

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:

«Повышение эффективности эксплуатации сеноманских залежей Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения в условиях обводнения газовых скважин»

Автор: Касымов Максим

Группа: ДГ-18

Руководитель: доцент Раупов И.Р.

Кафедра РЭНГМ

Санкт-Петербургский горный университет, 2022



ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

ЗАДАЧИ РАБОТЫ



Анализ причин
обводнения
скважин



Анализ
прогнозирования
обводнения
скважин



Анализ систем
определения
генезиса воды



Анализ возможных
способов борьбы с
обводнением
скважин



Выбор ГТМ по борьбе с
обводнением и
определение его
эффективности на основе
газовой скважины

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Повышение эффективности эксплуатации сеноманской газовой залежи ЗНГКМ в условиях обводнения газовых скважин



ЗАПОЛЯРНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Краткое описание и характеристика района



80 млн. т
газового
конденсата и
нефти



Заполярное нефтегазовое месторождение
простирается на 50 км в длину и на 30 км — в ширину

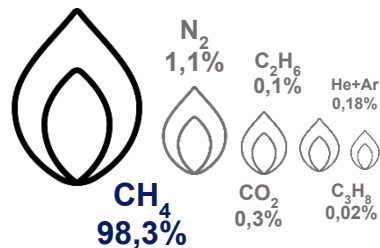
Заполярное
месторождение

НАЧАЛЬНЫЕ
ЗАПАСЫ
>3,5 трлн. м³
ГАЗ (C₁ + C₂)

130
млрд м³
газа в год
ПРОЕКТНАЯ
МОЩНОСТЬ

Характеристика сеноманской залежи Заполярного месторождения

СОСТАВ ГАЗА



32,3%

ПОРИСТОСТЬ
Среднее значение

0,7 мкм²

ПРОНИЦАЕМОСТЬ
Среднее значение

33,7%

ОСТАТОЧНАЯ
ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ
Среднее значение

55 ед.

