



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**



КАФЕДРА НГТ

Повышение эффективности разработки залежи нефти в отложениях бобриковского объекта Троельжанского месторождения

Выполнил : студент гр. РНГМ-13-1

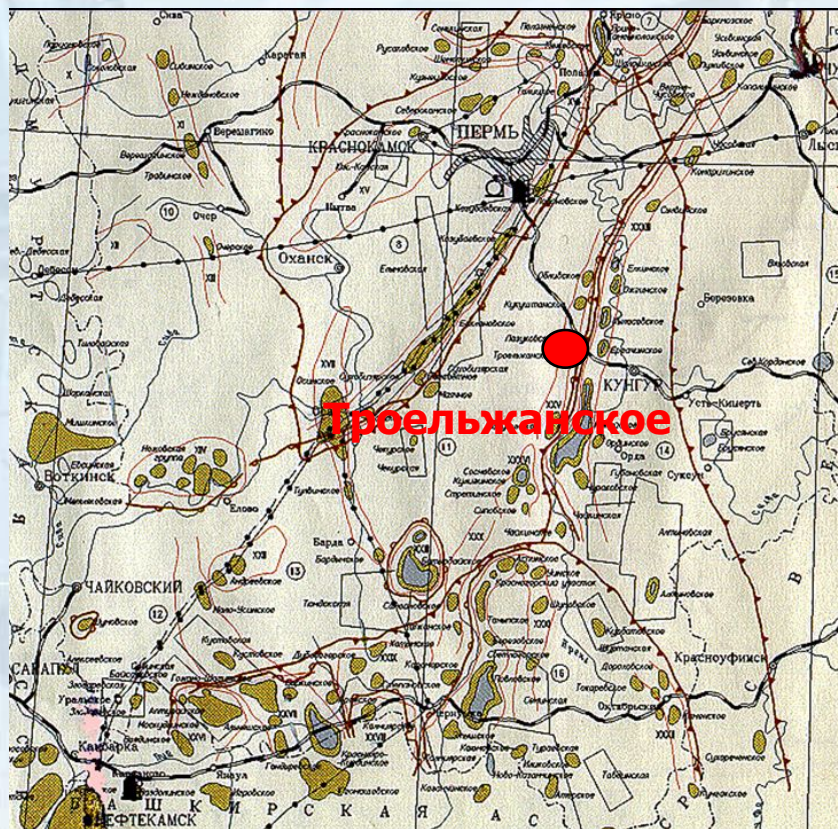
Макаров С.А.

Руководитель: декан ГНФ, профессор

Галкин С.В.



Общие сведения о месторождении



Административное положение:

Пермский край. Кунгурский район

История освоения месторождения:

Открыто в 1966 г. Введено эксплуатацию в 1967 г.

Нефтеносность:

Пласт Бш башкирского горизонта

Пласт Тл2 тульского горизонта

Пласты Бб, Бб0 бобриковского горизонта

Пласт Мл радаевского горизонта

Пласт Т турнейского яруса

Фонд скважин:

Всего пробурено – 101 скважина, в т.ч

Добывающие – 28 скв.,

Нагнетательные – 4 скв.,

Контрольных – 26 скв.,

Ликвидированных – 21 скв.,

В консервации – 18 скв.

