Министерство образования и науки РФ
Федеральное агентство по образованию
ГОУ ВПО Уральский государственный горный университет

Факультет геологии и геофизики
Кафедра геофизики

620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30
Тел. (343)257-47-75 Факс: (343)257-17-85 *E–mail*: IGG@ursmu.ru

Утверждаю:
Зав. кафедрой профессор
_____ Талалай А. Г.
«_____» _____ 2017г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА И Н Ж Е Н Е Р А

на тему " Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) на Варьеганском нефтегазовом месторождении с целью контроля за его разработкой. "

Направление: 130200 – «Технологии геологической разведки»

Специальность: 130202 – «Геофизические методы исследования скважин»

Студент _____Лищинский Р.Л.

Руководитель, доц. _____Блинкова Н.В.

Зав. кафедрой профессор_____ Талалай А. Г.

Екатеринбург
2017

Оглавление

Введение....3
1 Краткие сведения о районе....5
2 Геологическое строение месторождения....7
2.1 Литология и статиграфия....7
2.2 Тектоника....15
2.3 Гидрогеология....18
3. Геологические и физические предпосылки к поставновке геофизических исследований скважин....22
3.1. Предпосылки для проведения контроля разработки месторождений....22
4. Анализ геофизических работ, проведенных на месторождении....23
4.1 Геофизические работы прошлых лет....23
4.2. Геофизические работы текущего года....31
5. Задачи решаемые комплексом ГИС при контроле за разработкой на нефтегазовом месторождении....33
5.1. Гамма-каротаж и магнитный локатор муфт....33
5.2. Акустический каротаж качества цементирования (АКЦ, АКШ)....34
5.3. Комплекс специальных методов....39
5.3.1. Термометрия....39
5.3.2. Метод термокондуктивного индикатора притока (дебитомера)....46
5.3.3. Резистивиметрия....49
5.4. Гидродинамические исследования (ГДИ)....51
6 Аппаратура....59
6.1 СОВА-С5-38Т-80....59
6.2 СОВА-С3РЦ-38-80....66
6.3 МАК - 2....71
7 Интерпретация....74
7.1 Определение профиля приемистости и технического состояния скважины под закачкой. 74
7.2 Определение качества цементирования обсадной колонны по данным АКЦ....76
7.3 Определение глубины установки скважинного оборудывания....79

Введение

Проведение промыслово-геофизических исследований в добывающих нефте- и газонесущих скважинах необходимы для изучения пород и проверки состояния скважин. ГИС применяются для определения интервалов с максимальной и минимальной отдачей, а также интервалов, несущих потенциальную опасность обводнения. Это необходимо для дальнейшего принятия решений, направленных на повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений, а также для организации и проведения капитальных ремонтных работ на скважине.

Для проведения исследований используется ряд геофизических методов – таких, как гамма-каротаж, барометрия, термометрия, влагометрия, индикаторы притока и др.

Исследования проводятся в обсаженных скважинах, на вскрытых любым способом пластах и при различных видах притока. Они могут быть необходимы как для скважин, уже долгое время эксплуатирующихся, так и для новых и неустановившихся скважин.

Геофизические исследования скважин позволяют решить следующий комплекс задач:

- контроль технического состояния и работоспособности скважины;
- выявление повреждения и негерметичности стенок колон скважины;
- выявление интервалов, с которыми в скважину поступает вода;
- определение характеристик притока углеводородов;
- определение наиболее оптимального режима работы оборудования буровой;

- проведение измерений температуры, давления, влажности, электрического сопротивления пород и других показателей на скважине, забор проб;
- гидропрослушивание скважин;
- сопровождение ремонтных работ, контроль их безопасности;
- иные задачи.

1 Краткие сведения о районе

В административном отношении Варьеганское нефтегазовое месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 140 км северо-восточнее г. Нижневартовска. В непосредственной близости к рассматриваемому месторождению расположены разрабатываемые Северо-Варьеганское (с севера), Тагринское (с севера), Ванъеганское (с юга), Ай-Еганское (с юга) месторождения (рис.-). Вблизи действующие нефтепроводы Нижневартовск – Омск и Самотлор – Альметьевск.

Площадь представляет собой платообразную возвышенную слаборасчлененную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 66 м до 77 м в южной части и от 72 м до 87 м в северной части.

Район месторождения покрыт густой сетью рек. Основной водной артерией является река Аган, пересекающая площадь в центральной части с востока на запад. В южной части протекает река Негу-Ягун, в западной и восточной частях – реки Агри-Еган и Логж-Ягун. Скорости течения рек до 0,5 м/с. Район изобилует большим количеством озер. Наиболее крупное из них – Сымтулор, расположенное в центральной части месторождения (площадь 4,5 км^2). Значительная часть территории покрыта труднопроходимыми болотами.

Растительный мир представлен в основном смешанными лесами с преобладанием хвойных пород и тальниковыми кустарниками, произрастающими преимущественно по берегам рек и озер.

Климат резко континентальный. Зима суровая и снежная с метелями и заносами. Лето короткое, но довольно теплое. Весна и осень продолжительные, часто холодные. Среднегодовая температура - 3,2^{0}С – 2,6^{0}С. Самый холодный месяц – январь (-40-45^{0}С и ниже), самый теплый – июль (до + 30^{0}С).

По количеству атмосферных осадков описываемая территория относится к районам с избыточным увлажнением. Среднегодовое количество осадков в виде дождя и мокрого снега составляет 500 мм.

Ледостав на реках начинается в октябре, ледоход – во второй половине мая. Толщина льда на озерах 50-80 см, иногда до 1 метра. Высота снежного покрова достигает 1,5 метров. Господствующее направление ветра летом северо-восточное, зимой – юго-западное. В непосредственной близости от месторождения находится г. Радужный с населением около 50 тысяч человек.

В 13 км западнее месторождения расположен небольшой поселок Кож-Ран-Пугол, несколько рыбацких и охотничьих зимников.

Коренное население района – ханты и манси. В настоящее время подавляющее большинство населения – русские и украинцы.

Основной отраслью хозяйства является нефтегазодобывающая промышленность.

В настоящий момент инфраструктура района достаточно хорошо развита. В г. Нижневартовске имеется аэропорт, порт речного пароходства и станция железной дороги Нижневартовск - Сургут – Тобольск – Тюмень. Построена сеть автодорог.



Рис1.1 Обзорная карта месторождения

2 Геологическое строение месторождения.

2.1 Литология и статиграфия

В геологическом строении Варьеганского месторождения принимают участие породы доюрского фундамента и мезо-кайнозойских терригенных отложений платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения.

Доюрские отложения представлены преимущественно карбонатными и терригенно – карбонатными породами девона и нижнего карбона.

Юрские отложения залегают несогласно на нижележащих породах и представлены тремя отделами, нижние и среднеюрские отложения сложены континентальными осадками, верхнеюрские – морскими. В разрезе юрских пород выделяют свиты:

- тюменская свита, представленная чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников общей мощностью 397 м; промышленная нефтеносность приурочена к пласту ЮВ2;
- васюганская свита, представленная аргиллитами, алевролитами, песчаниками и глинами общей мощностью 63 – 75 м; промышленно – нефтеносным является пласт ЮВ1;
- георгиевская свита, представленная аргиллитами с тонкими прослоями известняков общей мощностью 1 – 6 м;
- баженовская свита, представленная плотными битуминозными аргиллитами общей мощностью до 23м; породы баженовсой свиты являются регионально выдержанными и соответствуют отражающему сейсмическому реперу Б.

Меловые отложения представлены на рассматриваемой территории морскими, прибрежно – морскими и континентальными осадками и подразделяются на ряд свит:

- мегионская свита, представленная чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников общей мощностью 384 – 433м; промышленно нефтегазоносными являются песчаники от БВ7 до БВ10 и БВ22; в ачимовской толще песчаники пласта БВ22 имеют ограниченное распространение;
- вартовская свита, представленная чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов общей мощностью 295 – 340м; в отложениях вартовской свиты выделяют продуктивные пласты АВ4, АВ5, АВ7-8; БВ4; БВ5 и БВ6;
- алымская свита, представленная аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов, иногда переходящими в песчаники, общей мощностью 35 – 54 м;
- покурская свита, представленная переслаиванием песчаников с алевролитами и глинами общей мощностью 865 – 930м; в основании свиты выделяются пласты газо-насыщенных песчаников (ПК и сеноман);
- кузнецовская, березовская и ганькинская свиты, представленные преимущественно глинистыми осадками общей мощностью 280 – 320м.

Палеогеновые отложения представлены глинами морского происхождения и континентальными осадками (переслаивание глин, песков, бурых углей с остатками древесины) общей мощностью 200 – 220м.

Четвертичные отложения представлены супесями, суглинками, песками, торфом общей мощностью 90 – 110м

В тектоническом плане Варьеганское месторождение приурочено к Варьеганской структуре, расположенной в центральной части Варьеганского вала Варьеганско – Тагринского мегавала. Варьеганское локальное поднятие – это брахиантиклинальная складка северо – северо – восточного простирания. В

гипсометрическом отношении Варьеганская структура самая высокая среди структур Варьеганского вала – выше Северо – Варьеганской на 255м и Ван – Ёганской на 165м. Углы падения крыльев в пределах структуры меняются от 0°45' до 3°30’, наивысшая отметка до отражающего горизонта «Б» в сводовой части поднятия – 2346м.

Варьеганская брахиантиклинальная структура относится к типу унаследованных, отмечается хорошее соответствие структурных планов нижних и верхних пластов. Сохранение больших амплитуд по верхним пластам свидетельствует о её непрерывном росте в течение верхнемелового и палеогенового времени.

Породы – коллекторы продуктивных пластов представлены мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Продуктивные пласты неоднородны по вещественному и гранулометрическому составу. Коллекторы пластов ЮВ1, ЮВ2 и группы А полимиктовые, коллекторы группы Б аркозовые с преобладанием полевых шпатов и подчиненной ролью кварца.

Породы – коллекторы отличаются по составу глинистого цемента. Характерно увеличение количества цемента в пластах ЮВ1; ЮВ2 и БВ10, а также в алевролитах относительно песчаников. В пластах группы Ю развит каолиновый и углисто – гидрослюдистый базально- поровый цемент, в коллекторах пласта БВ10 основным компонентом глинистого вещества является гидрослюда. Пласты БВ7 и БВ8 отличаются резким преобладанием в цементе порового и пленочного хлорита. В пластах БВ7, БВ6 и БВ4 заметную роль начинает играть каолинит. Количество смешано – слойных образований ряда гидрослюда – монтмориллонит уменьшается от пластов группы А к пластам группы Б.

Породы структурных пластов характеризуются различным гранулометрическим составом, обусловленным как фациальной обстановкой, так и процессами уплотнения, связанными с глубиной. В пластах БВ10, БВ8^{1}, БВ8^{о} и АВ7-8 преобладают алевролиты, для которых характерна повышенная

глинистость и плохая отсортированность, для этих пород характерны невысокие фильтрационно – ёмкостные свойства. В пластах БВ9, БВ8², БВ7, БВ5, БВ4 и АВ7-8 преобладают песчаники с высоким суммарным содержанием песчаной фракции (60-70%), невысокой глинистостью (5-5%) и хорошей отсортированностью.В пластах ЮВ1, ЮВ2, БВ10, БВ8º и БВ8¹ преобладают коллекторы IV-V классов, в пластах БВ9, БВ8², БВ7-БВ4 развиты коллекторы III-II классов. Наилучшие фильтрационные свойства пород – коллекторов в пластах АВ7-8, БВ4 и БВ5 (средние значения проницаемости по данным керна $309*10^{-3}$; $324*10^{-3}$ и $342*10^{-3}$мкм^2), наихудшие фильтрационные свойства в пластах БВ8º, БВ10, ЮВ1² и ЮВ2 (средние значения проницаемости по данным керна меняются от $8,2*10^{-3}$ до $227*10^{-3}$мкм^2).

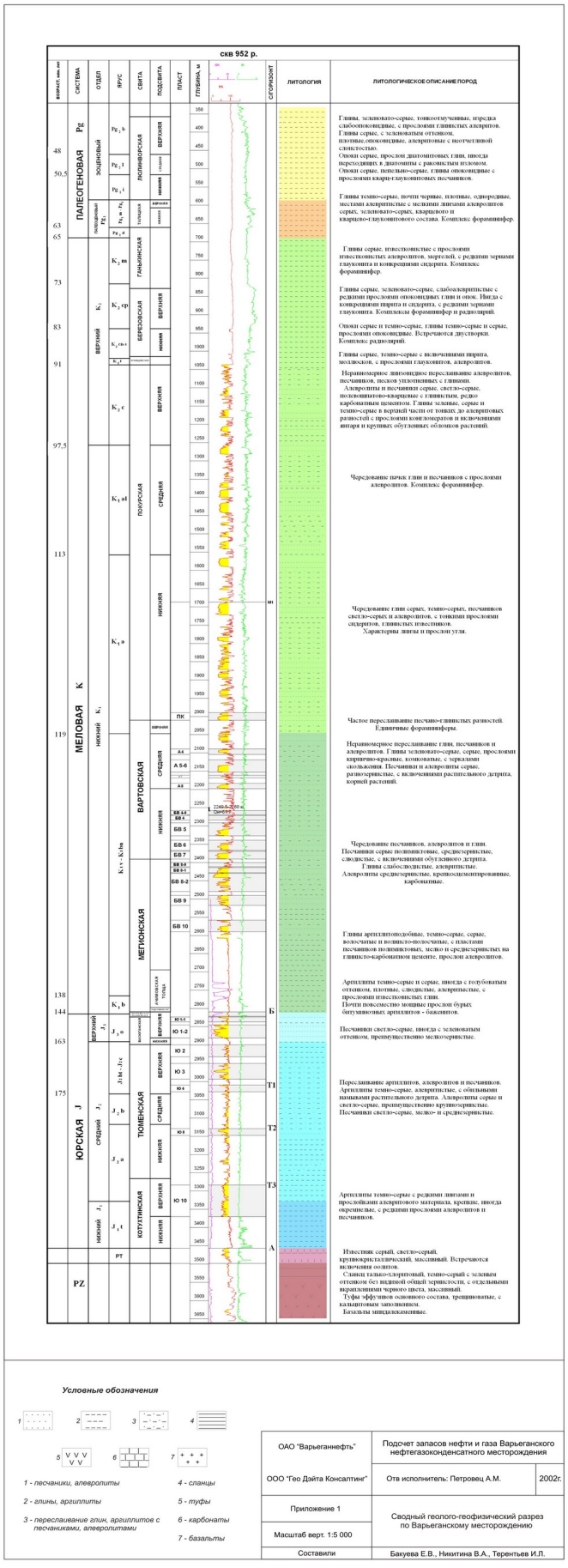


Рис 2.1.1 Сводный геолого-геофизический разрез по Варьеганскому месторождени

Табл2.1.1 Геолого – физические характеристики продуктивных пластов Варьеганского месторождения.

П а р а м е т р ы	**О б ъ е к т ы**												
	А7-8	**Б4**	**Б5**	**Б6**	**БВ7**	**БВ8-0**	**БВ8-1**	**БВ8-2**	**БВ9**	**БВ10**	**Ю1-1**	**Ю1-2**	**Ю2**
Средняя глубина залежи, м		2000	2000	2080	2080	2120	2120	2150	2200	2270	2500	2500	2540
Тип залежи	гнф	п л а с т о в о - с в о д о в а я											нфт
	н е ф т е г а з о к о н д е н с а т н а я												
Тип коллектора	п о р о в ы й												
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м^3		96247	61249	153312	106624	146373	146497	120686	62000	98374	83310	57124	17162
Средняя общая толщина,м		17,5	33,2	22,5	21,1	12,8	12,8	35,4	27,6	27,4	21,5	21,5	
Средняя газонасыщенная толщина, м	3,7	8,7	10,1	0	3,7	0	0,8	8	3,6	5,5	4,7	5,7	0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,9	5,2	7,8	10,1	10	4,7	4,1	14,7	12	4,9	4,3	9,9	6,4
Средняя водонасыщенная толщина, м	н е т д а н н ы х												
Пористость, %	0,255	0,242	0,243	0,24	0,24	0,22	0,23	0,234	0,239	0,22	0,172	0,171	0,17
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,5	0,6	0,58	0,67	0,66	0,61	0,65	0,67	0,66	0,63	0,68	0,63	0,65
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,4	0,48	0,46	0,54	0,53	0,49	0,52	0,54	0,53	0,5	0,54	0,5	0,52
Средняя нефтенасыщенность газом газовой шапки, доли ед.	0,35	0,5	0,45	0,51	0,48		0,45	0,52	0,57	0,46	0,58	0,46	
Проницаемость, мкм*10^{-3}	308,7	323,8	341,8	218,6	163,1	16,3	78,9	220,4	172,4	26,9	57,4	11,4	8,2
Коэффициент песчаности, доли ед	0,695	0,592	0,689	0,564	0,575	0,333	0,307	0,571	0,567	0,229	0,38	0,572	0,302
Коэффициент расчлененности, доли ед.		5,41	8,48	5,68	5,81	3,54	3,17	9,12	7,7	4,48	2,12	6,54	4,33
Начальная пластовая температура, С		65	67	70	70	73	73	73	73	77	84	84	84
Начальное пластовое давление, Мпа.		19,6	19,6	20,8	20,9	21,55	21,55	21,6	21,7	22,75	25,2	25,2	25,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПахс		0,91	1,07	0,68	0,67	0,65	0,65	0,74	0,61	0,6	0,59	0,31	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3		0,682	0,710	0,684	0,670	0,689	0,689	0,665	0,619	0,670	0,637	0,637	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,845	0,845	0,84	0,833	0,833	0,83	0,83	0,828	0,826	0,821	0,806	0,806	0,806
Абсолютная отметка ВНК, м.	1772	1925	1925	2024	2024	2079	2089	2093	2109	2208	2426-2449	2426-2449	2465
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,439	1,323	1,389	1,524	1,701	1,77	1,77	1,715	1,919	1,992	2,494	2,242	1,808
Содержание серы в нефти, %		0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Содержание парафина в нефти, %		3,4	3,7	3,4	3,7	3,3	3,3	3,6	3,0	3,0	2,7	2,7	2,7
Давление насыщения нефти и газом,МПа		17,6	16,4	20,8	20,9	21,6	21,6	21,6	21,7	22,8	25,2	25,2	25,5
Газонасыщение нефти, $м^3/т$	113	113	126	168	169	168	168	197	203	233	321	321	321
Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$		127,5	145,4	250	-	-	-	374	-	480	554,8	554,8	-
Средняя продуктивность,*$10м^3$(сут*Мпа)		0,19	0,48	0,29	0,11	0,18	0,18	0,14	0,28	0,19	0,18	0,18	0,04
Общая толщина пласта, м.		16,4	32,7	20,8	19,1	10,1	9,8	33,8	24,7	14,7	8,6	24,6	
а) нефтенасыщенная толщина пласта, м		7,7	10,6	16,5	16,2	9,9	9,3	25,9	17,7	11,4	7,5	14,6	
б) газонасыщенная толщина пласта, м		13,9	14,4	12,8	5,7		0,8	11,9	4,7	10	6,22	9	
Эффективная толщина пласта, м		9,6	22,6	12,9	12,4	4,6	4,1	20,2	15,9	6	5,5	14,8	
а) нефтенасыщенная толщина пласта, м		5,1	7,8	10,4	10,4	4,6	3,9	15,9	11,9	4,7	5	9,6	
б) газонасыщенная толщина пласта, м		8,8	9,9		3,8		0,8	7,8	3,6	5,2	4,7	6,5	

Табл2.1.1 Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пластов Варьеганского месторождения.

