гамм
263	Б7-2				га		2103	2104,4		интенсивность 2 гамм
263	Б7-2				га		2100,2	2101,8		интенсивность 2 гамм
263	Б7-2				га		2116,8	2119		интенсивность 2 гамм
263	Б7-2				из		2266			
263	Б7-2				тз		2119			
263	Б9	2180	2187,2	23,09,91	ргг	по	2180,4	2181,6	55	подошва отд. мощ.2195.2м
263	Б9				ргг		2190,4	2191	45	
263	Б9	2190,2	2195,2		стд		2180,2	2181,6		
263	Б9				из		2255,6			
264	Б7-2	1863,2	1869,2	22,03,93	ргг	по	1865,6	1867,6	65	подошва отд. мощ.1872.0м
264	Б7-2				ргг		1868,8	1869,2	35	
264	Б7-2				стд		1868,2	1869,2		
264	Б7-2				из		1926			
265	Б9	2101	2114	25,02,93	стд	по	2105,6	2106,8		подошва отд. мощ.2114.0м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
265	Б9				стд		2111,4	2112,6		
265	Б9				из		2175,6			
265	Ю1	2307	2311	23,02,92	из	пп	2346,8			Работающие интервалы не выделяются
265	Ю1	2313	2316							
266бис	Ю1	2613,7	2619,7	02,11,97	ргг	по	2613,8	2614,8	45	подошва отд. мощ.2637.0м
266бис	Ю1				ргг		2618,8	2619,4	55	
266бис	Ю1				стд		2616	2617		
266бис	Ю1				стд		2618,8	2619,4		
266бис	Ю1				шум		2614,6	2615,2		
266бис	Ю1				шум		2616,8	2617,2		
266бис	Ю1				шум		2618,4	2619,6		
266бис	Ю1				зп		2619,7	2637		
266бис	Ю1				из		2658			
266бис	Ю1				тз		2637,2			
266бис	Ю1	2613,7	2619,7	08,10,97	ргг	по	2616,5	2617,4		подошва отд. мощ.2619.7м
266бис	Ю1				ргг		2618	2619,2		
266бис	Ю1				стд		2613,7	2614		
266бис	Ю1				стд		2616,8	2617,5		
266бис	Ю1				стд		2618,6	2619,4		
266бис	Ю1				шум		2614	2614,6		
266бис	Ю1				шум		2617,2	2617,6		
266бис	Ю1				га		2613,7	2619,7		
266бис	Ю1				из		2658			
266бис	Ю1				тз		2635			
266бис	Ю1	2613,7	2619,7	21,12,97	ргг	пп	2615,8	2616,4		подошва ухода воды 2640.0м
266бис	Ю1				ргг		2616,4	2616,8		
266бис	Ю1				ргг		2617,2	2618,2		
266бис	Ю1				ргг		2618,8	2619,4		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
266бис	Ю1				стд					
266бис	Ю1				шум		2613,8	2619,2		
266бис	Ю1	2630,6	2634,6		шум					
266бис	Ю1				зп		2634,6	2640		
266бис	Ю1				га		2614	2658		
266бис	Ю1				из		2658			
268	Б8	2165,8	2169,8	11,01,91	ргг	по	2165,8	2166,8	47	подошва отд. мощ.2169.8м
268	Б8				ргг		2168	2169	53	
268	Б8				стд		2168,2	2168,8		
268	Б8				из		2270,9			
269	Б5	1998	2002	27,10,90	ргг	по	1999,6	2002,2	100	подошва отд. мощ.2017.0м
269	Б5				стд		1999,6	2001		
269	Б5				зп		2002	2017		
269	Б5				из		2239,6			
270	Б4	2049	2053,6	28.07.90	ргг	по тс	2049	2049,6	70	подошва отд. мощ.2054.8м
270	Б4				ргг		2052	2052,4	30	кол-на в инт-ле 400-2049м гермет-на
270	Б4				стд		2049	2050		ВНР отб-ся на глуб. 2030.0м
270	Б4				из		2071,4			
273	Ю1-3	2532,6	2536,6	16,03,98	га	по	2532	2536		Скважина к ПГИ не подготовлена
273	Ю1-3				из		2577			
273	Ю1-2	2526,8	2530,2	23,03,98	стд	по	2532,6	2534		подошва отд. мощ.2544.2м
273	Ю1-3	2532,6	2536,6		стд		2535	2535,6		Работающие интервалы не выделяются
273	Ю1-3				шум		2532,6	2535,6		
273	Ю1-3				зп		2536,6	2544,2		
273	Ю1-3				га		2532	2536,8		интенсивность 2 гамм
273	Ю1-3				га		2538	2539		интенсивность 2 гамм
273	Ю1-3				га		2541,4	2544,2		интенсивность 2 гамм
273	Ю1-3				из		2577			