Троельжанский лицензионный участок

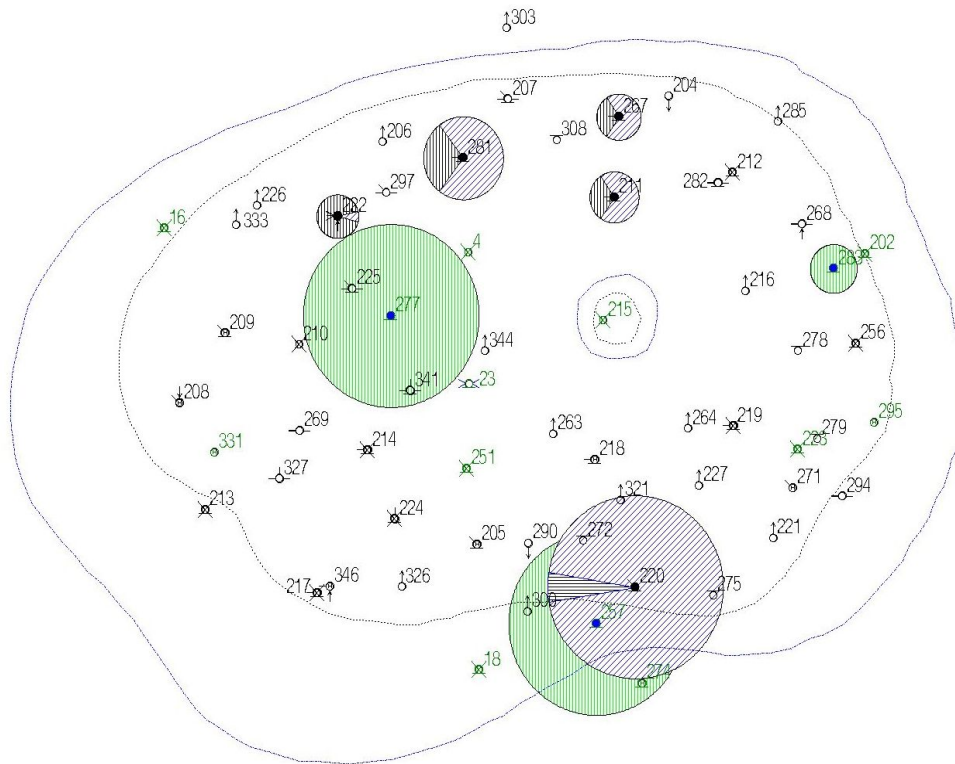


Геолого-физическая характеристика бобриковской залежи нефти Троельжанского месторождения

| Параметры | Ед. измер. | Пласт Бб |
|---|--------------------|---------------------|
| Средняя глубина залегания, м | м | 1695 |
| Тип залежи | | Пластовая, сводовая |
| Тип коллектора | | поровый |
| Площадь нефтегазоносности | тыс.м ² | 5813 |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина | м | 14 |
| Коэффициент пористости | % | 16 |
| Проницаемость | мкм ² | 487 |
| Начальная пластовая температура | °С | 28 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 18 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа·с | 1,67 |
| Плотность нефти в пластовых условиях | кг/м ³ | 779 |
| Давление насыщения нефти газом | МПа | 15,4 |
| Газосодержание нефти | м ³ / т | 135 |
| Коэффициент вытеснения | д.ед. | 0,619 |
| Коэффициент нефтеизвлечения | д.ед. | 0,484 |



Карта текущих отборов бобриковской залежи по состоянию на 01.01.2017 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

**НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ ПЕРЕВЕДЕННЫЕ
СОВМЕСТНАЯ РАБОТА**

○ **НЕФТЯНЫЕ ПЕРЕВЕДЕННЫЕ
ПЕРЕВЕДЕНА С НИЖНЕГО ПЛАСТА**

○ **ПЕРЕВЕДЕНА С ВЕРХНЕГО ПЛАСТА**

○ **ПЕРЕВЕДЕНА НА НИЖНИЙ ПЛАСТ**

○ **ПЕРЕВЕДЕНА НА ВЕРХНИЙ ПЛАСТ**

○ **СОВМЕСТНАЯ РАБОТА**

○ **ЗАКРЫТЫЙ ПЛАСТ**

● **ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СОСТОЯНИЕ
В РАБОТЕ**

● **НАБЛЮДАТЕЛЬНАЯ**

○ **В КОНСЕРВАЦИИ**

✕ **В ЛИКВИДАЦИИ**

✕ **В РАБОТЕ (периодическая)**

○ **СКВАЖИНЫ СПОСОБ
ФОНТАННЫЙ**

○ **Электропогружным насосом**

○ **Штанговым связанным насосом**

● **НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СОСТОЯНИЕ
В РАБОТЕ**

● **НАБЛЮДАТЕЛЬНАЯ**

✕ **В ЛИКВИДАЦИИ**

✕ **В БЕЗДЕЙСТВИИ ПРОШЛЫХ ЛЕТ**

○ **КОНТУРА**

----- **Внешний контур нефтеносности**

..... **Внутренний контур нефтеносности**

Диаграммы

▨ **ДОБ. ВОДА СОЛЕНАЯ**

▨ **ЗАКАЧКА. ВОДА СОЛЕНАЯ**

▨ **Электропогружным насосом**

▨ **Штанговым связанным насосом**

| № П/П | № скв | Дебит жидкости (т/сут) | Дебит нефти (т/сут) | Радиус (мм) | Процент обводненности весовой |
|-------|-------|------------------------|---------------------|-------------|-------------------------------|
| 26 | 211 | 1.10 | 0.40 | 1 * | 68.90 |
| 27 | 220 | 64.10 | 3.40 | 8 | 94.80 |
| 28 | 222 | 0.80 | 0.70 | 0.9 * | 7.60 |
| 29 | 267 | 0.90 | 0.30 | 0.9 * | 68.90 |
| 30 | 281 | 2.90 | 0.90 | 1.7 * | 70.80 |

| № П/П | № скв | Приемистость (м3/сут) | Радиус (мм) |
|-------|-------|-----------------------|-------------|
| 31 | 257 | 25.00 | 2.5 * |
| 32 | 277 | 19.00 | 2.2 * |
| 33 | 283 | 1.00 | 0.5 * |



