ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ООО «ГАЗПРОМ НЕДРА»

|  |  |
| --- | --- |
|  | **УТВЕРЖДАЮ**  Должность утверждающего. **РВ**  Наименование общества. **РВ**  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия. **РВ** |

**ОТЧЕТ**

ПО СКВАЖИНЕ № 8093

УППГ-8 куст 809

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение

|  |  |
| --- | --- |
| №, дата договора | № Номер договора. **РВ** от Дата договора. **РВ** |
| Наименование  договора | Наименование договора. **РВ** |
| Наименование этапа | Наименование этапа. **РВ** |

2023 г.

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

[1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО СКВАЖИНЕ 4](#_Toc142307206)

[2. ИСТОРИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА СКВАЖИНЫ 7](#_Toc142307207)

[3. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И   
ПРИЧИНЫ БЕЗДЕЙСТВИЯ СКВАЖИНЫ 8](#_Toc142307208)

[3.1. Конструкция скважины 8](#_Toc142307209)

[3.2. Геолого-техническое состояние скважины 8](#_Toc142307210)

[3.3. Причины бездействия скважины 9](#_Toc142307211)

[4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СКВАЖИНЫ 10](#_Toc142307212)

[4.1. Эффективные толщины и ФЕС коллекторов пластов 10](#_Toc142307213)

[4.2. Насыщение пластов, межфлюидные контакты 11](#_Toc142307214)

[4.3. Пластовое и устьевое давление 11](#_Toc142307215)

[4.4. Характеристика работы кустовых скважин 11](#_Toc142307216)

[4.5. Расчет прогнозного дебита 12](#_Toc142307217)

[5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВИДУ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА 13](#_Toc142307218)

[6. ПЛАНИРУЕМЫЙ КРС, РЕКОМЕНДАЦИИ, ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ 14](#_Toc142307219)

[6.1. Цели, задачи и план ГТМ 14](#_Toc142307220)

[6.2. Прогноз эффективности ГТМ 14](#_Toc142307221)

[ЗАКЛЮЧЕНИЕ 15](#_Toc142307222)

**ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ АББРЕВИАТУР И СОКРАЩЕНИЙ**

|  |  |
| --- | --- |
| **Сокращение** | **Определение** |
| АВПД | Аномально высокое пластовое давление |
| АНПД | Аномально низкое пластовое давление |
| БДФ | Бездействующий фонд |
| БНКТ | Башмак насосно-компрессорных труб |
| ВНК | Водонефтяной контакт |
| ВПО | Верхние перфорационные отверстия |
| ГВК | Газоводяной контакт |
| ГИС | Геофизические исследования скважин |
| ГНК | Газонефтяной контакт |
| ГСК | Газосборный коллектор |
| ДФ | Действующий фонд |
| КВД | Кривая восстановления давления |
| МИД | Магнито-импульсная дефектоскопия |
| НГВК | Начальный водонефтяной контакт |
| НГСК | Нефтегазосборный коллектор |
| НПО | Нижние перфорационные отверстия |
| ПГИ | Промыслово-геофизические исследования |
| ПГП | Песчано-глинистая пробка |
| СИП | Середина интервала перфорации |
| тГВК | Текущий газоводяной контакт |
| ФА | Фонтанная арматура |
| ФЕС | Фильтрационно-емкостные свойства |
| Сокращение (доп.). **РВ** | Расшифровка сокращения (доп.). **РВ** |

# 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО СКВАЖИНЕ

Скважина № 8093 находится в (на) Описание положения скважины, например, «в своде Южного купола неокомской залежи. **РВ** Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения и относится к кусту 809 (рисунок 1.1).

|  |
| --- |
| Сгенерированное в Системе изображение |

Рисунок 1.1. Положение скважины № 8093

Тип ствола скважины № 8093 – с горизонтальным участком

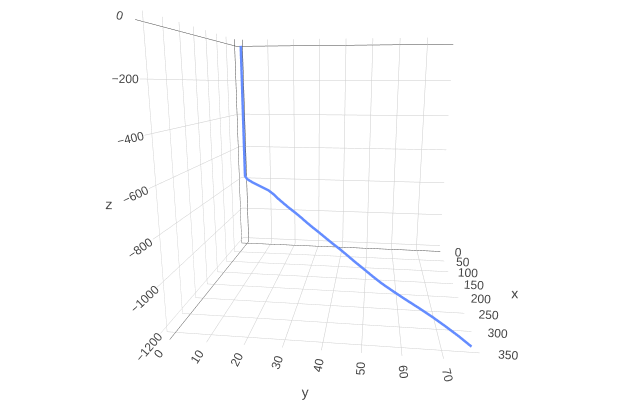


Рисунок 1.2. Проекция ствола скважины № 8093

Скважина пробурена 04.05.1996 и вскрывает пласты ПК1 – ПК1.

