

Содержание	с.
Реферат	5
Перечень сокращений, условных обозначений, терминов, единиц и символов	6
Введение	7
1 Геолого-промысловая характеристика Уренгойского газоконденсатного месторождения	8
1.1 Орогидрографическая характеристика района	8
1.2 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика раздела	11
1.3 Тектоника	13
1.4 Нефтегазоносность	14
2 Характеристика сырья и получаемых продуктов	22
3 Анализ текущего состояния разработки газоконденсатных залежей Уренгойского НГКМ	24
3.1 Текущее состояние разработки газоконденсатных залежей	26
3.2 Состояние фонда скважин	29
4 Конструкция добывающих скважин валанжинской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	38
5 Технологический режим работы газовых скважин	40
6 Исследовательские работы в валанжинских скважинах Уренгойского НГКМ	42
6.1 Газодинамические исследования скважин	43
6.2 Газоконденсатные исследования скважин	44
6.3 Статические и глубинные замеры в газоконденсатных скважинах	46
6.4 Специальные исследования	47
7 Цели и задачи исследований пластов и скважин	49
7.1 Газогидродинамические исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации	52

11.3 Мероприятия по обеспечению безопасности в ЧС на предприятии “Уренгойгазпром”	101
11.4 Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений	105
Заключение	110
Список использованных источников	111
Приложение А	113
Приложение Б	115
Приложение В	115
Приложение Г	120
Приложение Д	131

Перечень сокращений, условных обозначений, терминов, единиц и символов

- ГВК – газоводяной контакт
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГФУ – горизонтальное факельное устройство
- ДИКТ – дифференциальный измеритель критического течения
- ДКС – дожимная компрессорная станция
- ММП – многолетнемерзлая порода
- НТС – низкотемпературная сепарация
- НТЦ – научно-технический центр
- ООО – общество с ограниченной ответственностью
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- ПГИ – промысловые геофизические исследования
- ПДК – предельно-допустимая концентрация
- СК – северный купол
- УГП – Уренгойгазпром
- УНГKM – Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа
- ФА – фонтанная арматура
- ЦПЗ – центральная приподнятая зона
- ЮК – южный купол

1 Геолого-промысловая характеристика Уренгойского газоконденсатного месторождения

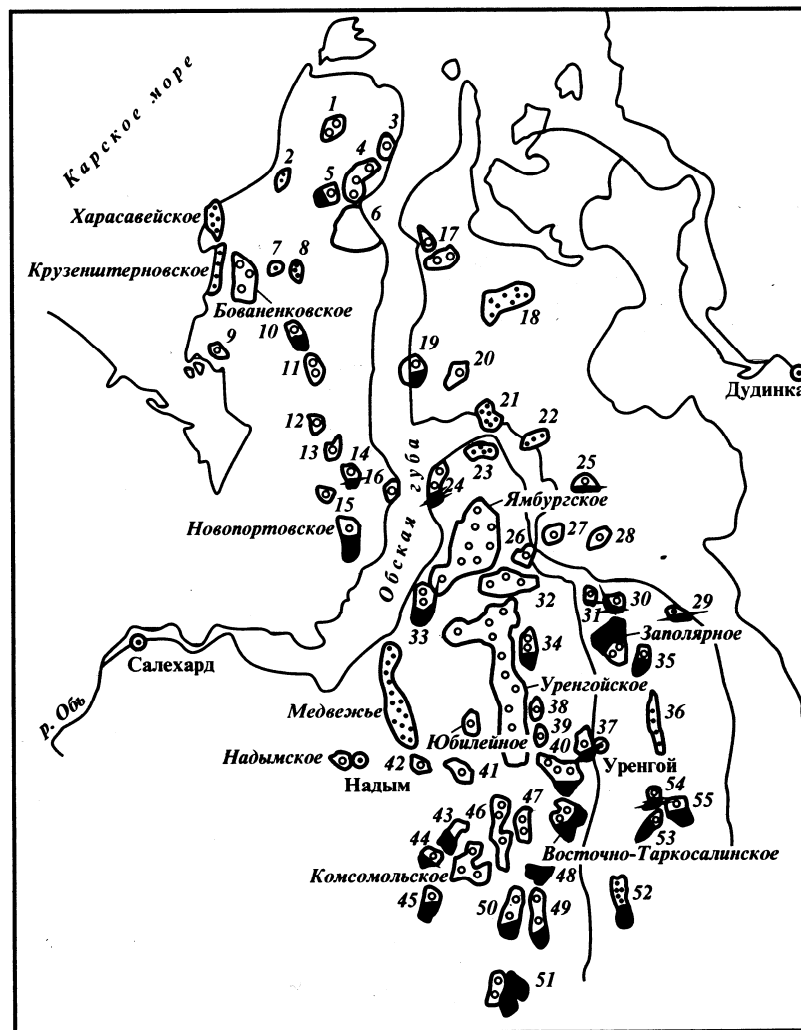
1.1 Орогидрографическая характеристика района

Район находится в северной части Западно-Сибирской низменности. Административно месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рисунок 1.1).

Территория Уренгойского газоконденсатного месторождения представляет собой заболоченную полого-холмистую равнину, слаборасчлененную речными долинами, покрытую многочисленными озерами и криогенными формами (бугры пучения, термокарст и др.) Абсолютные отметки поверхности на площади колеблются от +18 до +80 м.

Район находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород, температура которых понижается с юга на север на 1 градус °С на 100 км [1]. Строение многолетнемерзлых толщ – от монолитного на Северо-Уренгойском месторождении, до слоистого – в долинах рек на юге Уренгойской площади. Глубина залегания ММП от 0 до 360 – 500 м. Температура ММП от минус 1 до минус 5°С. Температурный градиент по толще ММП (средний) – 3,8 °С на 100 метров разреза. В разрезе ММП имеются также межмерзлотные региональные талые породы, к которым приурочены водоносные горизонты. Все водоснабжение города Новый Уренгой и локальных водозаборов газовых промыслов осуществляется благодаря развития этих таликов.

Климат резко континентальный, с холодной зимой и коротким прохладным летом. Средняя зимняя температура составляет минус 17 °С. Самые холодные месяцы года – декабрь, январь, февраль. В эти месяцы морозы достигают (от минус 50 до минус 55) °С и часто сопровождаются сильными ветрами. Безморозный период – с середины июня до середины сентября. Самый теплый месяц – июль. Его средняя температура колеблется от +6 до +15 °С,



Условные обозначения: 1 - Малыгинское, 2 - Сядорское, 3 - Тасийское, 4 - С.-Тамбейское, 5 - З.-Тамбейское, 6 - Ю.-Тамбейское, 7 - В.-Бованенковское, 8 - Верхне-Тиутейское, 9 - Байдарацкое, 10 - Нейтинское, 11 - Арктическое, 12 - Средне-Ямальское, 13 - Нурминское, 14 - Ростовское, 15 - Малоямальское, 16 - Каменномысское, 17 - Утреннее, 18 - Гыданское, 19 - Геофизическое, 20 - Ханавейско-Солетское, 21 - Минховское, 22 - Антипаютинское, 23 - Семаковское, 24 - Парусовое, 25 - З.-Мессояхское, 26 - Юрхаровское, 27 - Находкинское, 28 - Ю.-Мессояхское, 29 - Русско-Речное, 30 - В.-Тазовское, 31 - Тазовское, 32 - С.-Уренгойское, 33 - Харвутинское, 34 - Самбургское, 35 - Русское, 36 - Ю.-Русское, 37 - С.-Часельское, 38 - Есетинское, 39 - Евояхинское, 40 - Пыррейное, 41 - Ямсовейское, 42 - Пангодинское, 43 - С.-Комсомольское, 44 - Ю.-Танловское, 45 - Муравленковское, 46 - Губкинское, 47 - З.-Таркосалинское, 48 - Тарасовское, 49 - Етыпуровское, 50 - Венгаяхинское, 51 - Вынгапуровское, 52 - Харампурское, 53 - Верхне-Часельское, 54 - Усть-Часельское, 55 - Ново-Часельское.

Рисунок. 1.1 – Обзорная карта месторождений

Мегионская свита объединяет ачимовскую толщу, очимкинскую, южно-балыкскую и чеускинскую пачки.

Ачимовская толща – это чередование песчано-алевролитовых и глинистых пород толщиной 43-157 м. К толще приурочены залежи углеводородов. Очимкинская (539-690 м) и южно-балыкская (62-103 м) пачки по каратажу и керну представлены песчано-алевролитовыми и глинистыми породами. В песчаных пластах БУ₁₂, БУ₁₃, БУ₁₄ имеются углеводороды. В южно-балыкской пачке выделяются продуктивные горизонты БУ₁₀₋₁₁.

Чеускинская пачка является репером при корреляции разрезов; сложена хорошо отмученными плитчатыми глинами толщиной 14-33 м.

Вартовская свита подразделяется на 2 подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижневартовская свита состоит из 3-х литологических пачек: правдинской, усть-балыкской и пимской, сложенных песчаниками, алевролитами и глинами. В составе правдинской пачки выделено 4 пласта БУ₇, БУ₈⁰, БУ₈, БУ₉, три из которых продуктивны. По всей площади над пластом БУ₈⁰ четко прослеживаются реперные “шоколадные” тонко-плитчатые аргиллиты 131-215 м. Усть-Балыкская пачка - это переслаивание мощных песчано-алевролитовых и глинистых пластов. В составе пачки из 6 песчаных пластов 2 продуктивны БУ₁₋₂ и БУ₅₋₆. Толщина пачки 181-336 м. Пимская пачка толщиной 23-58 м – это алевритистые аргиллиты. Верхневартовская подсвита толщиной 231-424 м – переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Покурская свита (апт-альб-сеноман) – чередование алевритопесчаных и глинистых пород различной толщины, плохо выдержанных по площади. К верхней части покурской свиты приурочена уникальная газовая залежь сеноманского возраста толщиной 300-350 м. Общая мощность отложений свиты 812-978 м.

Кузнецовская свита сложена аргиллитоподобными морскими глинами толщиной 32-80 м.

Березовская свита – глины монтмориллонитового состава с прослоями глинистых и известковистых алевролитов толщиной 213-314 м.

размеры его увеличились. По существу это осложнение представляет собой северо-восточное погружение плоского свода Ен-Яхинской структуры, отделенное от него седловиной до 10 м глубины. На северо-западном крыле выделено небольшого размера погружение внутри газонасыщенной площади, где кровля сеномана опускается ниже газоводяного контакта. Разрывных нарушений по сеноману не установлено.

Строение Уренгойского вала в осадочном чехле прослежено по опорным отражающим горизонтам “Б” и “Г”, а также по данным бурения. По кровле пласта БУ₈⁰ Уренгойский вал имеет меридиональное простирание и по замыкающей изогипсе 2700 м имеет длину 95 км и ширину 15-21 км. Амплитуда вала 160 м. Северный купол по изогипсе –2600 м имеет размеры 25 × 9 км, амплитуду – 58 м. Центральная зона оконтуривается изогипсой 2610 м, имеет размеры 29 × 5,5-10,5 км и амплитуду 29 м. Южный купол по изогипсе 2640 м имеет размеры 22,5 × 9,5 км амплитуду 71 м. Углы падения западного крыла вала (один-два градуса) более крутые по сравнению с восточным крылом (один градус - один градус 20 минут).

По кровле сеномана вал представляет меридионально вытянутую структуру и по оконтуривающей изогипсе -1200 м имеет размеры 120 × 31 км и амплитуду 240 м. Северный купол и центральная приподнятая зона объединяются в единую структуру, а южный купол выделяется самостоятельно. Падение западного крыла по сравнению с восточным более крутое. Структура Уренгойского вала в меловых отложениях носит “унаследованный” характер. Ось вала в нижнемеловых отложениях практически совпадает с осью вала по сеноманским отложениям. Единственно, в интервале нижнемеловых отложений Уренгойский вал более узкий и с меньшей амплитудой.

1.4 Нефтегазоносность

В разрезе Уренгойского месторождения выявлено два продуктивных комплекса: сеноманский и нижнемеловой. Сеноманский газоносный комплекс

проектом разработки... “ , составленным в 1979 г. и “Дополнениям...” к нему (1982 г.) на максимальный объем добычи газа соответственно 30 млрд. м³ и 6,2 млн. т в год.

В настоящее время в разработке находятся газоконденсатные залежи I – IV объектов эксплуатации и нефтяные оторочки на трех участках месторождения. Подготовлены к промышленному освоению, но не введены в разработку газоконденсатные залежи пластов ПК₂₁, АУ₉, БУ₁₅, БУ₁₆, а также ачимовской толщи, расположенные в пределах лицензионного участка ДП “Уренгойгазпром” [2].

Статиграфически основные продуктивные горизонты нижнего мела соответствуют сортымской свите берриас – валанжина и тангаловской свите валанжин – готерива. Диапазон нефтегазоносности нижнемеловых отложений охватывает низы прокурской свиты ПК₁₈, ПК₂₁, группы АУ, пласты БУ₀ – БУ₅, (все пласты газонасыщенные), пласты БУ₈⁰, БУ₈, БУ₉, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₂¹, БУ₁₃, БУ₁₄ (нефтегазонасыщенные), пласты БУ₁₂², БУ₁₅, БУ₁₆, БУ₁₇ (газонасыщенные).

При проектировании разработки все продуктивные пласты нижнего мела с учетом их положения в разрезе, термодинамических условий, близости фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов, а также других особенностей сгруппированы в четыре эксплуатационных объекта.

В пределах Южного купола (УКПГ–1АВ) 1 эксплуатационный объект включает разведанные залежи в пластах ПК₁₈, ПК₂₁, АУ₁₀, БУ₀, БУ₅, а также залежи, выявленные по данным ГИС (категория С₂) в пластах ПК₁₆ и БУ₁₋₂ [2].