Проектные и фактические показатели разработки



| Показатели | Ед. изм. | Годы | | | | | |
|---|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
| | | Проект | Факт | Проект | Факт | Проект | Факт |
| Добыча нефти | тыс.т | 2,9 | 3,1 | 2,9 | 3,0 | 2,9 | 4,0 |
| Действующий фонд добывающих скважин на конец года | шт | 4 | 7 | 4 | 6 | 4 | 5 |
| Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года | шт | 1 | 3 | 1 | 0 | 1 | 3 |
| Ср. дебит действующих скважин по жидкости | т/сут | 38,0 | 20,7 | 22,0 | 14,8 | 22,0 | 14,0 |
| Ср. дебит действующих скважин по нефти | т/сут | 1,8 | 1,2 | 1,7 | 1,2 | 1,6 | 1,1 |
| Ср. приемистость нагнетательных скважин по воде | м ³ /сут | 61,0 | 21,0 | 65,0 | 0 | 63,0 | 15,0 |
| Ср. обводненность продукции действующего фонда скважин | % | 95,3 | 94,0 | 92,2 | 91,7 | 93,9 | 88,0 |
| Добыча жидкости | тыс.т | 60,7 | 52,3 | 37,2 | 35,8 | 36,4 | 30,0 |
| Добыча жидкости с начала разработки | тыс.т | 12193 | 12172 | 12230 | 12208 | 12320 | 12297 |
| Добыча нефти с начала разработки | тыс.т | 3977,0 | 3978,0 | 3980,0 | 3981,0 | 3983,0 | 3985,0 |
| Коэффициент нефтеизвлечения | д.ед. | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,484 |
| Отбор от утвержденных извлекаемых запасов | % | 88,0 | 88,0 | 88,1 | 88,1 | 88,2 | 88,2 |
| Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов | % | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Компенсация отбора: | | | | | | | |
| текущая | % | 25,0 | 36,8 | 12,0 | 0,0 | 14,0 | 18,3 |
| с начала разработки | % | 162,0 | 150,2 | 162,0 | 149,8 | 162,0 | 132,0 |



График разработки бобриковской залежи Троельжанского месторождения по состоянию на 01.01.2017г.