Характеристики пластов	**БВ4**	**БВ5**	**БВ6**	**БВ7**	**БВ8-0**	**БВ8-1**	**БВ8-2**	**БВ9**	**БВ10**	**ЮВ1-1**	**ЮВ1-2**		
Газо – нефтяная, нефтяная и водо – нефтяная зоны.													
Проницаемость, $мкм^2$	0,38	0,34	0,32	0,32	0,09	0,16	0,26	0,36	0,11	0,04	0,04		
Пористость, доли ед	0,24	0,24	0,24	0,24	0,22	0,23	0,23	0,24	0,22	0,17	0,17		
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,63	0,63	0,69	0,66	0,62	0,65	0,69	0,66	0,63	0,69	0,62		
Начальная газонасыщенность, доли ед	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-		
Газовая зона.													
Проницаемость, $мкм^2$	0,34	0,32	0,28						0,06	0,03			
Пористость, доли ед	0,24	0,24	0,23						0,24	0,17			
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	-	-	-						-	-			
Начальная газонасыщенность, доли ед	0,7	0,7	0,71						0,7	0,76			
Газо – нефтяная зона.													
Проницаемость, $мкм^2$	0,38	0,48	0,32	0,34		0,02	0,23	0,28	0,13	0,03	0,05		
Пористость, доли ед	0,24	0,24	0,24	0,24		0,21	0,23	0,23	0,24	0,17	0,17		
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,65	0,69	0,71	0,72		0,62	0,72	0,67	0,65	0,72	0,65		
Начальная газонасыщенность, доли ед	0,7	0,67	0,73	0,68		0,67	0,71	0,76	0,61	0,76	0,68		

Нефтяная зона.													
Проницаемость, мкм^2	0,24	0,39	0,33	0,34	0,08		0,24	0,33	0,09	0,06	0,04		
Пористость, доли ед	0,23	0,24	0,24	0,24	0,22		0,23	0,24	0,23	0,17	0,17		
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,63	0,64	0,68	0,67	0,62		0,69	0,67	0,64	0,69	0,66		
Начальная газонасыщенность, доли ед	-	0,64	-	-	-		-	-	-	-	-		
Водо–нефтяная зона.													
Проницаемость, мкм^2	0,41	0,23	0,33	0,25	0,06	0,51	0,31	0,42	0,15	0,11	0,03		
Пористость, доли ед	0,24	0,23	0,24	0,23	0,22	0,24	0,23	0,24	0,24	0,18	0,17		
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	0,61	0,58	0,6	0,61	0,39	0,65	0,66	0,66	0,61	0,66	0,62		
Начальная газонасыщенность, доли ед	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,04		
Законтурная область.													
Проницаемость, мкм^2	0,55	0,56	0,29	0,41	0,14	0,32	0,37	0,34	0,09	0,04			
Пористость, доли ед	0,34	0,25	0,24	0,24	0,22	0,23	0,24	0,24	0,21	0,17			
Начальная нефтенасыщенность, доли ед	-	-	-	-	-	-	-	-	0,21	-			
Начальная газонасыщенность, доли ед	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

2.2 Тектоника

В строении Западно-Сибирской плиты большинством исследователей выделяется три структурно-формационных комплекса (этажа).

Формирование нижнего из них закончилось в палеозое и отвечает геосинклинальному этапу развития. Этаж представлен эффузивными, изверженными, сильно дислоцированными осадочными и метаморфическими породами. Рассматриваемые отложения слагают складчатый фундамент плиты.

Промежуточный структурный этаж соответствует отложениям пермотриасового возраста, характеризует собой парагеосинклинальный этап в истории формирования плиты и сложен слабометаморфизованными и сложно дислоцированными породами.

Нижние два комплекса изучены к настоящему времени, в основном, геофизическими (сейсмическими, гравиметрическими и магнитометрическими) методами разведки. Данные о бурении, об их строении и составе носят единичный характер.

Верхний структурно-тектонический этаж сложен мощной толщей спокойно залегающих мезозойско-кайнозойских осадочных песчано-глинистых образований, накопившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента. Этот этаж, или собственно осадочный чехол, изучен наиболее полно.

В соответствии с тектонической картой центральной части Западно-Сибирской плиты (Шпильман В.И., Змановский Н.И., Подсосова Л.Л., 1998 г.), представленной на рисунке 2.2.1, район работ расположен в пределах Варьеганского поднятия и зоны, расположенной к востоку от него.

Варьеганское поднятие, как крупный положительный структурный элемент III порядка, занимает центральную, наиболее приподнятую часть Варьеганского мегавала. Варьеганский мегавал, представляя собой контрастную

структуру II порядка с явно выраженной, вытянутой в направлении с юга на север, линейной формой и размерами 110 20-30 км.

Южная часть мегавала осложнена Ваньеганским поднятием, северная – Северо-Варьеганским поднятием. Первый из указанных элементов по кровле-юрских отложений (отражающий горизонт Б) находится ниже Варьеганской структуры на 165 км, Северо-Варьеганское поднятие гипсометрически ниже ее на 255 м. Это указывает на то, что в целом Варьеганский вал погружается в северном направлении ориентировочно на 90 м.

На структурной карте по горизонту Б, полученной путем обобщения материалов площадных сейсмических работ и бурения (Туманов Н.Н. и др., 1988 г.), Варьеганское поднятие в границах замкнутой сейсмоизогипсы– 2525 м имеет облик брахиантиклинальной складки с размерами 30 12-15 км и амплитудой 175 м. Углы наклона поверхности Б в периклинальных зонах не превышают 1°, на крыльях структуры составляют в среднем 2°-2°30, достигая на отдельных участках 3°30¢-4°. Сводовая часть поднятия по изолинии – 2375 м характеризуется линейно вытянутой формой и размерами 12,5 км 0,5-4,0 км. Северная часть на уровне а. о. –2350 м осложнена изометричным куполом размерами 2,5 1,5 км.

Данные сейсморазведки и бурения по вышележащим геологическим границам нижнего и верхнего мела позволяют говорить о том, что в направлении снизу вверх происходит выполаживание структурного плана, при этом сохраняются местоположение поднятия в плане и его общая форма.

Процесс выполаживания фиксируется последовательным уменьшением амплитуды структуры, но указанное изменение происходит менее интенсивно, чем это зафиксировано для расположенных юго-западнее структур Нижневартовского свода. Достаточно отметить, что на уровне покурской свиты Варьеганское локальное поднятие сохраняет сравнительно высокий уровень амплитуды порядка 80 м.

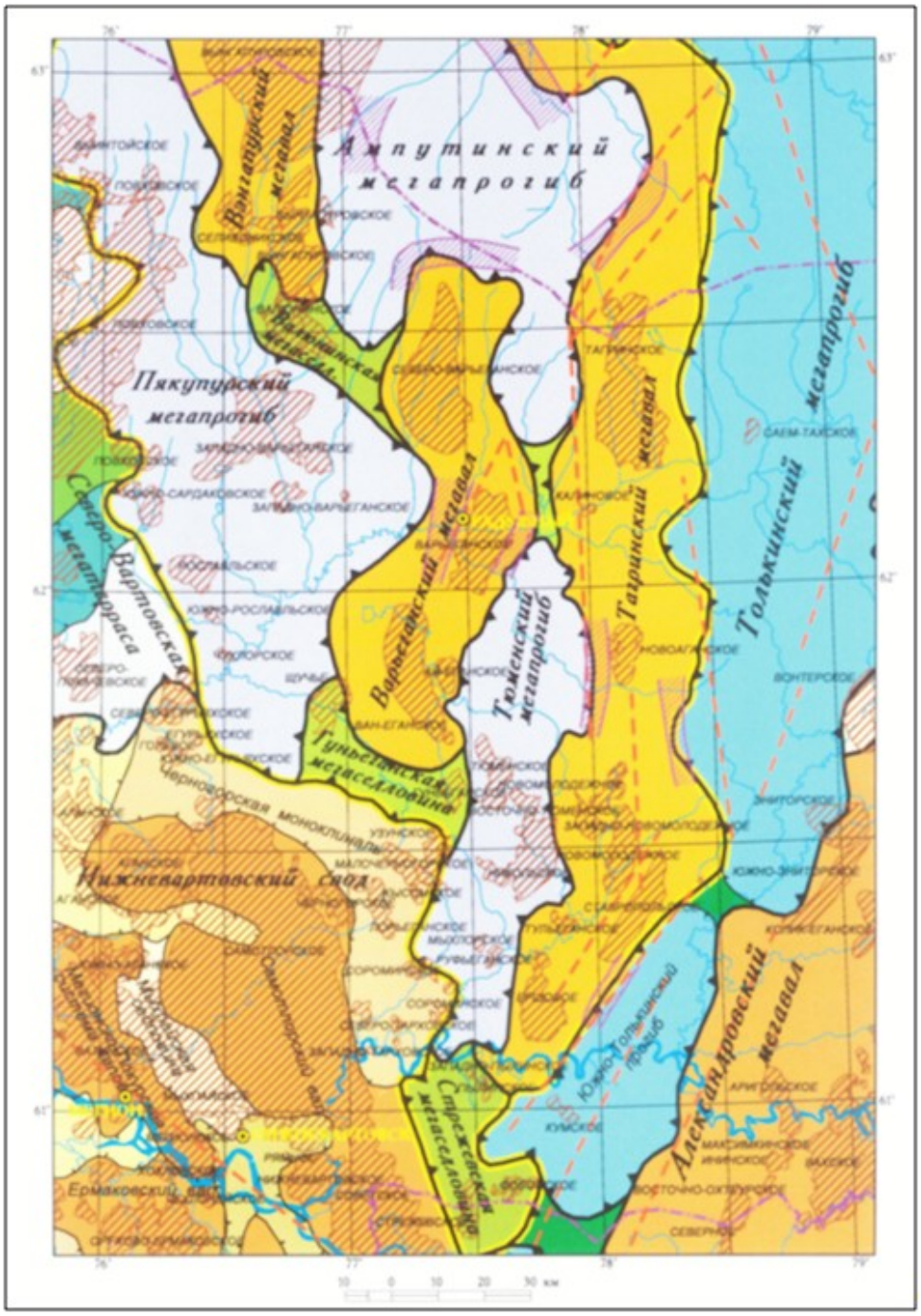


Рис.2.2.1 Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты (Шпильман В.И., Змановский Н.И., Подсосова Л.Л., 1998 г.)

Анализ изменения толщин, заключенных между опорными сейсмическими границами осадочного разреза, показывает, что практически до готеривского времени в районе современного Варьеганского поднятия преобладали процессы прогибания бассейна средней или высокой интенсивности, заметных положительных элементов в рельефе не наблюдалось.

Активизация тектонических явлений положительного знака стала устойчиво проявляться с аптского времени и продолжалась до неоген-четвертичного, включительно. В этот промежуток времени произошло формирование современного облика Варьеганского поднятия. Начиная с палеогена, темпы роста составили как минимум 50 % от наблюдаемой ныне амплитуды

2.3 Гидрогеология

Варьеганское месторождение тяготеет к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

В вертикальном разрезе бассейна выделяются пять гидрогеологических комплексов: первый (олигоцен-четвертичный), второй (турон-олигоценовый), третий (апт-альб-сеноманский), четвертый (неокомский) и пятый (юрский).

Особенностью разреза рассматриваемого района является то, что выделяемый турон-олигоценовый гидрогеологический комплекс не водоносен, так как на 80-90 % представлен глинистыми разностями. Он делит весь разрез на два резко различных по своим гидрогеологическим особенностям этажа. Первый и второй комплексы образуют верхний гидрогеологический этаж. Отложения третьего, четвертого и пятого комплексов слагают нижний этаж.

Пятый водоносный комплекс представлен трещиноватой зоной фундамента, породами коры выветривания и залегающими на них отложениями тюменской и васюганской свит. Коллекторские свойства низкие: открытая пористость изменяется от 14 % до 20 %, а проницаемость от $1 \cdot 10^{-15} м^2$ в нижней части юрского комплекса до $1,8\text{-}178 \cdot 10^{-15}$ $м^2$ в верхней части васюганской свиты. Толщина комплекса на Варьеганском месторождении 520-530 м. Низкие коллекторские свойства пород обусловили, в основном, слабые притоки пластовых вод. Дебиты воды изменяются от 1,5 $м^3$/сут при депрессии 0,1 МПа до 41,5 $м^3$/сут при депрессии 28,8 МПа. В тюменской свите замеры динамические уровни 398-470 м. Судя по замерам статического уровня в скв. 1 Мегионской площади, воды этого комплекса напорные. Статический уровень здесь составляет +60,8 м. Воды,

заключенные в рассматриваемых породах соленые хлоркальциевого типа по В.А. Сулину с минерализацией 38,1-42,7 г/л (табл. 6.2). Преобладающими компонентами являются хлор и натрий – ионы, их содержание соответственно равно 23847 мг/л и 13542 мг/л.

Ионы щелочно-земельных металлов имеют подчиненное значение: кальций-иона содержится 1594, магний-иона – 125 мг/л. Средняя концентрация гидрокарбонат-иона 688 мг/л. Из микрокомпонентов определены йод 3,4 мг/л, бром 33,1 – 95,0 мг/л, бор 5,2 – 42,1 мг/л. Характерно отсутствие сульфатов и аммония.

Подземные воды повсеместно насыщены растворенным газом метанового состава. Содержание метана в газовой смеси достигает до 84 %,тяжелых углеводородов 4 %, а азота от 0 до 28 %, углекислоты от 0 до 14,6 %. Газонасыщенность вод и упругость газа мало изучены.

Перекрывается пятый водоносный комплекс пачкой плотных битуминозных аргиллитов баженовской свиты, а также аргиллитами георгиевской и нижней части мегионской свит, мощность 30-100 м.

Четвертый водоносный комплекс охватывает отложения верхней части мегионской свиты, вартовскую и нижнюю часть атлымской свит. Представлен чередованием аргиллитов и песчано-алевритовых пород.

Песчаники характеризуются высокими коллекторскими свойствами: пористость изменяется от 20,7 до 24,6 %, проницаемость от $6,6 \cdot 10^{-15}$ м^2 до $551,6 \cdot 10^{-15}$ м^2. К породам четвертого комплекса приурочены основные залежи нефти и газа. Толщина комплекса 500-560 м. Дебиты воды встречаются в пласте $Б_{10}$ (скв. 18) 1,0 м^3/сут при депрессии 8,6 МПа. Дебиты колеблются от 6,0 м^3/сут при депрессии 6,2 МПа до 90,9 м^3/сут при депрессии 6,8 МПа (в пласте $БВ_8$). Максимальный дебит 186 м^3/сут при депрессии 9,5 МПа встречается в скв. 4 (пласт $БВ_6$). Воды напорные.

Характеристика химического состава вод неокомского комплекса приводится по результатам 37 анализов пластовых вод и по 19 анализам

попутно - добываемых вод пластов $Б_6$, $Б_7$, $Б_8$, $Б_9$. Пластовые воды комплекса хлор - кальциевого типа, с минерализацией от 20,6 до 38,5 г/л. Преобладающими компонентами в водах комплекса являются ионы Cl и Na^+, содержащие которых соответственно 12624-23501 и 5102-10887 мг/л. Концентрация Ca^{++} изменяется от 1494 (пласты $А_{7-8}$) до 3971 мг/л (горизонт $Б_8$).

Значение HCO_3 изменяется от 36,6 мг/л до 402 мг/л в пласте $Б_8$. Магний обнаружен не во всех скважинах. Максимальное количество магния отмечено в пласте $Б_{3-5}$ и составляет 120-676 мг/л, минимальное 2,4 мг/л (пласт $Б_{10}$). Сульфат ион зафиксирован в количестве 400-200 мг/л. Из микрокомпонентов определены J, Br, HBO_2, NH_4. Одновременно с увеличением минерализации вниз по разрезу содержание йода в водах несколько уменьшается от 14,5 до 4,3 мг/л, а брома увеличивается от 31,0 до 80,2 мг/л. Содержание аммония незакономерно от 4,5 до 36 мг/л. Содержание общего железа 8,3 мг/л (скв. 22, пласт $БВ_8$). Попутно добываемые воды Варьеганского месторождения близки к пластовым, исследованным до начала разработки, по типу вод, их минерализации, содержанию Na^+, Cl^-, Ca^{++}, Mg^{++} за исключением пласта $Б_7$, HCO_3, за исключением пласта $Б_9$. Четвертый водоносный комплекс перекрывается пачкой глин атлымской свиты мощностью до 40 м.

Третий водоносный комплекс слагается слабосцементированными песками, песчанниками, алевролитами и глинами покурской свиты апт-альб-сеноманского возраста. Открытая пористость песчано-алевритовых пород изменяется от 16 до 42 %. Мощность комплекса составляет 600-1000 м. На Варьеганском месторождении при исследованиях скважины № 5 получены дебиты то 118,4 –340 $м^3$/сут при депрессии 17,8-18,2 МПа.

По данным анализов Ваньеганского месторождения воды напорные, хлор-кальциевого типа – бессульфатные. Минерализация третьего комплекса изменяется от 14,1 до 27,1 г/л. Основные компоненты хлор и натрий присутствуют в количестве 7943-16134 и 3272-9237 мл/л. Значения кальция и

магния не превышают 250-2230 и 24-158 мг/л, а гидрокарбонат -иона 171-1330 мг/л.

Из микрокомпонентов определены иод 0,4-6,5 мг/л, бром 2,8-47,0 мг/л, бор 3,6-12,6 мг/л, аммоний 6-21 мг/л, фтор 1,2-2,3 мг/л, нафтановые кислоты 1,1-6,0 мг/л. Воды этого комплекса используются для заводнения при разработке месторождений.

Результаты анализов растворенного газа на Самотлорском месторождении показали, что содержание метана в нем составляет до 99 % по объему и его гомологов до 1 %. Плотность газа 0,714-0,736 г/см^3.

Водоупором сеноманского комплекса является мощная 500-650 м толща преимущественно глинистых пород верхнемелового и палеогенового возраста.

Первый водоносный комплекс приурочен к континентальным отложениям олигоценового и четвертичного возраста. Общая мощность комплекса на площади 200-250 м. Находится в зонах интенсивного и затрудненного водообмена. В его состав входит три водоносных горизонта:

- в отложениях тавдинской свиты;
- в отложениях атлым-новомихайловской свиты;
- в отложениях четвертичного возраста.

Воды комплекса напорные и безнапорные. Дебиты разведочных скважин на месторождении изменяются от 1,6 до 8,3 м^3/сут при понижении уровня от 2,0 до 31 м.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения в рассматриваемом районе используются воды атлым-новомихайловского и тавдинского водоносных горизонтов. Минерализация изменяется от 0,1 до 0,4 г/л.

Основным солевым компонентом является гидрокарбонат, содержание которого 48,8-305 мг/л. Концентрация остальных компонентов следующая: Na^+ - 0,7-110,2 мг/л, Ca^{++} - 0,6-82 мг/л, Mg^{++} - 0,7-13,4 мг/л, Cl^- - 0,8-96 мг/л.

РН вод изменяется от 0,6 до 7,8, жесткость от 1,4 до 6,6 мг/экв/л, воды очень мягкие до жестких.

Содержание железа в водах 0,3 – 5,7 мг/л, что выше ПДК (0,3 мг/л) и объясняется повышенным природным фоном. По физико-химическим свойствам воды отвечают требованиям ГОСТА 2874-73 «Вода питьевая», могут использоваться для питьевых и технических целей после предварительного обезжелезивания.

3. Геологические и физические предпосылки к поставновке геофизических исследований скважин

3.1. Предпосылки для проведения контроля разработки месторождений.