Залежь в пласте ПК₁₈ залегает на глубинах 1745-1790 м и обладает максимальной площадью газонасыщенности на Южном куполе. В контуре газонасыщенности находятся 7 разведочных и 52 эксплуатационных скважины.

Залежь пласта ПК₂₁ по площади меньше вышележающей, располагается на глубинах 1890 – 1925 м., водоплавающая. ГВК с учетом вновь пробуренных эксплуатационных скважин принят по данным ГИС на а.о. – 1858 м.

Небольшая залежь в пласте АУ₁₀ залегает на глубинах 2245-2260 м. В принятом при утверждении запасов этой залежи в ГКЗ СССР варианте корреляции пласт БУ₀ индексировался как БУ₃.

С учетом дополнительных данных ГИС по эксплуатационным скважинам ГВК опущен до а.о. – 2340 м. (сравнительно с – 2333 м принятом при утверждении запасов в ГКЗ).

Пласт БУ₅ на Южном куполе залежь эта нижняя в составе I объекта и залегает на глубинах 2505-2537 м.

Залежи в пластах ПК₁₆ и БУ₁₋₂ выделяются по данным ГИС, из них реальный интерес может представлять залежь в пласте БУ₁₋₂, имеющая высоту 27 м. В пласте ПК₁₆ поле газоносности приурочено к самой сводовой части Южного купола, высота залежи немного более 10 м.

II эксплуатационный объект включает в себя пласты БУ₈⁰, БУ₈ и БУ₉. К пласту БУ₈ приурочена единая газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой кольцевого типа, окаймляющей газоконденсатную часть в пределах Северного купола (СК) и восточного склона севера ЦПЗ (центральной приподнятой зоны). На Южном куполе (ЮК), юге ЦПЗ и восточном склоне севера ЦПЗ нефтяная оторочка отсутствует. Высота газоконденсатной шапки на СК составляет 120 м (при среднем уровне ГНК – 2665 м), в северной части ЦПЗ около 100 м, на юге ЦПЗ – 95 м на ЮК также около 100 м [2].

В пределах Южного купола пласт БУ₈⁰ не имеет четкого раздела от нижележащего пласта БУ₈. На основании отметок газоводяного контакта при подсчете запасов для ЮК принята модель единой залежи в пластах БУ₈⁰ – БУ₈.

При этом газоводяная зона расширяется до 2 – 5 км в восточной и западной частях залежи до 6 – 7 км южной периклинали и в зоне перехода от Южного купола к ЦПЗ.

этом нефтяная оторочка, как и в верхних пластах горизонта БУ₁₀₋₁₁, кольцевого типа.

В пласте БУ₁₂¹ по промышленным категориям разведаны и эксплуатируются 4 залежи: одна на Северном куполе, две в пределах ЦПЗ и самая крупная на Южном куполе.

Максимальными запасами в пределах пласта БУ₁₂¹ обладает залежь на Южном куполе, газовая часть которой имеет размеры 10×22 км и высоту 85 м. Нефтяная оторочка кольцевого типа высотой в среднем 18 м. Высота газовой шапки в пределах УКПГ–1АВ от 30 до 70 м.

IV эксплуатационный объект включает в себя пласты БУ₁₂², БУ₁₃, БУ₁₄¹, БУ₁₄². В пласте БУ₁₂² имеются две газоконденсатные залежи. Основная охватывает по площади всю ЦПЗ (длина 28,5 км) и имеет ширину 9 км в зоне сочленения между ними. Высота залежи в северной части около 50 м, в южной до 55 м. На Южном куполе газоконденсатная залежь имеет размеры 8×16,5 км и высоту 58 м. На Северном куполе пласт БУ₁₂² заглинизирован. В пласте БУ₁₃ коллекторы присутствуют на южном склоне ЦПЗ и Южном куполе [2].

Залежь на Южном куполе газоконденсатная, но на восточном борту структуры выявлена нефтяная оторочка козырькового типа.

Газовая залежь пласта БУ₁₃ имеет размеры 8×18,5 км и высоту 60 м. Горизонт БУ₁₄ с учетом различия в газоконденсатных контактах разделен на два продуктивных пласта БУ₁₄¹ и БУ₁₄² имеют развитие в песчаных фракциях на всей площади месторождения за исключением Северного купола. В пласте БУ₁₄¹ имеются две газовые залежи: одна в пределах Центральной приподнятой зоны, вторая на Южном куполе. К пласту БУ₁₄² приурочены две газовые залежи в пределах ЦПЗ и одна на Южном куполе. Залежь на Южном куполе чисто газовая. Размеры залежи в целом 8×19,5 км, высота около 50 м.

Таким образом, залежи продуктивных пластов, включенных в IV эксплуатационный объект, имеют распространение в пределах Центральной приподнятой (УКПГ–5В и УКПГ–2В) и Южного купола (УКПГ–1АВ). При этом

2 Характеристика сырья и получаемых продуктов

Газ сеноманской залежи имеет в основном метановый состав (от 95,4 до 99,3 %). Максимальное содержание углеводородов C_{2+} высшие не превышает 1%. Относительный удельный вес газа по воздуху 0,577 – 0,557, среднее – 0,563. Критические параметры: среднекритическое давление – 4,73 МПа, среднекритическая температура – 190,5 К. Низшая теплотворная способность 32121 – 33472 кДж/м³. Среднее 32900 кДж/м³. Среднее содержание компонентов, входящих, в состав газа:

CH ₄	-	98,28%;
C ₂ H ₆	-	0,15%;
C ₃ H ₈	-	0,002%;
C ₄ H ₁₀	-	0,0014%;
C ₅ + высшие	-	0,0006%;
CO ₂	-	0,35%;
H ₂	-	0,02%;
O ₂	-	1,16%;
N ₂	-	отсутс.
He	-	0,013%;
Ar, Kr + Xe	-	0,023%;
H ₂ S	-	следы.

Содержание углеводородного конденсата – от 0,03 до 0,05 см³/м³.

Для валанжинских УКПГ сырьем является пластовая смесь валанжинских залежей, состоящая из пластового газа и газового конденсата (таблица 2.1) [1].

Таблица 2.1 – Состав пластового газа

Химический состав и другие свойства пластового газа								
C ₁ , % масс.	C ₂ , % масс.	C ₃ , % масс.	iC ₄ , % масс.	nC ₄ , % масс.	C ₅₊ , % масс.	абсол. плот- ность, кг/м ³	Абсол Влаж. г/м ³	молекул. масса C ₅₊ , г/моль
90,30	4,87	2,20	0,50	0,58	1,55	0,792	2,62	98,0

3 Анализ текущего состояния разработки газоконденсатных залежей Уренгойского НГКМ

3.1 Текущее состояние разработки газоконденсатных залежей

Промышленная эксплуатация газоконденсатных залежей нижнемелового продуктивного комплекса на Уренгойском месторождении осуществляется с 1985 г. В настоящее время в разработке находятся залежи I, II, III и IV объектов эксплуатации (валанжинские отложения). В ближайшей перспективе ожидается ввод в разработку объекта Ia на УКПГ–8В, а также освоение газоконденсатных залежей ачимовских отложений.

В первоначальном проектном документе уровень максимальной добычи товарного газа из валанжинских залежей был принят 25,0 млрд. м³/год. В последующий период, в связи с изменениями в представлениях о запасах газа и стремлением к наиболее рациональной системе разработки нефтегазоконденсатных залежей проектные уровни добычи неоднократно пересматривались (1982, 1988, 1991, 1997 гг.). Максимальная фактическая добыча газа сепарации была достигнута в период 1989 – 1991 гг. и составляла 34,0 млрд. м³, после чего было принято решение о ее постепенном снижении первоначально до 30,0 млрд. м³/год, а в соответствии с “Уточнённым проектом...” (1998г.) дальнейшее уменьшение к 2004 г до 23,8 млрд. м³/год и ее стабилизация на этом уровне до 2013 г [3].

Для обеспечения указанных объемов добычи “Уточнённым проектом...” предусматривалось:

- доведение к 2013 г. действующего фонда до 440 скважин (с учетом 15 % резерва по II – IV объектам и 30 % по I объекту);

- расширение в 2001 г. УКПГ–5В до производительности 8 – 10 млрд. м³/год с учетом приёма ачимовского газа;

чина отбора газа на 10,9 % была ниже проектной. По площади месторождения фактический отбор газа на УКПГ–2В и 8В превышал проектный соответственно на 22,2 и 17,8 %, на УКПГ–1АВ практически соответствовал проектному, а на УКПГ–5В был ниже проектного на 7,5 %.

В большей степени несоответствия в фактических и проектных отборах газа по объектам эксплуатации имели место в пределах отдельных зон месторождения и составляли по I объекту от 20,6 % на УКПГ–1АВ до 36,8 % на УКПГ–8В, по II объекту от 8,1 % на УКПГ–5В до 36,9 % на УКПГ–2В, по III объекту от 0 % по УКПГ–1АВ до 17,5 % на УКПГ–2В, по IV объекту от 33,3 % на УКПГ–5В до 0,6 % на УКПГ–1АВ.

Перевыполнение плана добычи газа и конденсата в сложившейся ситуации было обеспечено в основном за счет эксплуатации части скважин из предусмотренного проектом резерва. Фактический действующий фонд в период 1999 – 2000 гг. составлял 330 и 343 скважины, в то время проектный действующий фонд в этот период должен был составлять с учетом резерва 335 и 351 скважин, а без учета резерва 293 и 305 скважин. Таким образом, для добычи углеводородного сырья был задействован предусмотренный проектом резерв скважин соответственно, на 88 и 83 %.

С начала разработки месторождения (по состоянию на 01.01.2001 г.) из газоконденсатных залежей отобрано 490,1 млрд. м³ пластового газа, что составляет 31,6 % от уточнённых запасов. Основной отбор газа (464,3 млрд. м³) в предшествующий период осуществлялся из залежей II, III и IV объектов эксплуатации [2].

В результате отбора газа средняя величина пластового давления в целом по объектам эксплуатации снизилось на 3,14 – 12,65 МПа от первоначального и составляет в настоящее время 14,97 – 20,36 МПа (таблица 3.2). Наибольшее снижение давлений произошло во II – IV объектах эксплуатации разрабатываемых с 1985 года, наименьшее по I объекту на УКПГ–1АВ введённом в разработку в 1995 году.

определенные методом материального баланса, составили 38,2 млрд. м³ при утвержденной ГКЗ СССР объемным методом величине 37,7 млрд. м³ (увеличение 1,3 %).

Отметим, что из-за допущенной при подсчете объемным методом ошибки величина запасов газа по Ib объекту оценивались в 99,3 млрд. м³. Данное значение и принималось при установлении годового отбора из залежей в "Уточненном проекте...". Поэтому, фактически здесь произошло увеличение запасов газа на 39,5 %, что требует в свою очередь пересмотра уровней максимального годового отбора из этого объекта. Аналогичная ситуация и необходимость пересмотра решений по отбору сложилась и для Ia объекта в районе УКПГ–1АВ, где были приняты для проектирования не апробированные запасы газа в количестве 56,7 млрд. м³.

По состоянию на 01.01.01 г. текущие запасы газа в разрабатываемых объектах составляют 1059,4 млрд. м³. Сопоставление начальных геологических и дренируемых запасов газа свидетельствует о различной степени охвата процессом разработки объектов, как по площади, так и по разрезу месторождения.

За истекший с начала разработки период, наиболее интенсивно эксплуатация газоконденсатных залежей осуществлялась в районе УКПГ–1АВ. С начала разработки здесь извлечено 37,3 % от запасов газа. На УКПГ–2В и 8В извлечено соответственно 33,7 и 31,0 %. Самым низким темпом отбора газа характеризуются объекты на УКПГ–5В (суммарный отбор газа 22,8 % от запасов). Различие в интенсивности выработки запасов по площади месторождения ещё в большей степени проявляется для отдельных объектов эксплуатации и обусловлено поэтапностью ввода УКПГ в эксплуатацию, с одной стороны, и несоответствием темпов отбора газа запасам с другой. Так, например по IV объекту на УКПГ–2В суммарный отбор газа 43,6 %, в то время как на УКПГ–5В составляет 17,9 %.

По разрезу месторождения выработка запасов также происходит неравномерно, особенно в пределах отдельных участков месторождения. На

из которых 58 скважин составляют резервный фонд. Создание резервного фонда скважин обосновывалось повышением надежности добычи газа в условиях возможного снижения продуктивности скважин при изменении их количества. Величина по II - IV объектам принималась на уровне 15 %, а по резервам Ia и Ib объектам - 30 % [3].

В 2000 году действующий фонд должен был составить 351 скважин (в т.ч. 46 скважин резервный фонд). Фактический действующий фонд по состоянию на 01.01.2001 г. достиг 343 скважин (таблица 3.4), кроме того, 10 скважин ожидают подключения. Бездействующий фонд в количестве 26 скважин, представлен в основном обводненными (19 ед.) и низкодебитными (6 ед.) скважинами. Из 69 скважин, находящихся в консервации, лишь две ожидают обустройства, остальные требуют ремонтных работ по изоляции водопритоков (37 ед.) или интенсификации притока газа (30 ед.) [2].

Таблица 3.4 – Состояние фонда газоконденсатных скважин на 01.01.2002 г.

Фонд	Уренгойское месторождение					
	Всего	в т.ч. по УГПУ				НГДУ
		1АВ	2В	5В	8В	
1. Общий фонд	572	195	132	111	130	4
2. Эксплуатационный фонд, в т.ч.	379	134	85	63	95	2
2.1- действующий	343	121	74	56	90	2
2.2- бездействующий, в т.ч.	26	12	7	2	5	-
2.2.1- обводнены	19	10	2	2	5	-
2.2.2- низкодебитные	6	2	4	-	-	-
2.2.3- технологические причины	1	-	1	-	-	-
2.3- ожидающее подключение после бурения, в т.ч.	10	1	4	5	0	-
2.3.1 – ожидают подключения	8	1	4	3	-	-
2.3.2- ожидают освоения	2	-	-	2	-	-
3 Консервация, в т.ч. по причинам	69	20	18	17	12	2
3.1- обводнение	37	13	10	9	5	-
3.2- низкодебитные, требуют интенсификации	30	7	8	8	7	-
3.3- ожидают обустройства	2	-	-	-	-	2
4 Наблюдательный фонд и др.	108	37	20	28	23	-
5 Ожидают оформление документов на ликвидацию	7	-	5	2	-	-
6 Ликвидированные	9	4	4	1	-	-

сравнению с проектным рабочим давлением на устье (14,73 против 12,08 МПа).