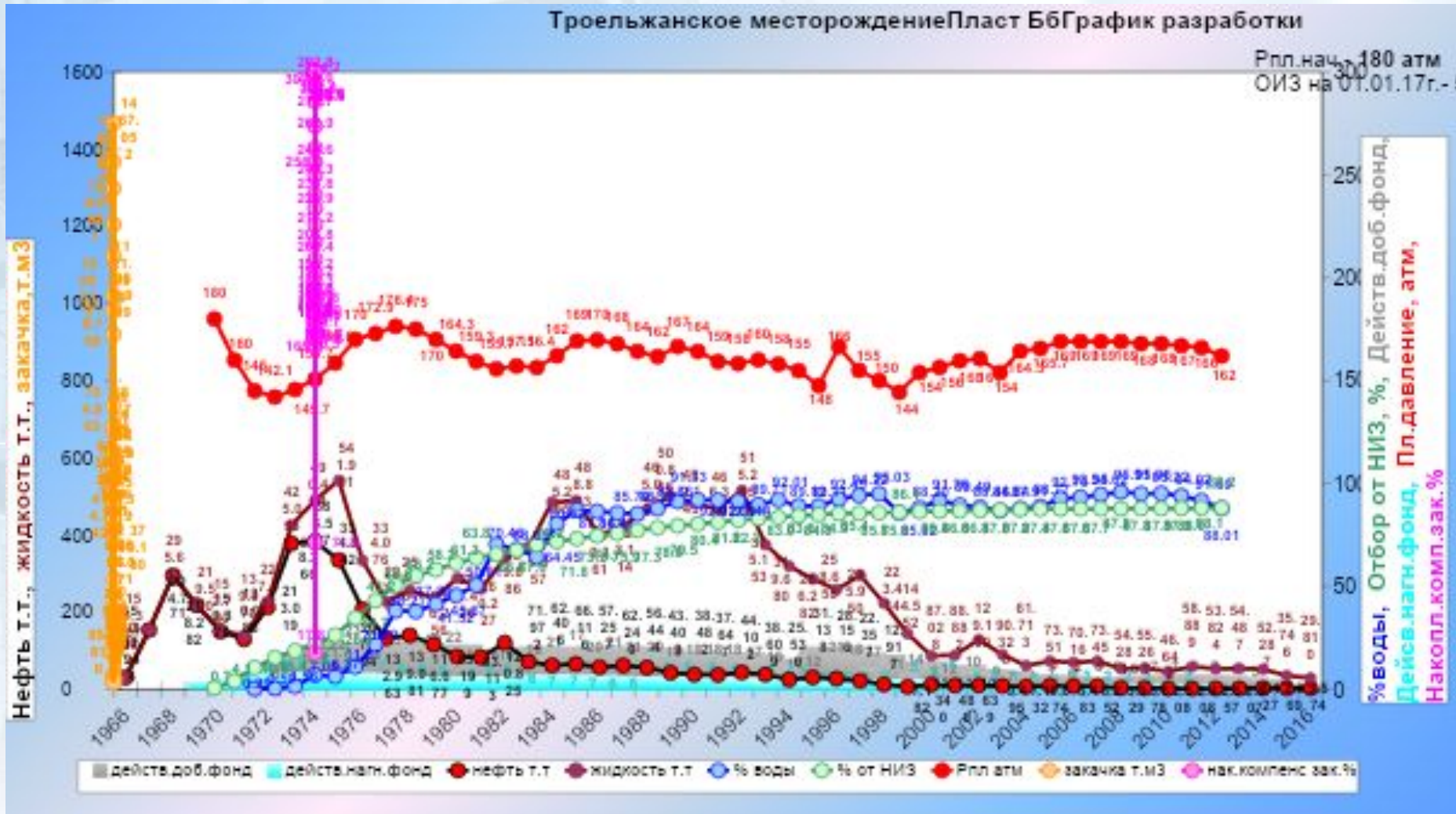
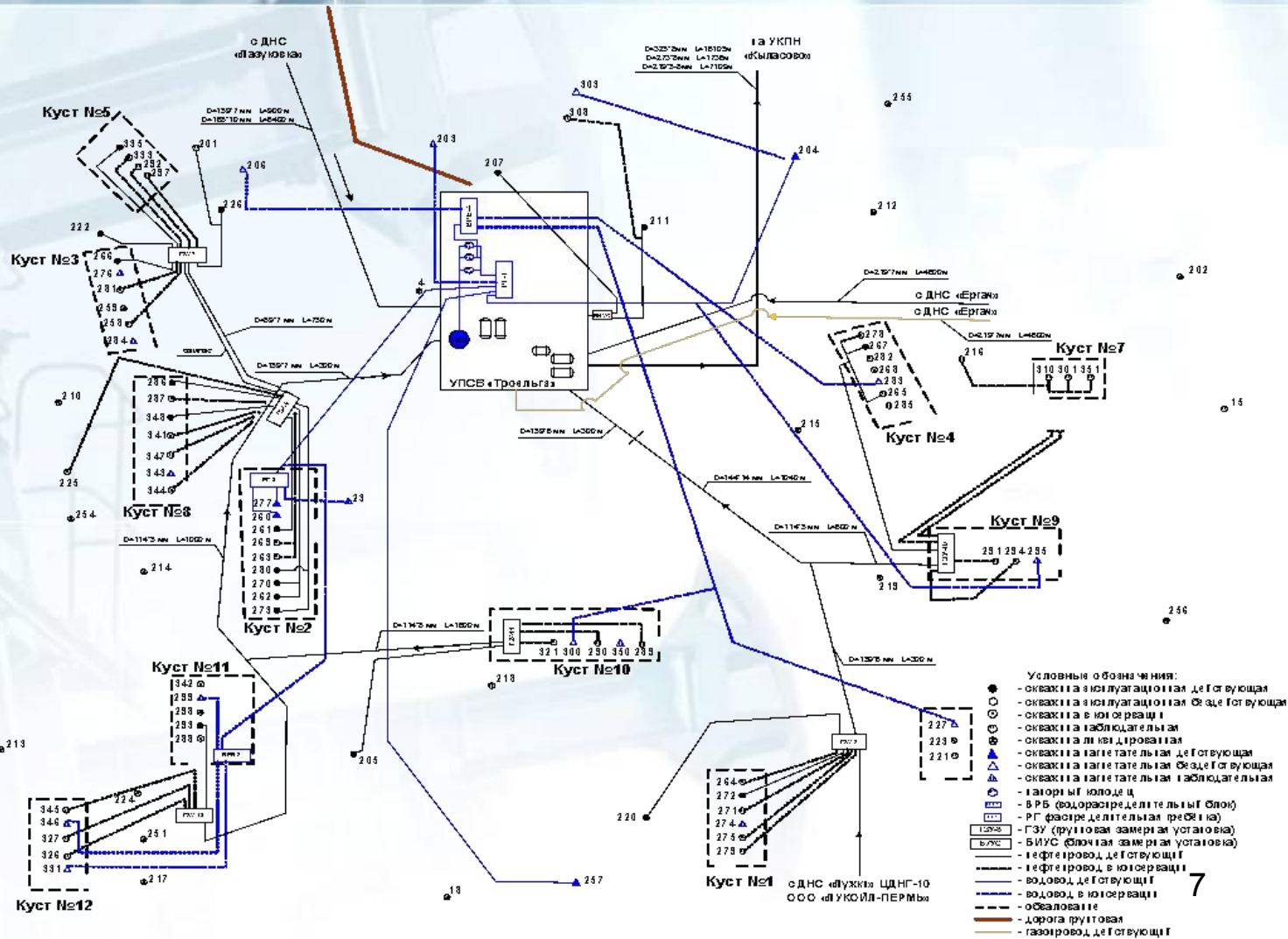