КОЭФФИЦИЕНТ
РАСЧЛЕННОСТИ

68,15 м

ЭФФЕКТИВНАЯ ГАЗОНАСЫЩЕННАЯ
ТОЛЩИНА

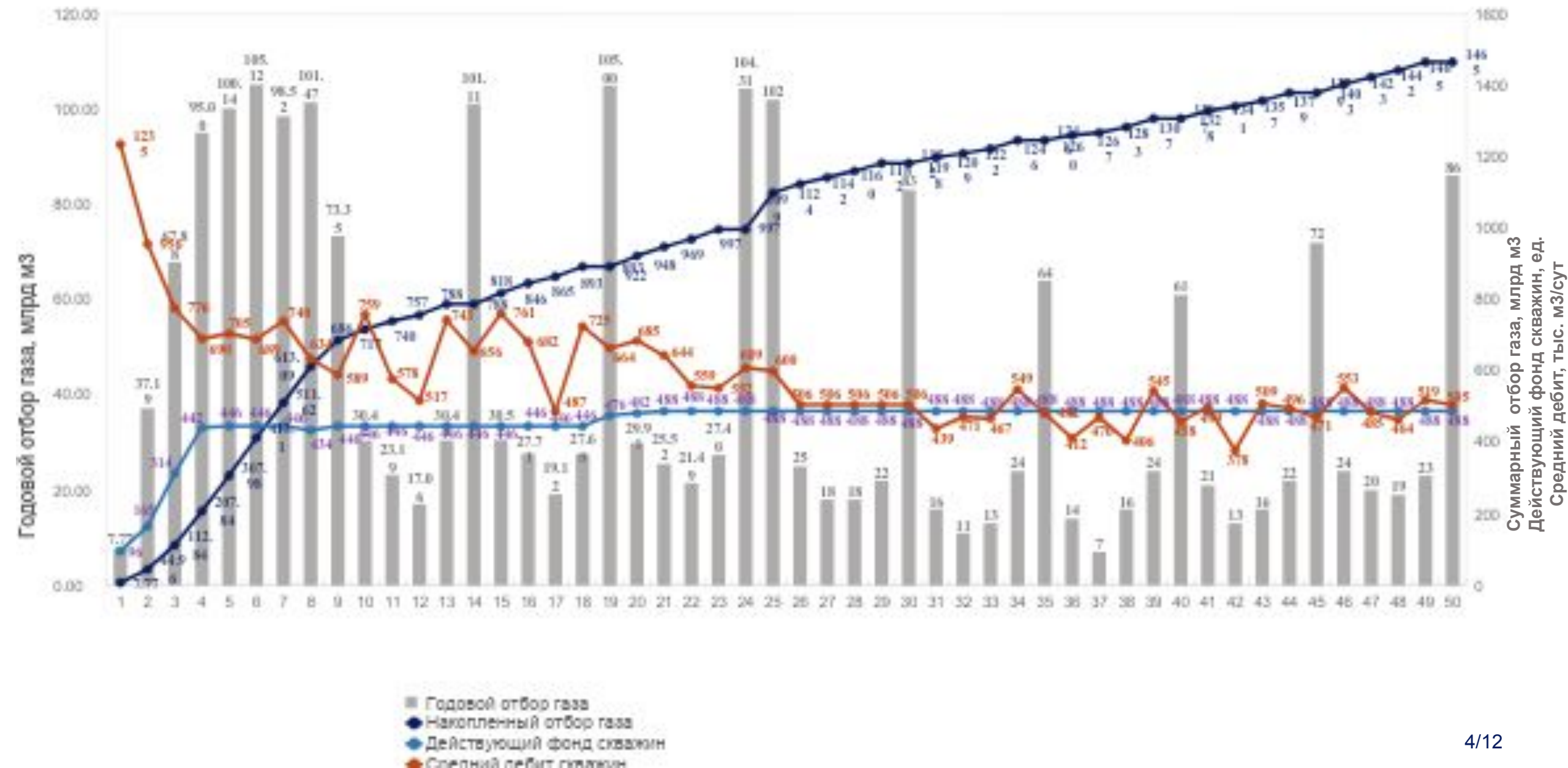
71%

ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ
Изменяется от 25% до
96%

17,1 г/л

МИНЕРАЛИЗАЦИЯ
ВОДЫ

График годового отбора газа из сеноманской залежи



АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

Произведен анализ разработки ЗНГКМ

Объектом исследования были выбраны **обводняющиеся газовые скважины**, которые вскрыли продуктивный горизонт ПК1

488

добывающих скважин

2503,97 млрд м³

начальные запасы газа пласта ПК1

1311,85 м

начальный ГВК

16 лет

время постоянных отборов

В процессе анализа разработки сеноманской залежи были выявлены следующие проблемы газовых скважин:



Песчано-глинистая пробка

Мероприятие:

Несколько раз в год необходимо проводить исследование по расположению искусственного забоя



Жидкостные пробки

Мероприятие:

Необходимо проводить ГХА для установления генезиса воды с последующем решением по ГТМ



Межколонное давление




Мероприятие:

Необходимо определять герметичность устьевых уплотнений и участков поступления газа в межколонное пространство

Причины обводнения газовых скважин

Произведен анализ разработки ЗНГКМ

Основные причины скопления жидкости на забое сеноманских газовых скважин:

-  Недостаточная скорость движения пластовых флюидов по НКТ из-за низких продуктивных характеристик скважины;
-  Ограничение дебита из-за постоянного притока подошвенной воды (образование конусов);
-  Ограничение дебита по геолого-техническим причинам: вынос песка и превышение максимально-допустимой депрессии на пласт.

В проектных документах ЗНГКМ вода с минерализацией менее 1 г/л относится к конденсационным водам.



Основные способы борьбы с обводнением

Произведен анализ существующих технологий борьбы обводнения газовых скважин

скважин

ЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Продувка

МЕХАНИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Смена диаметра лифтовой колонны, плунжерный лифт, газлифт

ХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Сброс ТПАВ

СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ СКВАЖИН [2]

РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

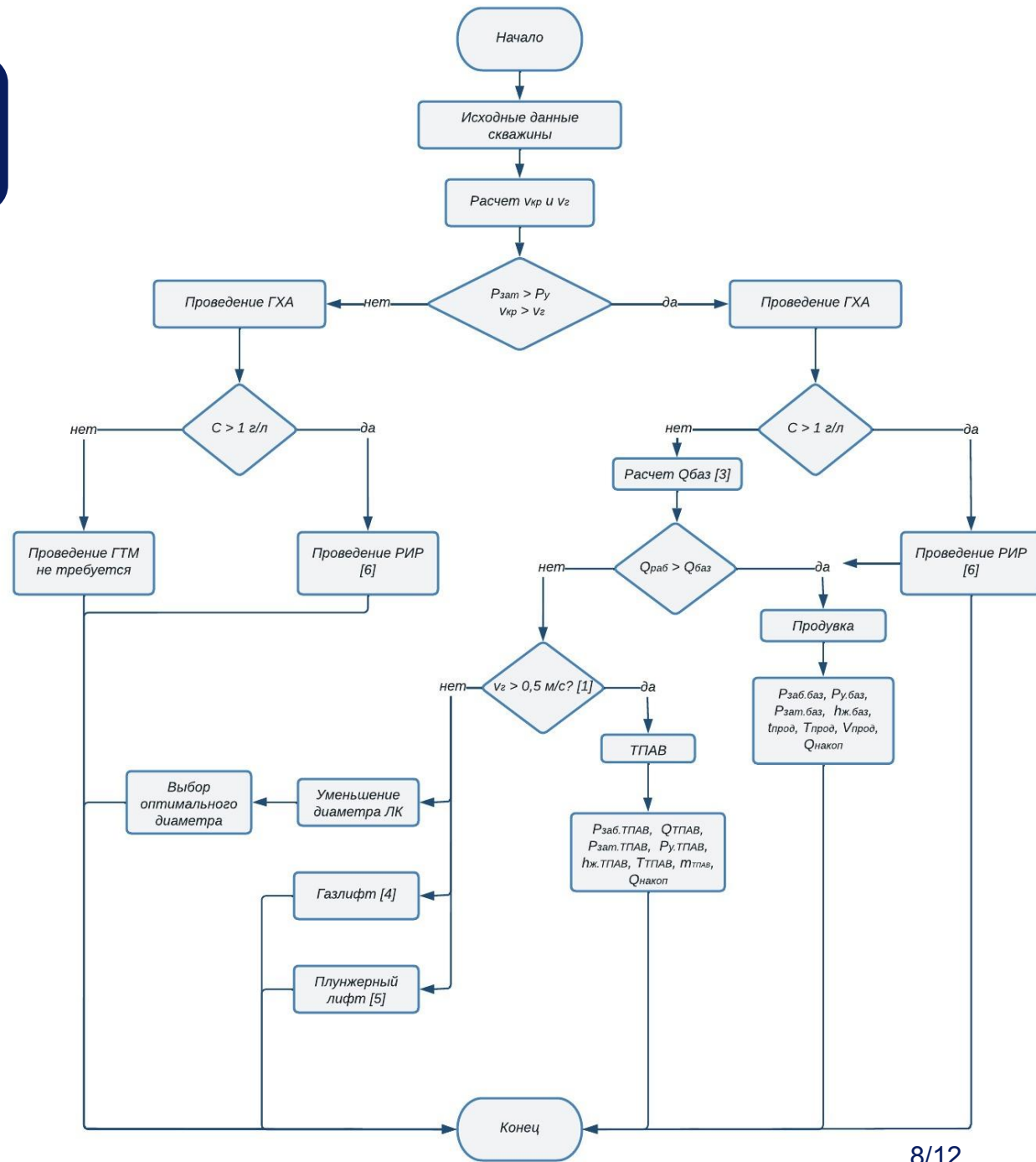
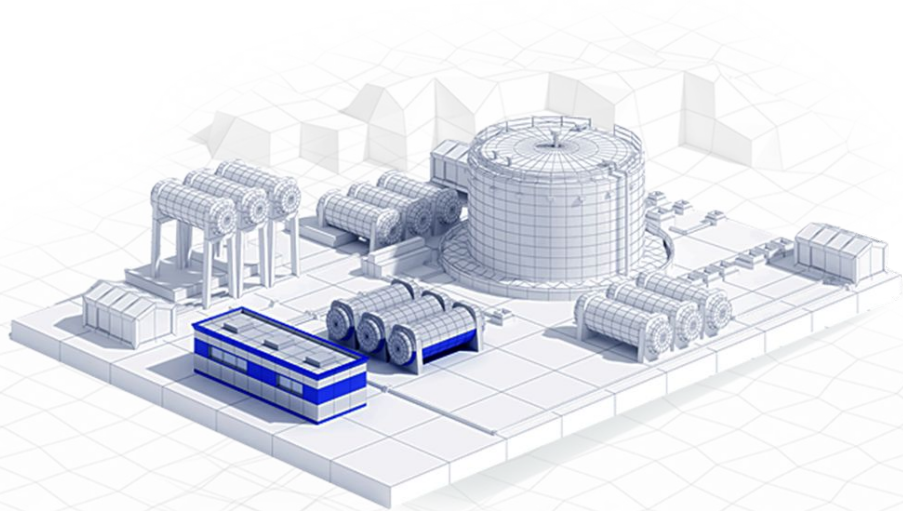
Выбор оптимального способа борьбы с обводнением скважины