Нефтяные и нефтегазовые месторождения при долгой разработке характеризуются высокой степенью обводненности продукции, снижением дебитов по нефти, практическим отсутствием фонтанного фонда скважин. Зачастую минерализация попутных вод может резко различаться, как по месторождению, так и по пластам. Кроме того, из-за низкой минерализации пластовой и закачиваемой воды, применение традиционных геофизических методов контроля за выработкой пластов (стационарных и импульсных нейтронных) неэффективно.

Эти особенности требуют применения комплекса новых технологий для контроля выработки продуктивных залежей контроля разработки месторождений.

Основной задачей геофизического контроля разработки месторождений является определение закономерностей выработки залежей по толщинам пластов и площади месторождения и в конечном итоге выявление невыработанных нефтегазонасыщенных участков залежей.

К настоящему времени создана система геофизического контроля за разработкой месторождений, позволяющая с применением ранее известных, новых и уникальных технологий, разработанных геофизиками, решать постав-

ленную задачу. Система включает необходимый набор исследований, их периодичность, охват исследованиями фонда скважин.

При контроле за разработкой на месторождениях решаются следующие задачи:

- определение профилей притока нефти, воды, газа и источников обводнения;
- определение профилей поглощения водонагнетательных скважин;
- определение текущих положений ВНК и ГНК;
- определение текущего насыщения разрабатываемых продуктивных пластов;
- определение гидродинамических параметров пластов;
- определение технического состояния обсадных колонн и скважинного оборудования.

4. Анализ геофизических работ, проведенных на месторождении.

4.1 Геофизические работы прошлых лет.

Геолого-геофизические исследования в пределах Варьеганской площади были начаты в конце 40-х – начале 50-х годов. На первом этапе они носили региональный характер. Были выполнены следующие виды работ: геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000; аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000 и 1:200000; гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000. Эти работы позволили установить общие закономерности геологического строения, выделить крупные тектонические элементы.

В 1965-66 г.г. Варьеганской сейсмической партией № 15/65-66 Ханты-Мансийского геофизического треста в результате площадных детализационных работ МОВ в верховьях реки Аган была выявлена структура II порядка – Варьеганская приподнятая зона, в пределах которой опоискована южная периклиналь Варьеганской структуры и предварительно оконтурена Ваньеганская структура.

В 1966 г. силами с/п № 33/66 и 34/66 проведено изучение осадочного чехла и построены структурные карты М 1:200 000 по отражающим горизонтам Б и М, которые позволили оконтурить Вэнгапуровское, Варьеганское, Нижне-Ампутинское и Верхне-Ватьеганское поднятия.

Восточно-Варьеганская с/п № 5/66-67 произвела доразведку Варьеганского валообразного поднятия. По результатам этих исследований была закартирована крупная брахиантиклинальная складка субмеридианального простирания. По отражающему горизонту Б, в границах сейсмоизогипсы –2700 м, она характеризуется размерами 100х
25 км, площадью более 1600 км2 и амплитудой более 300 м. На западном крыле структуры выявлен более крутой наклон горизонта, достигающий 3 ˚ 30'. В направлении с юга на север в границах поднятия локализованы крупные по размерам структуры III порядка: Ваньеганская, Варьеганская и Северо-Варьеганская.

В 1967 г. Мегионской НРЭ в своде Варьеганской структуры была пробурена скважина 1, выявившая газоносность сеноманских отложений.

В октябре 1968 г. из скв. 2 был получен промышленный фонтан нефти из отложений готерив-баррема (пласт БВ6) и открыто Варьеганское месторождение нефти и газа.

В ходе проводимого Главтюменьгеологией разведочного бурения на месторождении в период с 1968 по 1975 г.г. были открыты залежи нефти и газа в пластах БВ8 (скв. 2), БВ4 и БВ10 (скв. 3), БВ5, БВ7, БВ9 и ЮВ1 (скв. 5), ачимовской толще (скв. 11), пласте БВ40 (скв. 24).
Промышленная разведка на месторождении завершилась к 1977 г. оценкой его запасов и их утверждением в ГКЗ СССР. В 1978 г. Варьеганской месторождение было передано на баланс нефтегазодобывающей организации – Главтюменьнефтегаза.

С этого времени доразведка месторождения проводилась, в основном, в процессе эксплуатационного разбуривания, а также единичными

разведочными скважинами, ориентированными на нижние горизонты осадочного разреза. В ходе эксплуатационного бурения, в частности, выявлена и изучена залежь нефти в пласте ЮВ2 тюменской свиты.

В 1990 г. ГКЗ СССР были утверждены запасы нефти, газа и конденсата Варьеганского месторождения, на месторождении было пробурено 1737 эксплуатационных и 37 разведочных скважин.

В последующие годы был выполнен значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, направленных на уточнение строения Варьеганского поднятия и прилегающих территорий (с/п №№ 6, 10/77-78, 1, 7,8/79-80 «ХМГТ», 8/81-82 «ЗапСибНГФ», 72/84-85 ПГО «ХМГФ», 8/85-86 «ЗапСибНГФ», 4/86-87 ПГО «ХМГФ», 8/86-87 «ТНГФ», !5/88-89, 15/89-90, 15/90-91, 15/92-93 АО «ТНГФ», 4,6,72 /89-90, 7/94-96 ОАО «ХМГФ». В скважинах 5, 952, 4834 Варьеганской площади проведен сейсмокаротаж. В период 1998-2001 гг с целью детального изучения строения Варьеганского месторождения сейсмопартиями №№ 84/1998-99, 01/1999-2000, 84/1999-2000 и 84/2000-01 АООТ «Хантымансийскгеофизика» были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ3Д масштаба 1:25000. Объем работ составил : с/п 84/1998-99 -186 кв.км, с/п 01, 84/1999-2000 - 170 кв.км (общий) и с/п 84/2000-01 - 103 кв.км.

На рисунке 4.1.1 приведены сведения по геолого-геофизической изученности территории, а результаты геофизических работ приведены в таблице 4.1.1.

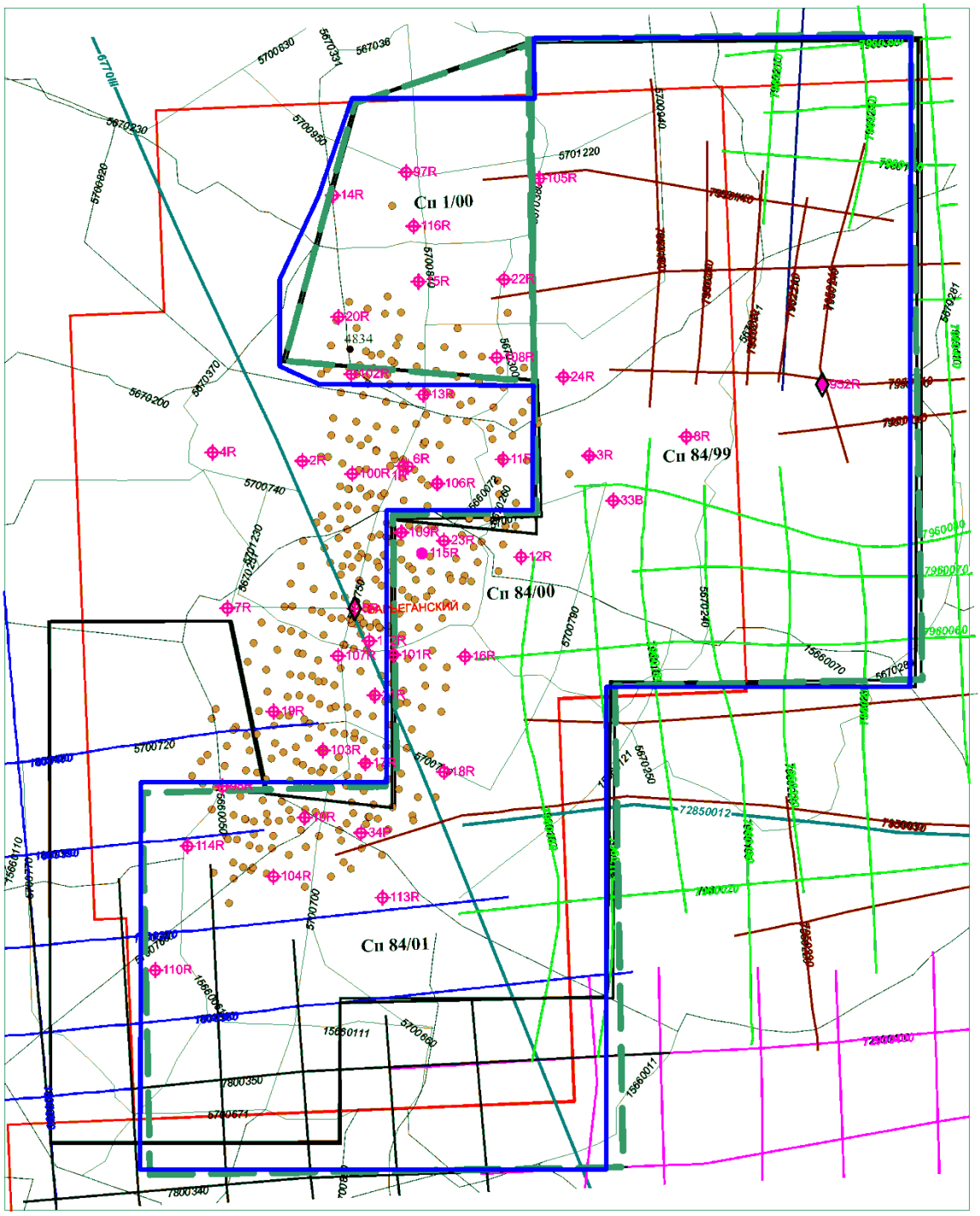
Таблица 4.1.1 -Геолого-геофизическая изученность

№№ пп	Год, организация, Авторы отчета	Метод, масштаб	Краткие результаты работ
1	2	3	4
1.	1973г ГТПГУ, ХМГТ Сп12/72-73 Шилова Л.В. Игуменов В.М.	КМПВ 1:200 000	Изучен рельеф доюрского фундамента; выяснены мощность юры и соотношение кровли юрских отложений (отр.гор.Б) и кровли фундамента. Проанализировано соотношение гравимагнитных полей с рельефом фундамента. Построена структурная карта по отражающему горизонту «Б» с профилями КМПВ, масштаб 1:200 000.
2.	1976г. ГТПГУ, ХМГТ сп 5/75-76 Коржевич А.И Слизкова Н.Е. Гидион В.Я.	МОВ ОГТ 1:50 000	Уточнены особенности тектонического развития Тагринской структуры. Уточнено геологическое строение Тагринского поднятия по отражающим горизонтам Б,М и Г в осадочном чехле.
3.	1977г. ГТПГУ,ХМГТ сп 6/6-77 Медовой М.М. Гидион В.Я. Сим А.А.	ОГТ 1:200 000	Расчленены осадочные отложения мела, юры и промежуточного структурно-тектонического этажа. Выделены структуры I и II порядка вдоль линии профилей, изучены структурные планы этих элементов в мел-юрских отложениях и промежуточном структурно-тектоническом этаже. Сделан вывод об изменении мощности осадочных отложений по латерали
4.	1978г. ГТПГУ, ХМГТ сп 6, 10/77-78 Медовой М.М. Гидион В.Я. Сим А.А.	ОГТ 1:50 000 Региональные профили IV,III, V	На временных разрезах прослежены отражающие горизонты в палеогеновых, меловых и юрских отложениях, регионально прослежен горизонт А и отражающие площадки, связанные с отложениями промежуточного комплекса. Выделены структурные элементы I и II порядка. Выделены участки перегибов, как возможные локальные структуры.
5.	1980г. Главтюменьгеология, ХМГТ сп 8/79-80 Шиян Б.И. Рыжова С.Д	МОВ ОГТ 1:50 000	Уточнено геологическое строение площади по отражающим горизонтам А, Т, Б. Закартирована доюрская структура доюрских отложений, изучена толща доюрских отложений, которая предположительно отнесена к промежуточному структурному этажу
6.	1980г. Главтюменьгеология, ХМГТ,сп 1,7/79-80 Гобунов С.П., Струль Р.П. Белева Л.А.	МОВ ОГТ 1:50 000	Подготовлены к разведочному бурению Айеганская и Восточно-Эйеганская структуры.
7.	1982г. Главтюменьгеология, ЗапСибнефтегеофизика сп 8/81-82н Харитонова А.Ф. Дещеня Н.Я.	МОВ ОГТ 1:50 000	Построены карты А, T_2, T_1, Б,НБ$В_8$, М. Изучена зона сочленения Варьеганского и С-Варьеганского месторождений. Картирована З-Варьеганская структура. Выявлен Тюменский антиклинальный перегиб.
8.	1984г. Главтюменьгеология, ПГО Хантымансийск-геофизика» сп 7/82-83,сп 8/82-83 СальковаЛ.Ф. Кузменков С.Г.	МОВ ОГТ 1:100 000	Уточнено геологическое строение площади, подготовлены к бурению Новоаганское и Няртольское локальные поднятия, выявлено Айгульское и Саемтахское локальные поднятия. Рекомендовано бурение трех поисковых скважин в сводах поднятий

1	2	3	4
9.	1985г. Главтюменьгеология, ПГО «Хантымансийск-геофизика» сп 72/84-85 Мащенко Г.М. Мустафина Р.М. Тартак Л.И. Чулюкин А.А. Раков Г.Е.	МОГТ 1:50 000 1:200 000	Детализированы и подготовлены к бурению Айгульская и Саемтахская структуры S=51 км 2 и 38 км 2 соответственно. На северо-западном борту Айгульского поднятия выявлена литологически экранированная ловушка в пласте $БВ_{1-2}$(?) площадью 47 км 2, которая является объектом для поискового бурения. Изучена зона сочленения Северо-Хохряковского, Бахиловского и Верхнеколикъеганского месторождений: а) оконтурена и подготовлена к бурению южная часть Бахиловской ТЭЛ по изогипсе 2620 м (S=11,5 км 2) ;в) уточнен структурный план северной части Северо-Хохряковсого месторождения, в результате площадь для разведочного бурения расширилась в пределах 140 км^2
10.	1986г. Главтюменьгеология, ЗапСибнефтегеофизика сп8/85-86 Харитонова А.Ф.Петровец А.М. Дещеня Н.Я.	МОВ ОГТ 1:50 000	Уточнено геологическое строение площади, детально изучен разрез доюрских, юрских и неокомских отложений. Детализирована Нерымская положительная структура, выявлена и подготовлена к поисковому бурению Пасомская структура, выделены предполагаемые зоны развития коллекторов в палеозойских отложениях. Рекомендовано бурение трех поисково-разведочных скважин
11.	1987г. Главтюменьгеология, ПГО ХМГ сп 4/86-87 Бочкарева Н.М.	МОВ ОГТ 1:100 000	Изучено геологическое строение территории по отражающим горизонтам: Г, М, $НБВ_8$, Б, Т, А. Подготовлена к глубокому бурению З-Тагринская ловушка. Закартировано и подготовлено к глубокому бурению Сюрпризное поднятие.
12.	1987г. Главтюменьгеология, Тюменьнефтегеофизика сп 8/86-87 Кирсанов В.Я. Харитонова А.Ф	МОВ ОГТ 1:50 000	Уточнено геологическое строение изученной площади, детально изучен разрез доюрских, неокомских отложений. Установлен инверсионный характер формирования современной структуры Северо-Варьеганского поднятия, построены структурные карты Б, $НБВ_{8-9}$.
13.	1988г. Главтюменьгеология, Тюменьнефтегеофизика НБГО, сп 5/87-88н Попова Н.П. Дещеня Н.Я.	МОВ ОГТ 1:50 000	Уточнено геологическое строение Новоаганской площади, детально изучен разрез нижнемеловых, юрских отложений, выделены тектонические нарушения, охватывающие всю осадочную толщу, оказавшие влияние на сохранность залежей нефти, приуроченных к структурным ловушкам. Уточнен контур ВНК по пласту $Ю_1$.
14.	1989г. Главтюменьгеология, ПГО ХМГ сп 4,6/88-89 Бембель С.Р.	МОГТ 1:100 000	Построены карты по горизонтам $С_1$, М, $НБВ_{12}$(?), Б,Т($Ю_2$), А, Выявлены Беловское и Робемское малоамплитуд-ные поднятия, ряд малоразмерных поднятий по горизонту Б. Выявлена и подготовлена к поисковому бурению по горизонту Б Ариольская ТЭЛ S=20 км^2. В доюрском основании выделены ЗСФ, отвечающие образованиям ПСЭ

1	2	3	4
15.	1989г. Главтюменьгеология, ПГО ХМГ сп 7/88-89 Бабушкин С.Л		Уточнено геологическое строение территории по горизонтам А, Т, Б, $НБВ_6$, М, Г. Подготовлено к поисковому бурению по отражающему горизонту Б Сугултское поднятие S=5,3 км 2. В нижнеюрском комплексе прогнозируется перспективная зона развития песчаных отложений типа Шеркалинской пачки.
16.	1989г. Главтюменьгеология, АО«Тюменьнефтегеофизика», сп 15/88-89 Харитонова А.Ф.	МОВ ОГТ 1:50 000	Подтверждено аномальное строение горизонта БП. Выявлена и закартирована зона дробления отложений баженовской свиты. Подтверждена и детализирована Южно–Тагринская и Калиновая структуры.
17.	1990г. АО «Тюменьнефтегеофизика» сп 15/89-90	МОВ ОГТ 1:50 000	Детально изучено геологическое строе-ние зоны сочленения Варьеганского и Тагринского месторождений. Показана граница начала раздельного прослежи-вания отражений от кровли баженовской свиты и от кровли четвертой пачки ачимовской толщи. Выделены прогноз-ные зоны коллекторов в пластах $Ю_1$. Выделена предполагаемая тектонически и литологически экранированная ловуш-ка в пластах $Ю_1$
18.	1992г. ГГП ХМГ сп 4,6,72/89-90 Бембель С.Р.	МОВ ОГТ 1:50 000	Изучено геологическое строение по отражающим горизонтам Г, М, $НБВ_{10}$, Б, $ТЮ_{3-4}$, А. В зоне сочленения Восточно-Варьеганского мегапрогиба с Тагри-нским и Варьеганским мегавалами выявлен ряд локальных поднятий малых размеров. В неокомских отложениях по горизонтам $НБВ_{10(2)}$? закартирована структурно-литологическая ловушка УВ. Юрские отложения расчленены на три комплекса: нижне-средне-верхнеюрский. Проведено детальное расчленение неокомских отложений. Составлена схема перспектив неоком-юрских отло-жений. Протрассированы разрывные нарушения, оказывающие решающее влияние на распределение и формирова-ние залежей УВ.
19.	1996г. ОАО«Хантымансийск-геофизика» сп 7/94-96 Струль Р.П.	МОГТ 1:50 000	Принципиально уточнено геологическое строение по отражающим горизонтам Г, М, $НБВ_8$, $НБВ_{10}$, Б, $Ю_1$, $ТЮ_2$, $ТЮ_3$, $ТЮ_{10}$, А. Доказано, что между Южно-Тагрин-ской и Калиновыми структурами сущес-твует прогиб, разделяющий Айтульский и Тагринско-Ярайнерский валы. Варье-ганская структура вплоть до сеномана представляла собой два палеоподнятия, разделенных незначительным прогибом По отражающему горизонту $Ю_1$ подго-товлены к поисковому бурению локаль-ные поднятия Ш порядка: Новотагрин-ское, Южно-Тагринское, Калиновое, Восточно-Калиновое. Общая площадь объектов составляет 97,5км^2. Выявлены Малотагринское, Нижне-Тагринское, Ин тегральное, Верхне-Варьеганское подня-тия. Протрассированы тектонические нарушения, выделены блоки в доюрском основании осадочного чехла
20.	1969г. ГТПГУ, ХМГТ скп 33/69 Шадрина Л.Д.	Сейсмокаротаж скв.5 Варьеганской площади.	Изучена скоростная характеристика осадочного чехла и верхней части доюрского основания.