Таким образом, превышение над проектными величинами добычи газа и конденсата в период 1999 – 2000 гг. обусловил принятый при проектировании резервный фонд скважин. Поэтому, при последующем прогнозировании показателей разработки газоконденсатных залежей предусматривать резервное количество скважин не целесообразно. Более того, надежность в обеспечении добычи газа и конденсата может быть повышена за счет интенсификации работ по капитальному ремонту скважин.

Отметим также, что в настоящее время большое количество скважин работает при таких величинах дебитов, дальнейшее снижение которых ведёт к отрицательным последствиям (образование гидратов в стволе скважины и газосборном шлейфе, скопление жидкости на забое и др.). С другой стороны, “Уточненном проекте...” были обоснованы более высокие депрессии на пласт по II – IV объектам (до 5,0 МПа) при которых не будет наблюдаться негативных для эксплуатации залежи процессов.

Однако, сложившийся технологический режим работы скважин ввиду отсутствия ДКС обусловлен, главным образом, необходимостью поддержания давления на входе в УКПГ требуемого для обеспечения проектной температуры низкотемпературной сепарации (минус 30 °С). В последующий период, при вводе дожимных компрессорных станций, технологический режим работы скважин будет ограничен лишь величиной депрессии на пласт.

Таблица 3.2 – Характеристика пластового давления в разрабатываемых объектах по состоянию на 01.01.2001 г.

УКПГ	Объект эксплуатации	Суммарный отбор газа		Пластовое давление, МПа			Снижение пластового давления, МПа		Глубина депрессионной воронки, МПа	Темп снижения давления, МПа/млрд. м ³	
		млрд. м ³	% от начальных запасов	начальное	текущее		в зоне отбора	по объекту		в зоне отбора	по объекту
					в зоне отбора	по объекту					
1 АВ	I-а	7,4	19,5	19,10	14,14	14,97	4,96	4,13	0,83	0,67	0,56
	II	61,4	37,1	27,40	14,57	16,31	12,83	11,09	1,74	0,21	0,18
	III	65,4	39,4	28,30	15,60	16,25	12,70	12,05	0,65	0,19	0,18
	IV	43,3	40,5	29,20	15,60	16,41	13,60	12,79	0,81	0,31	0,30
2В	II	52,1	30,3	27,60	14,47	18,22	13,13	9,38	3,75	0,25	0,18
	III	25,1	33,8	28,50	15,56	17,98	12,94	10,52	2,42	0,52	0,42
	IV	25,1	43,6	29,80	14,98	15,77	14,82	14,03	0,79	0,59	0,56
5В	II	41,5	23,7	27,60	16,03	19,92	11,57	7,68	3,89	0,28	0,18
	III	31,5	23,4	28,40	16,97	20,52	11,43	7,88	3,55	0,36	0,25
	IV	7,2	17,5	29,60	16,52	22,97	13,08	6,63	6,45	1,83	0,93
8В	I-б	18,2	13,1	23,50	19,98	20,36	3,52	3,14	0,38	0,19	0,17
	II	72,7	38,8	27,50	14,22	15,96	13,28	11,54	1,74	0,18	0,16
	III	38,7	42,3	28,90	15,66	15,80	13,24	13,10	0,14	0,34	0,34
По месторождению	I-а	7,4	19,5	19,10	14,14	14,97	4,96	4,13	0,83	0,67	0,56
	I-б	18,2	13,1	23,50	19,98	20,36	3,52	3,14	0,38	0,19	0,17
	II	227,7	32,5	27,53	14,70	17,29	12,83	10,24	2,59	0,06	0,04
	III	160,9	34,4	28,49	15,88	17,25	12,61	11,24	1,37	0,08	0,07
	IV	75,6	36,7	29,47	15,48	16,82	13,99	12,65	1,34	0,19	0,17

Таблица 3.3 – Характеристика запасов пластового газа по разрабатываемым объектам на 01.01.2001 г.

УКПГ	Объект эксплуатации	Начальные запасы газа, млрд. м ³		Различия в нач. запасах, определенных объемным и методом мат. баланса		Суммарный объем газа		Дренируемые запасы газа, млрд. м ³	Коэффициент дренирования	Удельные дренируемые запасы, млрд. м ³ /скв.
		утвержденные ЦКЗ РАО "Газпром" (объемный метод)	уточненные методом материального баланса	млрд. м ³	%	млрд. м ³	% от начальных уточненных запасов			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-AB	I-a	56,7	38,2	-18,5	-32,6	7,4	19,5	30	0,79	2,73
	II	201,2	165,4	-35,8	-17,8	61,4	37,1	136,2	0,82	3,03
	III	192,1	166,6	-25,5	-13,3	65,7	39,4	154,6	0,93	0,87
	IV	87,7	107,0	19,3	22	43,3	40,5	98,9	0,92	3,96
	Всего	537,7	477,2	-60,5	-11,3	177,8	37,3	419,7	0,88	3,47
2B	II	158,3	171,9	13,6	8,6	52,1	30,3	131,7	0,66	2,53
	III	86,6	74,2	-12,4	-14,3	25,1	33,8	58,5	0,79	2,79
	IV	63,8	57,7	-6,1	-9,6	25,1	43,6	53,5	0,93	6,69
	Всего	308,7	303,8	-4,9	-1,6	102,3	33,7	225,7	0,74	3,05
5B	II	168,9	175,1	6,2	3,7	41,5	23,7	105,3	0,6	3,4
	III	80,8	134,9	54,1	67	31,5	23,4	84,5	0,63	4,02
	IV	29,4	41,0	11,6	39,5	7,2	17,5	17,6	0,43	4,4
	Всего	279,1	351	71,9	25,8	80,2	22,8	204,7	0,59	3,7
8B	I-б	99,3	138,5	39,2	39,5	18,2	13,1	133,1	0,96	4,16
	II	195,5	187,2	-8,3	-4,2	72,7	28,8	156,6	0,83	4,32
	III	93,2	91,5	-1,7	-1,8	38,7	42,3	89,9	0,98	4,09
	Всего	388	417,2	29,2	7,5	129,5	31	378,6	0,91	4,21

4 Конструкция добывающих скважин валанжинской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Добыча газа и газового конденсата осуществляется через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты. Основными факторами, определяющими конструкцию эксплуатационных скважин валанжинской залежи Уренгойского месторождения, являются:

- 1) обеспечение надежности скважин при их сооружении и последующей эксплуатации;
- 2) получение требуемого отбора газа.

Регулирование отбора газа по скважинам осуществляется на основе утвержденных “Технологических режимов работы газовых скважин”, которые разрабатываются и ежеквартально корректируются геологической службой УГПУ. Сбор природного газа от кустов осуществляется по лучевой схеме с помощью системы кустовых газосборных шлейфов-коллекторов [2].

В проекте принято кустовое расположение скважин с количеством скважин в кусте 2-5, в зависимости от мощности пласта и дифференцированная система вскрытия - наибольшая нагрузка на верхнюю часть разреза, и вскрытие низов всего одной скважиной. Большинство скважин с НКТ спущенным до низа перфорированного интервала и в одной скважине куста с полным вскрытием разреза до кровли, с целью контроля отработки геофизическими методами.

Валанжинские скважины Уренгойской площади имеют следующую конструкцию (приложение Б):

- направление Ø 425 мм - спущено на глубину 150 м;
- кондуктор Ø 324 мм - спущен на глубину до 600 м;
- техническая колонна Ø 245 мм спущена на глубину до 1380 м;
- эксплуатационная колонна Ø 168 мм спущена на глубину – от 2750 м до 3050 м [4].

5 Технологический режим работы газовых скважин [2]

Согласно “Правил разработки газовых, газоконденсатных месторождений” ежеквартально составлялись технологические режимы работы газовых скважин. Составление технологических режимов проводилось с учетом всех видов исследовательских работ и текущего состояния разработки месторождения на основе:

- фактических данных работы действующего фонда по эксплуатационным рапортам;
- газодинамических характеристик скважин;
- характера распределения полей пластовых давлений.

Определялись оптимальный и допустимый режимы эксплуатации скважин действующего фонда и вводимых из бездействия. Кроме того, оценивались добывные возможности скважин, находящихся в консервации. Дебит задавался по газу сепарации.

В качестве ограничивающих факторов допустимого режима, были определены следующие:

- предельно-допустимая депрессия на пласт (3 МПа);
- степень обводненности скважин;
- безгидратность режимов эксплуатации как самих скважин, так и систем “скважина-шлейф”;
- максимально-допустимый перепад между рабочими устьевыми давлениями скважин, входящих в один куст (не более 1 МПа);
- минимально-необходимые давления газа в шлейфах на входе в ЗПА, обеспечивает поддержание технологических параметров работы НТС.

Таблица 5.1 – Среднесуточные дебиты скважин по промыслам, в тыс. м³/сут.

Эксплуатационный объект	УКПГ – 1 АВ	УКПГ – 2 В	УКПГ – 5 В	УКПГ – 8 В
I	275	-	-	367
II	210	196	251	231
III	247	200	276	265
IV	211	232	250	-

6 Исследовательские работы в валанжинских скважинах Уренгойского НГКМ

В 2001 году выполнен обширный комплекс исследовательских работ по различным видам исследований, что составляет 100,0 – 123,0 %.

Исследовательские работы выполняются геологической службой УГПУ, бригадой по исследованию скважин УПНП и КРС и подрядными специализированными организациями. Промыслово-геофизические исследования проводились ГП "Севергазгеофизика". Специальные виды исследований (определение потенциального содержания $C_{5+в}$ в продукции газоконденсатных скважин) проводятся геологической службой совместно с НТЦ [2].

В перечень исследовательских работ вошли:

- замер статических давлений на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- исследования на продуктивность;
- запись забойных КВД;
- глубинные замеры $P_{пл}$, $P_{заб}$;
- газоконденсатные исследования;
- отбор устьевых проб;
- комплексные исследования на продуктивность;
- специальные исследования.

В текущем году выполнено 2183 различных видов исследований по контролю за разработкой газоконденсатных залежей, в том числе по зонам УКПГ:

- УКПГ - 1АВ – 883 иссл.;
- УКПГ - 2В – 490 иссл.;
- УКПГ - 5В – 438 иссл.;
- УКПГ - 8В – 542 иссл..

При этом охват исследованиями составил 4,93 иссл./скв. и по зонам УКПГ распределился следующим образом.

ваются по данным ГДИС скорости восходящего потока в подъемниках скважин, определяются по результатам поинтервальных замеров давления наличие либо отсутствие уровней жидкости в стволе, истинные (замеренные) значения депрессий на пласт, а по КВЗТ – присутствие жидкой фазы в потоке и ее накопление на забое при остановке скважины (по снижению забойной температуры в результате стекания вниз по НКТ более холодной жидкости).

Таблица 6.1 – Результаты обработки КВЗД (2001 год)

Номер скв.	Эксп. объект	$H_{эф}$, м	m, %	kh/μ , (мкм ² ·м)/мПа·с	k, ·10 ⁻³ мкм ²	χ , ·10 ⁻⁴ м ² /с	$P_{пл}$, МПа
2322	3	21,0	18,1	12,12	9,8	508	15,913
2323	2	27,6	17,0	37,41	21,5	1097	13,766
8299	1	26,0	20,0	308	223	11994	20,250
2331	3+4	22,0	16,0	26,91	21,0	1152	15,074
5429	3	16,8	15,4	28,80	29,8	1929	17,327
2332	3	15,2	14,5	16,68	17,9	1118	14,780
2307	4	14,0	17,0	26,50	30,6	1637	14,700
2308	2	21,8	17,1	38,82	28,2	1407	13,507
2321	4	6,4	16,6	13,37	33,6	1907	15,150
5302	4	15,0	17,0	42,07	47,9	2692	16,317
5289	4	16,6	14,3	27,39	28,2	1912	16,570
1326	2	40,2	16,0	57,08	23,0	1287	14,504
5299	3	18,0	17,0	45,54	43,4	2506	16,838
5325	3	25,6	16,0	12,60	8,5	514	16,718
5324	2	41,4	16,0	8,97	3,9	243	17,973
1585	1a	8,4	27,0	123,8	234,6	8114	14,862
1584	1a	9,8	27,0	165,3	189,8	6359	14,336

6.2 Газоконденсатные исследования скважин

Ежегодно с начала разработки газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения ведётся контроль за изменением текущей газоконденсатной характеристики объектов эксплуатации по зонам УКПГ. За период с 1983 г. по 2001 г. проведено 476 промысловых исследований скважин на газоконденсатность [5]. На УКПГ–1АВ проведено 143 исследования, УКПГ–2В – 92 исследования, УКПГ–5В – 117 исследований и УКПГ–8В – 124 исследова-

Основным параметром, характеризующим добываемые газоконденсатные системы, является потенциальное содержание конденсата P_{C5+B} (рисунок 6.1), а главным фактором, влияющим на снижение содержания P_{C5+B} вследствие ретроградной конденсации, является постоянно снижающееся пластовое давление.

На основе установленных начальных величин потенциального содержания конденсата и пластовых давлений, используя результаты исследований скважин, построены графические зависимости изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе от текущего пластового давления по эксплуатационным объектам.

6.3 Статические и глубинные замеры в газоконденсатных скважинах

С целью контроля за динамикой падения пластового давления проведено 630 замеров статического давления, 110 глубинных замеров пластового давления. Замеры статических давлений в скважинах, эксплуатирующих валанжинскую залежь, проводились один раз в полгода [2].