Эффективность ГТМ по борьбе с обводнением газовых скважин складывается из двух основных факторов. Во-первых, своевременное обнаружение появления жидкости на забое скважины. Например, при помощи отслеживания параметров скважины таких как, дебит, устьевое и затрубное давления, температура. Во-вторых, верное определение генезиса воды, задавливающая скважину.



На слайде представлена блок-схема по выбору ГТМ по борьбе с обводнением скважин. По данной схеме была просчитана эффективность применения продувки, сброса ТПАВ, а также замены ЛК на скважине № 2047. Скважина задавливается конденсационной водой.



РЕАЛИЗАЦИЯ РАСЧЕТА В ПРОГРАММЕ

Выбор оптимального способа борьбы с обводнением скважины
DELPHY

Таблица 1 - Исходные данные скважины № 2047

| Q, тыс. м ³ /сут | P _y , МПа | P _{зат} , МПа | P _{зоб} , МПа | P _{пл} , МПа | T _y , К | T _{пл} , К | A, МПа ² *сут/тыс.м ³ | B*10 ⁻⁶ , (МПа*сут/тыс.м ³) ² | C, г/л |
|-----------------------------|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|---|---|--------|
| I | | | | | | | | | |

Таблица 2 - Конструктивные параметры скважины № 2047

| dЭК, м | dНКТ, м | Lзоб, м | Lнкт, м |
|--------|---------|---------|---------|
| | | | |

Таблица 3 - Физические параметры газа и воды скважины № 2047

| Плотность воды, кг/м ³ | Плотность газа (н.у.), кг/м ³ | Отн. плотность газа, кг/м ³ |
|-----------------------------------|--|--|
| | | |

1. Критическая скорость газа, м/с

2. Фактическая скорость газа, м/с

3. Жидкость скапливается на забое?

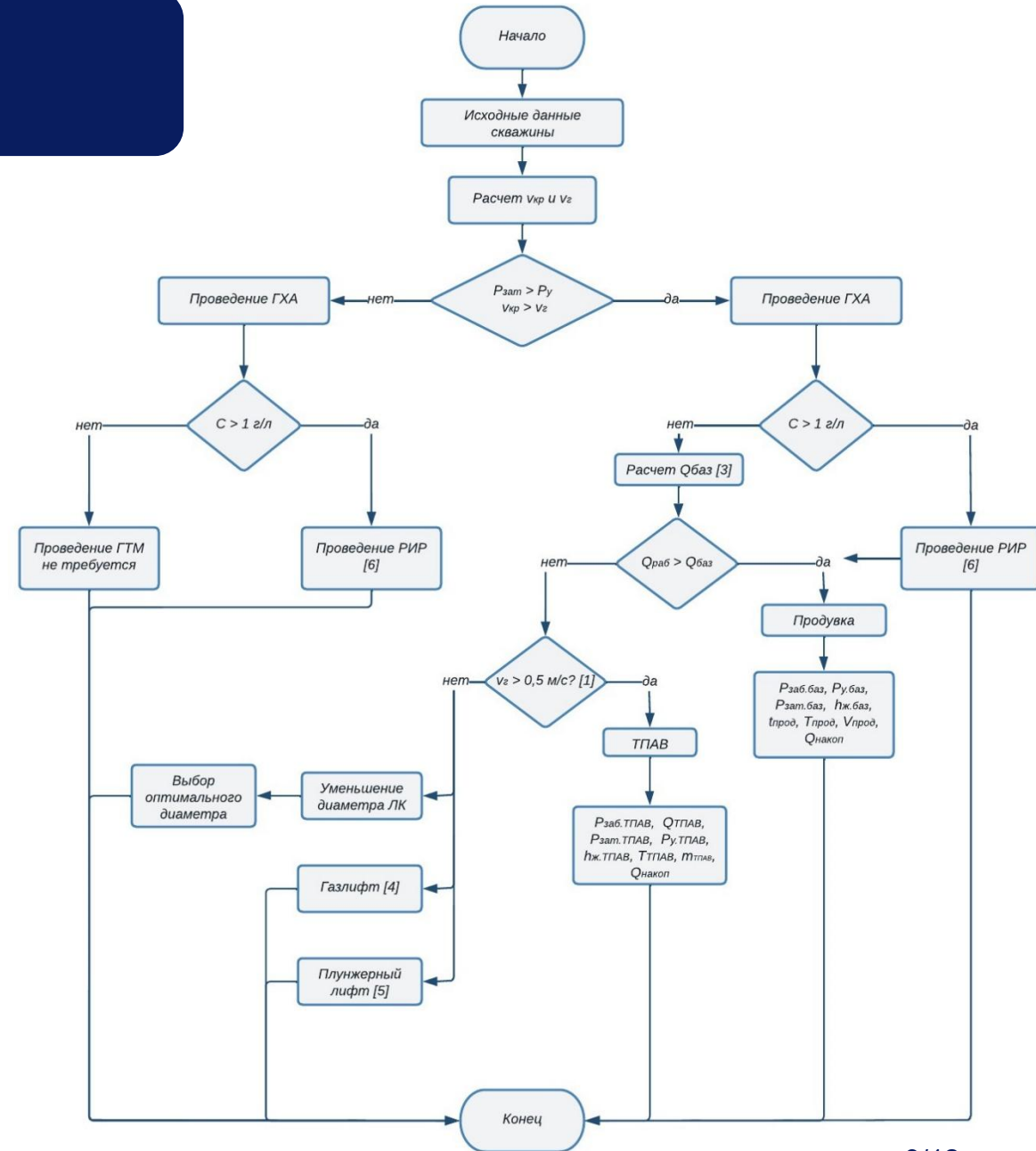
4. Минерализация (C) > 1 г/л?