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
273	Ю1-3	2541,8	2543,8	26,07,97	ргг	по	2543,2	2543,8	100	подошва отд. мощ.2546.0м
273	Ю1-3	2547,4	2550		шум		2543	2543,6		Работающие интервалы не выделяются
273	Ю1-3				из		2577			
275	Ю1-3	2339,6	2345	01,05,97	ргг	по	2340	2340,4	70	подошва отд. мощ.2345.0м
275	Ю1-3				ргг		2344	2345	30	
275	Ю1-3				шум		2344,4	2345		
275	Ю1-3				из		2316			
275	Ю1-3	2339,6	2345	16,07,97	ргг	по	2340,4	2341	100	подошва отд. мощ.2345.0м
275	Ю1-3				из		2386			Работающие интервалы не выделяются
276	Ю1-2	2255,6	2269	22,06,97	ргг	по	2266,6	2268,4	100	подошва отд. мощ.2278.4м
276	Ю1-2				стд		2266,8	2267,8		
276	Ю1-2				стд		2268,4	2268,8		
276	Ю1-2				зп		2269	2278,4		
276	Ю1-2				из		2361			
278	Ю1-2	2140,4	2143	04,01,98	шум	по	2140,8	2142,6		Работающие интервалы не выделяются
278	Ю1-2	2146,6	2149,2		шум		2148	2149,8		
278	Ю1-2	2140,4	2143	17,07,97	ргг	по	2142,6	2143,4	58	подошва отд. мощ.2163.0м
278	Ю1-2	2146,6	2149,2		ргг		2157	2157,6	42	
278	Ю1-2	2154,6	2161,8		стд		2146,6	2147,6		
278	Ю1-2				шум		2141,6	2142,4		
278	Ю1-2				шум		2145,6	2149		
278	Ю1-3	2154,6	2161,8	04,01,98	ргг	по	2154,6	2155,4	29	подошва отд. мощ.2166.0м
278	Ю1-3				ргг		2156,4	2157	34	
278	Ю1-3				ргг		2158	2158,6	15	
278	Ю1-3				ргг		2159,2	2160,8	22	
278	Ю1-3				стд		2158	2158,4		
278	Ю1-3				стд		2158,6	2159,8		
278	Ю1-3				стд		2160	2161,8		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
278	Ю1-3				шум		2154	2157		
278	Ю1-3				шум		2158,4	2159,2		
278	Ю1-3				шум		2160	2160,6		
278	Ю1-3				шум		2162	2163,2		
278	Ю1-3				зп		2161,8	2166		
278	Ю1-3				из		2207			
278	Ю1-3				тз		2198,2			
278	Ю1-3	2154,6	2161,8	10,05,97	из	по	2207			Остановка прибора в воронке.
278	Ю1-3				тз		2151			
278	Ю1-3	2154,6	2161,8	17,07,97	ргт	по	2157	2157,6	100	подошва отд. мощ.2163.0м
278	Ю1-3				стд		2155	2156		
278	Ю1-3				шум		2154,6	2156,4		
278	Ю1-3				шум		2160,8	2161,8		
278	Ю1-3				из		2207			
278	Ю1-3				тз		2191,2			
281	Ю1-2	2421	2424,2	15,07,97	ргт	по	2421,6	2422	55	подошва отд. мощ.2424.2м
281	Ю1-2				ргт		2422,6	2423	45	
281	Ю1-2				стд		2421	2422		
281	Ю1-2				стд		2422,8	2423,2		
281	Ю1-2				шум		2121,6	2423,2		
281	Ю1-2				из		2482			
281	Ю1-2				тз		2487			
305	Б7-0	1867,4	1869,4	22.10.89	ргт	по	1872,8	1874,4	32	подошва отд. мощ.1890.0м
305	Б7-0	1872,6	1874,4		ргт		1880,2	1880,4	58	
305	Б7-1	1880,2	1881,4		стд		1872,6	1873,2		
305	Б7-1				стд		1880,8	1881,4		
305	Б7-1				зп		1881,4	1890		
305	Б7-1				из		2023,6			



Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
306	Б7-1	1873,6	1881	04.06.89	ргт	по тс	1873,6	1874,8	100	подошва отд. мощ.1880.0м
306	Б7-1				стд		1874,2	1875,2		
306	Б7-1				из		1927,6			
306	Б7-1				та		1460	1480		
306	Б7-1	1870,8	1878,2	23.04.90	ргд	пп тс	1871,2	1871,6	24	подошва ухода воды 1878.2м
306	Б7-1				ргд		1872,8	1874	76	кол-на в инт-ле 450-1870.8м гермт-на
306	Б7-1				га		1871,2	1882		Интенсивность 1.5-2гамм
306	Б7-1				из		1929,8			
306	Б7-1	1870,8	1878,2	29.04.89	ргт	по тс	1877,8	1878,2	100	подошва отд. мощ.1906.4м
306	Б7-1				зп		1878,2	1906,4		кол-на в инт-ле 450-1870.0м гермт-на
306	Б7-1				из		1960,2			
307	Б7-0	1898	1900	20,11,94	ргт	по	1899	1899,6	38	подошва отд. мощ.1907.6м
307	Б7-0				ргт		1902,4	1903,2	48	
307	Б7-1	1901,2	1903,4		ргт		1906,4	1907,2	14	
307	Б7-1	1906	1908		стд		1898,4	1899,4		
307	Б7-1				стд		1903	1903,4		
307	Б7-1				стд		1906,8	1907,6		
307	Б7-1				из		2125			
307	Б7-1				тз		1913,4			
308	Б9	2169,3	2177,5	10,05,97	ргт	по	2189	2191,2	100	подошва отд. мощ.2193.0м
308	Б9	2180,2	2184,2		стд		2188,6	2189,6		
308	Б9	2188,6	2191,1		стд		2190	2191		
308	Б9				шум		2170	2171		
308	Б9				шум		2188,8	2190,8		
308	Б9				зп		2191,1	2193		
308	Б9				га		2167	2172		
308	Б9				га		2175	2177		интенсивность 1.0-1.6гамм
308	Б9				га		2180	2184		интенсивность 1.0-1.6гамм