В 2001 году был охвачен практически весь эксплуатационный фонд скважин, за исключением некоторых скважин на кустах, где не было произведено статических замеров по следующим причинам:

- неудовлетворительное состояние фонтанной арматуры (технические неисправности);
- невозможность остановки скважин по технологическим причинам (низкие температуры шлейфа).

В результате проделанной работы было определено, что время восстановления статического давления на некомских скважинах колеблется в пределах от 6 до 36 часов.

ной в качестве контрольной для отработки методики и технологии обработки ПАВ, были проведены исследования по полной программе.

Опыт исследований скважин показывает, что в зависимости от плотности флюида, каждые 10 метров столба жидкости связаны с потерями давления на преодоление дополнительного гидравлического сопротивления, оцениваемых значениями 0,05 – 0,1 МПа. Наличие столба жидкости (конденсационной или пластовой воды) является также определяющим фактором нарушения устойчивости коллектора и образования псевдооживленной пробки при недостаточной скорости восходящего потока для выноса продуктов разрушения. Уплотнение со временем пробки отключает часть эффективной перфорированной мощности, что приводит к росту несовершенства скважины по степени вскрытия, т.е. к ухудшению ее продуктивных характеристик.

Применение ПАВ, в частности ПАВ “Универсал”, для подъема жидкостей с забоев скважин является одним из альтернативных решений, наиболее экономически привлекательным на сегодняшний момент, наряду с мероприятиями по ремонту скважин.

7. условия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважины, в продукции которых содержатся коррозионно-активные компоненты;

8. технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многопластовость и неоднородность залежи, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции, конструкция и свойства применяемого оборудования скважин и наземных коммуникаций и др. [6].

Лабораторные методы исследования сводятся в основном к изучению физико-химических свойств газосодержащих объектов и находящихся в них газа и жидкости. Условия определения параметров пласта, например пористости, проницаемости, газонасыщенности, по небольшим образцам в лаборатории в большинстве случаев существенно отличаются от определения этих параметров в естественных условиях, носят точечный характер, и их трудно распространить на все месторождение.

Параметры, определяемые геофизическими методами, также характеризуют участок, непосредственно примыкающий к стволу скважин. В необсаженных скважинах с помощью геофизических методов выделяют газонасыщенные интервалы, кровлю и подошву пласта, определяют пористость, газонасыщенность, эффективную мощность, положение контакта газ-вода и др. Эти же параметры определяются ядерно-геофизическими методами в обсаженных скважинах в процессе разработки. Одно из существенных достижений промыслово-геофизических методов исследований - широко применяемые в настоящее время дебитометрия и термометрия, с помощью которых в эксплуатационных газовых скважинах под давлением выделяют работающие интервалы, определяют дебиты отдельных пропластков, коэффициенты фильтрационного сопротивления, проницаемость, пьезопроводность и др.

По своему назначению испытания газовых скважин подразделяются на следующие:

1. первичные исследования проводятся на разведочных скважинах после окончания бурения. Их назначение состоит в выявлении добываемых возможностей скважины, т. е. максимально допустимого дебита, который может быть получен, исходя из геолого-технических условий, оценки параметров пласта и установлении первоначальных рабочих дебитов для опытной эксплуатации;

2. текущие исследования применяют для установления и уточнения технологического режима работы и текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины (один раз в год или чаще, в зависимости от условий работы скважин);

3. контрольные исследования осуществляются периодически с целью проверки качества текущих исследований, определения параметров пласта для составления проекта разработки и анализа разработки месторождения;

4. специальные исследования проводятся перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа. К специальным также относятся испытания газоконденсатных скважин и испытания, проводимые с целью выяснения влияния засорения призабойной зоны глинистым раствором, а также испытания по определению скопления жидкости в стволе и призабойной зоне при различных условиях работы скважины [7].

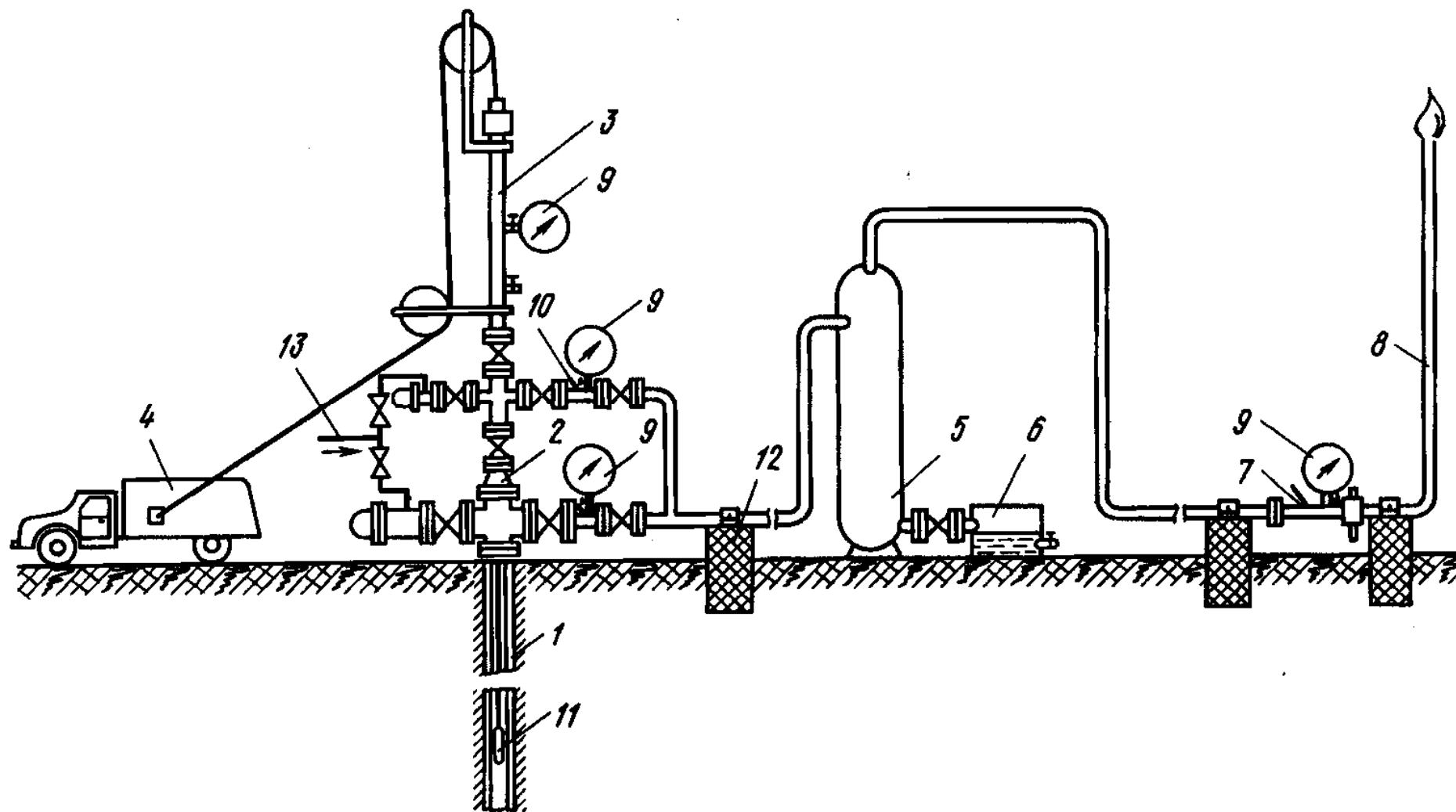
7.1 Газогидродинамические исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу скважины и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Между фильтрационными и емко-

7.2 Методика проведения испытания газовых скважин и способы обработки КВД [6]

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу, соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запакеровано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа.

Если работа скважины перед ее закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, и т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубинных манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой. Глубинные измерения давления после закрытия скважины обязательны при снятии КВД в газонефтяных скважинах. В газонефтяных скважинах КВД могут быть сняты на устье только при весьма низких дебитах скважины по нефти. При проведении гидродинамических исследований валанжинских скважин Уренгойского НГКМ обычно применяется схема обвязки скважин показанная на рисунке 7.1.



1 - скважина; 2 - фонтанная арматура; 3 - лубрикатор; 4 - лебедка; 5 - сепаратор; 6 - емкость для замера жидкости; 7 - ДИКТ; 8 - факельная линия; 9 - манометры; 10 - термометр; 11 - глубинный прибор; 12 - крепление выкидной линии; 13 - линия ввода ингибитора

Рисунок 7.1 – Оборудование устья скважины, не подключенной к установке подготовки газа

Подставляя начальные и граничные условия и решая уравнение (8.1) получим:

$$P_{пл}^2 - P_{3R_0}^2(t) = \frac{Q_0 \mu_{пл} z_{пл} P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \left[-Ei\left(-\frac{R_0^2}{4\chi t}\right) \right], \quad (8.3)$$

где $P_{3R_0}^2(t)$ – забойное давление укрупненной фиктивной скважины радиусом R_0 , за пределами которой имеет место линейный закон фильтрации;

$\mu_{пл}, z_{пл}$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры в пределах границ фильтрации;

Q_0 – дебит скважины;

h – эффективная толщина пласта;

χ – пьезопроводность;

t – время; $\left[-Ei\left(-\frac{R_0^2}{4\chi t}\right) \right] \approx \ln \frac{4\chi t}{R_0^2} - 0,5772$ – интегральная показательная

функция [6].

В пределах призабойной зоны, т.е. в интервале $R_c \leq R \leq R_0$, скорость фильтрации газа резко возрастает, что приводит к нарушению линейного закона. Учитывая нарушение линейного закона в ПЗП и интегральную показательную функцию, расчетная формула для процесса восстановления давления в реальной скважине может быть представлена в виде:

$$P_3^2(t) - P_{30}^2 = \frac{Q_0 \mu_{пл} z_{пл} P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \cdot \ln \frac{2,25\chi t}{R_{с.пр}^2} + BQ^2, \quad (8.4)$$

где $R_{с.пр}$ – приведенный радиус несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины;

$P_{30}, P_3(t)$ – начальное и текущее забойное давления соответственно, МПа;

t - текущее время восстановления давления, с;

Q_0 - дебит скважины перед остановкой, тыс. м³/сут.;

χ - коэффициент пьезопроводности, м²/с;

m - пористость, доли единицы;

B - коэффициент двучленной формулы;

h - эффективная мощность пласта, м;

μ - вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с;

$z_{пл}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

При обработке КВД по формуле (8.6) ее строят в координатах $P_3^2(t) - \lg t$. Полученный при этом прямолинейный участок отсекает на оси ординат отрезок, равный α , и имеет угол наклона, тангенс которого равен β [6]. По полученным α и β находят следующие параметры пласта:

$$\text{Проводимость} \quad \frac{kh}{\mu} = \frac{4,24Q_0 P_{ст} T_{пл} z_{пл}}{\beta T_{ст}}. \quad (8.7)$$

$$\text{Проницаемость} \quad k = \frac{4,24Q_0 P_{ст} \mu T_{пл} z_{пл}}{\beta h T_{ст}}. \quad (8.8)$$

$$\text{Пьезопроводность} \quad \chi = 0,445 \cdot R_{с.пр}^2 \cdot \exp \left[2,3 \cdot \frac{\alpha - P_{30}^2 - BQ_0^2}{\beta} \right], \quad (8.9)$$

где $R_{с.пр} = R_c \cdot e^{-(C_1+C_2)}$,

C_1 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта;

C_2 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по характеру вскрытия.

Также может быть определено пластовое давление экстраполяцией прямолинейного участка кривой до координаты $\lg t = \lg T$ по формуле:

ного пласта, можно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины на ее поведении сказываются условия на границе пласта.

Обработка КВД проводится по формуле:

$$\lg[P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t)] = \alpha_1 - \beta_1 \cdot t, \quad (8.12)$$

где $\alpha_1 = \lg 1,11 \cdot \beta$;

$$\beta_1 = 2,51 \cdot \chi / R_k^2;$$

R_k - радиус контура, на котором давление во время снятия КВД остается постоянным.

Для определения α_1 и β_1 КВД строится в координатах $\lg[P_{\text{пл}}^2 - P_3^2(t)] - t$. Далее определяют параметры пласта: проводимость пласта по формуле (8.7), учитывая, что $\beta = \frac{10^{\alpha_1}}{1,11}$, пьезопроводность $\chi = \beta_1 R_k^2 / 2,51$, а также газонасыщенный объем залежи, дренируемой исследуемой скважиной

$$v = \pi m h R_k^2 = 77,79 \cdot \frac{khP_{\text{пл}}}{\mu\beta_1}, \quad (8.13)$$

где
$$\alpha_0 = \beta \cdot \lg \frac{2,25\chi}{R_{\text{с.пр}}^2} + BQ_0^2,$$

$$\varphi(t) = \frac{t - V(t)/Q_0}{1 - Q(t)/Q_0},$$

где $V(t)$ – объем газа, поступившего в ствол скважины после ее закрытия;

$Q(t)$ – дебит скважины после ее закрытия.

$$V(t) = \frac{\Omega_3 T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{\text{cp}}(t) T_{\text{cp}}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{\text{cp}}(t=0) T_{\text{cp}}(t=0)} \right]_3 + \frac{\Omega_T T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{\text{cp}}(t) T_{\text{cp}}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{\text{cp}}(t=0) T_{\text{cp}}(t=0)} \right]_T, \quad (9.2)$$

$$Q(t) = \frac{\Omega_3 T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} [z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}]_3} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{(t_2 - t_1)} \right]_3 + \frac{\Omega_T T_{\text{ст}}}{P_{\text{ат}} [z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}]_T} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{(t_2 - t_1)} \right]_T, \quad (9.3)$$

где Ω_3, Ω_T - объемы затрубного и трубного пространств;

$\bar{P}(t)$ – среднее текущее давление в стволе;

$T_{\text{cp}}(t)$ – средняя температура во времени.