1	2	3	4
21.	1983г. Главтюменьгеология, ХМГТ скп 74-75/82-83 Попова О.И.	Сейсмокаротаж скв.96 Тагринской площади	Изучена скоростная характеристика разреза и сделана стратиграфическая привязка отражающих горизонтов.
22.	1990г. ПГО ХМГ скп 75/89-90 Устюжанина В.В.	Сейсмокаротаж скв.952 Варьеганской площади.	Изучена скоростная характеристика разреза и сделана стратиграфическая привязка отражающих горизонтов.
23.	1999г. ООО «ВНИГНИ-2» ООО ПФ «ГЕОСЕЙС» Кривицкий А.Б., Сурцуков Г.В., Редекоп В.А.	Сейсмокаротаж скв.2 Калиновой площади.	Детализировано геологическое строение Северо-Калиновой залежи нефти, связанной с пластом $ЮВ_{11}$, построены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам $А_1$,Т, $НБВ_{12}$, $НБВ_8$.
24.	2000г. ООО «ВНИГНИ-2» ООО ПФ «ГЕОСЕЙС» Сурцуков Г.В. , Кривицкий А.Б., Редекоп В.А.	Сейсмокаротаж скв.4834 Варьеганской площади	Выполнена обработка материалов ВСП. Получены временные и глубинные разрезы МПГС. Проведено сейсмоакустическое моделирование. Уточнена скоростная модель среды, осуществлена привязка к разрезу отражающих границ. Детализировано геологическое строение северной периклинали Варьега-ского месторож-дения по юрским пластам $ЮВ_0$, $ЮВ_1$, $ЮВ_2$, и $ЮВ_3$. Выявлен структурный экран по пласту $ЮВ_0$. Построены структурные карты масштаба 1:25000, включая схему по кровле пласта $НБВ_{12}$
25.	1967-1997гг Мегионнефтегазгеология Мегионская НРЭ АО «Варьеганнефтегаз»	Поисково-разве-дочное и эксплу-атационное буре-ние на нефть и газ	Открыты Варьеганское, Айеганское, Новоаганское месторождения нефти и газа.
26.	1999-2000 ОАО Варьеганнефть» Сп 01/99-2000, 84/98-99, 84/99-2000 Компания ООО «Гео Дейта Консалтинг» Ильин С.Н	МОГТ 3Д на Восточно-Варьеганской площади	В результате комплексной обработки и интерпретации уточнено геологическое и структурно-тектоническое строение восточного склона Варьеганского месторождения по отражающим горизонтам юры и мела. Построена детальная структурно-тектоническая модель, выделены перспективные объекты, произведена оценка ресурсной базы, рекомендовано бурение 4 скв.
27.	2001 г ОАО Варьеганнефть» Компания ООО «Гео Дейта Консалтинг» Ильин С.Н.2	МОГТ 3Д на Новоаганской площади	В результате комплексной обработки и интерпретации уточнено геологическое и структурно-тектоническое строение северного склона Новоаганского месторождения по отражающим горизонтам юры и мела. Выполнен прогноз нефтегазоносности, построены детальные модели ловушек УВ. Выполнена оценка запасов.
28.	2000-2002 гг ОАО Варьеганнефть» сп № 7/94-96 Компания ЗАО «ЛАД-Инвест» Кирьянова Н.И.	МОГТ-2Д на Калиновой площади в средней части Варьеганско-Таг-ринского мегавала	В результате переобработки и переинтерпретации уточнено геоло-гическое и структурно-тектоническое строение по отражающим горизонтам юры и мела. Выполнен подсчет извлека-емых запасов по кат. $С_1$ и $С_2$ по 2-м залежам Калинового и Южно-Калино-вого месторождений. Рекомендовано бурение 2-х скв.



Условные обозначения

7950030	Отчетные работы 2Д: 7-номер партии; 95-год окончания полевых работ; 0030-номер профиля
6770III	Региональный профиль
110R	Разведочная скважина: ее номер;
	с АК;
	с ВСП с/к
	Эксплуатационная скважина (пласт $Ю_1^1$);
	с АК
	Границы л.у.
	Границы работ 3Д в обработке в ООО "Геология Резервуара"
	Суммарный куб 3Д
	Граница работ по геол. заданию
	Площадь работ 3Д

Рис. 4.1.1. Схема геолого-геофизической изученности

4.2. Геофизические работы текущего года

Технологии геофизических исследований действующих скважин (ПГИ, ГИС-контроль, ГДИС) обеспечивают решение трех групп задач:

- выбор оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования (технологический контроль);
- определение эксплуатационных характеристик вскрытого пласта (эксплуатационный контроль);
- исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте и оценка эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи (геолого-промысловый контроль).

Объектами исследований соответственно решаемым задачам являются: скважины, находящиеся в эксплуатации; эксплуатируемый пласт (пласты) в исследуемой скважине; разрабатываемая залежь. Выбор объекта определяет комплекс исследований, технологию проведения измерений, способы обработки и интерпретации полученных данных.

Для выбора оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования необходимы:

- определение в стволе скважины статических и динамических уровней раздела фаз – газожидкостного и водонефтяного контактов;
- оценка состава и структуры многофазного потока в стволе скважины;
- количественное определение суммарных фазовых расходов скважины, включая оценку выноса механических примесей;

Исследования по проведению эксплуатационных характеристик вскрытого пласта:

- выделение работающих толщин пласта, в том числе интервалов притоков и поглощений;
- определение профиля притока в эксплуатационных скважинах и профиля приемистости в нагнетательных, оценку интервальных расходов;
- определение состава притоков из отдающих интервалов;

- количественную оценку интервальных дебитов по фазам и компонентам продукции (газ, жидкость, нефть, вода);

- определение гидродинамических параметров пластов – пластовых давлений и температуры, коэффициентов продуктивности и гидропроводности.

Исследования процессов вытеснения нефти и газа в пласте с целью контроля выработки запасов и оценки эффективности применения методов повышения нефтеотдачи включают:

- детальное расчленение разреза с выделением продуктивных пластов, определением их эффективных толщин, неоднородности, коэффициентов пористости, проницаемости по данным геофизических исследований необсаженных скважин;

- определение начальных и текущих коэффициентов нефтегазонасыщенности пластов, положений водонефтяного и газожидкостного контактов;

- определение остаточных коэффициентов нефте- и газонасыщенности;

- определение контуров нефтегазоносности и текущих параметров охвата пласта выработкой и обводнением по результатам сводной интерпретации данных, выполненной по всем скважинам месторождения или отдельных его участков.

Условия проведения ПГИ определяются геологическими особенностями залежи, назначением и технологией эксплуатации скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной. По скорости движения флюидов в стволе скважины и, соответственно, скорости изменения геофизических параметров во времени различают стационарные, нестационарные и квазистационарные условия.

5. Задачи решаемые комплексом ГИС при контроле за разработкой на нефтегазовом месторождении.

Одной из важнейших задач скважинной геофизики является исследование действующего фонда скважин нефтяных и газовых месторождений. Геофизические исследования при контроле разработки решают задачу по оценке гидродинамической ситуации в отдельно эксплуатируемых скважинах и, в целом, в связанных с ними геологических объектах.

В случае разработки многопластовых сложно построенных залежей углеводородов, контроль за системой поддержания пластового давления, информация о текущем насыщении пластов, миграции флюидов, продвижении контуров заводнения, распределении пластового давления по залежи, эксплуатационных характеристиках объектов жизненно необходима для рациональной эксплуатации месторождения. Конечной целью исследования действующих скважин является выбор оптимальной схемы разработки месторождения и поиск невыработанных запасов, что особенно актуально для длительно эксплуатируемых объектов и полного обводнения основных эксплуатируемых по месторождению объектов.

5.1. Гамма-каротаж и магнитный локатор муфт.

Метод гамма-каротажа совместно с локатором муфт применяют для привязки интервалов перфорации.

Метод гамма-каротажа основан на регистрации естественной радиоактивности горных пород вскрытых скважиной. Естественная радиоактивность горных пород прежде всего определяется наличием в них радиоактивных изотопов урана, калия, тория и в значительной степени зависит от их литологического строения. Слабая изменяемость показаний методов гамма-каротажа по разрезу вскрытого скважиной с течением

времени, позволяет использовать получаемые данные для привязки объектов разреза по глубине.

Локацию муфт проводят, чтобы установить положения стыков подъемных и обсадных труб с целью привязки их к разрезу скважины для последующей корректировки по глубине кривых, полученных методами, исследующими внутрискважинное пространство, положения забоя, а также для привязки интервала перфорации к разрезу скважины.

5.2. Акустический каротаж качества цементирования (АКЦ, АКШ).

Акустический метод является индикатором наличия цементного камня и индикатором механического контакта на его границах, если последний непосредственно или через зазоры контактирует с поверхностью обсадной колонны и с горной породой.

Данный метод контроля цементирования основан на регистрации интенсивности продольной преломленной волны упругих колебаний, распространяющихся по колонне и породе, а также времени прихода этих колебаний. Регистрируемые параметры зависят от упругих и поглощающих свойств среды, находящейся в затрубном пространстве, а также характера контакта цементного кольца с колонной и породой. Высокая чувствительность акустического метода к упруго-поглощающим характеристикам цементного камня позволяет его использовать для решения следующих задач:

— точная отбивка верхнего уровня подъема цементного кольца на ранних сроках формирования тампонажной смеси;

— определение фактических сроков схватывания тампонажного раствора;

— определение интервалов присутствия цементного камня (в том числе малопрочного) выделение дефектов цементирования объемного типа.

Высокая чувствительность акустического метода к состоянию контактов на границе цементного камня с колонной и породой позволяет его использовать для решения следующих задач:

— определение характера контакта (жесткий или скользящий) цемента с колонной и породой;

— изучение влияния различных механических воздействий на плотность контакта цементного камня с колонной и породой перфорация, опрессовка, разбуривание цементных стаканов и т.п.).

Акустические измерения реализуются путем возбуждения в скважине упругого импульса и регистрации его отклика в одной или нескольких точках наблюдения (приемниках), удаленных на заданные расстояния от источника. По мере распространения упругого импульса от источника к приемнику происходит перераспределение его энергии и спектра излучения между контактирующими средами, т.е. между обсадной колонной, цементным камнем и горной породой.

Перераспределение энергии и текущего спектра сигнала зависит от нескольких факторов:

— от степени (жесткости) механической (акустической) связи на границах цементного кольца со стенками колонны и скважины;

— от отношения величин волновых сопротивлений σV контактирующих сред ($m1=\frac{\sigma_n V_n}{\sigma_{цк} V_{цк}}, m2=\frac{\sigma_r V_r}{\sigma_{цк} V_{цк}}$);

— от отношения суммарной толщины труб обсадной колонны (Δ) и цементного кольца (δ) к преобладающей длине упругой волны (λ);

— от отношения диаметра обсадной колонны ($\alpha_к$) к преобладающей длине волны (λ);

— от величины измерительной базы между излучателем и приемником.

Доля энергии, удерживаемая в обсадной колонне и регистрируемая приемником, уменьшается с возрастанием жесткости контактов: параметров $m_1, m_2,$ длины волны λ и длины измерительного зонда l.

Исходный акустический импульс в зависимости от условий на границах контактирующих сред разделяется на несколько типов упругих волн, среди которых основными являются следующие:

— продольная и поперечная обобщенная волна по колонне, цементному камню и породе;
— обобщенная (стержневая) волна по колонне и цементному камню; волна по обсадной колонне;
— волна по цементному камню, низкоскоростные поверхностные (трубные) волны.

Современная теория распространения упругих волн в скважинах позволяет строго рассмотреть только шесть идеализированных случаев крепления затрубного пространства скважины.

Жесткий контакт цементного камня на границах цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Характеризуется возникновением обобщенных PPP и PSP волн, распространяющихся со скоростями, близкими к скоростям в породе. Волны по обсадной колонне и цементному камню отсутствуют.

Жесткий контакт цементного камня с породой, но скользящий с колонной.Характеризуется появлением волны по колонне, распространяющейся со скоростью $V=E\sigma$ (где E – модуль Юнга; σ - плотность стали). Возникает также обобщенная волна по цементному камню и горной породе. Скорость последней волны близка к скорости Современная теория распространения упругих волн в цилиндрических средах (скважинах) позволяет строго рассмотреть только шесть идеализированных случаев крепления затрубного пространства скважины.

Жесткий контакт цементного камня на границах цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Характеризуется возникновением обобщенных PPP и PSP волн, распространяющихся со скоростями, близкими к скоростям в породе. Волны по обсадной колонне и цементному камню отсутствуют.

Жесткий контакт цементного камня с горной породой, но скользящий с колонной в породе. С понижением частоты относительная доля энергии волны возрастает.

Жесткий контакт цементного камня с колонной, но скользящий с горной породой. Характеризуется возникновением обобщенной (стержневой)

волны по колонне и цементному камню, распространяющейся со скоростью, промежуточной между $V_к$ и $V_ц$.

Скользящий контакт цементного камня (в интервале исследования) как с колонной, так и с породой. Характеризуется наличием отдельных волн по колонне и по цементному камню. Волна по породе отсутствует.

Скользящий контакт на границе с колонной и с породой (цементный камень за колонной отсутствует и колонна свободна). Характеризуется наличием интенсивной волны по колонне и поверхностных трубных волн.

Жесткий контакт на границе обсадной колонны с породой. Цемент за колонной отсутствует, но колонна лежит на стенке скважины. Характеризуется наличием слабой волны по колонне и горной породе со скоростью, близкой к скорости в породе. Интенсивность обобщенной волны увеличивается при увеличении бокового давления со стороны породы на колонну.

Основу акустического метода контроля качества цементирования составляет информация, которую несет продольная волна по колонне, а также продольная или поперечная волна, распространяющуюся по горным породам. При этом низкая интенсивность волны по колонне указывает на наличие жесткого контакта цементного камня с поверхностью колонны; высокая – на отсутствие сплошного жесткого контакта цементного кольца с колонной (на участке не менее длины зонда) или на отсутствие твердого вещества (цементного камня) в затрубном пространстве.

Регистрация волн, приходящих со скоростью, равной или близкой к скорости в породе, указывает на отсутствие препятствий (зазоров, каналов, разрывов, трещин) на пути ее распространения от источника к стенке скважины и обратно. Для оценки качества цементирования скважины, которое зависит от условий на контактах цементного камня с колонной и с породой, а также от свойств самого камня, введем условный термин – “плотность контакта”. Применительно к каждой из границ в затрубном

пространстве введем градации: “плотный контакт”, “отсутствие контакта” и “частичный контакт”.

“Плотный контакт” на границе цемента с колонной или породой соответствует жесткому контакту сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины на интервале не менее длины зонда при отсутствии глинистой корки на стенках скважины и при наличии дефектов со стороны колонны с размерами, менее предела чувствительности применяемой аппаратуры.

Под термином “отсутствие контакта” цементного камня с колонной понимается наличие в затрубном пространстве скважины бурового раствора или не затвердевшего цементного раствора; наличие зазоров или микрозазоров между стенками колонны и цементным кольцом; наличие разрыва сплошности цементного кольца на участке не менее измерительной длины зонда. Под “частичным контактом” подразумевается наличие контактов или зазоров, простирающихся в радиальной плоскости на участке менее половины периметра колонны и по высоте более длины зонда; наличие разрывов сплошности цементного кольца по высоте менее длины зонда; наличие некачественного цементного камня с низкой прочностью или высокой проницаемостью.

Под “отсутствием контакта” цементного камня со стенками со стенками скважины понимается наличие сплошного зазора между цементным кольцом и стенками скважины; наличие глинистой корки на стенках скважины, а также наличие трещин и любых других дефектов в цементном кольце, препятствующих прохождению сигнала от измерительного зонда к горной породе и обратно и ослабляющих регистрируемый сигнал до уровня аппаратурных шумов.

Наличие в заколонном пространстве дефектов цементирования объемного типа в виде пустот и разрывов сплошности цементного кольца, незаполненных тампонажным раствором, уменьшает ослабление упругих волн по колонне, которое становится минимальным и равным в свободной

колонне при равенстве протяженности вертикального дефекта величине измерительной базы зонда. При высоте дефекта равной 1/5 величины базы зонда интенсивность амплитуды сигнала на этом участке колонны ослабляется более чем в 6 раз по сравнению с уровнем сигнала в свободной колонне.

5.3. Комплекс специальных методов.

Комплексные специальные изыскания в скважинах, включающие термометрию, резистивиметрию, термокондуктивный индикатор притока и манометрию, применяют:

- при выделении интервалов затрубной циркуляции жидкости (термометрия);
- для выявления отдающих интервалов и определения их мощности (термокондуктивный индикатор притока);
- для определения давления в пласте (манометрия);
- для определения типа смеси в скважине (резистивиметрия).

5.3.1. Термометрия.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений. Данные термометрии используются при решении практически всех задач контроля.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов притока, определения отдающих пластов и установления интервалов обводнения.

При контроле технического состояния скважин термометрия используется для выявления затрубных циркуляций и определения мест негерметичности обсадной колонны.

Физические основы метода.

Наличие теплового поля Земли вызывает непрерывное повышение температуры горных пород с увеличением глубины их залегания, которое

характеризуется геотермической ступенью и геотермическим градиентом. Геотермическая ступень G представляет собой расстояние в метрах, при углублении на которое температура горных пород возрастает на 1К. Геотермическим градиентом Г называется величина, обратная, которая представляет собой число К, на которое возрастает температура горных пород при углублении на 100 м.

Распределение естественной температуры пород по глубине характеризуется геотермой – температурной кривой, записанной в простаивающей скважине, удаленной от мест закачки и отбора флюида. Обработка геотермы заключается в разбивке термограммы на отдельные прямолинейные участки, соответствующие интервалам с постоянным геотермическим градиентом. Геотерма принимается за базисную температурную кривую. Сопоставление термограмм скважин с геотермой позволяет по расхождению между ними выделять интервалы нарушения теплового равновесия, вызванного процессами, происходящими в пласте и стволе скважины, и по характерным отличиям судить о причине нарушения теплового равновесия.

Обработка и интерпретация термограмм для выявления перетоков флюида между неперфорированными пластами–коллекторами производится в следующей последовательности.

Устанавливаются границы интервалов расхождения термограммы с геотермой. Признаком затрубной циркуляции является резко пониженный (вплоть до нулевого) в отличие от геотермического градиент температур в перемычке между пластами.

Определяется местоположение пласта-источника перетока, исходя из анализа вида и расположения термограммы относительно геотермы, а также на основании данных о характере насыщения пластов–коллекторов в интервале расхождения температурных кривых. Если установить пласт-источник перетока по анализу насыщения пластов и виду термограммы невозможно, оценивается вероятная депрессия на пласты

$$\Delta p = \frac{\Delta T_{max}}{\varepsilon},$$

где ΔT_{max} максимальное приращение температуры в пределах пласта;

ε – коэффициент Джоуля – Томпсона для флюида, насыщающего пласт.

Пласт, в котором величина Δp превышает реальные различия в давлениях между пластами, не может быть источником перетока.

Для однозначного выявления затрубной циркуляции между неперфорированными пластами и установления пласта-источника перетока необходимо привлечение данных о пластовых давлениях и результатов измерений методом ИННК.

При выделении интервалов притока флюида геотерма сопоставляется с термограммой, записанной в действующей скважине. Совмещение температурных кривых производится в интервалах неискаженного естественного теплового поля в зумпфе скважины. Выделение притока в подошве нижнего перфорированного пласта в общем случае представляет собой сложную задачу, решаемую лишь при комплексной интерпретации данных термометрии и методов резистивиметрии и термокондуктивного индикатора притока. При обработке термограммы против нижнего перфорированного пласта по резкому приращению температуры устанавливается подошва отдающего интервала, соответствующая нижней границе притока в полностью вскрытом пласте.