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
308	Б9				га		2188	2196		интенсивность 1.0-1.6гамм
308	Б9				из		2237			интенсивность 1.0-1.6гамм
308	Б9				тз		2210			
309	Б7-0	1937,2	1938,4	14.01.89	ргт	по	1938,2	1938,4	92	подошва отд. мощ.1948.0м
309	Б7-0				зп		1938,4	1948		ВНР на глуб. 1939.0м
309	Б7-0				стд		1938,2	1938,4		
309	Б9	2042,6	2048		ргт		2044,8	2045,2	8	подошва четко не отбивается
309	Б9				из		2082,2			
310	Б7-0	1827,2	1829,6	28.03.89	ргд	по	1827,2	1827,6	14	подошва отд. мощ.1845.0м
310	Б7-0	1837,6	1845		ргд		1828,2	1828,8	22	ВНР на глуб. 1846.0м
310	Б7-0				стд		1827,6	1828,2		
310	Б7-0				стд		1829,2	1829,6		
310	Б7-1				ргд		1839,2	1839,6	7	
310	Б7-1				ргд		1840	1840,6	14	
310	Б7-1				ргд		1844,6	1845	43	
310	Б7-1				стд		1842,6	1843,2		
310	Б7-1				из		1866,2			
311	Ю1-2	2182,6	2184,2	13.06.95	ргт	по	2186,2	2186,8	15	подошва отд. мощ.2189.0м
311	Ю1-2	2188,2	2189		ргт		2187,2	2188,8	85	
311	Ю1-2				стд		2187,6	2188,2		
311	Ю1-2				гк		2192	2207		интенсивность 3-7 гамм
311	Ю1-3				из		2213,5			
311	Ю1-3	2192,6	2207	29.04.86	ргт	по	2193	2193,6	60	подошва отд. мощ.2207.0м
311	Ю1-3				ргт		2199,8	2200,4	20	
311	Ю1-3				ргт		2201,4	2201,8	20	
311	Ю1-3				стд		2192,8	2193,6		
311	Ю1-3				стд		2194,6	2195,4		
311	Ю1-3				стд		2201,8	2202,6		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
311	Ю1-3				стд		2203	2204		
311	Ю1-3				га		2180,5	2183,8		интенсивность 1,2-1,8 гамм
311	Ю1-3				га		2184	2200,2		интенсивность 1-16 гамм
311	Ю1-3				га		2200,4	2203,6		интенсивность 2-3,5 гамм
311	Ю1-3				га		2204,8	2206		интенсивность 2-3 гамм
311	Ю1-3				из		2213			
311	Ю1-3				тз		2212			
312	Б7-1	2041	2045	01,08,94	стд	по	2044,2	2044,6		подошва отд. мощ.2052.0м
312	Б7-1				зп		2045	2052		
312	Б7-1				из		2168,6			
312	Б7-1	2041	2045	04,04,95	стд	по	2043,4	2044		подошва отд. мощ.2045.0м
312	Б7-1				из		2109			
312	Б7-1	2041	2045	16,05,93	ргт	ио	2041,6	2042,6	52	подошва отд. мощ.2061.5м
312	Б7-1				ргт		2044,6	2045,2	48	
312	Б7-1				стд		2044,6	2045,2		
312	Б7-1				из		2205,4			
312	Б7-1	2041	2045	25,07,93	ргт	по	2041,8	2042,2	67	подошва отд. мощ.2069.0м
312	Б7-1				ргт		2044,4	2044,8	33	
312	Б7-1				стд		2042	2042,4		
312	Б7-1				стд		2043	2043,2		
312	Б7-1				стд		2043,8	2044		
312	Б7-1				стд		2044	2045		
312	Б7-1				зп		2045	2069		
312	Б7-1				из		2205,4			
312	Б7-1	2041	2045	29,05,94	ргт	по	2041	2042,4	100	подошва отд. мощ.2052.0м
312	Б7-1				стд		2041,8	2044,2		
312	Б7-1				стд		2042,2	2042,8		
312	Б7-1				стд		2043,6	2044		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
312	Б7-1				стд		2044,8	2045,2		
312	Б7-1				зп		2045	2052		
312	Б7-1				из		2167,8			
312	Б9			12,12,97	га	по	2002	2004		интенсивность 1-3 гамм
312	Б9				га		2017	2046		интенсивность 1-3 гамм
312	Б9				га		2061	2063		интенсивность 1-3 гамм
312	Б9				из		2222			
312	Б9				тз		2154			
314	Б7-1	1962,8	1966	02,11,92	стд	по	1963	1963,4		подошва отд. мощ.1968.0м
314	Б7-1				стд		1964,2	1965,4		
314	Б7-1				из		2021,8			
314	Б7-1	1956	1960,8	11,03,93	ргт	по	1956	1957,2	57	подошва отд. мощ.1966.0м
314	Б7-1	1962,8	1966		ргт		1958,2	1958,8	8	
314	Б7-1				ргт		1962,8	1963,6	35	
314	Б7-1				стд		1962,4	1963,2		
314	Б7-1				стд		1964	1965,6		
314	Б7-1				из		1989,6			
314	Б7-1	1962,8	1966	22,12,92	стд	по	1964,8	1966		подошва отд. мощ.1966.0м
314	Б7-1				из		1992,8			
314	Б7-1	1962,8	1966	29,11,95	ргт	по	1965,4	1966	100	подошва отд. мощ.1992.0м
314	Б7-1				стд		1962,8	1963,2		
314	Б7-1				стд		1964,8	1965,2		
314	Б7-1				га		1960	1966		интенсивность 2 гамм
314	Б7-1				зп		1966	1992		
314	Б7-1				из		2002,2			
318	Б7-0	1911	1920,4	15.06.89	ргд	пп	1915,8	1916,4	28	подошва ухода воды 1933.0м
318	Б7-0				ргд		1917,2	1917,6	24	источник пост-ния воды от водовода
318	Б7-0				ргд		1918,4	1919,6	48	

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
318	Б7-0				зп		1920,4	1933		
318	Б7-0				из		1961,4			
318	Б7-0	1911	1920,4	23.05.89	ргд	пп	1911	1912,4	13	подошва ухода воды 1938.0м
318	Б7-0				ргд		1914,6	1916	53	источник пост-ния воды от водовода
318	Б7-0				ргд		1918	1918,8	17	
318	Б7-0				ргд		1919,6	1920,2	17	
318	Б7-0				зп		1920,4	1938		
318	Б7-0				из		1994,2			
319	Б0	1676	1682	29.08.88	ргд	по	1678,6	1680,8	59	подошва отд. мощ.1682.0м
319	Б0				ргд		1681,6	1682	26	
319	Б0				стд		1678,4	1679,2		
319	Б0				стд		1680,8	1681,8		
319	Б7-1	1859,6	1869,6		ргд		1859,6	1860,2	15	подошва отд. мощ.1874.0м
319	Б7-1				стд		1859,6	1860,6		
319	Б7-1				га		1844	1874		Интенсивность 4-7.5
319	Б7-1				зп		1869,6	1874		
319	Б7-1				из		1897			
319	Б7-1	1859,4	1869,6	22.12.87	ргт	по	1859,4	1859,8	100	подошва отд. мощ.1874.0м
319	Б7-1	1867	1869,4		га		1857	1873		интенсивность 3-6 гамм
319	Б7-1				зп		1869,6	1874		
319	Б7-1				из		1898,6			
320бис	Б7	2109	2111	11.08.88	ргт	по	2113,2	2113,6	14	подошва отд. мощ.2130.2м
320бис	Б7	2113	2117		ргт		2114,6	2116,8	86	кол-на в инт-ле 400-2108.8м гермет-на
320бис	Б7				стд		2115,6	2116		
320бис	Б7				га		2097	2104		интенсивность 4.8-7.5 гамм
320бис	Б7				из		2130,2			
323	Б7-1	1834	1836	14.05.90	ргт	по тс	1834	1835	84	подошва отд. мощ.1841.0м
323	Б7-1				ргт		1836	1836,2	16	причина обволнения за колонный переток