Если скважина запакерована, тогда первое слагаемое отсутствует.

$$\bar{P}(t) = \frac{P_3(t) + P_y(t)}{2}, \quad (9.4)$$

$$T_{\text{cp}}(t) = \frac{T_3(t) - T_y(t)}{2}, \quad (9.5)$$

где $P_3(t), P_y(t)$ – забойное и устьевое давления в момент t соответственно;

$T_3(t), T_y(t)$ – температуры на забое и на глубине нейтрального слоя в момент времени t соответственно.

9.3 Влияние наличия столба жидкости на забое скважины [6]

Наличие столба жидкости на забое создает некоторое давление δ , которое влияет на характер изменения давления в процессе восстановления. Если в стволе скважины перед остановкой имеется столб жидкости, не уходящей в пласт, или он образовался в связи с остановкой скважины, то забойное давление будет иметь вид:

$$P_3(t) = P'_3(t) + \delta. \quad (9.7)$$

Если столб образовался после остановки, то перед закрытием забойное давление будет определяться формулой:

$$P_3(t) = P'_{30} - \delta, \quad (9.8)$$

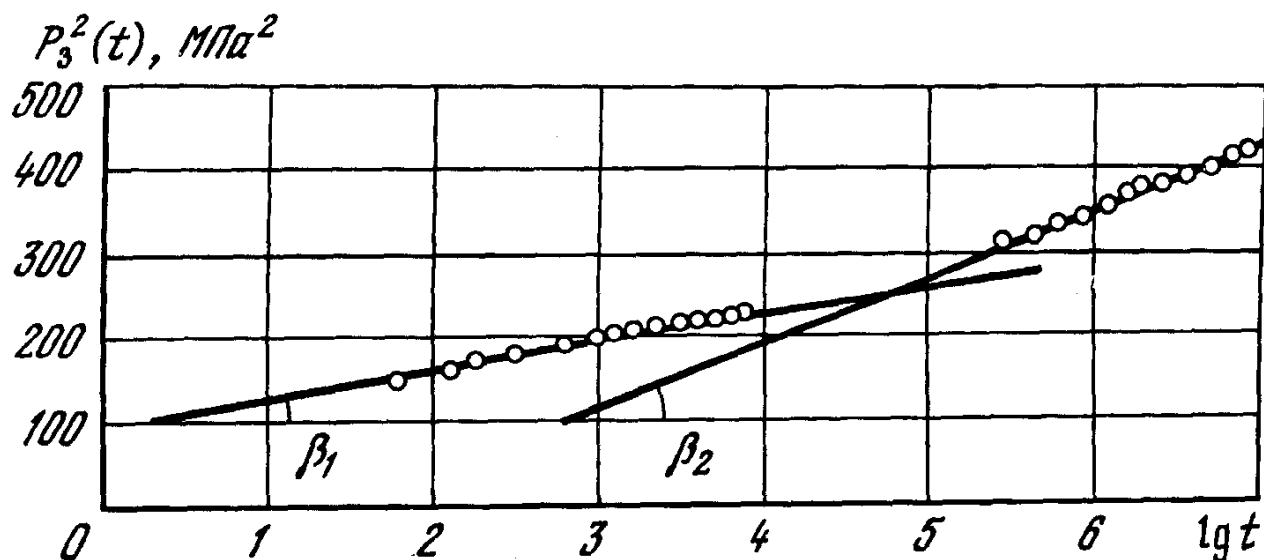
где $P'_3(t), P'_{30}$ – давления, определенные без учета наличия жидкости в стволе скважин;

δ – давление создаваемое столбом жидкости.

Тогда формула (8.6) для бесконечного пласта будет иметь вид:

$$P_3^{/2}(t) - P_{30}^{/2} = \alpha + \beta \cdot \lg t - 2 \cdot [P'_3(t) - P'_{30}]. \quad (9.9)$$

Ввод дополнительных поправок к формуле для обработки КВД в координатах $P_3^2(t) - P_{30}^2$ от $\lg t$ в виде $[P'_3(t) - P'_{30}]$ позволяет правильно интерпретировать результаты исследования при нестационарных режимах.



1 – зона с улучшенными свойствами коллекторами, 2 – зона с ухудшенными коллекторскими свойствами

Рисунок 9.1 – КВД при неоднородном по площади пласте

Для определения расстояния до экрана или изменения свойств коллектора используется точка пересечения прямолинейных участков, т.е. подставляя время t_1 , соответствующее точке пересечения прямолинейных участков в секундах, определяем расстояние до экрана или изменения свойств по формуле:

$$l = \sqrt{0,5625\chi_1 t_1}, \quad (9.10)$$

или если учесть продолжительность работы скважины перед закрытием T , то расстояние до экрана определяется по формуле:

$$l = \sqrt{0,5625\chi_1 t_1 T / (T + t_1)}. \quad (9.11)$$

Если на КВД нет четко выраженного второго участка, но заметна тенденция к искривлению первого участка, то расстояние до предполагаемой зоны изменения коллекторских свойств определяется формулой:

$$l \approx \sqrt{3,1415\chi_1 t_1'}, \quad (9.12)$$

Если для последних четырех случаев разработаны приближенные методы обработки КВД, то первая причина является неустранимой, а количество таких скважин растет в связи со старением эксплуатационного фонда (ухудшением их технического состояния) и несовершенством технологий ремонтных работ. К примеру, из происследованных в этом году скважин по трем скважинам (№ 1260, 2302, 2306) были получены аномальные КВЗД с явными признаками межпластовых перетоков (существенное снижение забойного давления после некоторого роста на начальном участке), которые не поддаются обработке. По скважинам № 1326, 2321, 2308, 2307, 2322 перетоки были зафиксированы в конце слежения за восстановлением забойного давления и КВЗД обрабатывались по начальным участкам.

На рисунках 9.2 - 9.7 представлена иллюстрация характерных для газоконденсатных скважин Уренгойского месторождения КВЗД.



Рисунок 9.2 – Кривая восстановления давления без аномалий

ОБРАБОТКА КВД ПО СКВАЖИНЕ №2332 (06.08.98г.)

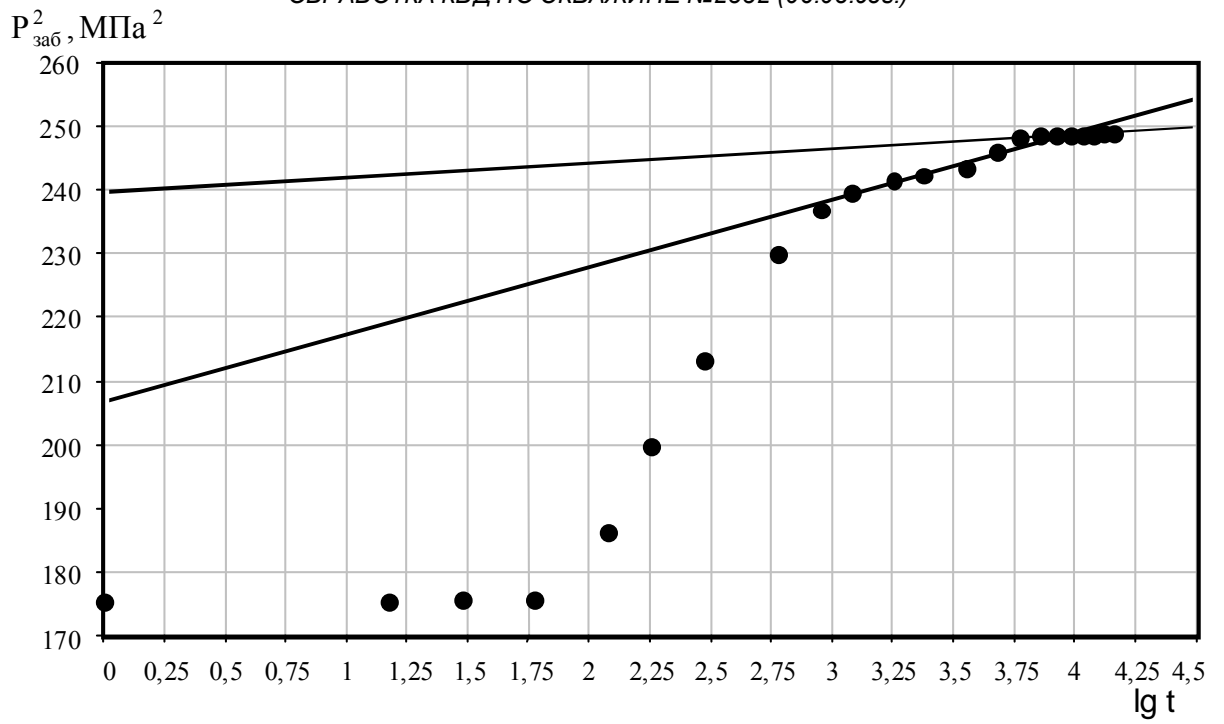


Рисунок 9.5 – Неоднородность коллектора в зоне дренирования

ОБРАБОТКА КВД ПО СКВАЖИНЕ №1326 (05.10.2000г.)

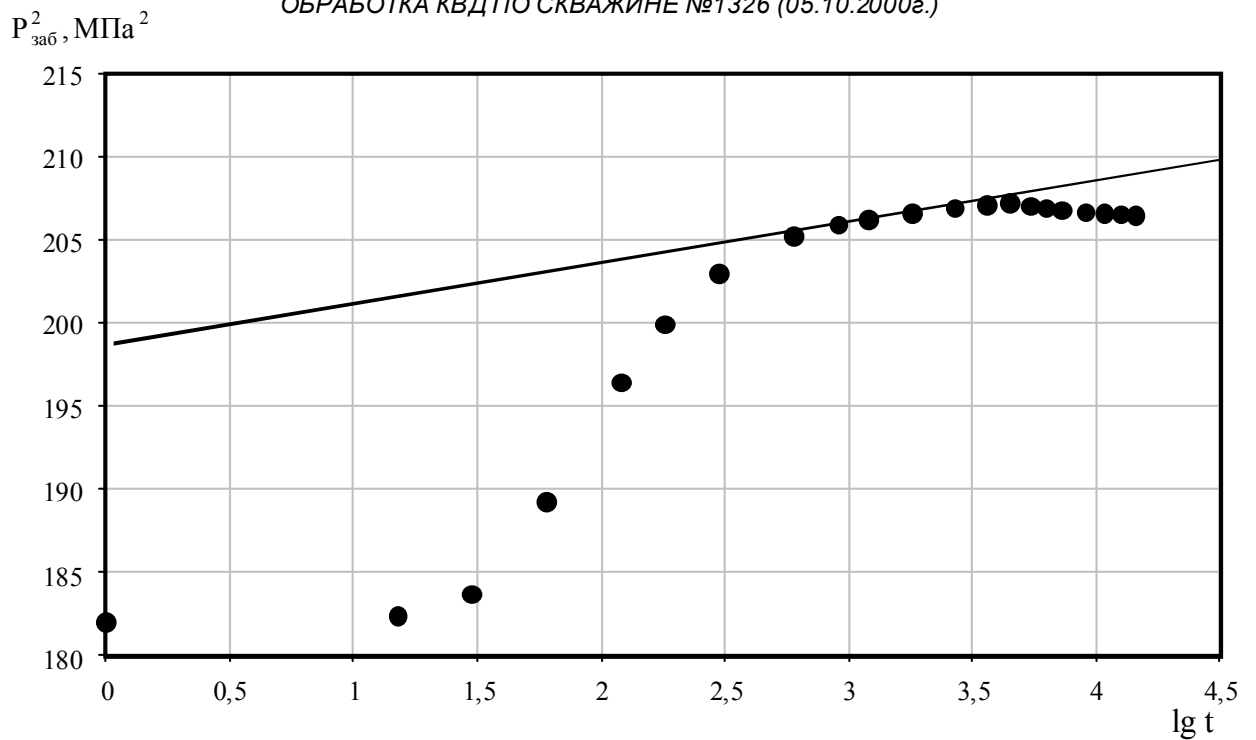


Рисунок 9.6 – Межпластовые перетоки в конце КВД

ные замеры забойного давления и температуры производить приборами типа АМТ. На скважине № 5324 проводилось комплексное исследование. В ходе проведения исследования скважина отработала на четырех режимах и было снято 4 КВД.

Расчеты производились с помощью ЭВМ. Тексты программ для расчета приведены в приложении В.

Исходные данные для обработки приведены в приложении Г.

Для примера проведем обработку скважины № 5324, второй кривой восстановления давления при комплексном исследовании. Для определения коэффициента В и параметров призабойной зоны пласта обработаем индикаторную кривую. Исходные данные для расчета приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты исследования скважины на стационарных режимах

Номер скв.	Номер режима	Дата	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	T_z , °С	ΔP , МПа	Q_z , тыс. м ³ /сут.
5324	1	22.03.2001	17,34	14,46	76	2,88	887
	2	29.03.2001		13,668	75,29	3,645	886
	3	06.04.2001		14,452	76,12	2,877	831
	4	14.04.2001		15,182	76,70	2,145	831

Обработка индикаторной кривой велась по двучленной формуле притока в координатах $\Delta P^2 / Q$ от Q . Для определения параметров пласта вводятся следующие необходимые данные:

- значение эффективной толщины пласта $H_{эф}$;
- параметры флюида z и μ ;
- значение пластовой температуры $T_{пл}$;
- диаметр эксплуатационной колонны $\varnothing_{экс}$;
- число перфорационных отверстий на один метр интервала перфорации.

Расчет также проводился на ЭВМ. Текст программы, написанной в Qbasic, приведен в приложении В.

Результаты расчета приведены в таблице 9.2.

$P_{30} = 13,668$ МПа; $B = 0,0004862292$ (МПа·сут./тыс. м³)²; $z_{пл} = 0,833$;
 $\mu_{пл} = 0,018$ МПа·с; $T_{пл} = 77,5$ °С; $H_{эф} = 16,8$ м; $\varnothing_{экс} = 0,168$ м; $C_2 = 4$.