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

При обработке данных исследований с целью выявления затрубной циркуляции между перфорированным и неперфорированными пластами с геотермой сопоставляются термограммы, полученные в действующей и остановленной скважине.

Из анализа термограммы, полученной в действующей скважине устанавливается возможность затрубной циркуляции между перфорированным и нижележащими неперфорированными пластами. На возможность затрубной циркуляции указывает наличие на термограмме действующей скважины положительных калориметрических ступеней в подошве нижнего отдающего пласта. Однако такой вид термограммы может быть обусловлен не только затрубной циркуляцией, но и следующими факторами:

- неустановившейся температурой в отдельных пропластках;
- различием давления в отдельных прослоях;
- обводнением пласта.

Выявляются перетоки флюида между перфорированными и неперфорированными пластами в остановленной скважине по характерному виду и расположению термограммы относительно геотермы.

Термограмма расположена выше геотермы (рис.5.3.1.1). Пласт-источник перетока устанавливается по положению на термограмме точки максимальной температуры М. При обработке результатов исследований из точки *М* в интервале расхождения температурных кривых проводится прямая MM' параллельно оси глубин (изотерма) и отмечается ее отклонение ΔT_{AM} от точки А на термограмме, соответствующей границе пласта, в которой происходит переток. Для однозначного определения пласта-источника перетока величина ΔT_{AM} должна превышать погрешность измерений термометра. Величина отклонения точки максимальной температуры от геотермы ΔT_M характеризует прирост температуры в пласте-источнике перетока вследствие проявления дроссельного эффекта. Положительная величина ΔT_M указывает на дросселирование жидкости в пласте-источнике перетока.

Одним из признаков перетока флюида из неперфорированных пластов является отсутствие проявления дроссельного эффекта в перфорированном пласте на термограмме остановленной скважины (рис.5.3.1.2).

Дополнительным признаком возможной затрубной циркуляции является дроссельный эффект в ближайших неперфорированных пластах, установленный по термограмме остановленной скважины, не связанный с перетоком в неперфорированных пластах.

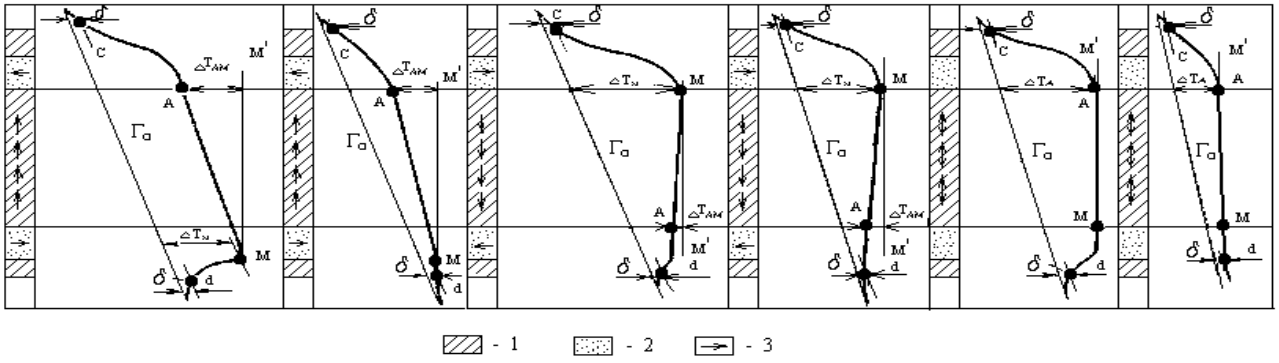


Рис.5.3.1.1 Выделение интервалов и источников затрубной циркуляции, когда термограмма расположена выше геотермы.
Перетоки снизу: а и б – соответственно при наличии и отсутствии температурной аномалии в нижнем пласте; перетоки сверху: в и г – при наличии и отсутствии ΔТ в нижнем пласте; направление перетока неопределенное: д и е – при наличии и отсутствии ΔТ в нижнем пласте.
1 – цементное кольцо; 2 – продуктивный пласт; 3 – направление затрубной циркуляции.

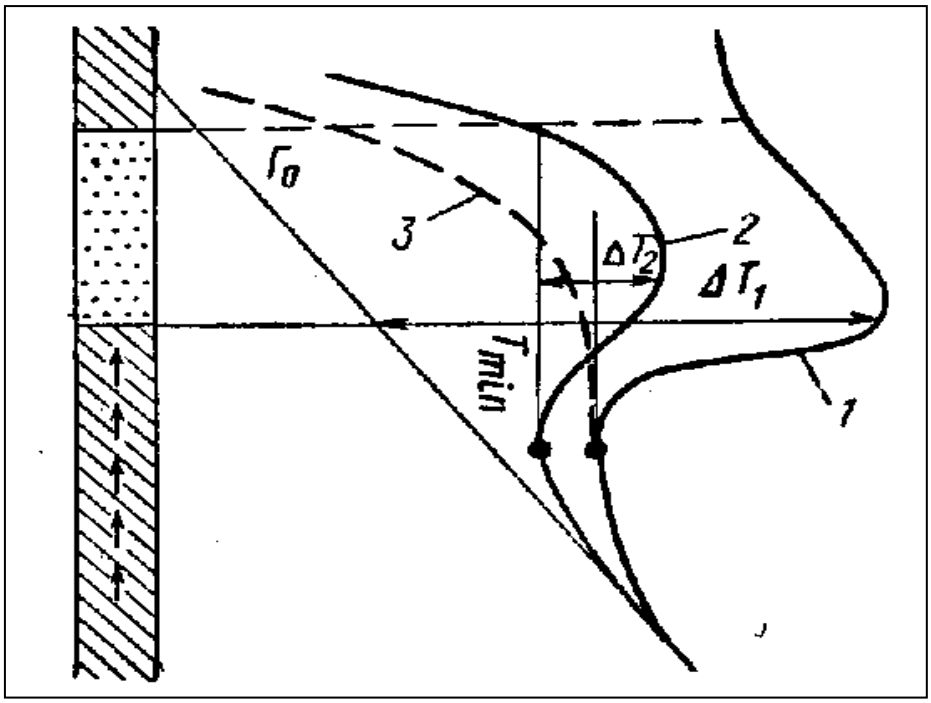


Рис.5.3.1.2 Выявление наличия затрубной циркуляции из нижнего неперфорированного пласта в перфорированный.
1 - термограмма в действующей скважине; термограммы в остановленной скважине: 2 - при отсутствии затрубной циркуляции, 3 - при наличии ее. Стрелками показано направление движения флюида

Для выявления интервалов обводнения в перфорированных пластах предварительно по термограмме действующей скважины выделяются интервалы притока из отдельных пластов. На термограмме такие интервалы могут характеризоваться как положительными, так и отрицательными приращениями температур. К возможным интервалам притока воды относят интервалы отрицательных приращений температуры, расположенные непосредственно ниже интервалов положительных приращений.

В остановленной скважине интервалы обводнения могут выделяться пониженными значениями температуры по сравнению с окружающими участками. На обводнение подошвы нижнего работающего пласта может указывать ступенька на термограмме в подошве пласта, аналогичная ступеньке на термограмме действующей скважины.

5.3.2. Метод термокондуктивного индикатора притока (дебитомера).

При контроле разработки нефтяных месторождений термокондуктивный дебитомер служит в качестве индикатора притока.

Исследования термокондуктивными дебитомерами для выделения интервалов притока в перфорированных пластах эксплуатационных скважин проводятся в интервалах изучаемых пластов и прилегающих к ним перемычках.

При интерпретации данных термокондуктивного дебитомера используется набор типовых диаграмм.

Для многокомпонентной среды (нефть, вода) по данным резистивиметрии устанавливается водонефтяной раздел. На термодебитограмме ему обычно соответствует скачок температуры (положительное приращение температуры). На рис.5.3.2.1 приведены диаграммы термокондуктивного дебитомера в интервалах притока четырех основных типов, характеризующими значениями ΔT: ΔT_1 – под интервалом притока,ΔT_2 – в подошве, ΔT_3 – в кровле, ΔT_4 – над интервалом притока (табл.5.3.2.1).

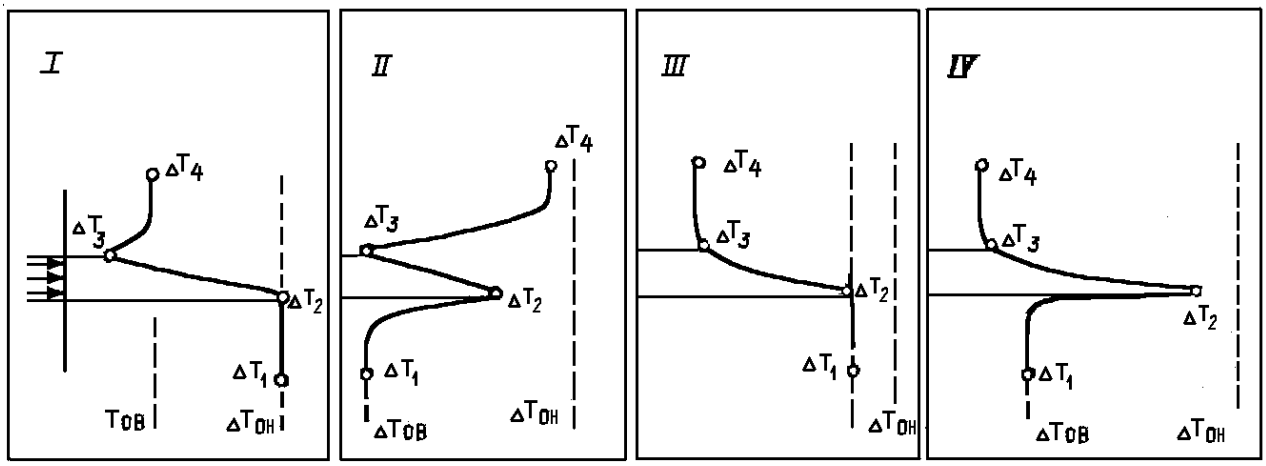


Рис. 5.3.2.1 Схематические дебитограммы, полученные в различных условиях нефтяных скважин

Основной задачей изучения профиля притока при исследовании длительно эксплуатирующихся скважин является установление влияния закачки на эксплуатационные характеристики пласта: его дебит, пластовое давление, обводненность, степень участия в работе различных групп коллекторов. Кроме того, такие исследования позволяют выявить интервалы в которых произошло засорение фильтра или ухудшение проницаемости призабойной зоны.

Анализ профиля притока производится путем сопоставления их с результатами предыдущих исследований в тех же скважинах.

Уменьшение притока из пласта во времени или его прекращение чаще всего связано с падением давления в нем из-за отсутствия или недостаточного воздействия закачки. Признаком уменьшения давления в пласте может быть сокращение мощности отдающих интервалов из-за наличия интервалов с ухудшенными коллекторскими свойствами. Засорение фильтра и призабойной зоны обычно приводит к уменьшению дебита из наиболее проницаемых интервалов пласта. Увеличение притока может быть связано с образованием и открытием трещин. Такие участки выявляются по пикам на профиле притока. Увеличение притока – явление не благоприятное, так как оно приводит, как правило, к преждевременному обводнению скважины. Анализ повторных профилей притока позволяет выявить интервалы обводнения пласта. Дебит обводняющегося интервала на начальной стадии обводнения пласта падает (из-за уменьшения относительной проницаемости при двухфазном течении жидкости), а затем возрастает. В обводняющейся скважине изменение дебита во времени (уменьшение, а затем быстрый рост коэффициента продуктивности) указывает на обводнение данного интервала, при этом коэффициент продуктивности интервалов, отдающих нефть, уменьшается.

Обводнение пласта за счет возникновения затрубной циркуляции обычно сопровождается ростом дебита у границы пласта со стороны перетока и возрастанием суммарного

коэффициента продуктивности, тогда как коэффициент продуктивности, рассчитанный для нефти, меняется мало.

Таблица 5.3.2.1 Основные характеристики термодебитограмм в интервалах притока.

Тип диаграммы	Характеристика отдающего Интервала	Условия, сопутствующие данному Типу диаграммы
1	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 < \Delta T_2$	Значительные притоки нефти с водой (намного выше 20 $м^3$ / сут) в гидрофобной среде.
2	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 > \Delta T_2$	Значительный приток нефти. ВНР расположен ниже работающего интервала. Осевой поток меньше радиального из интервала притока. При $\Delta T_3 > \Delta T_2$ интервалу притока может соответствовать только четко выделяемый ВНР.
3	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3$ $\Delta T_4 < \Delta T_2$	Слабые (1 – 10 $м^3$ / сут) удельные притоки нефти, воды, нефти с водой при наличии и отсутствии осевого потока. Интервл располагается под уровнем ВНР. Аналогично отмечаются поглоща- ющие интервалы.
4	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3 \approx \Delta T_1$	Слабые (1 – 10 $м^3$) притоки нефти.Интервал располагается над уровнем ВНР (среда гидрофильна).

5.3.3. Резистивиметрия.

Резистивиметрия основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости.

Резистивиметрия является основным методом для различения двух типов смеси в скважине – гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти). Это обусловлено существенным различием электрических свойств этих смесей. Гидрофильная смесь имеет удельное сопротивление (проводимость), близкое к воде, гидрофобная – близкое к нефти.

При интерпретации данных индукционного резистивиметра анализируется форма диаграмм и величина удельной проводимости. Вид диаграммы индукционного резистивиметра зависит от типа смеси в колонне (рис.4).

Диаграмма, записанная в однородной среде (чистая нефть, вода, раствор) (рис.5.3.3.1а), имеет вид гладкой кривой. О типе жидкости, заполняющей колонну, судят по величине удельной проводимости (S).

Границы однородных сред с различной удельной проводимостью фиксируются резко различными показаниями прибора. На границе неподвижной высокоминерализованной воды $S_{в2}$ с водой меньшей минерализации $S_{в1}$ отмечается переходная зона значений удельной проводимости, образующаяся в результате диффузионных процессов на границе двух растворов с различной проводимостью и механического перемешивания этих растворов при спуско–подъемных операциях. При входе датчика в осадок удельная проводимость уменьшается в связи с увеличением плотности среды и наличием непроводящих включений.

При записи в гидрофильной смеси (эмульсия типа «нефть в воде») диаграмма изрезана хаотическими флуктуациями в виде частых выбросов в сторону уменьшения проводимости относительно основной величины, определяемой удельной проводимостью воды (рис.5.3.3.1б). Диаграмма резистивиметра позволяет различать два режима течения нефти в

гидрофильной смеси: капельный и четочный. В отличие от капельного режима течения нефти, характеризующегося относительно небольшой величиной флуктуаций, четочный режим характеризуется резкими изменениями показаний (в виде пачек) от значений удельной проводимости воды до нуля $S_н$.

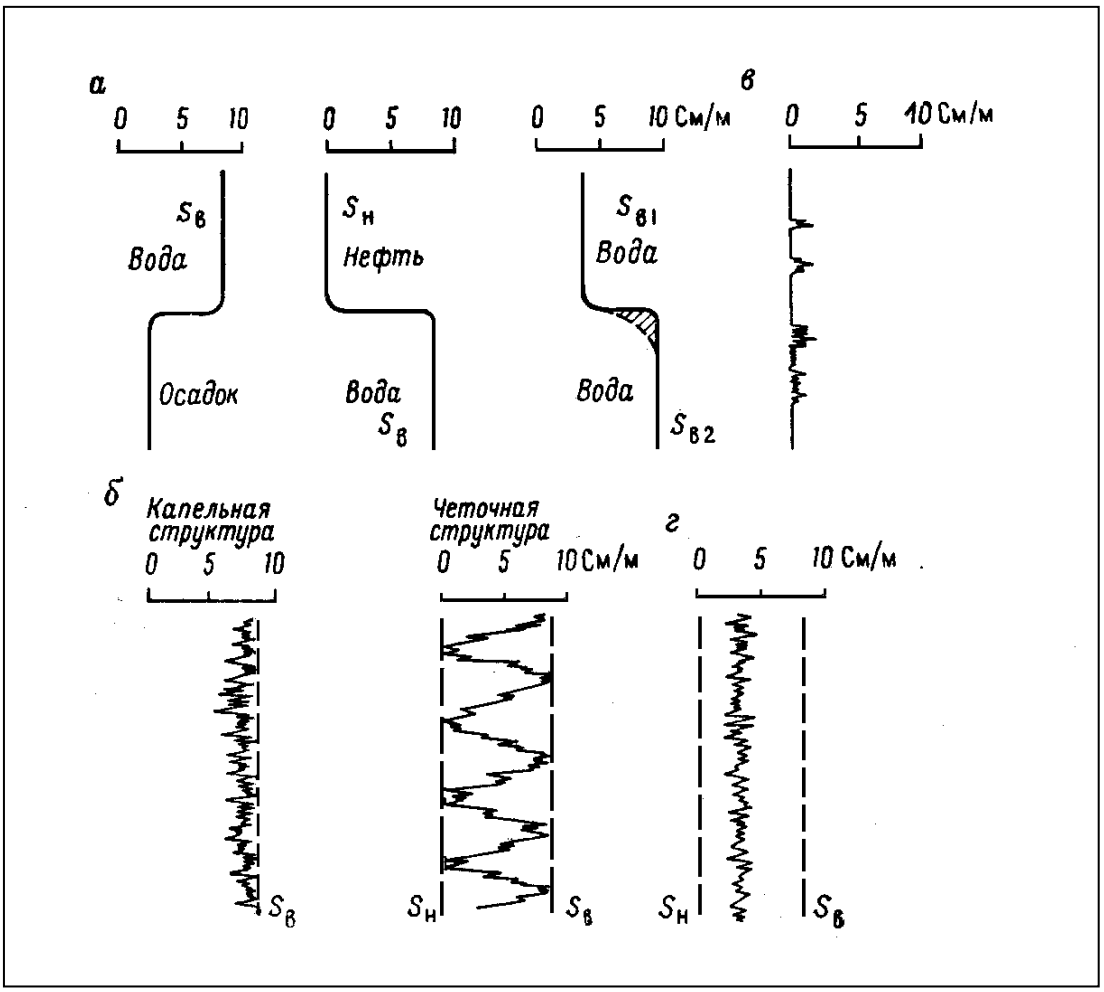


Рис.5.3.3.1Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра.
$S_в$, $S_н$ – электропроводность воды и нефти.

При записи в гидрофобной смеси (эмульсия типа «вода в нефти») на диаграмме отмечаются преимущественно нулевые значения удельной проводимости, на фоне которых могут возникать случайные увеличения значений проводимости среды (рис.5.3.3.1). В области переходного течения (от гидрофильной к гидрофобной смеси) диаграмма имеет вид изрезанной

кривой со средним значением удельной проводимости, промежуточными между проводимостью нефти и воды (рис.5.3.3.1г).

Интерпретация показаний резистивиметра заключается в установлении положения водонефтяного раздела по резкому уменьшению показаний резистивиметра.

5.4. Гидродинамические исследования (ГДИ).

В настоящее время промысловые и геофизические службы включают в комплексы скважинных исследований различные гидродинамические измерения в процессе испытаний продуктивных пластов. Это оправдано, так как потенциально гидродинамические методы исследований пластов и скважин совместно с промысловыми данными способны информационно обеспечивать процесс контроля за энергетическим состоянием обьектов эксплуатации.