Схема сбора и транспортировки продукции скважин Троельжанского месторождения



| Выходной нефтепродукт | Длина | Глубина залегания |
|-----------------------|---------|-------------------|
| Скв. 205 – ГЗУ-11 | 1000 м. | 1,0 м. |
| Скв. 207 – ВМУС | 665 м. | 1,0 м. |
| Скв. 211 – ВМУС | 590 м. | 1,0 м. |
| Скв. 220 – ГЗУ-8 | 440 м. | 1,0 м. |
| Скв. 226 – ГЗУ-7 | 300 м. | 1,0 м. |
| Скв. 226 – ГЗУ-7 | 60 м. | 1,0 м. |
| Скв. 272 – ГЗУ-9 | 150 м. | 1,0 м. |
| Скв. 261+277 – ГЗУ-9 | 400 м. | 1,0 м. |
| Скв. 273+290 – ГЗУ-9 | 400 м. | 1,0 м. |

| Диаметр трубы 114 мм; Толщина стенки 5,0 мм. | | |
|--|---------|--------|
| Скв. 222 – ГЗУ-7 | 250 м. | 1,0 м. |
| Скв. 286 – ГЗУ-10 | 1000 м. | 1,0 м. |
| Скв. 286 – ГЗУ-9 | 250 м. | 1,0 м. |
| Скв. 343 – ГЗУ-9 | 250 м. | 1,0 м. |
| Скв. 335 – ГЗУ-7 | 290 м. | 1,0 м. |
| Скв. 293 – ГЗУ-12 | 60 м. | 1,0 м. |

| Диаметр трубы 89 мм; Толщина стенки 4,0 мм. | | |
|---|---------|--------|
| РГ-2 – скв.23 | 500 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.203 | 1000 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.204 | 900 м. | 1,0 м. |
| РГ-2 – скв.260 | 500 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-3 – скв.299 | 50 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.295 | 1500 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-3 – скв.350 | 1070 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-3 – скв.331 | 200 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.257 | 1900 м. | 1,0 м. |
| скв.204 – скв.303 | 900 м. | 1,0 м. |
| скв.300 – т.вр. в.в.в | 1000 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-4 – скв.227 | | |

| Выход | Длина | Глубина залегания |
|-----------------------|---------|-------------------|
| РГ-2 – скв.23 | 500 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.203 | 1000 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.204 | 900 м. | 1,0 м. |
| РГ-2 – скв.260 | 500 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-3 – скв.299 | 50 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.295 | 1500 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-3 – скв.350 | 1070 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-3 – скв.331 | 200 м. | 1,0 м. |
| РГ-1 – скв.257 | 1900 м. | 1,0 м. |
| скв.204 – скв.303 | 900 м. | 1,0 м. |
| скв.300 – т.вр. в.в.в | 1000 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-4 – скв.227 | | |

| Диаметр трубы 114 мм; Толщина стенки 9,0 мм. | | |
|--|---------|--------|
| ВРБ-4 – скв.206 | 540 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-4 – скв.227 | 1400 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-4 – скв.283 | 1000 м. | 1,0 м. |
| РГ-2 – скв.343 | 400 м. | 1,0 м. |
| РГ-2 – скв.277 | 70 м. | 1,0 м. |

| Диаметр трубы 89 мм; Толщина стенки 12,0 мм. | | |
|--|---------|--------|
| ВРБ-4 – скв.206 | 540 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-4 – скв.227 | 1400 м. | 1,0 м. |
| ВРБ-4 – скв.283 | 1000 м. | 1,0 м. |
| РГ-2 – скв.343 | 400 м. | 1,0 м. |
| РГ-2 – скв.277 | 70 м. | 1,0 м. |



Обоснование выбора скважин для бурения боковых стволов

Параметры работы скважин №№211, 281 на 01.01.2017

| Скв. № | Залежь | Дебит по жидкости, т/сут | Дебит по нефти, т/сут | Обводненность, % | Накопл. добыча нефти, тыс. т. |
|--------|--------|--------------------------|-----------------------|------------------|-------------------------------|
| 211 | Бб | 1,37 | 0,4 | 70,8 | 14,906 |
| 281 | Бб | 9,0 | 1,7 | 78,8 | 0,936 |