Кривую восстановления забойного давления обработаем в координатах $P_3^2(t) - \lg t$ и с учетом времени работы на стационарном режиме в координатах $P_3^2(t) - \lg [(T+t)/t]$. Результаты обработки КВД представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Результаты обработки КВД скважины №5324 (29.03.2001 г.)

Параметр	Единица измерения	Метод обработки		Данные НТЦ
		$P_3^2(t) - \lg t$	$P_3^2(t) - \lg [(T+t)/t]$	$P_3^2(t) - \lg t$
Коэффициент α	МПа ²	284,275862	-	283
Коэффициент β	МПа ²	3,253645	3,173732	3,39
Проводимость kh/μ	мкм ² ·м/МПа·с	35,92733	36,83146	35,36
Проницаемость k	мкм ²	0,0384935	0,0396227	-
Пьезопроводность χ	м ² /с	0,2387	-	0,1929
Пластовое давление $P_{пл}$	МПа	-	17,37378	17,313

Для проверки правильности определения коэффициентов α и β построим графики, на которых показаны точки КВД и проведены прямые по рассчитанным коэффициентам. Графики в координатах $P_3^2(t) - \lg t$ и $P_3^2(t) - \lg [(T+t)/t]$ показаны на рисунках 9.8, 9.9.

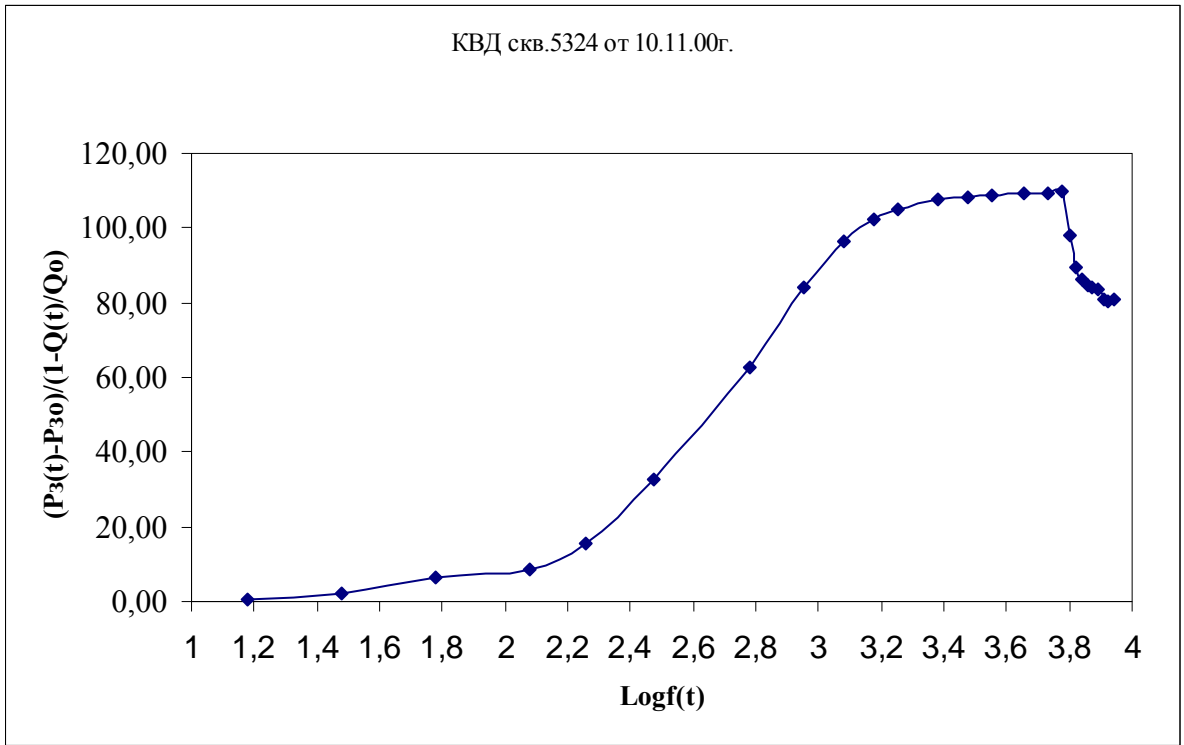


Рисунок 9.10 – КВД обработанная в координатах $(P_3(t)-P_{30})/(1-Q(t)/Q_0) - \text{Log}f(t)$

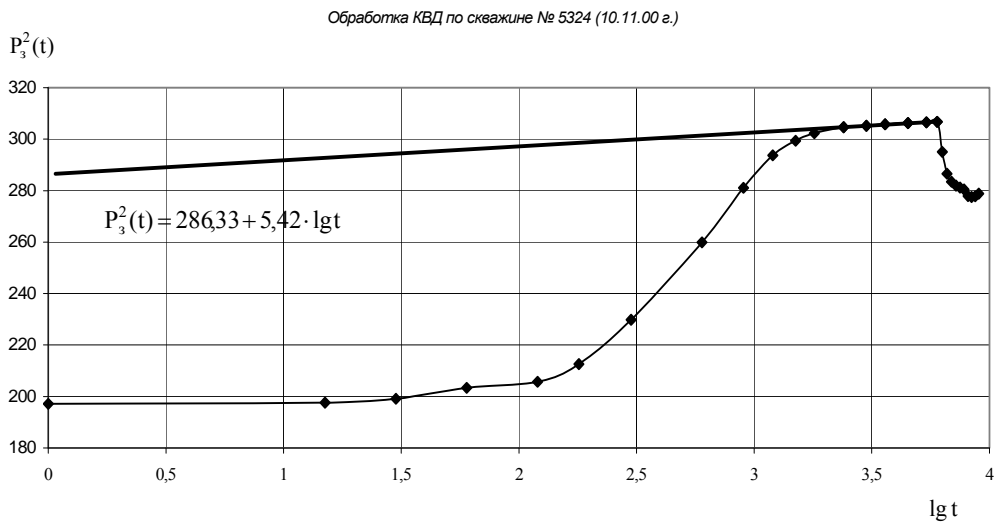


Рисунок 9.11 – Аномальная КВД при обработке скважины № 5324

Результаты обработок КВД скважин УКПГ – 5В сведены в таблицу приложения Д.

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

$\frac{kh}{\mu}$, $\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$

Зависимость проводимости от дебита на стационарном режиме до снятия КВД

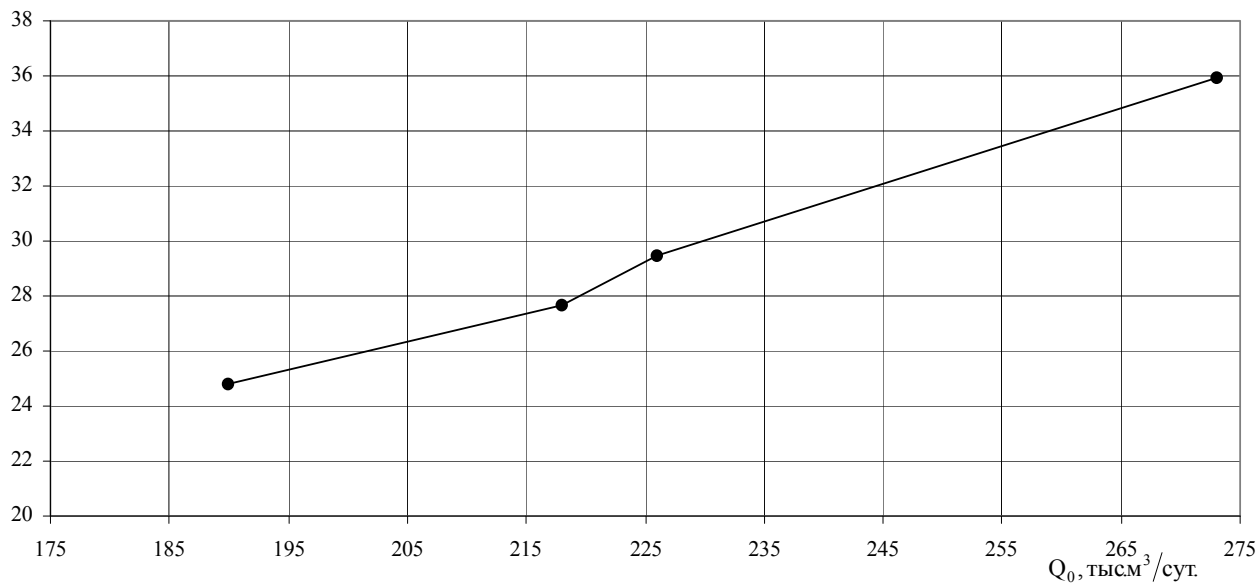


Рисунок 9.12 – Динамика изменения проводимости от дебита на стационарном режиме фильтрации до снятия КВД на скв. № 5324

б) Различие более чем на порядок результатов обработок КВД скважин № 5296 и № 5429 эксплуатирующих II объект валанжинской залежи дает основания предположить, что между этими скважинами существует неоднородность по площади.

Таблица 10.1 – Основные технико-экономические показатели Уренгойского газопромыслового управления.

Показатель	Ед. изм.	2000 год	2001 год	2002 год
1	2	5	4	3
Валовая добыча газа	млн. м ³	208115,377	223122,403	192189,74
- сеноман	млн. м ³	180634,878	195489,53	165612,46
- валанжин	млн. м ³	27480,499	27632,873	26577,28
Товарный газ природный собственной добычи	млн. м ³	205664,602	220990,015	189552,074
Газ на собственные нужды	млн. м ³	2450,775	2132,388	2637,666
Среднесуточная валовая добыча газа	тыс. м ³	570179	6112,294	525109
Валовая добыча конденсата и нефти в том числе:	тыс. т	3808,783	3994,926	3536,409
Объем продукции в сопоставимых ценах в том числе:	тыс. руб.	17165958	10968402	15864535
Газ	тыс. руб.	15206991	10049508	14043068
Конденсат	тыс. руб.	1905201	909459	1774380
Нефть	тыс. руб.	18234	9374	11507
Дизтопливо	тыс. руб.	13098	4544	13058
Бензин	тыс. руб.	4426	2184	194
Дистиллят газового конденсата	тыс. руб.	18008	2327	22328
Объем продукции в действующих ценах	тыс. руб.	9354967	8912022	14079533

Продолжение таблицы 10.1

Себестоимость продукции в пересчете на выполненный объем	тыс. руб.	6240229	4986421	8393588
Себестоимость 1 тыс.м ³ газа	руб.	37	25	51
Себестоимость 1 т конденсата	руб.	41	33	75
Себестоимость 1 т нефти	руб.	50	37	93
Себестоимость 1 т дизтоплива	руб.	348	243	628
Себестоимость 1 т дистиллята газового конденсата	руб.	222	158	347
Себестоимость 1 т стабильного конденсата	руб.	208	124	463
Себестоимость 1 т бензина	руб.	284	134	396
Затраты на 1 рубль товарной продукции	коп.	66,70	55,95	59,62

чился в среднем на 46,8 % по сравнению с 2001 годом. Средняя зарплата одного работающего на 2002 год составляет 18133 руб./месяц, что меньше от запланированной цифры на 1,5 %, и по сравнению с выплатами в 2000 году зарплата одного работающего увеличилась на 42,6 %.

Объем продукции в действующих ценах за 2002 год составляет 14079533 тыс. руб. и превышает плановые показатели на 137365 тыс. руб., что к уровню 2001 года составляет 150 %.

Как и в 2001 году, наименьшая сумма затрат сложилась в связи с поздним заключением подрядчиками договоров по всем видам услуг. Но больших отклонений не наблюдалось, затраты складывались равномерно, несмотря на количество добытой продукции. Увеличение цен на газ в сравнении с 2001 годом, а также сверхплановая добыча продукции на 539,74 млн. м³ дало увеличение суммы налогов. В целом фактическая себестоимость за 2002 год больше чем 2001 году на 2153359 тыс. руб. и составила 8393588 тыс. руб.

В сравнении с 2001 полная себестоимость 1000 м³ газа выше на 15 руб., конденсата на 36 руб., несмотря на сложившиеся затраты в целом..

Полная себестоимость товарной продукции по ГПУ за 2000 г, 2001 г и 2002 г представлены в таблице 10.1.

10.2 Методика определения затрат на ГДИС.

К затратам на исследования скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении относятся: материалы (изготовление оборудования для исследования скважин и вспомогательные к ним приспособления, спецодежда), фонд оплаты труда, прочие и амортизация специальных машин и гусеничной техники (установки типа ЗУИС и ЛСПГ - 66) для проведения исследований скважин и наблюдения за эксплуатационным, наблюдательным и геологоразведочным фондом. Общую сумму всех затрат можно найти из следующей формулы:

Так как скважина работала на факел, сокращение времени исследования приводит к дополнительной добыче газа:

$$Q_{\text{доп.}} = Q \cdot \Delta t \cdot C, \quad (10.6)$$

где Q – дебит скважины;

Δt – дополнительное время за счет уменьшения времени исследования (вариант 1 – 11 суток, вариант 2 – 14)

C – цена 1 тыс.м³ газа.

$$\mathcal{E} = R_{\text{доп.}} + \mathcal{E}_z, \quad (10.7)$$

\mathcal{E} – экономический эффект, руб ;

$R_{\text{доп.}}$ – стоимостная оценка исследований, руб;

\mathcal{E}_z – снижение затрат,руб;

$$R_{\text{доп.}} = Q_{\text{доп.}} \cdot C, \quad (10.8)$$

$Q_{\text{доп.}}$ – дополнительная добыча газа;

C – цена 1 тыс.м³ газа.

$$\mathcal{E}_z = Z_1 - Z_0 \quad (10.9)$$

$$Z_2 - Z_0$$

Z_1 – общая сумма затрат по 1 методу;

Z_0 – базовый вариант.