Основными обьектами ГДИ являются работающие продуктивные пласты. Определение гидродинамических параметров, характеризующих пласт как единый объект разработки, является основной задачей гидродинамических исследований скважин. В их числе:

- пластовое давление ($P_{пл}$);
- среднее давление в призабойной части пласта $P_{ср} = \frac{(P_{пл} + P_{заб})}{2}$;
- средняя температура призабойной части пласта $T_{ср} = \frac{(T_{пл} + T_{заб})}{2}$;
- радиус контура питания $R_{кп}$;
- фактическая депрессия $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$;
- эффективная мощность h [м] – суммарная мощность всех проницаемых прослоев;
- эффективная работающая мощность $h_{раб}$ [м] - суммарная мощность всех работающих прослоев;

- гидропроводность – ε [$м^3$ / МПа с = 10^3мкм^{2}м / МПа с = 10^5мкм^{2}см / МПа с] – комплексный параметр, определяемый по формуле:

$\varepsilon = \frac{kh_{раб}}{\mu}$, где k – проницаемость; $h_{раб}$ – эффективная работающая мощность пласта; μ- динамическая вязкость фильтруемого флюида;

- приведенный радиус скважины $R_{спр}$ – фиктивный радиус скважины, вводимый в формулы для расчета гидродинамических параметров для условий однородного пласта и совершенного вскрытия скважины с целью учета: несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, загрязнения призабойной зоны и пр.;
- отношение коэффициента пьезопроводности к квадрату приведенного радиуса скважины $\chi / R^2_{спр}$;
- фактический дебит $Q_ф$ определяемый по данным испытаний, по темпу изменения давления при известной плотности.
- фактический коэффициент продуктивности $K_ф$ рассчитываемый по измеренной депрессии $P_{пл} - P_{заб}$ и фактическому дебиту $Q_ф$ по формуле:

$$K_ф = \frac{Q_ф}{P_{пл} - P_{заб}}$$

- потенциальный дебит – $Q_{пот}$ расчитываемый по гидродинамическим параметрам пласта с помощью уравнения Дюпри

$$Q_{пот} = \frac{2\pi\varepsilon_2 (P_{пл} - P_{заб})}{\ln(\frac{R_{кп}}{R_c})}$$

- потенциальный коэффициент продуктивности $K_{пот}$ расчитываемый по гидродинамическим параметрам пласта по формуле:

$$K_{пот} = \frac{Q_{пот}}{P_{пл} - P_{заб}} = \frac{2\pi\varepsilon_2}{\ln(\frac{R_{кп}}{R_c})}$$

- гидропроводность ближней (призабойной) зоны $\varepsilon_1 = \frac{k_1 h_{раб}}{\mu}$ (параметры ближней зоны во всех формулах обозначается индексом «1»);

- гидропроводность удаленной зоны $\varepsilon_2 = \frac{k_2 h_{раб}}{\mu}$ (параметры удаленной зоны во всех формулах обозначается индексом «2»);
- коэффициент призабойной закупоренности $\varepsilon_2 / \varepsilon_1$;
- потенциальный дебит и коэффициент продуктивности неоднородного пласта - $Q_{пот2}$ и $K_{пот2}$, рассчитываемые по гидродинамическим параметрам удаленной зоны пласта;
- коэффициент гидродинамического совершенства скважины – определяющий долю перепада давлений, приходящийся на неоднородность в призабойной зоне пласта, то есть в принятых выше обозначениях:

$$\eta = 1 - \left(\frac{\Delta P_{скин}}{\Delta P_{сум}}\right)$$

$\Delta P_{скин}$ – дополнительное изменение давления, обусловленное скин-эффектом (отличием гидродинамических параметров ближней зоны от свойств пласта);

$\Delta P_{сум}$ – суммарная депрессия на пласт.

Давление в пласте определяется путем измерения манометром давления на устье после остановки скважин (прекращения притока флюида в нее и восстановления пластового давления) и пересчета измеренного давления на забойное с учетом гидростатического столба жидкости в стволе скважины.

Для интерпретации результатов исследований используется технология «КВУ» (кривая восстановления давления), которая включает:

- снижение динамического уровня в стволе при насосной эксплуатации или освоении скважины путем свабирования или компрессирования;
- получение кривых изменения во времени забойного $P_з$, буферного $P_б$ и межтрубного $P_м$ устьевых давлений в процессе восстановления динамического уровня в стволе.

Величины $P_б$ и $P_м$ определяются на устье скважины. Забойное давление может быть непосредственно замерено глубинным манометром.

Обработка результатов состоит в расчете кривой изменения во времени дебита скважины и в построении по кривым давления и дебита индикаторной диаграммы.

Для расчета кривой дебита временной интервал КВУ разбивается на локальные отрезки Δt. Длина отрезков подбирается эмпирически и, как правило, составляет от нескольких десятков секунд до нескольких минут.

Наиболее оптимален для исследований вариант, когда трубки (НКТ) и межтрубье (ЗТ) полностью открыты и скважина не переливает. В этом случае дебит для каждого выбранного временного отрезка рассчитывается по формуле:

$$Q_{ф} = \frac{\Delta P S}{\rho g \, \Delta t}$$

где ΔР – изменение за время Δt забойного давления, $S = S_{нкт} + S_{м}$ – площадь сечения потока флюида ($S_{нкт}$ – внутреннее сечение НКТ, $S_{м}$ – сечение кольцевого пространства межтрубья), ρ – плотность флюида, g – ускорение свободного падения.

При заарытых трубках и межтрубье (приналичии противодавления на устье) дебит для каждого временного отрезка Δt расчитывается в следующей последовательности

Расчитывается дебит по НКТ

$$Q_{фнкт} = \frac{\Delta P_{нкт} S_{нкт}}{\rho g \, \Delta t}$$

Расчитывается дебит по межтрубью

$$Q_{фм} = \frac{\Delta P_{м} S_{м}}{\rho g \, \Delta t}$$

Расчитывается суммарный дебит

$$Q_{ф} = Q_{фнкт} + Q_{фм}$$

где $\Delta P_{нкт}$ – изменение во временном отрезке Δt разности буферного и забойного давлений, $\Delta P_{м}$ - изменение во временном отрезке Δt разности межтрубного и забойного давлений.

По кривым изменения во времени давления и дебита строится индикаторная диаграмма. Методика построения индикаторной диаграммы состоит в следующем. Для каждого из выделенных ранее временных отрезков Δt определяется дебит $Q_ф$ и среднее давление $P_{пл.ср.}$. Точки с координатами { $Q_ф$, $P_{пл.ср}$ }наносят на кросс-плот. Таким образом, количество точек на диаграмме достаточно велико.

Оптимальным для построения индикаторной диаграммы является временной отрезок со следующими параметрами: начало отрезка – первые 1–2часа подъема уровня, конец отрезка – от 3-5 до 8-10 часов. При меньших временах индикаторная диаграмма будет искажена вследствие интенсивного изменения дебита во времени. При больших временах из-за маленьких приращений давления недостаточно точно определяется дебит. Длительность временного интервала должна составлять как минимум несколько часов, чтобы наклон диаграммы был достаточно рельефным на фоне флуктуаций исходных параметров.

Критерием достоверности индикаторной диаграммы является возможность ее аппроксимации линейной зависимостью с коэффициентом корреляции не хуже 0,7-0,8 и превышение диапазона изменения дебита над его флукткациями во времени в 3-5 раз и более.

Основным параметром, определяемым по КВУ, является коэффициент продуктивности, численно равный тангенсу угла наклона индикаторной диаграммы. По положению точек пересечения индикаторной диаграммы с осями координат определяют абсолютно свободный дебит и пластовое давление (рис.5.3.1).

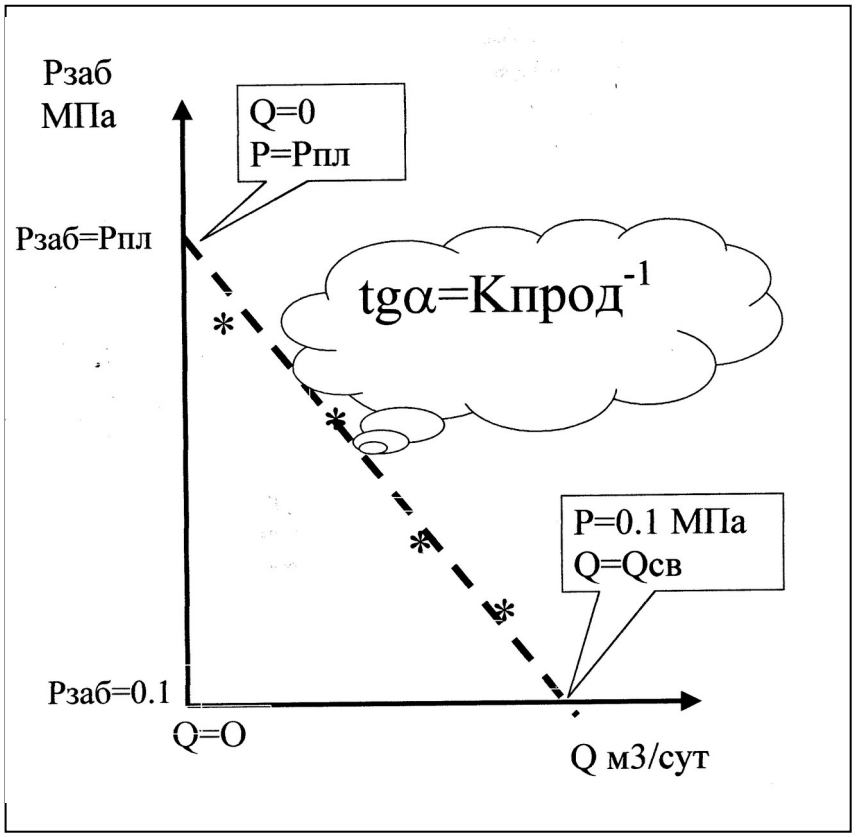


Рис. 5.3.1. Обработка результатов исследований методом индикаторной.

Определенное подобным способом значение продуктивности более достоверно, чем рассчитанное по одиночному режиму. Это связано с несколькими причинами. Во первых, из расчетов исключался величина пластового давления. Во вторых, можно контролировать качество исходной информации по форме индикаторной диаграммы. В третьих, по искажению индикаторной диаграммы можно судить о нарушении линейности фильтрации (вследствие сложной структуры коллектора, при многофазном притоке и пр.).

В скважинах, где вероятность появления высокого положительного скин-фактора заведомо невелика, по величине фактического коэффициента продуктивности допустимо оценивать значение проницаемости:

$$k = K_{ф}\mu \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_{кп}}{R_{с}}\right)}{2\pi h_{раб}} = q_{ф}\mu \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_{кп}}{R_{с}}\right)}{2\pi h_{раб}\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}$$

где μ- динамическая вязкость, $R_{кп}$ – радиус контура питания $R_с$ – радиус скважины.

Для определения комплексных гидродинамических характеристик пласта применяется метод совмещения. Метод совмещения предполагает расчет теоретической кривой давления для серии произвольно меняющихся параметров пласта и нахождение значений параметров, при которых результаты измерений и расчетов совпадают наилучшим образом. Критерием совпадения измеренных и расчетных данных является минимум среднеквадратичного отклонения точек измеренной и расчитанной кривой.

Обработка результатов гидродинамических параметров методом совмещения выполняется в следующей последовательности:

— Выделяются интервалы, где возможна оценка фактического коэффициента продуктивности (интервалы стабильной работы, интервалы восстановления уровня и пр.).
— Для интервалов стабильной работы коэффициент продуктивности оценивается по фактическому дебиту Q, величине пластового $P_{пл}$ и забойного $P_{заб}$ давлений по формуле .
— Для интервалов восстановления уровня по величинам забойного, буферного и затрубного давления в начале рассчитывается кривая изменения дебита во времени. Затем по кривым изменения забойного давления и дебита оценивается фактический коэффициент продуктивности методом индикаторной.
— Сравниваются значения коэффициента продуктивности, расчитанные на всех циклах. При хорошем качестве исходных данных результаты различных вариантов расчета должны отличаться не более чем на 10 – 20%.
— Существенные незакономерные отличия в расчете коэффициента продуктивности свидетельствуют о плохом качестве исходной

информации. В этом случае результаты не подлежат дальнейшей обработке.

— Закономерные изменения от цикла к циклу чаще всего свидетельствуют об изменении проницаемости призабойной зоны вследствие ее загрязнения или дополнительной очистки. Так при циклическом свабировании проницаемость призабойной зоны от цикла к циклу, как правило, увеличивается. При циклическом компрессировании проницаемость может как уменьшаться, так и расти (как правило в одну сторону). По изменению величины продуктивности в различных циклах можно судить об относительном изменении скин-фактора от цикла к циклу во времени.

— При относительной стабильности продуктивности расчитывается кривая дебита в течение всего периода исследования по формуле:

$$Q^{*}_{ф} = K_{ф} (P_{пл} - P_{заб})$$

По непрерывным кривым изменения во времени давления и дебита определяют весь спектр гидродинамических параметров пласта.

6 Аппаратура

6.1 СОВА-С5-38Т-80

Аппаратура скважинная комплексная модели «СОВА» исполнения «СОВА-С5-38Т-80» (далее скважинный прибор, «СОВА-5») предназначена для исследования нефтяных, газовых и гидротермальных скважин в процессе их эксплуатации или ремонта. Позволяет производить одновременное комплексное измерение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения горных пород (ГК), давления (Р), температуры (Т), проводимости (R), влагосодержания (В), определение мест притока и поглощения (СТИ) скважинной жидкости, локацию муфт и интервал перфорации (МЛМ) и передачу данных на наземную аппаратуру в реальном времени.

Скважинный прибор оснащен верхним и нижним транзитным разъемами ЦЖК, что позволяет комплексировать его дополнительными модулями, подключаемыми к этим разъемам, и производить одновременно регистрацию параметров, измеряемых и дополнительными модулями. Например, к верхнему разъему, вместо приборной головки, может быть подключен проходной турбинный расходомер «СОВА-С3РЦ», при этом к нижнему – низкодебитный складной расходомер «СОВА-С3СРЦ» или четырехполосный акустический шумомер «СОВА-С3Ш».

В приборе предусмотрены два режима включения нагревателя канала СТИ - на малую (3,5 Вт) и максимальную (7 Вт) мощности, что повышает его чувствительность к слабым боковым потокам флюидов.

Скважинный прибор кодирует информацию в помехозащищенный цифровой код Манчестер-2 и может работать с любым цифровым каротажным регистратором (например, «Гектор», «КарСар», «Кедр», «Спектр», «Югра»), который обеспечивает прием и декодирование кода Манчестер-2. Дискретность обновления информации – 100 мс.

Питание скважинной аппаратуры необходимо производить от источника стабилизированного напряжения постоянного тока через одножильный бронированный геофизический кабель, например, типа КГ1-30-180, длиной до 6000 м. Общий вид прибора приведен в приложении 1.

Таблица 6.1.1. Основные технические данные

№№ п.п.	Наименование	Значение
1	2	3
1.	Характеристики канала измерения температуры (Т).	
1.1.	Диапазон измерения, С	0 .. 120
1.2.	Разрешающая способность, С	0,003
1.3.	Предел допускаемого значения абсолютной погрешности, С	0,5
1.4.	Показатель тепловой инерции, определенный в воде, сек, не более	1,0
2.	Характеристики канала измерения давления (Р).	
2.1.	Диапазон измерения давления, МПа	0 .. 80
2.2.	Разрешающая способность, МПа:	
	- при работе в формате прибора «СОВА-3»	0,0016
	- при работе в формате прибора «СОВА-5»	0,00016
2.3.	Предел допускаемого значения основной абсолютной погрешности, МПа	0,08
2.4.	Дополнительная температурная погрешность, МПа/ С	0,00015
3.	Характеристики канала измерения	

	естественной гамма-активности горных пород (ГК).	
3.1.	Диапазон измерения, мкР/час	1 .. 600
3.2.	Предел допускаемого значения относительной погрешности, %	5
4.	Характеристика канала магнитной локации муфт обсадных труб (МЛМ).	
4.1.	Максимальное численное значение сигнала при прохождении прибором муфтовых соединений, усл.ед	8192
5.	Характеристики канала термоиндикации расхода (СТИ).	
5.1.	Диапазон термоиндикации расходов скважинной жидкости в колонне диаметром 146 мм, куб.м/час	0,1 .. 10
5.2.	Показатель тепловой инерции, определенный в воде, сек, не более	10
6.	Характеристики канала измерения влагосодержания (В).	
6.1.	Диапазон измерения влагосодержания, %	0 .. 60
6.2.	Предел допускаемого значения абсолютной погрешности, %	6
7.	Характеристики канала измерения удель-ной проводимости скважинной жидкости(R).	
7.1	Диапазон измерения удельной проводимости, мСм/м	100 .. 60000
7.2.	Разрешающая способность, мСм/м	1

7.3.	Пределы допускаемого значения погрешности: абсолютной, в начале шкалы, мСм/м относительной, в конце шкалы, %	 40 4
8.	Дискретность обновления информации, мс	100
9.	Напряжение питания на головке скважинного прибора, В	22 .. 26
10.	Ток потребления, мА, не более: - первый режим (нагреватель канала СТИ не включен) - второй режим (нагреватель канала СТИ включен на мощность 3,5 Вт) - третий режим (нагреватель канала СТИ включен на 7 Вт)	 140 450 575
11.	Мощность потребления, Вт, не более	15
12.	Время установления рабочего режима, мин, не более	2
13.	Продолжительность непрерывной работы (со всеми включенными измерительными каналами), час, не более	20
14. 14.1. 14.2. 14.3. 14.4.	Показатели надежности аппаратуры. Установленная безотказная наработка, час Наработка на отказ, час Срок службы до списания, лет Среднее время восстановления работоспособности, час	 100 600 5 4
15. 15.1.	Условия эксплуатации. Интервал температур окружающей среды, °С	 0 .. 125

15.2.	Максимальное гидростатическое давление, МПа	80
16. 16.1. 16.2.	Габаритные размеры. Диаметр d, мм Длина L, мм, не более	 38 1570
17.	Масса, кг, не более	8
18. 18.1. 18.2. 18.3. 18.4. 18.5. 18.6. 18.7.	Точки записи. Канал МЛМ, мм Канал ГК, мм Канал Р, мм Канал Т, мм Канал В, мм Канал СТИ, мм Канал R, мм	 130 255 935 1035 1040 1255 1350

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ.

Скважинный прибор содержит два блока измерительных преобразователей (датчиков) – первый (верхний) и второй (нижний), шасси в сборе с электронным блоком, блоком ГК и МЛМ, охранный кожух, нижний стыковочный узел - разъем транзитной жилы, приборную головку для подключения прибора к ЦЖК через кабельный наконечник НКБ-36. По длине прибора проходит транзит ЦЖК на нижний разъем (транзитной жилы). Прибор укомплектован защитным колпаком для разъема транзитной жилы и транспортировочным резиновым колпаком для защиты приборной головки.

Конструкция скважинного прибора позволяет отстыковать приборную головку и вместо нее подключить к прибору верхний дополнительный модуль, в котором обеспечен транзит ЦЖК (например, проходной турбинный расходомер «СОВА-С3РЦ»), а к нижнему разъему транзитной жилы - нижний дополнительный модуль (например, низкодебитный складной расходомер

«СОВА-СЗСРЦ» или четырехполосный акустический шумомер «СОВА-СЗШ»). К основному скважинному прибору можно подключить одновременно верхний и нижний модули или один из них. В случае подключения к прибору верхнего модуля соединение всего измерительного комплекса с геофизическим кабелем осуществляется посредством приборной головки верхнего модуля.

Блоки измерительных преобразователей соединены между собой по направляющей (внутренней шпонке) с помощью разрезной гайки. Разрезная гайка фиксируется стопорным кольцом, которое расчеканивается на гайку и корпус нижнего блока. Такое соединение блоков позволяет избежать самопроизвольное раскручивание резьбовых соединений блоков, повреждение соединительных проводов преобразователей, транзитной жилы.