5. Тип жидкости в стволе скважины:

Таблица 4 - Возможные ГТМ

| Геолого-технические мероприятия: |
|----------------------------------|
| |
| |
| |
| |

Подбор ГТМ



ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Итоги и результаты работы

Сеноманскую залежь ЗНГКМ подстилает подошвенная вода апт-сеноманского комплекса. По мере истощения залежи ГВК будет подниматься, обводняя скважины.



Для скважины №2047 наиболее эффективным и прибыльным будет замена ЛК.



Была просчитана эффективность применения продуквки, сброса ТПАВ, а также замены ЛК на скважине № 2047.



Чистая прибыли при осуществлении продуквки скважины – 7,48 млн. руб, при сбросе ТПАВ – 4,62 млн. руб, при замене ЛК – 19,48 млн. руб.



Накопленная добыча за год в результате проведения продуквки – 21,79 млн. м³, при сбросе ТПАВ – 19,1 млн. м³, при замене ЛК – 31,61 млн. м³.



Доказаны экономическая эффективность и окупаемость проекта. Обоснованы его техносферная и экологическая безопасность



**СПАСИБО ЗА
ВНИМАНИЕ!**



ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Список литературы

1. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М: ООО “Преимум Инжиниринг”, 2008. – 384 с;
2. Subhashini S, Arul karthi S. Study on Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques // International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT). – 2019. – Vol.8 Issue 06. – P. 1434-1445;
3. РД 51-90-84 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в газовой промышленности. – М.: ОАО “Газпром”, 2005. – 63 с;
4. Ермолаев А.И. Методика выбора обводняющихся газовых скважин для применения газлифта // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. - № 1(33). – С. 71-76;
5. Папулов А.С. Применение плунжерного лифта для удаления жидкостной пробки с забоя газовых скважин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. - №1. – С. 172-175;
6. Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. - СПб.: «Недра», 2010. - 560 с

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Методика выбора ГТМ

1. Фактическая скорость потока в трубе:

$$v_{\Gamma} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2} \cdot \frac{P_0 \cdot T_{\text{пл}} \cdot z}{P_{\text{заб}} \cdot T_{\text{ст}}},$$

2. Критическая скорость потока в трубе:

$$v_{\text{кр}} = 3,3 \cdot \left(\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_{\text{в}}^2}{\rho_{\Gamma}^2 \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\Gamma})} \right)^{0,25}$$