Эксплуатационным объектом является пласт название пласта. **РВ**, вскрытый в интервале начало интервала. **РВ** – конец интервала. **РВ** м (а.о. начало интервала (а.о.). **РВ** – конец интервала (а.о.). **РВ** м). Интервал перфорации: начало интервала перфорации. **РВ** – конец интервала перфорации. **РВ** м (а.о. начало интервала перфорации (а.о.). **РВ** – конец интервала перфорации (а.о.). **РВ** м) (рисунок 1.3).

|  |
| --- |
| Сгенерированное в Системе изображение |

Рисунок 1.3. Геолого-геофизический разрез скважины   
№ 8093

# 2. ИСТОРИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА СКВАЖИНЫ

Скважина введена в эксплуатацию 01.01.1997 г. Накопленная добыча с начала эксплуатации составляет 1.790 млрд м3 газа сепарации и 0 тыс. тонн нестабильного конденсата. На момент передачи в КРС скважина находится / не находится. **РВ** в БДФ.

Динамика работы скважины с 01.01.1997 г. по 01.11.2021 г. представлена на рисунке 2.1., хронология состояния скважины в таблице 2.1.

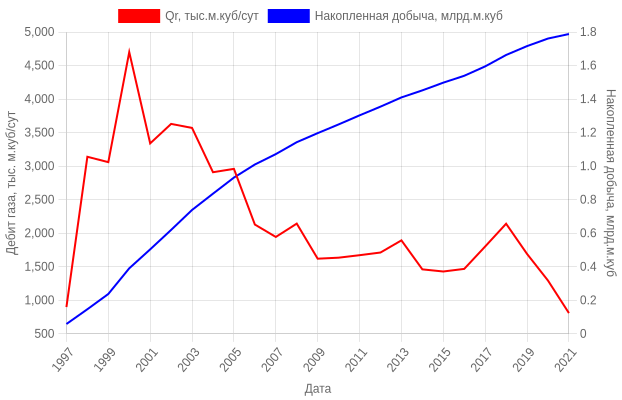


Рисунок 2.1. Динамика работы скважины № 8093

Таблица 2.1. Хронология состояния скважины

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Дата,  период** | **Вид работ,  состояние скважины** | **Краткое описание,  результаты** |
|  |  |  |
|  |  |  |

# 3. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРИЧИНЫ БЕЗДЕЙСТВИЯ СКВАЖИНЫ

## 3.1. Конструкция скважины

Таблица 3.1. Конструкция скважины и технологическое оборудование.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **КОНДУКТОР**  – диаметр, мм  – глубина спуска, м | 245  547 | |
| **ЭКСПЛ**  – диаметр, мм  – глубина спуска, м | 168  1353 | |
| **Пробуренный забой, м** | 1340 | |
| **Текущий забой, м** | 1332.7 | |
| **Пласты,  интервалы перфорации** | Пользовательская информация. **РВ** | Пользовательская информация. **РВ** |
| **НКТ**  – диаметр, мм  – глубина спуска, м | 114  1337 | |

## 3.2. Геолого-техническое состояние скважины

Таблица 3.2. Состояние скважины

|  |  |
| --- | --- |
| Эксплуатационный объект, (пласты) | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.1. Состояние внутрискважинного оборудования** |  |
| 1.1.1. Эксплуатационной колонны | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.2. Лифтовой колонны | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.3. Пакера | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.4. Заколонные перетоки | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.5. Цементный камень (ГИС-бурение) | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.2. Эксплуатационные параметры пластов и состояние ПЗП** |  |
| 1.2.1. Эксплуатационный потенциал пластов (Kпр, мД; hэф, м) (ГИС-бурение) | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.2.2. Скин-фактор (интегральный) | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.2.3. Газодинамические параметры | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.3. Обводнение** |  |
| 1.1.1. Подъем ГВК | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.2. Заколонный переток снизу | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.3. Негерметичный забой | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.4. Заколонный переток сверху | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.1.5. Негерметичность э/к | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.4. Перекрытие интервалов перфорации** | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.5. Скорость потока** | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.6. Гидратообразование** | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.7. Межколонное давление** | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.7.1. Межколонное давление | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.7.2. Заколонное скопление газа | Пользовательская информация. **РВ** |
| **1.8. Уровень жидкости в колонне** |  |
| 1.8.1. В динамике | Пользовательская информация. **РВ** |
| 1.8.2. В статике | Пользовательская информация. **РВ** |
| Заполнение НКТ (характер) | Пользовательская информация. **РВ** |
| Заполнение ствола скважины | Пользовательская информация. **РВ** |
| Заполнение затрубного пространства | Пользовательская информация. **РВ** |

## 3.3. Причины бездействия скважины

Описание причин бездействия скважины. **РВ**.