10.3 Оценка экономической эффективности замены методов обработки КВД в Уренгойском газопромысловом управлении

Для примера возьмем затраты на проведение комплексного исследования скважины № 5429 валанжинской залежи УКПГ–5В. Исследования скважины проводились в марте-апреле 2002 г. отделом промысловых и специальных исследований научно-технического центра ООО “Уренгойгазпром” совместно с геологической службой промысла №3 УГПУ ООО “УГП”.

В совокупности, в затраты на одно исследование входят: тарифная стоимость работы техники, затраты на амортизацию оборудования (диафраг-

Таким образом, замена методов обработки КВД приводит к уменьшению затрат на исследование (на 117,93 и 150,089 тыс. руб. по первому и второму варианту соответственно) и приводит к дополнительной добыче газа и конденсата.

Отравление природным газом и метанолом, возможно, получить при вдыхании с воздухом. Отравление можно установить по следующим признакам: учащение пульса, ослабления внимания, увеличения объема дыхания. ПДК природного газа равна $3,0 \text{ мг/м}^3$. Класс опасности (по ГОСТ 12.1.0015.88) природного газа - 4. Метанол (CH_3OH) - бесцветная жидкость, смешивается с водой во всех пропорциях. Признаки отравления: метанол оказывает сильное наркотическое воздействие, действует на центральную нервную систему. При приеме внутрь вызывает слепоту и смерть. ПДК метанола в рабочей зоне производственных помещений - 5 мг/м^3 по ГОСТ 12.1.005.88.

Электрический ток представляет большую опасность при неправильном обращении с ним. По форме воздействия на организм различают следующие виды поражения током:

- электрические ожоги - которые вызываются тепловым воздействием тока при возникновении электрической дуги. Ожоги могут быть различной степени тяжести - от покраснения кожи до обугливания отдельных частей тела;

- электрические удары - это возбуждение тканей человека, вызванное протекающим через него электрического тока и сопровождающееся судорожными сокращениями мышц. Электрические удары могут быть со смертельным исходом из-за поражения легких и сердца.

При эксплуатации промышленного оборудования опасность для обслуживающего персонала обусловлена необходимостью обслуживания оборудования и установок в любых метеоусловиях, на открытых площадках, в ночное время суток. Достаточное и рациональное размещение освещения рабочих мест играет существенную роль в повышении производительности труда и недопущении несчастных случаев на производстве.

Большое влияние на здоровье и работоспособность человека оказывает шум, который возникает при движении газа в оборудовании, в насосных, в цехах УКПГ, при исследованиях и продувке скважин. При ежедневном

ческих исследований скважин Уренгойского нефтегазового месторождения являются:

- устройство и содержание УКПГ и его помещений;
- электробезопасность;
- эксплуатация сепараторов, абсорберов, фонтанных арматур и трубопроводов, находящихся под давлением;
- эксплуатация машин и механизмов, в том числе газоперекачивающих агрегатов, станций охлаждения газа и насосов;
- защита от токсических выбросов и виброакустических факторов;
- пожаровзрывоопасность.

В настоящее время в ООО “Уренгойгазпром” проводятся по следующим направлениям обеспечения безопасности в ЧС:

- контроль за техногенными и природными опасностями;
- планирование действий в ЧС;
- защита производственного персонала газовых промыслов и обучение его действиям в ЧС;
- защита и обеспечение устойчивости объектов газового промысла, ценного и уникального оборудования.

К направлениям по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов Уренгойского НГКМ ООО “Уренгойгазпром” относятся:

- природоохранное строительство, реконструкция, ремонт и наладка природоохранительных сооружений;
- контроль и рациональное использование водных ресурсов, производство капитального ремонта подъездных дорог к скважинам городского водозабора;
- контроль за состоянием атмосферного воздуха, расширение комплексных очистных сооружений;
- внедрение аналитического контроля за эффективностью и качеством очистки сточных вод на очистных сооружениях, внедрение пневмати-

и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых скважинах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

Для повышения заинтересованности работников в проведении пожарно-профилактической работы на объектах филиалов и подразделений действуют добровольные пожарные дружины независимо от наличия ведомственной пожарной охраны.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно норм.

На видных местах размещены схемы эвакуации технического персонала в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части – 01.

При обнаружении пропусков газа, течи во фланцевых соединениях, разрыва прокладок исследования останавливаются до устранения причин пропусков газа и течи жидкости.

В процессе подготовки и проведения исследовательских работ на скважинах и других взрывоопасных объектах необходимо применять инструмент, изготовленный из металла, не дающего искр при ударах.

Для предотвращения взрывов на автотранспорте, размещенном на кусте скважин, необходимо устанавливать искрогасители.

Измерительные и продувочные линии необходимо опрессовывать на полуторократное максимальное давление, ожидаемое при испытании скважин.

Пролитый при авариях или других случаях метанол смывается большим количеством воды, но не менее 2-х объемов. Фланцевые соединения на трубопроводах метанола окожушиваются и пломбируются.

Для защиты органов дыхания от вредного воздействия газового конденсата используют фильтрующий противогаз с коробками марки М и БКФ.

При проектировании объектов обеспечивают наветренное размещение газоопасных сооружений относительно санитарно-бытовых помещений, производственных зданий.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие электроизолирующие средства: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (боты), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

“Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ ЭЭП-84)” установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение -12 или 36(42) В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

и таким образом, чтобы оператор, управляющий лебедкой, видел устьевой фланец или лубрикатор.

Основным нормативным документом, определяющим санитарно - гигиенические требования являются “Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий”.

На каждого работающего предусмотрен объем производственных помещений не менее 15 м^3 , а площадь не менее $4,5 \text{ м}^2$, высота производственных помещений не менее 3,2 м. Полы в помещениях ровные и нескользкие.

Оборудование и площади санитарно - бытовых помещений (гардеробные, умывальные, помещения для сушки спецодежды, туалеты, помещения для отдыха, приема пищи) соответствуют санитарным нормам. Помещения бытового назначения оборудованы водопроводом, канализацией, электрическим освещением, вентиляцией, отоплением.

Все производственные помещения категории А оборудованы приточно-вытяжными вентиляционными установками, а также системами аварийной вентиляции, предусмотрена естественная вентиляция.

Общеобменная приточно-вытяжная вентиляция предусмотрена для создания воздухообмена внутри производственных помещений во время ведения технологического процесса. Забор воздуха вентиляционными установками производится через воздухозаборную камеру.

На случай массового выделения в технологических цехах паров и газов, способных образовывать взрывоопасные концентрации в смеси с воздухом, предусмотрена аварийная вентиляция.

На рабочих местах установлена достаточная освещенность, равномерное распределение яркости, отсутствие резких теней, постоянство освещенности во времени.

Работники газодобывающих предприятий снабжаются спецодеждой и спецобувью общего назначения: костюм (комбинезон) хлопчатобумажный, плащ непромокаемый, сапоги (ботинки) кирзовые или резиновые, рукавицы брезентовые, костюм утепленный для метеоусловий - со сроками носки в ме-

ектов. Его задачами являются наблюдение и оценка состояния природной и техногенной среды с целью обнаружения возможной опасности для населения и хозяйственных объектов.

На территории газовых промыслов и прилегающей к ним территории ведется повседневный контроль за обстановкой. Контроль осуществляют службы и подразделения соответствующих УКПГ, оснащенные всеми необходимыми техническими средствами, материалами и обученным персоналом.

Для оповещения об опасности возникновения чрезвычайной ситуации могут быть использованы блоки низового звена из комплекта аппаратуры П-154, имеющие пять электросирен и четыре телефона. Эти блоки обеспечивают подачу сигнала сирен на территории объекта и передачу информации должностным лицам объекта, рабочим и служащим.

Планирование действий по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций осуществляется отделом по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций Ямало-Ненецкого автономного округа. На предприятии “Уренгойгазпром” составлена следующая документация:

- план работы отдела по делам ГО и ЧС;
- план действий по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- план гражданской обороны;
- комплект документов планирования и учета обучения работников объекта по вопросам ГО и ЧС.

Эффективность мероприятий по обеспечении безопасности жизнедеятельности в чрезвычайных ситуациях во многом определяется готовностью к действиям руководящих органов и сил РСЧС, а также рабочих, служащих ООО “Уренгойгазпром”. Порядок обучения действиям в чрезвычайных ситуациях определен постановлением Правительства Российской Федерации № 738 от 24 июля 1995 года.

Основной задачей подготовки является практическое усвоение всеми категориями обучаемых их обязанностей в чрезвычайных ситуациях. Каждая

дам ГО и ЧС города Новый Уренгой совместно с отделом гражданской обороны предприятия “Уренгойгазпром”. Непосредственное руководство эвакуационными мероприятиями управляют эвакуационные комиссии различного уровня.

Для обеспечения надежной защиты производственного персонала в течении двух суток и более на территории установок комплексной подготовки газа оборудованы убежища для коллективной защиты в чрезвычайных ситуациях.

На газовых промыслах средства индивидуальной защиты и медицинские средства хранятся на складах, причем место хранения выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить выдачу средств защиты в кратчайшие сроки. При угрозе или возникновении чрезвычайной ситуации средства индивидуальной защиты выдают рабочим и служащим.

Разрушение производственных зданий в большинстве случаев влечет за собой поломку оборудования и выход из строя коммуникаций, инженерных сетей.

Устойчивость зданий и сооружений от взрыва достигается повышением их механической прочности и огнестойкости. цеха, в которых размещено дорогостоящее оборудование, защищаются дополнительными устройствами, воспринимающими на себя давление ударной волны или собираются из легких конструкций на основе алюминиевого сплава, которые при разрушении они в меньшей степени повредят оборудование. Сооружения, где хранятся легковоспламеняющиеся жидкости, целесообразно окружать обваловкой.

Надежно защитить все оборудование от ударной волны невозможно, т.к. доводить прочность зданий до защитных свойств убежищ экономически нецелесообразно. Задача состоит в том, чтобы свести к минимальной опасность разрушения и повреждения особо ценного оборудования и готовой продукции может осуществляться путем размещения некоторых видов наиболее ценного оборудования в заглубленных помещениях и использования для этого защитных устройств. Кроме применения защитных устройств (ка-

четным путем (с учетом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Также источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

Основные мероприятия, проводимые в ООО "Уренгойгазпром" по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;

- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ.

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, ДЭГ, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в ООО "Уренгойгазпром" подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, предварительно пройдя очистку на флотационных установках.

восстановлению нарушенных земель осуществляется ООО “Уренгойгазпром”.

Инженерная рекультивация нарушенных земель проводится в ходе строительных работ и после их завершения. Инженерная рекультивация заключается в удалении и захоронении строительных отходов, в дополнительной планировке территории, ремонте и укреплении насыпей, засыпке выемок и срезок, в устройстве системы организованного водоотвода (расчистка водопропусков, восстановление стока и осушение территории, ликвидация подпруживания и заболачивания), приведении земель и лесных угодий, нарушенных при выполнении строительных работ, в состояние, пригодное для использования по назначению. По окончании работ, связанных со строительством:

- убрать мусор и отходы, накопившиеся в процессе строительномонтажных работ;
- засыпать или выровнять все рытвины, ямы и траншеи;
- при разлинии технологических жидкостей необходимо зараженный грунт вывезти и засыпать привозным грунтом;
- при демонтаже складов ГСМ убрать замазученность;
- всю площадку после окончания строительства доотсыпать песком на высоту 0,5 м и спланировать.

После завершения инженерной рекультивации земель следует провести биологическую рекультивацию. Биологическая рекультивация заключается в активизации естественного зарастания и искусственном создании растительных покровов различного вида, назначения и продуктивности и проводится со следующими целями:

- закрепление поверхности песчаных грунтов и насыпей от ветровой и водной эрозии;
- создание зеленых ландшафтов, необходимых для жизни людей и животного мира.

Заключение

В данном дипломном проекте проанализированы газодинамические исследования скважин на нестационарных режимах, которые проводились на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении.

В частности были обработаны 10 исследований валанжинских скважин, выбранных случайным образом. Каждая КВД обрабатывалась в координатах $P_3^2(t) - \lg t$, три кривые восстановления давления также были обработаны методом Хорнера. Анализ результатов обработок позволил сделать следующие выводы:

1) Решение задачи о нестационарной притоке газоконденсатной смеси в бесконечном пласте свидетельствует о правомочности обработки КВД в газоконденсатных скважинах по формулам для газовых скважин.

2) Определяемые по КВД характеристики пласта представляют интегральные характеристики ФЕС в зоне дренирования скважины: коэффициенты проводимости, проницаемости и пьезопроводности рассчитываются при условии работы всей эффективной перфорированной мощности по формулам для однородного пласта.

В экономической части дипломного проекта были предложены варианты по снижению себестоимости добычи газа.