3. Минимальный дебит для осуществления продуквки:

$$Q_{\text{баз}} = 11,32 \cdot 10^6 \sqrt{\frac{Fr^* \cdot \rho_{\text{ж}}^* \cdot d_{\text{НКТ}}^5 \cdot K_{\text{ж}} \cdot K_{\text{м}}}{\bar{\rho} \cdot B^2}}$$

4. Количество жидкости, которое конденсируется в скважине:

$$Q_{\text{в}} = (W_{\text{пл}} - W_{\text{у}}) \cdot Q$$

5. Формулы для расчета влагосодержания газа:

$$W = W_{0,6} \cdot C_c \cdot C_p$$
$$W_{0,6} = \frac{A}{P} + B,$$

6. Забойное давление, при котором возможно проведение продуквки:

$$P_{\text{заб.баз}} = \sqrt{P_{\text{пл}}^2 - A \cdot Q_{\text{баз}} - B \cdot Q_{\text{баз}}^2} \quad P_{\text{заб.баз}} = P_{\text{заб}}^{\text{безв}} + \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h_{\text{ж.баз}}$$

7. Столб жидкости, при котором возможна продуквка:

$$h_{\text{ж.баз}} = \frac{(P_{\text{зат.баз}} - P_{\text{у.баз}})}{g \cdot \rho_{\text{в}}} + L_{\text{заб}} - L_{\text{НТК}} \quad P_{\text{зат.баз}} = \frac{P_{\text{заб.баз}}}{e^s}$$
$$2s = \frac{0,0683 \cdot \bar{\rho} \cdot L_{\text{заб}}}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}$$

8. Продолжительность продуквки:

$$\tau_{\text{пр}} = \frac{L_{\text{заб}} \cdot F_{\text{НКТ}} \cdot P_{\text{ср}}}{Q_{\text{баз}} \cdot P_0}$$

9. Уравнение для расчета безводного дебита:

$$P_{\text{пл}}^2 - (P_{\text{заб}}^{\text{безв}})^2 = A \cdot Q_{\text{безв}} - B \cdot Q_{\text{безв}}^2$$

10. Высота столба жидкости, которая набирается за сутки в НКТ:

$$H_{\text{сут(НКТ)}} = \frac{Q_{\text{в}}}{F_{\text{НКТ}}}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Методика выбора ГТМ

11. Время, за которое жидкость заполнит ЭК:

$$t_{(\text{ЭК})} = \frac{F_{\text{ЭК}} \cdot (L_{\text{заб}} - L_{\text{НКТ}})}{Q_{\text{в}}}$$

12. Время подъема столба жидкости в НКТ, когда продувку еще можно осуществить:

$$t_{(\text{НКТ})} = \frac{h_{\text{ж.баз}} - (L_{\text{заб}} - L_{\text{НКТ}})}{H_{\text{сут(НКТ)}}}$$

13. Общее время, за которое жидкости поднимается до максимально возможной высоты для проведения продувки:

$$T_{\text{прод}} = t_{(\text{НКТ})} + t_{(\text{ЭК})}$$

14. Количество продувок в течение суток:

$$n = \frac{24}{T_{\text{прод}}}$$

15. Объем газа, расходуемого на продувку:

$$V_{\text{прод}} = \frac{326 \cdot d_{\text{св}} \cdot P \cdot \tau_{\text{пр}} \cdot 365 \cdot n}{\sqrt{\rho \cdot T_{\text{у}}}}$$

16. Система уравнений для расчета забойного давления и дебита, когда возможно произвести сброса ТПАВ:

$$\begin{cases} v_{\text{мин.г}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{ТПАВ}}}{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2} \cdot \frac{P_0 \cdot T_{\text{заб}} \cdot Z}{P_{\text{заб.ТПАВ}} \cdot T_{\text{ст}}} \\ P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб.ТПАВ}}^2 = A \cdot Q_{\text{ТПАВ}} - B \cdot Q_{\text{ТПАВ}}^2 \end{cases}$$

17. Объем жидкости, который скапливается при критически для ТПАВ $P_{\text{зат.ТПАВ}}$ и $P_{\text{у.ТПАВ}}$:

$$V_{\text{ж}} = \frac{(P_{\text{зат.ТПАВ}} - P_{\text{у.ТПАВ}}) \cdot F_{\text{НКТ}}}{g \cdot \rho_{\text{в}}} + F_{\text{ЭК}} \cdot (L_{\text{заб}} - L_{\text{НКТ}})$$