График изменения обводненности и дебита по нефти скв. №211

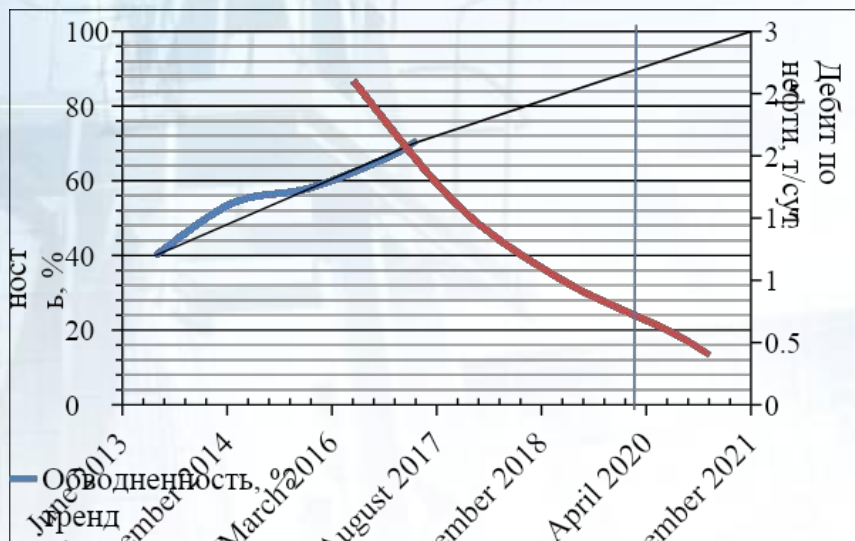
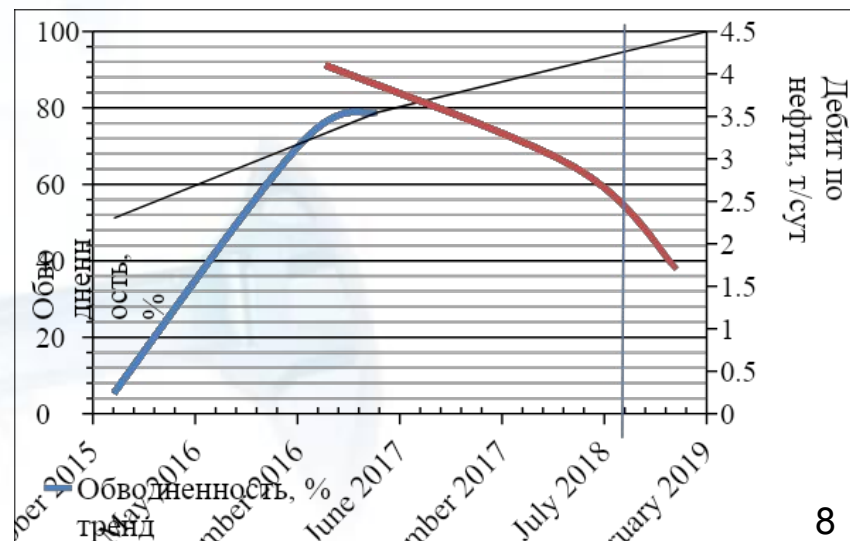


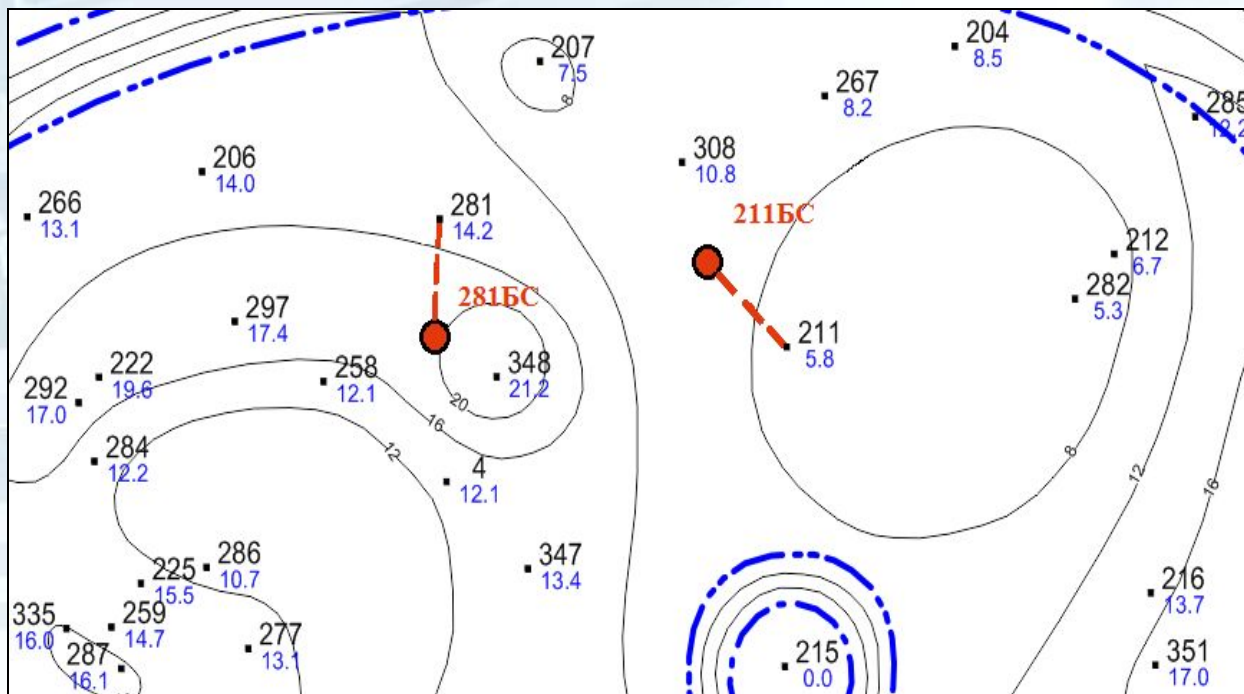
График изменения обводненности и дебита по нефти скв. №281