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
323	Б7-1				стд		1834	1834,6		
323	Б7-1				га		1833	1834,2		интенсивность 4.7 гамм
323	Б7-1				га		1838	1840		интенсивность 5.2 гамм
323	Б7-1				га		1928	1939		интенсивность 4.7-8 гамм
323	Б7-1				зп		1836	1841		
323	Б7-1				из		1940,2			
323	Б7-1	1834	1836	20.06.90	ргт	по	1833,6	1834,4	100	подошва отд. мощ.1841.0м
323	Б7-1				стд		1834,4	1835,2		
323	Б7-1				га		1830	1840,6		интенсивность 3 гамм
323	Б7-1				зп		1836	1841		
323	Б7-1				из		1874,2			
323	Б7-1	1834	1836	21.09.89	ргт	по	1835	1836	85	подошва отд. мощ.1841.0м
323	Б7-1				стд		1835,6	1836,2		
323	Б7-1				зп		1836	1841		
323	Б9	1931,6	1937,6		ргт	по	1931,6	1932	5	подошва не отбивается из-за малого зумп-фа
323	Б9				ргт		1933,4	1934	10	
323	Б9				из		1940,4			
323	Б9	1931,6	1937,6	10.05.89	ргт	по	1931,8	1933,4	100	подошва отд. мощ.1956.4м
323	Б9	1948	1950		стд		1933,2	1934,2		
323	Б9				стд		1935,8	1936,6		
323	Б9				зп		1937,2	1956,4		
323	Б9				из		2020,8			
323	Б9	1932	1937,6	29.04.89	ргт	по тс	1932	1932,4	100	подошва отд. мощ.1954.8м
323	Б9	1948	1950		стд		1932,4	1932,8		причина обводнения выработка пласта
323	Б9				стд		1935,8	1936,6		
323	Б9				зп		1950	1954,8		
323	Б9				та		1000	1140		

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
323	Б9				из		2020,6			
324	Б7-1	1844	1850,6	28.03.90	ргт	ио	1853	1855	24	подошва отд. мощ.1950.4м
324	Б7-1	1852,4	1858		ргт		1948	1949,4	76	причина обводнения прорыв закачиваемых вод
324	Б9	1945,2	1950,4		стд		1946,4	1948		
324	Б9				из		1973,2			
326	Б7-0	1873	1881	19.07.87	ргд	пп	1873	1875,8	100	подошва ухода воды 1881.0м
326	Б7-0				из		1933,4			
326	Б7-0	1873	1881	25.05.89	ргд	пп тс	1873	1876	100	подошва ухода воды 1881.0м
326	Б7-0				из		1933,4			
328	Б7-0	1920	1926,2	24.05.89	ргд	пп тс	1920	1920,6	20	подошва ухода воды 1955.8м
328	Б7-0				ргд		1922	1922,6	15	кол-на в инт-ле 400-1920.4м гермет-на
328	Б7-0				ргд		1924,8	1925,6	65	
328	Б7-0				га		1937	1946,6		интенсивность 2.5-3 гамм
328	Б7-0				зп		1926,2	1955,8		
328	Б7-0				из		1955,8			
328	Б7-0	1920,4	1927	31.07.87	ргд	пп	1921	1922,2	52	подошва ухода воды 1927.0м
328	Б7-0				ргд		1924,4	1924,8	48	
328	Б7-0				из		1956			
331	Б7-2	1969	1976	18,01,92	стд	по	1973,8	1976		подошва отд. мощ.1986.0м
331	Б7-2				зп		1976	1986		
331	Б7-2				из		2129,8			
331	Б7-2	1968,8	1975,8	22,12,92	ргт	по	1970	1971	84	подошва отд. мощ. не определена из-за
331	Б7-2				ргт		1971	1971,8	16	малого зумпфа.
331	Б7-2				стд		1972	1973,6		
331	Б7-2				из		1978			
332	Б7-1	2086	2089,6	15.03.88	ргт	по	2087,2	2088	100	подошва отд. мощ.2089.6м
332	Б7-1				стд		2087,2	2089,4		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
332	Б7-1				га		2085,2	2089,6		интенсивность 6 гамм
332	Б7-1				из		2122			
333	Б7-1	1856	1861	13,12,85	ргт	по	1856	1860	100	подошва отд. мощ.1861.0м
333	Б7-1				стд		1856	1858		
333	Б7-1				из		1882,2			
333	Б7-1	1856	1861	12,03,88	ргт	по	1858	1861	100	подошва отд. мощ.1861.0м
333	Б7-1				стд		1857,4	1858,4		
333	Б7-1				стд		1860,2	1861		
333	Б7-1				га		1854,8	1863,6		интенсивность 5,8-9,6 гамм
333	Б7-1				из		1883,8			
333	Б7-1	1856	1861	20,11,88	ргт	по тс	1857,6	1858	45	подошва отд. мощ.1861.0м
333	Б7-1				ргт		1859,6	1860,6	55	колонна в инт-ле 400-1856.0м гермет-на
333	Б7-1				стд		1856,8	1858		
333	Б7-1				стд		1860	1860,8		
333	Б7-1				га		1854,4	1864,2		интенсивность 4,8-11,6гамм
333	Б7-1				из		1885,6			
333	Б7-1	1856	1861	28,04,89	ргт	по тс	1857,4	1858,4	73	подошва отд. мощ.1861.0м
333	Б7-1				ргт		1859,4	1860,4	27	ВНР на глуб. 1860.4м
333	Б7-1				стд		1856,8	1857,2		
333	Б7-1				стд		1857,2	1858		
333	Б7-1				стд		1858,2	1858,6		
333	Б7-1				стд		1859,4	1860,4		
333	Б7-1				га		1854,4	1866		интенсивность 3,5-7,7 гамм
333	Б7-1				та		1330	1430		
333	Б7-1				из		1891,6			
333	Б7-1	1856	1861	05,09,90	ргт	по	1851	1851,6	100	подошва отд. мощ.1854.0м
333	Б7-1				стд		1850,4	1851,2		приточн. Инт-лы по ргт, стд выше инт-ла пер-ии



## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
333	Б7-1				из		1882,6			и связ-ны с пров-ем работ по ГПП
338	Б9	2083,6	2091,4	13,01,92	стд	по	2107,4	2109,2		подошва отд. мощ.2112.8м
338	Б9	2096,6	2101,8		стд		2112,4	2112,8		
338	Б9	2107,4	2112,8		ргг		2107,4	2109,2	52	
338	Б9				ргг		2112,4	2112,8	48	
338	Б9				из		2139,1			
338	Б9	2083,6	2091,4	29,01,98	ргг	по	2083,6	2084,6	59	подошва отд. мощ.2093.0м
338	Б9	2096,6	2101,8		ргг		2085,8	2087,4	14	
338	Б9	2107,4	2112,8		ргг		2088,6	2089,4	27	
338	Б9				стд		2085,8	2087,4		
338	Б9				стд		2090,5	2091,6		
338	Б9				из		2141			
338	Б9				тз		2138,6			
339	Б7-2	2019,2	2024	20,12,87	ргг	по тс	2021,2	2021,8	100	подошва отд. мощ.2024.0м
339	Б7-2				стд		2020,8	2022,2		
339	Б7-2				из		2086,4			
339	Б7-2	2019,2	2024	03,01,88	ргг	пп тс	2019,6	2020	18	подошва ухода воды не отм-ся
339	Б7-2				ргг		2021	2021,4	18	
339	Б7-2				ргг		2022	2022,4	64	
339	Б7-2				из		2086,4			
339	Б7-1	2014,4	2016,8	11,04,88	ргг	по	2014,4	2015,2	75	подошва отд. мощ.2028.4м
339	Б7-1				ргг		2015,8	2016,2	25	
339	Б7-1				стд		2014,4	2015		
339	Б7-1				стд		2015,8	2016		
339	Б7-2	2019,2	2024	11.04.88	стд		2020,6	2021		
339	Б7-2				зп		2024	2028,4		
339	Б7-2				из		2069,4			
341	Б9	1999	2000,5	26,03,95	ргг	по	1999	1999,6	67	подошва отд. мощ.2011.6м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
341	Б9	2002	2006		ргт		2003,4	2004,8	33	
341	Б9				стд		1999	2000,5		
341	Б9				зп		2006	2011,6		
341	Б9				из		2056			
341	Б9				тз		2046			
342	Б7-0	1975,6	1977,6	23,03,95	ргт	по	1977,4	1978,2	60	подошва отд. мощ.2000.0м
342	Б7-1	1988	1992		ргт		1988,6	1989,6	40	
342	Б7-1				стд		1976,8	1977,5		
342	Б7-1				стд		1988,6	1989		
342	Б7-1				стд		1989,8	1991		
342	Б7-1				Zp		2000			
342	Б7-1				зп		1992	2000		
342	Б7-1				из		2004,8			
342	Б7-2	2008	2020	08,09,92	стд	ио	2008	2010,8		Подошва отдающей мощности не отбивается
342	Б7-2				из		2089,8			из-за непрохождения прибора.
342	Б7-2	2008	2020	23,06,93	стд	по	2008	2008,4		подошва отд. мощ.2020.0м
342	Б7-2				стд		2011,8	2012,6		
342	Б7-2				стд		2013,4	2013,8		
342	Б7-2				из		2139,2			
345	Б7-1	2187,8	2196,2	19,10,90	стд	по	2191,2	2191,6		подошва отд. мощ.2216.0м
345	Б7-1				стд		2194,4	2194,8		
345	Б7-1				стд		2195,4	2196,2		
345	Б7-1				зп		2196,2	2216		
346	Б9	2178,6	2188,6	12,02,91	ргт	по	2179,6	2180,8	24	подошва отд. мощ.2188.6м
346	Б9				ргт		2184	2184,8	76	
346	Б9				стд		2179,8	2180		
346	Б9				стд		2184	2184,6		

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
346	Б9				стд		2186	2186,8		
346	Б9				стд		2187,2	2187,8		
346	Б9				из		2209,6			
347	Ю1-2	2406	2409,8	06,09,94	стд	по	2408,6	2408,8		подошва отд. мощ.2439.0м
347	Ю1-2	2412,4	2414,7		ргт		2416,2	2416,8	55	
347	Ю1-3	2416,6	2421,6		ргт		2417,2	2417,8	45	
347	Ю1-3				стд		2412,6	2413,2		
347	Ю1-3				стд		2415,6	2416,8		
347	Ю1-3				зп		2421,6	2439		
347	Ю1-3				из		2462,1			
347	Ю1-2	2404,8	2409,5	14,06,95	ргт	по	2404,6	2405	100	подошва отд. мощ.2409.5м
347	Ю1-2	2412,4	2414,7		стд		2406	2407		
347	Ю1-3	2415,6	2421,6		из		2472			
347	Ю1-3				тз		2423,4			
347	Ю1-2	2404,6	2409,5	28,04,95	ргт	по	2405,2	2406	100	подошва отд. мощ.2439.0м
347	Ю1-2				стд		2407	2407,2		
347	Ю1-2				зп		2409,5	2439		
347	Ю1-2				из		2472			
347	Ю1-2				тз		2446,7			
348	Б15	2076	2081	16,05,94	ргт	по	2076,4	2077,4	100	подошва отд. мощ.2077.4м
348	Б15	2084,5	2087		стд		2076	2077		
349	Б7-1	1972,6	1979,6	23,07,90	ргт	по тс	1977,8	1979,6	100	подошва отд. мощ.1980.0м
349	Б7-1				из		2141			ВНР на глуб. 1980.0м
350	Б7-1	1837,4	1841,4	12,08,95	ргт	пп	1837,4	1839,8	100	подошва ухода воды 1846.0м
350	Б7-1				зп		1841,4	1846		
350	Б7-1				га		1773	1776		интенсивность 2-3.8 гамм
350	Б7-1				га		1786	1791		интенсивность 2-3.8 гамм
350	Б7-1				га		1800	1813		интенсивность 2-3.8 гамм