В первом блоке преобразователей размещены датчик давления тензопреобразователь Д-100, преобразователи температуры и влагосодержания, два канала транзита ЦЖК и соединительных проводов датчиков второго блока. Во втором блоке расположены преобразователи термодебитомера, индукционного резистивиметра, также канал транзита ЦЖК и разъем транзитной жилы.

К корпусу первого (верхнего) блока датчиков прикреплено шасси прибора. На нем смонтированы электронные платы основная и ГК, тубус сцинтилляционного блока ГК с фотоэлектронным умножителем ФЭУ-102 и детектором ионизирующих излучений на основе кристалла NaJ(Tl) СДН.17-1.17.110. К верхнему концу шасси (противоположному от блока датчиков) прикреплен преобразователь локатора муфт (МЛМ). На верхнем конце корпуса локатора муфт смонтирован осевой разъем для приема ЦЖК (ответная часть осевому разъему приборной головки или верхнего дополнительного модуля). От осевого разъема провод ЦЖК проходит далее в прибор по дну шасси (во фторопластовой трубке).

На шасси в сборе надет охранный кожух прибора и соединен резьбовым соединением с корпусом верхнего блока преобразователей. Кожух

изготовлен из коррозионностойкой трубы по специальной технологии, обеспечивающей повышенную стойкость трубы к внешнему гидростатическому давлению.

Приборная головка также резьбовым соединением подсоединяется к охранному кожуху и при этом стыкуется с осевым разъемом на корпусе локатора муфт. В головке расположены колодка для подключения к кабельному наконечнику и осевой разъем для передачи ЦЖК далее в прибор.

На приборной головке, разрезной гайке, охранном кожухе резистивиметра предусмотрены специальные места под радиусный ключ, предназначенные для использования при разборке, сборке прибора.

Для защиты от внешнего гидравлического давления преобразователи температуры, термодебитомера, влагомера и индукционного резистивиметра, места соединения блоков измерительных преобразователей, разъем транзитной жилы, охранный кожух, приборная головка уплотнены резиновыми кольцами, а преобразователь давления - медной буксой.

Принцип работы аппаратуры основан на преобразовании измеряемых величин в электрический сигнал, кодировании полученных электрических сигналов, внутреннего теста, индивидуального номера прибора в помехоустойчивый код Манчестер-2 и передаче итогового кода в центральную жилу кабеля.

Электрические схемы, расположение электронных компонентов на двухсторонних печатных платах, описание настройки платы ГК, формат передачи кода скважинного прибора приведены в приложении. В электрической схеме конкретного прибора возможны изменения, не отраженные в документации, но не ухудшающие его заявленные технические характеристики.

В основном исполнении формат передачи кода прибора «СОВА-5» соответствует формату передачи кода прибора «СОВА-3».

Для повышения разрешающей способности скважинного прибора по каналу давления до 0,00016 МПа, по требованию Заказчика, в приборе может быть реализован собственный формат передачи – прибора «СОВА-5».

Для представления переданных скважинным прибором измеренных данных в условных единицах непосредственно в единицах физических величин используются алгоритмы обработки данных, реализованные в программе регистрации и обработки данных цифрового каротажного регистратора (установленной на компьютере), а также градуировочные константы скважинного прибора. Форма представления констант зависит от программы регистрации и обработки данных используемого регистратора.

В процессе эксплуатации, по мере необходимости, градуировочные константы подлежат коррекции. Методика определения градуировочных констант измерительных преобразователей, а так-же коэффициента преобразования напряжения на головке скважинного прибора, приведена в приложении.

6.2 СОВА-СЗРЦ-38-80

Модуль расходомера цифрового проходного глубинного модели «СОВА» исполнения "СОВА-СЗРЦ-38-80" (далее расходомер, модуль, скважинный прибор, "СОВА-СЗРЦ") предназначен для измерения расхода скважинной жидкости по стволу обсаженных нефтяных скважин с целью определения дебитов пластов и пропластков и определения приемистости водяных скважин.

Модуль расходомера "СОВА-СЗРЦ" предназначен для работы в составе комплексной скважинной аппаратуры для контроля за разработкой нефтяных месторождений модели "СОВА" в качестве дополнительного модуля, но может быть использован и в качестве отдельного независимого прибора.

Прибор представляет собой расходомер турбинного типа; конструкция прибора обеспечивает транзит центральной жилы кабеля (ЦЖК) по длине прибора. Общий вид прибора приведен в приложении 2.

В зависимости от полярности питающего напряжения расходомер "СОВА-СЗРЦ" представляет информацию в цифровом виде (код Манчестер-2) или в импульсном.

При представлении информации в цифровом виде расходомер может работать с любым цифровым каротажным регистратором (например, "Гектор", "КарСар", "Кедр", "Югра", "Спектр"), который обеспечивает прием и декодирование помехозащищенного цифрового кода Манчестер-2. При использовании расходомера в режиме представления информации в импульсном виде для регистрации информации могут быть использованы как цифровые, так и аналоговые регистраторы.

Питание модуля расходомера необходимо производить от источника стабилизированного напряжения постоянного тока через одножильный бронированный геофизический кабель, например, типа КГ1-30-180, длиной до 6000 м.

Таблица 6.2.1. Основные технические характеристики

№№ п.п.	Наименование	Значение
1	2	3
1.	Диапазон измерения расходов в колонне диаметром 146 мм, м³/час	1,2 .. 100
2.	Диапазон измерения расходов в насосно-компрессорной трубе диаметром 73 мм, м³/час	0,2 .. 60
3.	Порог реагирования в колонне диаметром 146 мм, м³/час, не более	0,8

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ.

Прибор содержит корпус с измерительным узлом, электронный блок на шасси, охранный кожух с приборной головкой, стыковочный узел с защитным колпаком, центратор.

В измерительном узле расположены турбинка, установленная в корпусных опорах, и индуктивный преобразователь (датчик) расходомера. Продольные ребра корпуса прибора выполняют роль защитного кожуха измерительного узла.

Турбинка представляет собой ось с напрессованной на нее крыльчаткой из термостойкого пластика, устойчивого к воздействию кислот, щелочей и органических растворителей.

В верхней части оси турбинки имеется утолщение, в котором перпендикулярно оси запрессован постоянный магнит. На уровне магнита расположена катушка индуктивного преобразователя (в трубчатом корпусе).

Верхний конец оси турбинки исполнен в виде иглы, в нижний вклеен корундовый подпятник. Соответственно, в верхнюю корпусную опору также вклеен корундовый подпятник, нижняя корпусная опора с иглой.

Корпусные опоры имеют возможность осевой регулировки их ввинчиванием и вывинчиванием в установочные резьбовые отверстия. Опоры фиксируются контргайками, которые контрятся расчеканиванием установленных под контргайками стопорных шайб на контргайки и корпус прибора.

Шасси с электронным блоком прикреплено к верхней части корпуса расходомера. На верхнем конце шасси смонтирован осевой контакт, который стыкуется с осевым разъемом приборной головки для подсоединения к ЦЖК, к нижнему концу крепится датчик расходомера (имеет возможность продольного перемещения и осевого вращения при настройке прибора).

На шасси в сборе надет охранный кожух, выполненный неразъемным с приборной головкой, предназначенной для подключения к ЦЖК через

кабельный наконечник, и соединен резьбовым соединением с верхней частью корпуса прибора.

Нижняя часть корпуса выполнена в виде стыковочного узла (нижнего), с помощью которого расходомер может быть подключен к скважинному комплексному прибору, или же он должен быть закрыт защитным колпаком. При посадочном диаметре нижнего стыковочного узла 32,5 мм расходомер может быть подключен к скважинным комплексным приборам «СОВА-С3-36-60», «СОВА-С3-38-80», «СОВА-С3-38Т-80», «СОВА-С3-38Т-80-сваб», «СОВА-С5-38Т-80», «СОВА-С5-38П-80»; при посадочном диаметре 24,4 мм – к приборам «СОВА-С3-28-60», «СОВА-С3-28Т-60», «СОВА-С9-28Т-60». Транзитная жила ЦЖК проходит по одному из продольных ребер корпуса прибора.

Для расположения прибора на осевой линии скважины исполь-
зуется центратор с пластинчатыми пружинами, закрепленными штифтами на втулках. Втулки имеют возможность перемещения вдоль оси прибора, достаточного для центровки прибора в обсадной колонне и насосно-компрессорных трубах.

Приборная головка и нижний стыковочный узел расходомера имеют герметизированные токовводы. Это предохраняет кабельный наконечник и пристыкованный комплексный прибор от внешнего давления при возникновении нештатных ситуаций в расходомере (например, при его разгерметизации вследствие аварии).

Для защиты от внешнего гидравлического давления приборная головка, охранный кожух, стыковочный узел, токовводы приборной головки и стыковочного узла уплотнены резиновыми кольцами.

Принцип работы прибора основан на преобразовании измене-ний индуктивности датчика расходомера в электрический сигнал, кодировании полученных электрических сигналов (в зависимости от полярности питания) либо в помехоустойчивый код Манчестер-2, либо в двуполярные импульсы,

частота следования которых про-порциональна скорости вращения турбинки, и передаче итоговой информации в центральную жилу кабеля.

При питании расходомера напряжением положительной полярности формируется код Манчестер-2. В этом коде одновременно передается информация о количестве оборотов турбинки за 100 мс, о количестве оборотов турбинки за 1 с, личные номер и серия расходомера, минимальное и максимальное значения полезного сигнала, дата выпуска прибора.

При питании расходомера напряжением отрицательной полярности формируются двуполярные импульсы с информацией только о количестве оборотов турбинки.

Режим работы расходомера устанавливается с помощью поля перемычек Р на печатной плате (см. электрическую схему в приложении).

1. Настройка прибора на формирование цифрового кода или аналогового сигнала (в зависимости от полярности напряжения питания) или только цифрового кода производится изменением состояния перемычки Р5 на поле перемычек:

- при замкнутой перемычке Р5 (защитный диод VD2 закорочен) модуль может работать при любой полярности напряжения питания и формировать выходной сигнал в зависимости от полярности питания: при положительной полярности модуль формирует цифровой код, при отрицательной – импульсный сигнал;

- при разомкнутой перемычке Р5 модуль может работать только при питании напряжением положительной полярности и формирует код Манчестер-2.

- В составе комплексной скважинной аппаратуры, кроме основного комплексного прибора и дополнительного модуля расходомера «СОВА-СЗРЦ», может быть использован и второй дополнительный модуль (например, низкодебитный расходомер, шумомер). Поэтому, для того чтобы

исключить конфликт передачи информации, каждый из дополнительных модулей должен быть аппаратно настроен как «первый» или как «второй» (модуль)

6.3 МАК - 2

Аппаратура акустического каротажа МАК-2 предназначена для контроля качества цементирования обсадных колонн с внутренним диаметром от 100 до 155 мм с углом наклона до 45° и с внутренним диаметром от 155 до 320 мм с углом наклона до 30 °, а также исследования разрезов необсаженных скважин диаметром от 100 до 220 мм с углом наклона до 30 ° и диаметром от 220 до 320 мм с углом наклона до 15 °, заполненных негазированной жидкостью. Общий вид прибора приведен в приложении 3.

Аппаратура выпускается в двух исполнениях:

- исполнение 1 - предназначено для работы при температуре окружающей среды до 150 °С и гидростатическом давлении до 120 МПа;

2) исполнение 2 - предназначено для работы при температуре окружающей среды до 120 °С и гидростатическом давлении до 80 МПа.

Аппаратура должна эксплуатироваться с каротажными лабораториями и станциями, снабженными цифровым регистратором «Гектор» ГЕ-1-00-00-00 ПС с персональным компьютером IBM PC, наземной панелью УЗБА-21А или УЗБА-21 и кабелем грузонесущим геофизическим марки КГЗ-60-180

Основные параметры МАК-2:

Диапазон преобразования интервального времени распространения упругих волн в разность временных задержек электрических импульсов от 120 до 600 мкс/м.

Диапазон преобразования коэффициента затухания упругих волн в отношении амплитуд электрических импульсов от 3 до 30 дБ/м.

В скважинном приборе используется трехэлементный акустический зонд ИЛП1 S П2 с размерами:

длина ближнего зонда L = (1000 ±5) мм;

база зонда S = (500 ±3) мм.

Мощность, потребляемая аппаратурой, не более 50 ВА, в том числе блоком управления - не более 25 В А.

Технические характеристики:

Пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразования интервального времени распространения упругих волн в разность временных задержек электрических импульсов ±3 %;

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования коэффициента затухания упругих волн в отношение амплитуд электрических импульсов не более ±1,4дБ/м в диапазоне от 3,0 до 15 дБ /м и не более ±2,8 дБ/м в диапазоне от 15 до 30 дБ/м;

Питание аппаратуры осуществляется от сети переменного тока напряжением (220 ±22) В и частотой (50 ±1) Гц;

Частота запуска излучателя скважинного прибора (25 ±1) Гц;

Частота первого периода упругих колебаний, возбуждаемых излучателем скважинного прибора, не более 20 кГц;

Амплитуда второго полупериода сигнала ближнего зонда на выходе блока управления на сопротивлении нагрузки 1 кОм в свободной стальной колонне с наружным диаметром 146 мм при минимальном коэффициенте усиления скважинного прибора не менее 5 В;

Уровень электронных шумов, наводок и волны-помехи по звукоизолятору в интервале времен от 200 до 700 мкс по первому каналу измерений и от 250 до 1000 мкс по второму каналу измерений на выходе блока управления меньше амплитуды второго полупериода сигнала в свободной стальной трубе с наружным диаметром (146 ±6) мм не менее, чем на 50 дБ;

Средняя наработка на отказ при рабочей температуре скважинного прибора до 125 °С не менее 200 ч.:

- установленная безотказная наработка не менее 20 ч.;
- полный средний срок службы не менее 6 лет;
- установленный срок службы не менее 3 лет.

Время установления рабочего режима аппаратуры 15 мин.;

Время непрерывной работы аппаратуры 8 ч.

Устройство и принцип работы предлагаемой аппаратуры.

Аппаратура содержит два скважинных прибора - один с излучателем диаметром 73 мм, другой с излучателем диаметром 100 мм и блок управления.

Блок управления аппаратуры вырабатывает переменное напряжение для питания скважинного прибора, позволяет ступенчато регулировать коэффициент усиления прибора, разделяет синхроимпульсы и информационные сигналы, поступающие со скважинного прибора, и выдает их в форме удобной для последующих измерений параметров сигналов.

В качестве канала связи между скважинным прибором и блоком управления используется трехжильный бронированный каротажный кабель КГЗ-60-180 длиной до 5500 м. Для питания скважинного прибора и передачи информационных сигналов аппаратуры требуются две жилы каротажного кабеля и его броня. Третья жила кабеля не используется и является резервной.

7 Интерпретация

В данной главе я проведу количественную и качественную интерпретацию полученной в результате каротажа информации. Мной будут рассмотрены основные виды работ проводимых на Варьеганском месторождении такие как:

- определение профиля притока в эксплуатационных скважинах;
- определение глубины установки скважинного оборудывания
- определение технического состояния обсадной колонны;

Каротажные диаграммы и результаты их интерпретации взяты по реально существующим скважинам и являются собственностью компании заказчика и разглашению не подлежат.

7.1 Определение профиля приемистости и технического состояния скважины под закачкой.

Данные по скважине:

Категория скважины	I
Экспл. Колонна / башмак	139.7 мм / 2638 м.
Текущий забой	2316 м
НКТ	73 мм / 2236.5 м
Пакер	2223-2226 м

Выполненный комплекс исследований (ВТ, ГК, ЛМ, Ман., расходометрия)

Интервал записи, м		Направление	начало	конец	Примечание
			ч/мин/сек	ч/мин/сек	
116.6	2322.1	Спуск	12:08:53	14:20:26	Фон по стволу
2048.6	2321.6	Подъём	14:21:05	14:51:58	Привязка к разрезу
2048.8	2321.9	Спуск	14:52:20	15:25:46	фон детально
2045.2	2325	Спуск	16:26:58	16:58:53	детально под закачкой
2035.3	2325.2	Подъём	16:59:17	17:31:58	детально под закачкой
1999.6	2328.3	Спуск	17:49:00	18:25:31	под закачкой (повтор)
1999.2	2323	Спуск	19:07:26	19:42:42	сразу после остан. закачки
1995.9	2322.7	Спуск	20:07:17	20:45:19	ч/з 1 час остановки
73.9	2322.8	Подъём	20:45:41	22:30:42	по стволу

Данные о перфорации:

Пласт	*Проектные интервалы перфорации (м)*	*Фактические интервалы перфорации (м)*

Б 10	2268.0-2275.0	По ЛМ границы четко не отмечаются

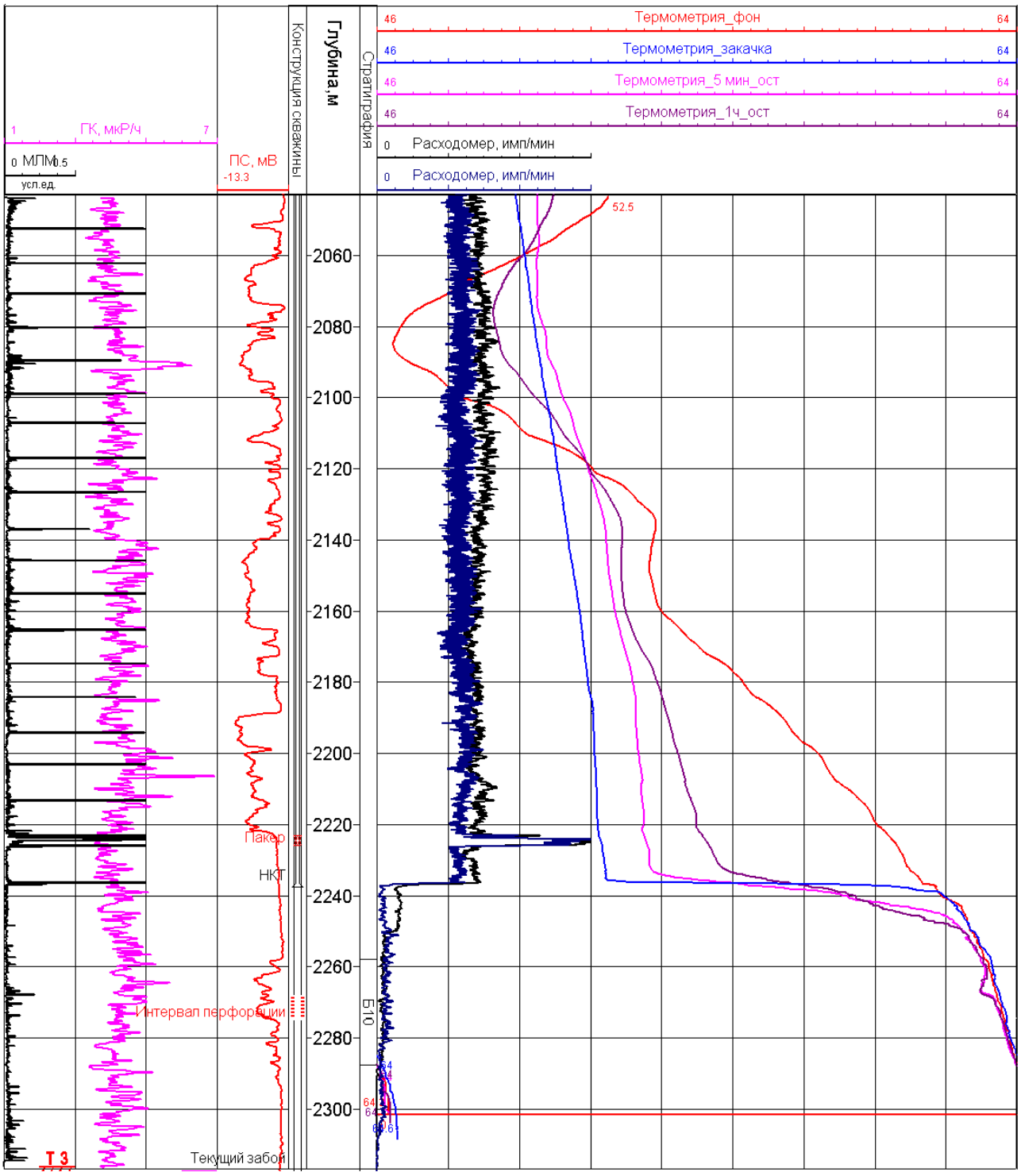
Выводы по результатам интерпретации данных ГИС:

- Закачка *от агрегата* открыта в 16:05 . Закачка остановлена в 19:05 .
- Давление закачки составило 50 атм (от агрегата). Закачано 40 м3 воды.
- После 20 мин закачки определена циркуляция жидкости по межтрубью. Общий суточный расход не определен.
- Пакер, установленный в интервале 2223-2226 м *не герметичен*.
- Перфорированный интервал практически не принимает. Нижняя граница ухода жидкости – воронка НКТ.
- На глубине 2060-2110 м отмечается остаточная отрицательная температурная аномалия, вероятно связанная с разработкой. Определение целостности эксплуатационной колонны в указанном интервале затруднено наличием НКТ и недостаточным объемом и давлением закачки. *Рекомендуется поднять воронку выше 2000 м для проведения исследований с однозначным результатом.*
- ЗКЦ по стволу не выявлены. Возможен внутрипластовый переток в интервале 2189-2222 м. В интервале открытой колонны ЗКЦ отсутствуют. Зумпф герметичен.