15. ООО “Уренгойгазпром”. Инструкция по охране труда для оператора по исследованию скважин. – г. Н.Уренгой, 2001. – 11 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

(обязательное)

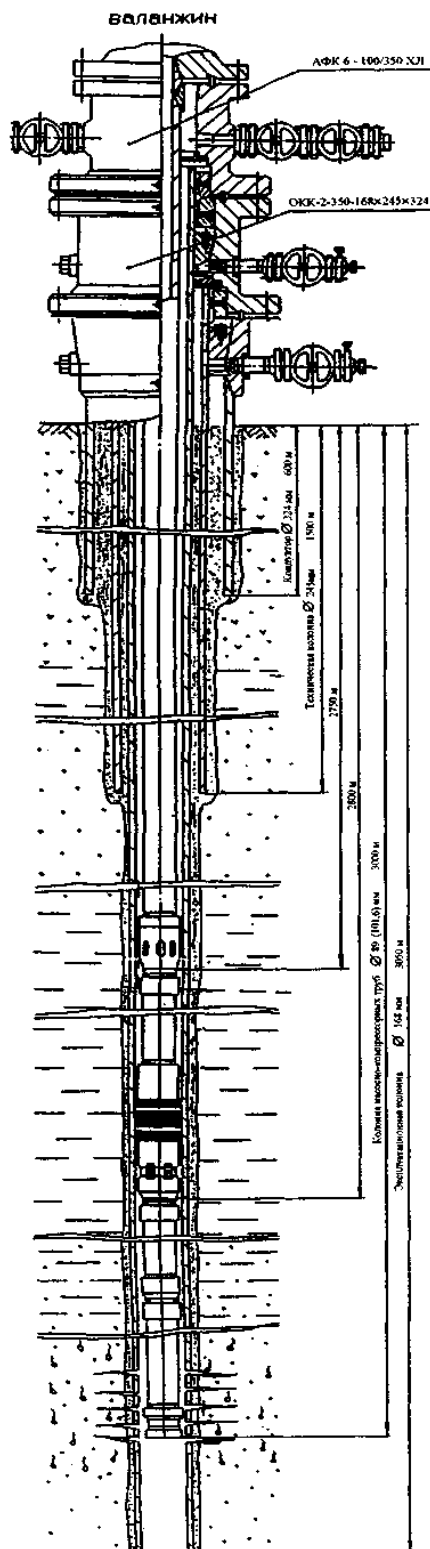


Рисунок Б.1 – Конструкция эксплуатационной скважины валанжинской залежи

DATA15,13.690,30,13.713,60,13.868,120,14.213,180,14.495,300,14.994,600,15.7
84,900,16.522,1200,16.884,1800,17.110,2700,17.165,3600,17.186,4500,17.198,54
00,17.207,6300,17.213,7200,17.220,9000,17.229,10800,17.235,12600,17.239,144
00,17.240,72000,17.260

INPUT "Введите полученный коэф-нт Альфа"; A1

INPUT "Введите полученный коэф-нт Бетта"; Bt

INPUT "Дебит скважины перед остановкой, тыс.м³/сут"; Q

INPUT "Пластовая температура, град. Цельсия"; TP

INPUT "Коэффициент сверхсжимаемости"; Z

INPUT "Динамическая вязкость, мПА*с"; M

INPUT "Эффективная мощность пласта, м"; H

INPUT "Коэффициент В при стац.режимах, (МПа*сут/тыс.м³)²"; Bc

INPUT "Диаметр экспл. колонны,м"; D

INPUT "Коэффициент C1"; C1

INPUT "Коэффициент C2"; C2

$K = 4.24 * Q * .1013 * (273.15 + TP) * Z / (Bt * 293)$

$P = K * M / H$

$Rc = (D / 2) * EXP(-1 * (C1 + C2))$

$S = 2.3 * (A1 - PZ^2 - Bc * Q^2) / Bt$

$X = .445 * Rc^2 * EXP(S)$

PRINT "Проводимость в мкм²*м/мПА*с = "; K

PRINT "Проницаемость в мкм² = "; P

PRINT "Пьезопроводность в м²/с = "; X

END

Текст программы обработки КВД в координатах $P_3^2(t)$ от $\lg [(T+t)/t]$

REM Обработка КВД методом Хорнера - 5429-к2

PRINT "ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО

```

INPUT "Пластовая температура, град. Цельсия"; TP
INPUT "Коэффициент сверхсжимаемости"; Z
INPUT "Динамическая вязкость, мПа*с"; M
INPUT "Эффективная мощность пласта, м"; H
K = 4.24 * Q * .1013 * (273.15 + TP) * Z / (Bt * 293)
P = K*M/H
PRINT "Проводимость в мкм ^2*м/мПа*с = "; K
PRINT "Проницаемость в мкм ^2 = "; P
END

```

Текст программы обработки индикаторной кривой по двучленной формуле притока

```

REM Обработка индикаторной диаграммы скважины 5429
PRINT "ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО СТАЦИОНАРНЫМ
РЕЖИМАМ"
INPUT "Номер скважины"; NOM
PRINT "Дата исследования:"
INPUT "Число";NUM:INPUT"Месяц";MES:INPUT"Год";GOD
INPUT "Введите число режимов"; N
DIM P(N), T(N), L(N), K(N)
INPUT "Введите Pпл, МПа"; Pp
INPUT "Пластовая температура, град. Цельсия"; Tr
INPUT "Коэффициент сверхсжимаемости"; Z
INPUT "Динамическая вязкость, мПа*с"; M
INPUT "Эффективная мощность пласта, м"; H
INPUT "Радиус контура питания, м"; Rk
INPUT "Диаметр экспл. колонны,м"; D
INPUT "Число перфوراц.отверстия на 1 метр"; Nn

```

Приложение Г
(обязательное)

Исходные данные по скважине № 5429 (02.06.01 г).

II эксплуатационный объект.

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки:

$Q_0 = 259$ тыс. м³/сут., $B = 0,000262$ (МПа·сут./тыс. м³)², $P_{30} = 15,033$ МПа.

Таблица Г. 1 - Восстановление забойного давления

Номер точки	t, с	P_3 , МПа	P_3^2 , МПа	Lg t
1	0	15,033	225,991089	-
2	30	15,263	232,959169	1,477121
3	60	15,505	240,405025	1,778151
4	120	15,902	252,873604	2,079181
5	180	16,239	263,705121	2,255273
6	300	16,791	281,937681	2,477121
7	600	17,602	309,830404	2,778151
8	900	17,948	322,130704	2,954243
9	1200	18,114	328,116996	3,079181
10	1800	18,245	332,880025	3,255273
11	2400	18,357	336,979449	3,380211
12	3000	18,404	338,707216	3,477121
13	3600	18,435	339,849225	3,556303
14	5400	18,495	342,065025	3,732394
15	7200	18,54	343,7316	3,857332
16	9000	18,558	344,399364	3,954243

$H_{эф} = 29,4$ м; $z_{пл} = 0,845$; $\mu_{пл} = 0,0198$ мПа·с; $T_{пл} = 69,73$ °С; $\varnothing_{ЭКС} = 0,168$ м; $C_2 = 3,34$.

Исходные данные по скважине № 5324 (10.11.00г).

III эксплуатационный объект.

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки:

$Q_0 = 227$ тыс. м³/сут., $B = 0,00048623$ (МПа·сут./тыс. м³)², $P_{30} = 14,040$ МПа.

Таблица Г.3 - Восстановление забойного давления

Номер точки	t,с	Pз, МПа	Номер точки	t,с	P,,МПа
1	2	3	4	5	6
1	0	14,04	15	3600	17,487
2	15	14,058	16	4500	17,501
3	30	14,11	17	5400	17,509
4	60	14,261	18	6000	17,514
5	120	14,342	19	6300	17,176
6	180	14,58	20	6600	16,927
7	300	15,161	21	6900	16,837
8	600	16,122	22	7200	16,792
9	900	16,767	23	7500	16,768
10	1200	17,137	24	7800	16,746
11	1500	17,303	25	8100	16,671
12	1800	17,387	26	8400	16,659
13	2400	17,453	27	8700	16,667
14	3000	17,469	28	9000	16,699

$H_{эф} = 16,8$ м; $z_{пл} = 0,831$; $\mu_{пл} = 0,01845$ мПа·с; $T_{пл} = 77$ °С; $\varnothing_{экс} = 0,168$ м;
 $C_1 = 0$; $C_2 = 3,65$.

Продолжение приложения Г

Исходные данные по скважине № 5324 (29.03.2001г).

III эксплуатационный объект.

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки:

$Q_0 = 273$ тыс. м³/сут., $B = 0,00048623$ (МПа·сут./тыс. м³)², $P_{30} = 13,668$ МПа.

Таблица Г.5 - Восстановление забойного давления

Номер точки	t,с	Pз, МПа	Номер точки	t,с	Pз, МПа
1	0	13,668	12	2700	17,165
2	15	13,69	13	3600	17,186
3	30	13,713	14	4500	17,198
4	60	13,868	15	5400	17,207
5	120	14,213	16	6300	17,213
6	180	14,495	17	7200	17,22
7	300	14,994	18	9000	17,229
8	600	15,784	19	10800	17,235
9	900	16,522	20	12600	17,239
10	1200	16,884	21	14400	17,24
11	1800	17,11	22	72000	17,26

$H_{эф} = 16,8$ м; $z_{пл} = 0,833$; $\mu_{пл} = 0,018$ МПа·с; $T_{пл} = 77,5$ °С; $\varnothing_{ЭКС} = 0,168$ м;
 $C_1 = 0$; $C_2 = 3,65$.

Продолжение приложения Г

Исходные данные по скважине № 5324 (14.04.2001г).

III эксплуатационный объект.

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки:

$Q_0 = 190$ тыс. м³/сут., $B = 0,00048623$ (МПа·сут./тыс. м³)², $P_{30} = 15,182$ МПа.

Таблица Г.7 - Восстановление забойного давления

Номер точки	t,с	Pз, МПа	Номер точки	t,с	Pз, МПа
1	0	15,182	12	2700	17,183
2	15	15,216	13	3600	17,194
3	30	15,247	14	4500	17,203
4	60	15,397	15	5400	17,209
5	120	15,603	16	6300	17,213
6	180	15,819	17	7200	17,219
7	300	16,163	18	9000	17,225
8	600	16,726	19	10800	17,23
9	900	16,984	20	12600	17,235
10	1200	17,088	21	14400	17,238
11	1800	17,156			

$H_{эф} = 16,8$ м; $Z_{пл} = 0,833$; $\mu_{пл} = 0,018$ мПа·с; $T_{пл} = 77,5$ °С; $\varnothing_{ЭКС} = 0,168$ м;
 $C_1 = 0$; $C_2 = 3,65$.

Исходные данные по скважине № 5299 (08.09.2000 г)

III эксплуатационный объект

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки скважины: $Q_0 = 403$ тыс. м³/сут., $B = 0,000259$ (МПа·сут./тыс. м³)², $P_{30} = 17,739$ МПа.

Таблица Г.9 - Восстановление забойного давления

Номер точки	t,с	P_3 ,МПа	P_3^2 , МПа	Igt
1	0	17,739	314,672121	-
2	30	17,932	321,556624	1,477121
3	60	18,146	329,277316	1,778151
4	120	18,48	341,5104	2,079181
5	180	18,668	348,494224	2,255273
6	300	18,94	358,7236	2,477121
7	600	19,18	367,8724	2,778151
8	1200	19,222	369,485284	3,079181
9	1800	19,232	369,869824	3,255273
10	3600	19,264	371,101696	3,556303
11	7200	19,285	371,911225	3,857332
12	14400	19,337	373,919569	4,158362
13	21600	19,347	374,306409	4,334454
14	28800	19,352	374,499904	4,459392
15	36000	19,358	374,732164	4,556303
16	43200	19,363	374,925769	4,635484
17	50400	19,368	375,119424	4,702431
18	57600	19,368	375,119424	4,760422
19	64800	19,373	375,313129	4,811575
20	67860	19,373	375,313129	4,831614

$H_{эф} = 18$ м; $Z_{пл} = 0,840$; $\mu_{пл} = 0,0188$ мПа·с; $T_{пл} = 78$ °С; $\varnothing_{ЭКС} = 0,168$ м;

$C_2 = 3,0$.

Таблица Г.11 – Результаты обработки скважины №5324 дифференциальным методом

T,сек	V,м ³	Q,м ³	f(t)	Log f(t)	Рзаб,М Па	Q(t),м ³	(Pз(t)- Pз0)/(1- Q(t)/Q0)
0	0	2,9026	0	-	14,04	2,9026	0,00
15	44,2012	8,3663	15,00035813	1,176101628	14,058	8,3663	0,51
30	169,697	12,1592	30,00085942	1,477133696	14,11	12,1592	1,97
60	534,4761	3,2563	59,99850615	1,778140437	14,261	3,2563	6,25
120	729,8543	9,5798	120,0018491	2,079187938	14,342	9,5798	8,57
180	1304,6468	11,6927	180,0035246	2,255281009	14,58	11,6927	15,46
300	2707,7843	7,7346	299,9982933	2,477118784	15,161	7,7346	32,74
600	5028,1749	5,1918	599,9915721	2,77814515	16,122	5,1918	62,80
900	6585,7124	2,9782	899,9827957	2,954234207	16,767	2,9782	84,01
1200	7479,1835	1,3354	1199,974111	3,079171877	17,137	1,3354	96,56
1500	7880,1845	0,6768	1499,969758	3,176082503	17,303	0,6768	102,27
1800	8082,8802	0,2658	1799,9665	3,255264422	17,387	0,2658	105,19
2400	8242,4025	0,064	2399,964366	3,380204794	17,453	0,064	107,49
3000	8280,8196	0,0725	2999,964479	3,477116112	17,469	0,0725	108,04
3600	8324,3589	0,0378	3599,963928	3,556298149	17,487	0,0378	108,67
4500	8358,3854	0,0215	4499,963605	3,653209001	17,501	0,0215	109,16
5400	8377,7769	0,0195	5399,963557	3,732390829	17,509	0,0195	109,44
6000	8389,485	-2,7209	5999,891125	3,77814337	17,514	-2,7209	109,62
6300	7573,2138	-2,0038	6299,911027	3,799334416	17,176	-2,0038	97,89
6600	6972,0783	-0,7244	6599,948224	3,819540529	16,927	-0,7244	89,40
6900	6754,7425	-0,3622	6899,959234	3,838846525	16,837	-0,3622	86,36
7200	6646,0821	-0,1927	7199,96461	3,857330362	16,792	-0,1927	84,85
7500	6588,2735	-0,178	7499,965096	3,875059242	16,768	-0,178	84,04
7800	6534,8555	-0,6025	7799,95051	3,892091847	16,746	-0,6025	83,31
8100	6354,1124	-0,0975	8099,968529	3,908483332	16,671	-0,0975	80,80
8400	6325,8422	0,0646	8399,974523	3,924277969	16,659	0,0646	80,40
8700	6344,2337	0,2573	8699,981913	3,93951835	16,667	0,2573	80,67