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
350	Б7-1				из		2290			
350	Б7-1				тз		1877,4			
350	Ю1-2	2223,2	2228,5	14,02,92	стд	по	2227,6	2228,4		подошва отд. мощ.2245.4м
350	Ю1-2				зп		2228,5	2245,4		Не прохождение прибора.
350	Ю1-2				из		2249,2			
352	Б9	2117	2121	13,10,90	ргт	по	2120,6	2121	100	подошва не отм-ся из-за отсутствия зумпфа
352	Б9	2134,2	2137,8		стд		2119,4	2120,4		
352	Б9	2139,4	2142,8		стд		2140,6	2141,2		
352	Б9	2144	2147,2		из		2210,2			
371	Б5	1834,3	1839,2	19,07,94	стд	по	1836	1837		подошва отд. мощ.1842.8м
371	Б5	1840,2	1842,8		стд		1838	1838,4		
371	Б5				стд		1841,8	1842,4		
371	Б5				га		1835	1838		интенсивность 3 гамм
371	Б5				га		1841,2	1844		интенсивность 1.5 гамм
371	Б5				из		1965,3			
371	Б7-1	1901,4	1904,2	19,07,95	ргт	по	1902,2	1903,2	100	подошва отд. мощ.1926.0м
371	Б7-1				стд		1901,8	1902,4		
371	Б7-1				стд		1903,4	1904		
371	Б7-1				зп		1904,2	1926		
371	Б7-1				из		2061,1			
371	Б7-1	1901,4	1904,2	22,05,93	ргт	ио	1902,8	1904	100	подошва отд. мощ.1932.0м
371	Б7-1				стд		1903	1903,6		
371	Б7-1				зп		1904,2	1932		
371	Б7-1				из		2060,7			
372	Б7-2	1834,3	1838,3	03,10,92	ргт	по	1842	1843	100	подошва отд. Мощ. находится ниже
372	Б7-2	1840,2	1842,3		стд		1841,6	1843		забоя.
372	Б7-2	1841	1843		из		1855,6			
373	Б7-1	1953	1955,2	17,01,95	ргт	по	1953	1953,3	13	подошва отд. мощ.1962.0м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
373	Б7-1	1960	1964		ргг		1953,8	1954,2	10	
373	Б7-1				ргг		1954,8	1955,2	29	
373	Б7-1				стд		1954,2	1955,1		
373	Б7-2				ргг		1960	1960,6	24	
373	Б7-2				ргг		1961,2	1962	24	
373	Б7-2				стд		1960,6	1961,2		
373	Б7-2				га		1947	1965		интенсивность 1- 3,5 гамм
373	Б7-2				из		2131,8			
376	Б7-1	2096	2100,5	09,03,93	стд	по	2098	2099,8		подошва отд. мощ.2110.6м
376	Б7-1				стд		2100	2100,4		
376	Б7-1				из		2111,2			
376	Б7-1	2096	2100,5	14,10,94	из	пп	2298			Забивается турбинка прибора.
376	Б7-1	2096	2099		тз		2133			Забивается турбинка прибора.
376	Б7-1	2087,6	2092,6							
376	Б7-1	2096	2100,5	31,10,92	ргг	по	2096	2100,5	100	подошва отд. мощ.2110.6м
376	Б7-1				стд		2098,2	2098,6		
376	Б7-1				стд		2099	2099,8		
376	Б7-1				из		2111			
380	Б7-1	1882,5	1884,5	18,08,92	ргг	по	1883	1883,8	100	подошва отд. мощ.1884.5м
380	Б7-1				стд		1882,5	1882,8		
380	Б7-1				из		1991,2			
383	Б7-1	1794,4	1797,3	23,02,96	ргг	по	1795,8	1796,4	100	подошва отд. мощ.1797.0м
383	Б7-1				стд		1795	1796		
383	Б7-1				из		1960			
383	Б7-1				тз		1801,4			
383	Б7-2	1806,4	1811,6	09,11,95	стд	по	1809,2	1810		Подошва отд. мощ. не отбивается
383	Б7-2				стд		1810,4	1811		из-за малого зумпфа.
383	Б7-2				из		1960			

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
383	Б7-2	1806,4	1811,6	10,09,92	ргт	ио	1807,2	1808	11	подошва отд. мощ.1839.6м
383	Б7-2				ргт		1810,2	1811,8	89	
383	Б7-2				стд		1810,6	1811,8		
383	Б7-2				зп		1811,6	1839,6		
383	Б7-2				из		1924,2			
383	Б7-2	1806,4	1811,6	26,11,95	ргт	ио	1807	1808,8	100	подошва отд. мощ. не отбивается
383	Б7-2				стд		1808	1809		из-за малого зумпфа.
383	Б7-2				стд		1810	1811		
383	Б7-2				из		1936			
383	Б7-2				тз		1815,2			
383	Б7-2	1806,4	1811,6	28,06,94	ргт	по	1810,8	1811,4	100	подошва отд. мощ.1822.0м
383	Б7-2				стд		1810,2	1811,2		
383	Б7-2				зп		1811,6	1822		
383	Б7-2				из		1847			
384	Б9	2055	2058,4	29,04,97	ргт	по	2056,4	2057,2	100	подошва отд. мощ.2058.4м
384	Б9				стд		2056,4	2057,8		
384	Б9				шум		2056,8	2058,4		
384	Б9				из		2126			
384	Б9				тз		2106,8			
389	Б7-1	2074	2079	06,08,94	га	по	2060	2077		интенсивность 1,7 - 2 гамм
389	Б7-1				из		2079			
389	Б7-1	2074	2079	07,11,93	ргт	по	2074,6	2076,2	60	подошва отд. мощ.2108.0м
389	Б7-1	2080	2083		ргт		2080,6	2082	40	
389	Б7-1				стд		2076	2076,4		
389	Б7-1				стд		2077,8	2078		
389	Б7-1				стд		2081,6	2082,4		
389	Б7-1				зп		2083	2108		
389	Б7-1				из		2157,4			

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
389	Б7-1	2074,4	2079,4	30,05,94	ргг	по	2075,6	2076,8	100	подошва отд. мощ.2082.0м
389	Б7-1				стд		2075,6	2076,8		
389	Б7-1				стд		2078,4	2079		
389	Б7-1				из		2110,8			
389	Б7-1	2074,4	2079,4	30,08,94	ргг	по	2074,6	2076,2	100	подошва отд. мощ.2079.4м
389	Б7-1	2080	2083		стд		2075,2	2075,6		
389	Б7-1				стд		2076	2076,2		
389	Б7-1				стд		2076,8	2077,2		
389	Б7-1				стд		2077,8	2078,4		
389	Б7-1				га		2045	2076,4		интенсивность 2.5-4.5 гамм
389	Б7-1				из		2110,6			
412P	Б9	1841	1853	21,08,88	ргг	по	1884	1888	100	подошва отд. мощ.1894.0м
412P	Б9	1881	1894		стд		1884,8	1885,6		
412P	Б9				стд		1891,2	1892,4		
412P	Б9				из		2016,6			
412P	Б8	1841	1853	12,02,88	ргг	по	1841,2	1841,6	33,3	подошва отд. мощ.1894.0м
412P	Б8				ргг		1846,2	1847,6	33,3	
412P	Б8				ргг		1850,6	1851	33,4	
412P	Б9	1881	1894		ргг		1881,8	1882,4	100	
412P	Б9				стд		1885	1885,8		
412P	Б9				из		2019,2			
412P	Б8	1841	1853	12,08,88	ргд	тс	1850	1853	64	подошва отд. мощ.1894.0м
412P	Б8				ргг		1847,8	1850,8	17	колон-на в инт-ле 400-1841.0м гермет-на
412P	Б8				ргг		1850,8	1853	36	
412P	Б8				стд		1850,8	1851,2		
412P	Б8				стд		1852,8	1853		
412P	Б9	1881	1894		ргг		1881	1881,4	100	
412P	Б9				стд		1881	1881,4		