Определение работающих перфорированных интервалов:

Пласт	Интервалы перфорации, м	Интервал поглощения,	Работающая мощность, м	Расход, $м^3$/ сут (%)
Б10	2268.0-2275.0	**нет**	-	**-**

Сводная диаграмма ГИС



7.2 Определение качества цементирования обсадной колонны по данным АКЦ

Текущий забой, м	2295 (ВП)
Диаметр кондуктора, мм	324
Башмак кондуктора(пр), м	455
Диаметр эксп./колонны, мм	146

Башмак эксп./колонны, м	2568
Проектная перфорация	2145-2150 (Б8-3)

Проведенные исследования:

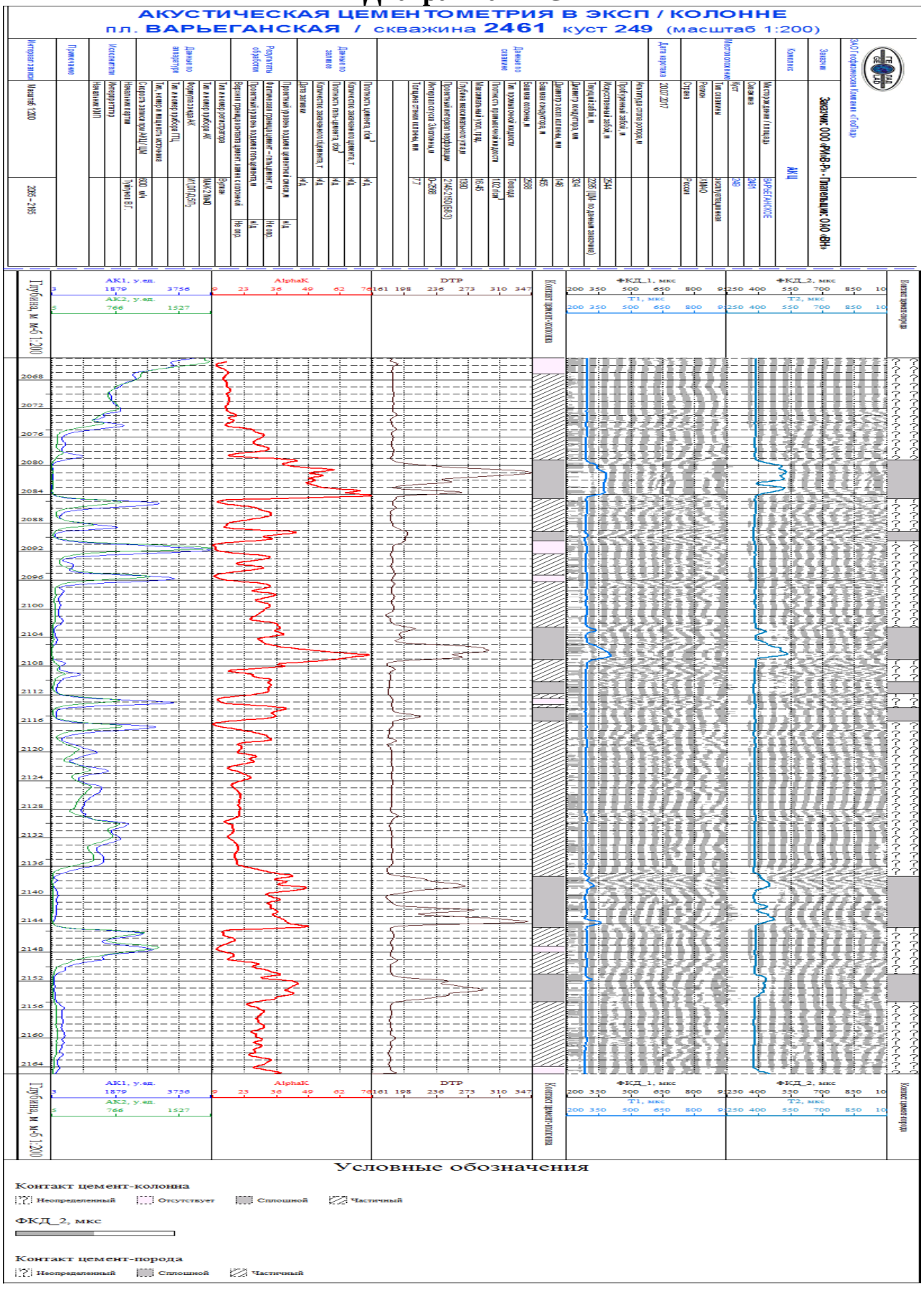
Вид исследования	Масштаб	Интервал (м)	Тип прибора	Дата замера	Качество замер
АКЦ	1:200	2065-2165	МАК-2 № 40		хор.

Начальник партии:

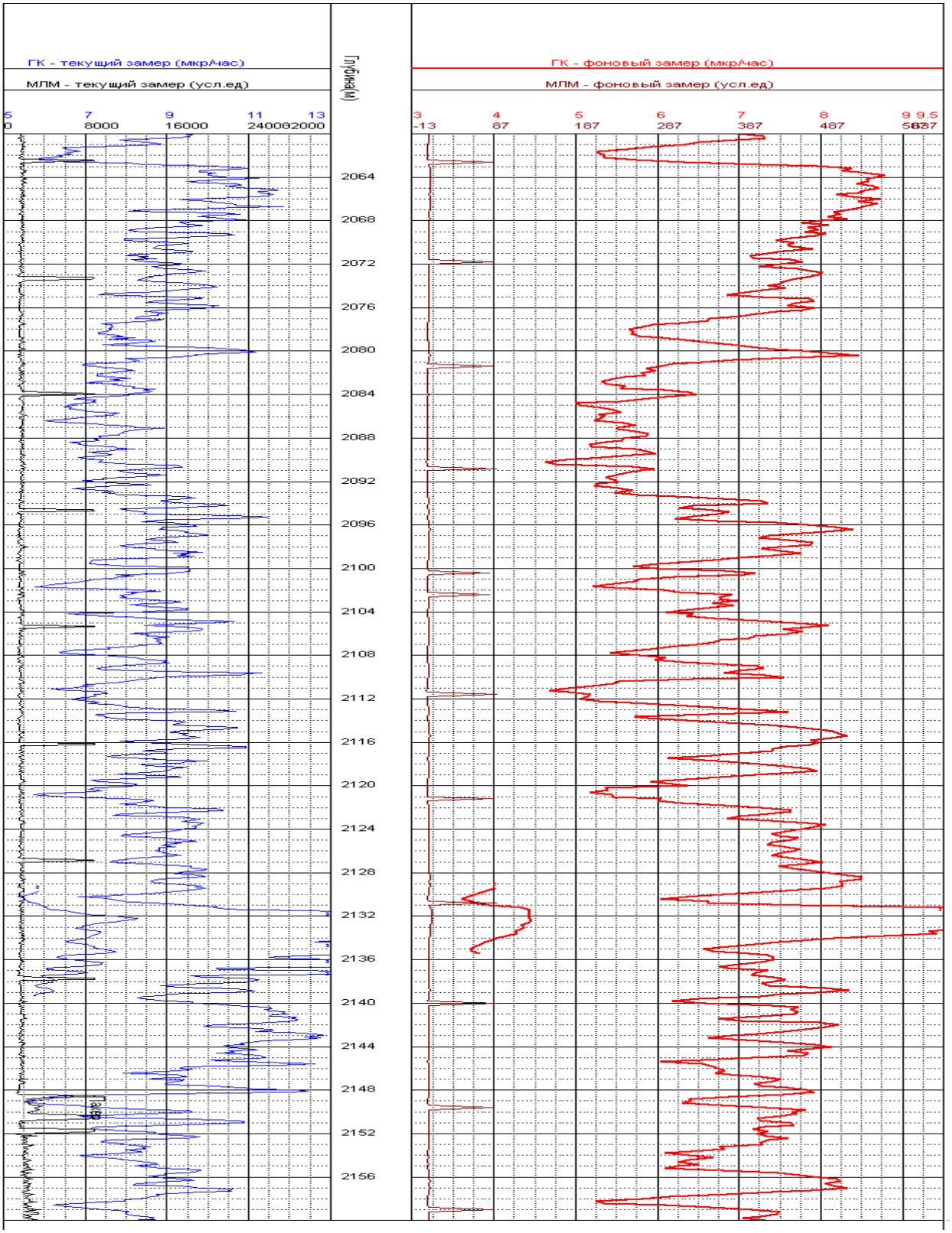
Характеристика качества цементирования

Кровля (м)	Подошва (м)	Толщина (м)	Контакт цемент-колонна	Контакт цемент-порода
2065.0	2067.2	2.2	Отсутствует	Неопределенный
2067.2	2079.2	12.0	Частичный	Неопределенный
2079.2	2084.6	5.4	Сплошной	Сплошной
2084.6	2089.2	4.6	Частичный	Неопределенный
2089.2	2090.5	1.3	Сплошной	Сплошной
2090.5	2092.3	1.8	Отсутствует	Неопределенный
2092.3	2095.3	3.0	Частичный	Неопределенный
2095.3	2096.2	0.9	Отсутствует	Неопределенный
2096.2	2102.6	6.4	Частичный	Неопределенный
2102.6	2107.1	4.5	Сплошной	Сплошной
2107.1	2110.2	3.1	Частичный	Неопределенный
2110.2	2111.9	1.7	Сплошной	Сплошной
2111.9	2112.5	0.6	Частичный	Неопределенный
2112.5	2113.4	0.9	Отсутствует	Неопределенный
2113.4	2113.8	0.4	Частичный	Неопределенный
2113.8	2115.7	1.9	Сплошной	Сплошной
2115.7	2137.4	21.7	Частичный	Неопределенный
2137.4	2144.5	7.1	Сплошной	Сплошной
2144.5	2147.1	2.6	Частичный	Неопределенный
2147.1	2148.0	0.9	Отсутствует	Неопределенный
2148.0	2151.0	3.0	Частичный	Неопределенный
2151.0	2154.9	3.9	Сплошной	Сплошной
2154.9	2163.9	9.0	Частичный	Неопределенный
2163.9	2165.0	1.1	Отсутствует	Неопределенный

Диаграмма ГИС



7.3 Определение глубины установки скважинного оборудывания



Скважина № **3415** Куст № 239 Месторождение ***Варьёган***

Начало закачки:
Окончание закачки:
Давление закачки:
Мертвый конец прибора: **1,3 м**

Регистратор *Вулкан* Зав. № 1869
Подъёмник ПКС-5-04м Зав. № 245

Иск. Забой: Пакер: НКТ: Инт. перф.:

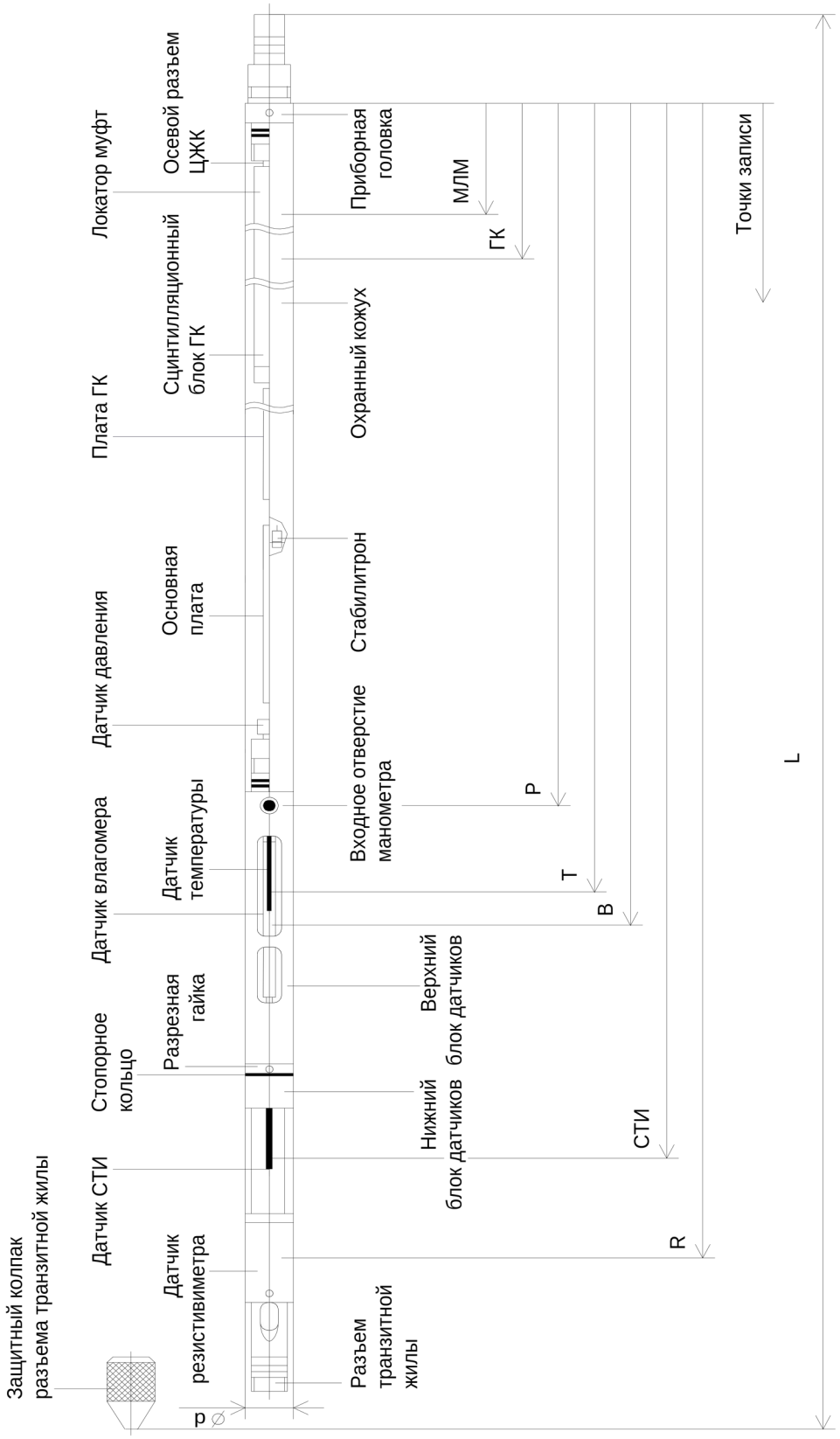
	Интервал записи		Направ-ление	Шаг квант.	Дата начала регистрации	Время начала	Время окончания	Средняя скорость	Скважинный прибор		Примечание
	Начало	Конец							тип	зав.№	
	м		С,П	м	чч/мм/гг	ч/мин/сек	ч/мин/сек	м/час			
1	2006,3	2158,5	Подъём	0,1		08:09:23	08:31:17	-416,9	СОВА-3	130_N	гк лм прив 1:200 повт

верх репера по привязке -2148,2 м низ репера -2150м

Список используемой литературы

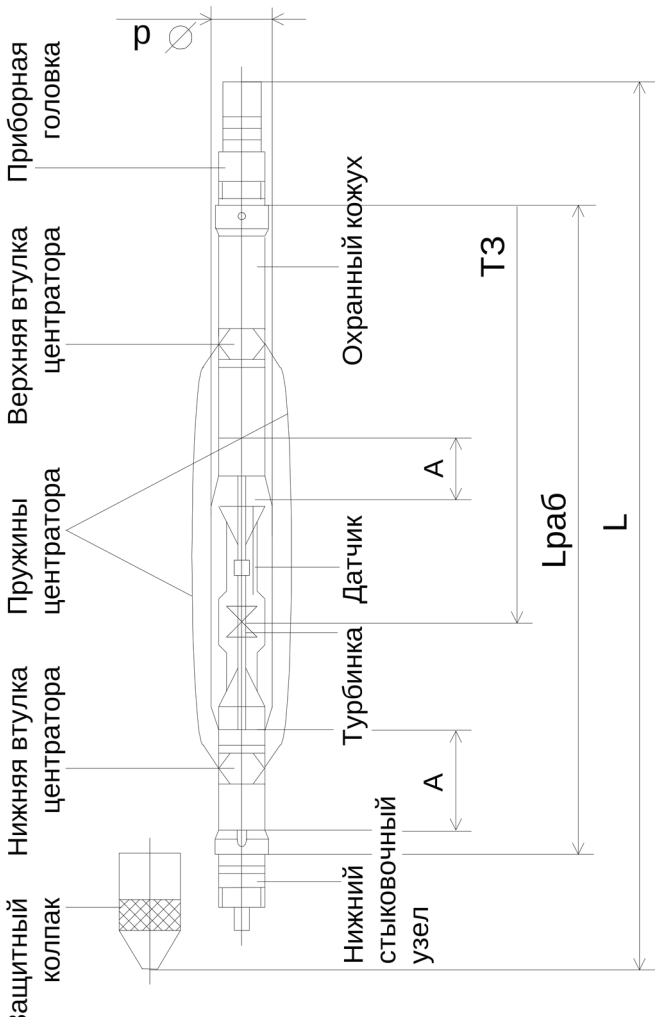
1. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., «Недра»,1975г., 680с. Авт.: А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др.
2. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. Изд. 2-е, переработанное и дополненное. М.: Недра, 1973.с. 368.
3. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин. - Екатеринбург: УГГГА, 2003. - 294 с.
4. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов Недра, Москва, 1989 г., 190 стр.
5. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие Недра, Москва, 1991 г., 223 стр.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов НИЦ Регулярная и хаотичная динамика, Москва, 2006 г., 780 стр.
7. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1982.- 448 с.
8. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика/ Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983.с. 591.

Приложение 1 Общий вид СОВА-С5-38Т-80



Скважинный прибор "СОВА-С5-38Т-80". Общий вид.

Приложение 2 Общий вид СОВА-СЗРЦ-38-80



Расходомер цифровой проходной "СОВА-СЗРЦ". Общий вид.

Приложение 3 Общий вид МАК-2