Обоснование выбора скважин для бурения боковых стволов

Фрагмент карты эффективных нефтенасыщенных толщин Бб объекта





Оценка начальных извлекаемых запасов

Исходные данные для подсчета НИЗ объемным методом для скважины №211

| Параметр | Единицы измерения | Значения |
|---|-------------------|----------|
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h | м | 9 |
| Площадь дренирования F | м ² | 141124,2 |
| Средний коэффициент открытой пористости m | доли ед. | 0,18 |
| Средний коэффициент нефтенасыщенности β | доли ед. | 0,9 |
| Коэффициент нефтеотдачи η | доли ед. | 0,55 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях ρ | т/м ³ | 0,864 |
| Объемный коэффициент нефти b | доли ед. | 1,27 |

Начальные извлекаемые запасы на участке предполагаемого бокового ствола скважины №211:

$$Q_n = 76950,28 \text{ т.}$$

Исходные данные для подсчета НИЗ объемным методом для скважины №281

| Параметр | Единицы измерения | Значения |
|---|-------------------|----------|
| Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h | м | 19 |
| Площадь дренирования F | м ² | 141124,2 |
| Средний коэффициент открытой пористости m | доли ед. | 0,18 |
| Средний коэффициент нефтенасыщенности β | доли ед. | 0,9 |
| Коэффициент нефтеотдачи η | доли ед. | 0,55 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях ρ | т/м ³ | 0,864 |
| Объемный коэффициент нефти b | доли ед. | 1,27 |

Начальные извлекаемые запасы на участке предполагаемого бокового ствола скважины №281:

$$Q_n = 162450,58 \text{ т.}$$



Обоснование начального дебита скважин

Начальные показатели работы скважин №№267, 222

| Скв. № | Дата ввода | Начальный дебит нефти, т/сут | Обводненность, % |
|--------|------------|------------------------------|------------------|
| 267 | 01.08.1983 | 14,6 | 11,1 |
| 222 | 01.05.1968 | 22,4 | 7,8 |

Удельные дебиты скважин №№267, 222

| Скв. № | Начальный дебит $Q_{нач}$, т/сут | Эффективная нефтенасыщенная толщина $H_{эф.н.}$, м | Удельный дебит $Q_{уд}$, т/сут·м |
|--------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|
| 267 | 14,6 | 8,2 | 1,78 |
| 222 | 22,4 | 19,6 | 1,14 |

Начальные дебиты для боковых стволов в скважинах №№211, 281

| Скв. № | Начальный дебит $Q_{нач}$, т/сут |
|--------|-----------------------------------|
| 211 | 16,02 |
| 281 | 21,66 |