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
412P	Б9				из		2018			
412P	Б8	1841	1853	14,09,88	ргт	по	1841,4	1842,4	100	под-ва отд.мощ. не отм-ся из-за малого зумпфа
412P	Б8				стд		1841	1842,2		
412P	Б8				стд		1851	1852,8		
412P	Б8				га		1844	1854,8		интенсивность 6-11гамм
412P	Б8				из		1891,8			
413P	Ю1-1	2145	2152	04,07,88	ргт	по	2148,2	2148,8	29	подошва отд. мощ.2166.0м
413P	Ю1-1	2127	2139		ргт		2151,2	2151,8	71	
413P	Ю1-1				стд		2151	2152		
413P	Ю1-1				зп		2152	2166		
413P	Ю1-1				из		2177,2			
413P	Б9	1863	1876	05,11,88	ргт	по	1867,2	1868,8	50	подошва отд. мощ.1876.0м
413P	Б9				ргт		1869,8	1871,2	50	
413P	Б9				стд		1865,6	1868		
413P	Б9				стд		1870	1872		
413P	Б9				из		1982,2			
413P	Б7-1	1772	1775	12,12,88	ргт	по	1774,8	1775,6	100	подошва отд. мощ.1782.0м
413P	Б7-1				стд		1773,2	1773,6		
413P	Б7-1				стд		1774,8	1775,6		
413P	Б7-1				зп		1775	1782		
413P	Б7-1				из		1832,6			
413P	А1	1225,6	1229	20,02,89	ргт	по	1225,4	1225,8	43	подошва отд. мощ.1243.8м
413P	А1				ргт		1227	1227,6	6	
413P	А1				ргт		1228,4	1229,2	51	
413P	А1				стд		1226,8	1227,2		
413P	А1				стд		1228,2	1229,2		
413P	А1				зп		1229	1243,8		



## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
413P	A1				из		1645,8			
413P	ПК15	1080	1094	07,08,89	ргт	по	1080,4	1082,2	43	подошва отд. мощ.1104.4м
413P	ПК15				ргт		1086	1088	43	
413P	ПК15				ргт		1093	1094	14	
413P	ПК15				стд		1080,4	1081		
413P	ПК15				стд		1087,2	1088		
413P	ПК15				стд		1090,4	1090,8		
413P	ПК15				из		1198,2			
414P	Ю2	2212	2216,8	21,06,88	стд	по	2216	2217		подошва отд. мощ.2217.0м
414P	Ю2				из		2225,2			
414P	Б9	1867	1879	19,07,88	ргт	по	1868	1869	22	подошва отд. мощ.1879.0м
414P	Б9				ргт		1869	1870	78	
414P	Б9				стд		1869,2	1870,8		
414P	Б9				из		2163,4			
414P	Б9	1867	1879	05,09,88	ргт	по	1868,6	1870,4	100	подошва отд. мощ.1879.0м
414P	Б9				стд		1868,8	1869,2		
414P	Б9				стд		1870	1870,4		
414P	Б9				из		2163,8			
417P	ПК3	601	616	21,08,87	ргт	по	603,6	604	100	подошва отд. мощ.616.0м
417P	ПК3	620	630							
418P	ПК18-20	1172,6	1180	06,10,88	ргт	по	1179,2	1180	100	подошва отд. мощ.1180.8м
418P	ПК18-20				стд		1179,4	1180		
418P	ПК18-20				из		1214			
418P	A3	1330	1335	10,08,86	ргт	по	1333,8	1335	100	подошва отд. мощ.1357.0м
418P	A3				зп		1335	1357		
418P	A3				из		1434,8			
422P	Б9	1914,8	1926	11,12,89	ргт	по	1914,8	1916,6	39	подошва отд. мощ.1928.0м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
422P	Б9				ргг		1918	1921	39	
422P	Б9				ргг		1922	1922,4	22	
422P	Б9				стд		1917,4	1918,6		
422P	Б9				стд		1919,6	1920,6		
422P	Б9				стд		1922,2	1922,8		
422P	Б9				из		1995			
422P	Б7-1	1822,8	1830,8	14,01,90	ргг	по	1822,8	1823,6	52	подошва отд.мощ. 1830.8м
422P	Б7-1				ргг		1824,8	1826	12	
422P	Б7-1				ргг		1827,8	1829,8	36	
422P	Б7-1				стд		1823,6	1824		
422P	Б7-1				стд		1824	1824,6		
422P	Б7-1				стд		1826,2	1826,6		
422P	Б7-1				стд		1828,2	1829		
422P	Б7-1				из		1885,4			
515	Б7-0	1844,4	1846,8	29,08,95	ргг	по	1844,6	1845,8	100	подошва отд. мощ.1870.0м
515	Б7-0	1850	1852,2		стд		1844,6	1845,2		
515	Б7-0				стд		1851,6	1852,2		
515	Б7-0				зп		1852,2	1870		
515	Б7-0				из		1944,3			
515	Б9			25,07,95	стд	по	1968,2	1968,8		подошва отд. мощ.1969.0м
515	Б9				га		1956	1974		интенсивность 2,0 - 7 гамм
515	Б9				из		1999,4			
516	Б9	1910,2	1918	06,05,97	ргг	по	1914	1914,6	12	подошва отд. мощ.1918.0м
516	Б9				ргг		1915,6	1917	88	
516	Б9				стд		1911,2	1912,8		
516	Б9				стд		1914,6	1915,2		
516	Б9				стд		1917,4	1918		
516	Б9				шум		1910	1914		