18. Необходима масса ТПАВ:

$$m_{\text{ТПАВ}} = 2,6 \cdot V_{\text{ж}}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 1 - Исходные данные скважины № 2047

| Q, тыс. м3/сут | Р _у , МПа | Р _{зат} , МПа | Р _{заб} , МПа | Р _{пл} , МПа | Т _у , К | Т _{пл} , К | A, МПа ² *сут/тыс.м3 | B*10 ⁻⁶ , (МПа*сут/тыс.м3) ² | C, г/л |
|----------------|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|---------------------------------|--|--------|
| 80 | 5,211 | 5,22 | 5,737 | 6,01 | 276,5 | 301 | 0,04 | 1,8 | 0,9 |

Таблица 2 - Конструктивные параметры скважины № 2047

| dЭК, м | dНКТ, м | Lзаб, м | Lнкт, м |
|--------|---------|---------|---------|
| 0,1523 | 0,1003 | 1267 | 1265 |

1. Критическая скорость газа, м/с

2. Фактическая скорость газа, м/с

5. Тип жидкости в стволе скважины:

Таблица 4 - Возможные ГТМ

| Геолого-технические мероприятия: |
|----------------------------------|
| 1. Продувка |
| 2. Сброс ТПАВ |
| 3. Замена ЛК |
| 4. Газлифт |
| 5. Плунжерный лифт |

Подбор ГТМ

Таблица 10 - Добыча и чистая прибыль от применения ГТМ

| ГТМ | Добыча за год, млн.м3 | Чистая прибыль, млн. руб |
|------------|-----------------------|--------------------------|
| Продувка | 21,79 | 7,48 |
| Сброс ТПАВ | 19,1 | 4,62 |
| Замена ЛК | 31,61 | 19,48 |

Таблица 3 - Физические параметры газа и воды скважины № 2047

| Плотность воды, кг/м3 | Плотность газа (н.у.), кг/м3 | Отн. плотность газа, кг/м3 |
|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| 874 | 0,72 | 0,56 |

3. Жидкость скапливается на забое?

4. Минерализация (C) > 1 г/л?

Таблица 5 - Применимость продувки

| ГТМ: | Условие применения | Дебит до ГТМ, тыс.м3/сут | Q _{баз} , тыс.м3/сут | Применимо? |
|----------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|------------|
| Продувка | Q > Q _{баз} | 80 | 73,93 | Да |

Таблица 6 - Применимость ТПАВ

| ГТМ: | Условие применения | Скорость до ГТМ, м/с | vТПАВ, м/с | Применимо? |
|------|--------------------------|----------------------|------------|------------|
| ТПАВ | v _г > 0,5 м/с | 1,89 | 0,5 | Да |

Таблица 7 - Подбор диаметра НКТ для выноса жидкости

| Условный диаметр, м | d _{внут} , м | v _г , м/с | v _г > v _{кр} ? | Жидкость выносится? |
|---------------------|-----------------------|----------------------|------------------------------------|---------------------|
| 0,114 | 0,1003 | 1,89 | Нет | Нет |
| 0,102 | 0,0836 | 2,73 | Да | Да |

Таблица 8 - Критические параметры для применения ТПАВ и продувки

| Критические параметры | Продувка | ТПАВ |
|---------------------------------|-------------------|------------------------------|
| Р _{заб} , МПа | 5,758 | 5,937 |
| Q, тыс.м3/сут | 73,93 | 21,85 |
| Р _{зат} , МПа | 5,238 | 5,395 |
| Р _у , МПа | 5,208 | 5,186 |
| h _ж , м | 5,5 | 26,38 |
| Продолжительность продувки, мин | 10,55 | Рассчитывается в лаборатории |
| Годовая масса ТПАВ, кг | Критерий не важен | 163,64 |
| Повтор ГТМ, дней | 0,35 | 1,24 |
| Продувок в год | 1021,03 | 275,36 |

Таблица 9 - Параметры скважины после удаления жидкости с забоя при применении продувки и ТПАВ

| Q, тыс. м3/сут | Р _{заб} , МПа | v _г , м/с | v _{кр} , м/с | Жидкость будет скапливаться? |
|----------------|------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------------|
| 87,56 | 5,711 | 2 | 2,56 | Да |