# 4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СКВАЖИНЫ

## 4.1. Эффективные толщины и ФЕС коллекторов пластов

Петрофизические свойства газонасыщенной части разреза по результатам бурения представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Петрофизические свойства газонасыщенной части разреза

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Интервал залегания коллектора** | | | | **Литотип** | **Насыщ.** | **Hэф** | **Кп** | **Кпр** |
| **Глубина, м** | | **Абс. отметка, м** | |
| **Кровля** | **Подошва** | **Кровля** | **Подошва** | **м** | **д. ед.** | **д. ед.** |
| Эксплуатационный объект. **РВ** | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Всего: | | | | | |  |  |  |
| В интервале перфорации: | | | | | |  |  |  |

Дополнительная информация.**РВ**.

|  |
| --- |
| Карта эффективных толщин |

Рисунок 4.1. Карта эффективных толщин пласта Название пласта. **РВ** в зоне газонасыщения

Дополнительная информация. **РВ**.

## 4.2. Насыщение пластов, межфлюидные контакты

Дополнительная информация. **РВ**.

## 4.3. Пластовое и устьевое давление

В скважине № 8093 за период с 24.05.1996 по 06.07.2005 пластовое давление изменилось с 90.41 МПа до 54.51 МПа. Средний темп изменения пластового давления за последние годы составил 3.989 МПа/год.

Устьевое давление за период с 24.05.1996 по 06.07.2005 изменилось с 82.26 МПа до 49.77 МПа. Средний темп изменения устьевого давления за последние годы составил 3.610 МПа/год.

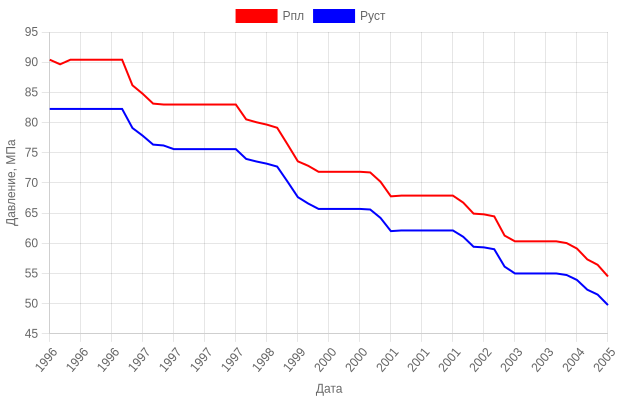


Рисунок 4.2. Динамика пластового и устьевого давления

## 4.4. Характеристика работы кустовых скважин

Скважина № 8093 относится к эксплуатационному кусту № 809. К данному кусту также относятся скважины: 8091, 8092, 8093, 8094.

Дополнительная информация. **РВ**.

Таблица 4.4. ФЕС скважин куста 809

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ скв.** | **Кпр, мД** | **Hэф, м** | **Кпр∙Hэф, мД∙м** | **Дебит газа,  тыс. м3/сут.** | **Пласт** | **Примечание** |
| 8091 |  |  |  | 103 |  |  |
| 8092 |  |  |  | 76 |  |  |
| 8093 |  |  |  | 94 |  |  |
| 8094 |  |  |  | 209 |  |  |

\*Таблица заполняется автоматически на основании информации из БД.

## 4.5. Расчет прогнозного дебита

Дополнительная информация. **РВ**.

# 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВИДУ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

На основании указанных выше данных по геолого-техническому состоянию скважины целесообразно выполнить следующие работы в составе капитального ремонта:

– Дополнительная информация. **РВ**;

– Дополнительная информация. **РВ**;

– Дополнительная информация. **РВ**.

# 6. ПЛАНИРУЕМЫЙ КРС, РЕКОМЕНДАЦИИ, ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ

## 6.1. Цели, задачи и план ГТМ

**Цель ГТМ:** Дополнительная информация. **РВ**.

**Задачи ГТМ:** Дополнительная информация. **РВ** (таблица 6.1).

Таблица 6.1. Запланированные работы согласно наряд-заказу на КРС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Перечень планируемых работ** | **Рекомендации** |
| 1 |  |  |
| 2 |  |  |
| … |  |  |

\*Таблица заполняется пользователем вручную.

## 6.2. Прогноз эффективности ГТМ

На основании темпов снижения пластового и устьевого давления и данных по геолого-техническому состоянию скважины (таблица 4.2) произведен прогноз изменения эксплуатационных параметров скважины.

Прогнозное устьевое давление на момент предположительного окончания КРС Дата окончания КРС. **РВ** с учетом темпа снижения составит Прогнозируемое устьевое давление. **РВ** МПа. Пластовое давление – Прогнозируемое пластовое давление. **РВ** МПа.

Таблица 6.2. Прогнозные эксплуатационные параметры скважины

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Дата** | **Руст,  МПа** | **Рзаб, МПа** | **Рпл, МПа** | **∆P, МПа** | **Qг, тыс. м3/сут** | **Vпотока БНКТ, м/с** | **Qдоп. накопл., млн. м3** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Изменение пластового давления: Пользовательская информация. **РВ** МПа/год | | | | | | | |
| Изменение устьевого давления: Пользовательская информация. **РВ** МПа/год | | | | | | | |

\*Таблица заполняется пользователем вручную.

Дополнительная информация. **РВ**.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Пользовательская информация. **РВ**.