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
516	Б9				га		1905	1917		интенсивность 2.5 гамм
516	Б9				из		1984			
516	Б9									
541	Б7-0	1951,2	1952,7	11,11,95	ргт	по	1951,4	1952,7	100	подошва отд. мощ. 1960.0м
541	Б7-0				стд		1951,4	1952,7		
541	Б7-1				из		2132			
541	Б7-1				тз		1963			
541	Б9	2106	2112	07,08,93	ргт	по	2109,2	2110	66	подошва отд. мощ. 2117.0м
541	Б9				ргт		2111	2111,4	34	
541	Б9				стд		2109,6	2109,8		
541	Б9				стд		2111,2	2112		
541	Б9				из		2196			
541	Б9	2106	2112	11,09,92	из	ио	2114,8			подошва отд. мощ. не отб-тсся
541	Б9									из-за малого зумпфа.
541	Б9	2106	2112	20,10,95	из	тс	2132			подошва отд. мощ. 2111.6м
541	Б9	2106	2112	27,06,93	ргт	ио	2110	2110,8	100	подошва отд. мощ. не отб-тсся
541	Б9				стд		2110,6	2111,4		из-за малого зумпфа.
541	Б9				из		2118,6			
548	Б7-1	1887,8	1892,8	24,04,96	ргт	пп	1887,3	1888,2	57	подошва ухода воды 1906.0м
548	Б7-1				ргт		1888,6	1889,6	29	
548	Б7-1				ргт		1889,8	1890,4	14	
548	Б7-1				зп		1892,8	1908		
548	Б7-1				из		1941,9			
548	Б9	1984,6	1987,6	25,10,95	ргт	по	1984,6	1985,2	100	подошва отд. мощ. 1985.0м
548	Б9				стд		1984,6	1985,4		
548	Б9				зп		1984,6	1985,4		
548	Б9				га		1938	1989		интенсивность 1,0 - 6 гамм
548	Б9				из		2032,5			

## Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
548	Б9	1984,6	1987,6	30,01,92	ргт	по	1985,2	1986,2	100	подошва отд. мощ.1988.0м
548	Б9				стд		1985	1985,6		
548	Б9				из		2044,2			
551	Б9	2139,5	2145	06,01,98	ргт	по	2143	2143,8	100	подошва отд. мощ.2144.6м
551	Б9	2133,4	2139,2		стд		2141,6	2142,2		
551	Б9	2139,5	2145		стд		2143,2	2144,2		
551	Б9				шум		2144	2144,8		
551	Б9				из		2198			
551	Б9				тз		2172			
551	Б9	2139,5	2145	06,01,98	ргт	по	2141,8	2142,4	100	подошва отд. мощ.2145.0м
551	Б9	2133,4	2139		стд		2142	2143,4		
551	Б9	2139,5	2145		шум		2141,6	2142,2		
555	Б9	2100,6	2114,4	16,02,94	ргт	по	2109,2	2110,6	100	подошва отд. мощ.2115.0м
555	Б9				стд		2108,8	2110		
555	Б9				стд		2113,2	2114		
555	Ю1-1	2434	2437	18,11,93	стд	по	2434,4	2436		подошва отд. мощ. не выд-ся из-за малого зумпфа
555	Ю1-1				из		2443,1			
555	Ю1-1	2434	2437	21,01,94	из	по	2450			подошва отд. мощ.2437.0м
556	Б9	1977,2	1983	28,04,97	стд	по	1981,6	1982,6		подошва отд. мощ.1983.2м
556	Б9				га		1979	1980,4		интенсивность 11,6 гамм
556	Б9				из		2088			
556	Б9				тз		2041			
558	Б9	1939	1945	22,04,97	ргт	по	1942	1944,8	100	подошва отд. мощ.1945.0м
558	Б9				шум		1944,2	1945		
558	Б9				стд		1943	1945		
558	Б9				из		2039			
558	Б9				тз		2018			
559	Б9	2160	2164	11,01,98	стд	по	2162,8	2164		подошва отд. мощ.2186.0м

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
559	Б9	2170	2182		ргт		2178,6	2179,6	100	
559	Б9				стд		2178,2	2179,5		
559	Б9				шум		2169,8	2170,8		
559	Б9				шум		2179,8	2180,8		
559	Б9				зп		2182	2186		
559	Б9				из		2244			
559	Б9				тз		2231,2			
559	Б9	2160	2164	24,04,97	ргт	по	2160,4	2161,8	80	подошва отд. мощ.2182.0м
559	Б9	2170	2182		ргт		2163,4	2164	20	
559	Б9				стд		2160,4	2161		
559	Б9				стд		2161,4	2162,2		
559	Б9				стд		2163	2164		
559	Б9				шум		2160,6	2162,5		
559	Б9				шум		2172	2172,4		
559	Б9				га		2160	2170		интенсивность 1 - 3 гамм
559	Б9				из		2236			
559	Б9				тз		2189,4			
564	Ю1-2	2246	2250	12,07,96	ргт	по	2246,8	2247,8	17	подошва отд. мощ.2266.0м
564	Ю1-2	2251,8	2253,8		ргт		2253,2	2253,8	83	
564	Ю1-2				стд		2251,8	2252,5		
564	Ю1-2				стд		2253,2	2253,8		
564	Ю1-3	2258,5	2268,5		из		2337			
564	Ю1-3				тз		2326			
565	Ю1-2	2286,3	2287,7	17,11,93	из	по	2350,8			подошва отд. мощ.2294.4м
565	Ю1-2	2291,4	2294,4							
565	Ю1-2	2285,3	2288,4	18,11,97	ргт	пп	2285,4	2287	65	подошва ухода воды 2315.5 м
565	Ю1-2	2291,4	2295,2		ргт		2291,4	2292,4	35	
565	Ю1-3	2298,6	2300,8		га		2486	2488		интенсивность 0,5-3,5 гамм

Продолжение табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
565	Ю1-3	2308,5	2315,5		га		2492	2496		интенсивность 0,5-4,5гамм
565	Ю1-3				из		2352			
565	Ю1-3				тз		2323			
574	Б9	2060,4	2063,4	03,06,96	из	по	1972			
574	Б9				тз		1965,8			
579	Б9	2126	2132	05,01,95	ргт	пп	2126,8	2127,2	46	подошва ухода воды 2132.0м
579	Б9				ргт		2127,8	2128,6	54	
579	Б9				из		2170			

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования нефтяных скважин. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1952.–150 с.
2. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. –М.: Недра,1978.–350 с.
3. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1975.–305 с.
1. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. –М.: Недра, 1991.–177с.
1. Померанц Л.И. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра,1981.–323с.
2. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра,1988.–461с.
3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. -М.: Недра, 2001.–215с.
1. Городнов А. В., Черноглазов В.Н. Сборник задач и алгоритмов по курсу «Алгоритмы и системы геофизической интерпретации».–М.: РГУ , 2002.– 60с.
1. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов.–М.: Недра , 1989.–185с.
2. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. –М.: Недра, 1986.–217с.