Динамика обводненности и дебита для боковых стволов

Динамика изменения дебита скв. №267



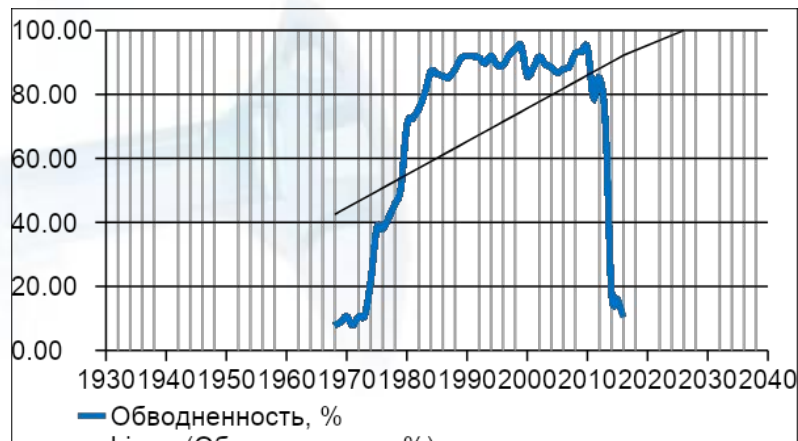
Динамика изменения дебита скв. №222



Динамика изменения обводненности скв. №267



Динамика изменения обводненности скв. №222





Динамика обводненности и дебита для боковых стволов

График изменения обводненности продукции скв. №211

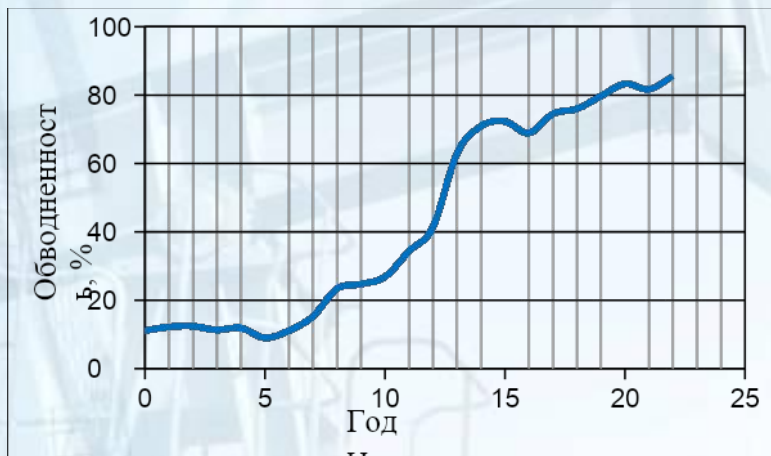


График падения дебита нефти скв. №211

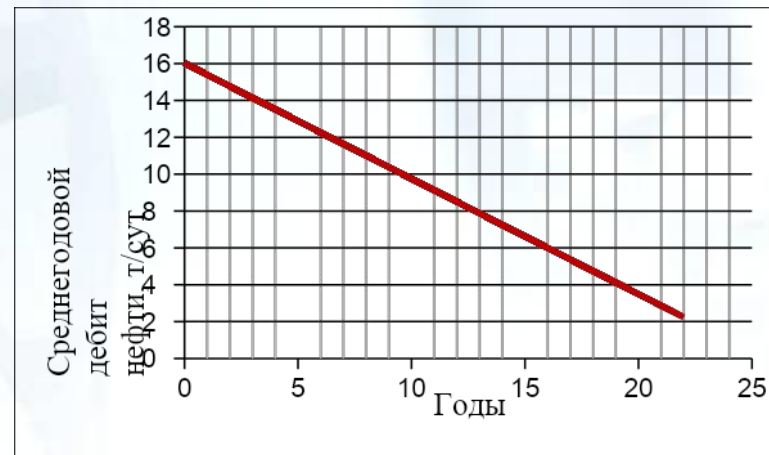
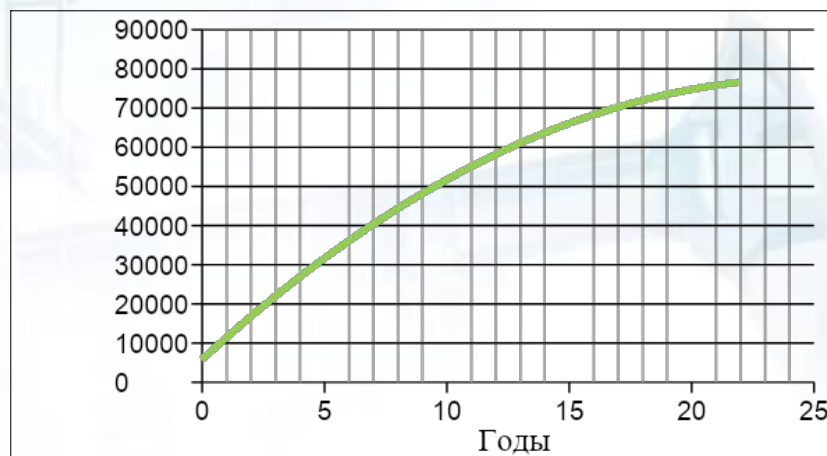


График изменения накопленной добычи нефти скв. №211





Динамика обводненности и дебита для боковых стволов



График изменения обводненности продукции скв. №281

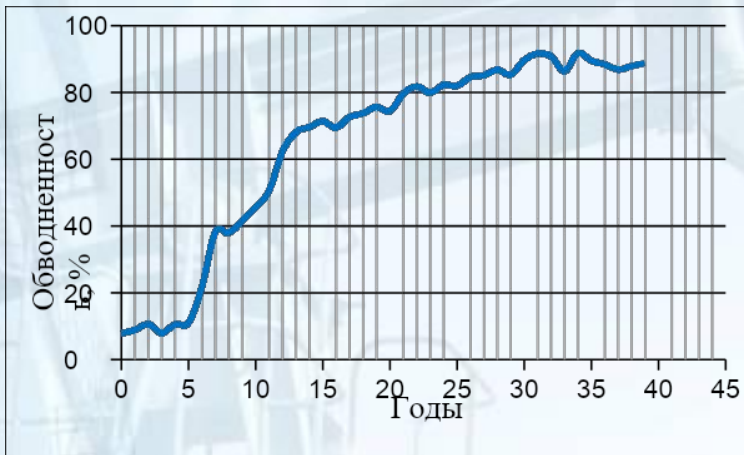


График падения дебита нефти скв. №281

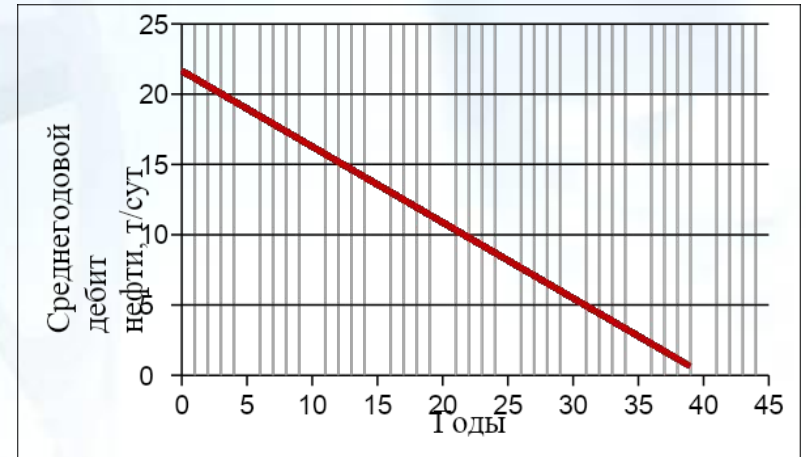
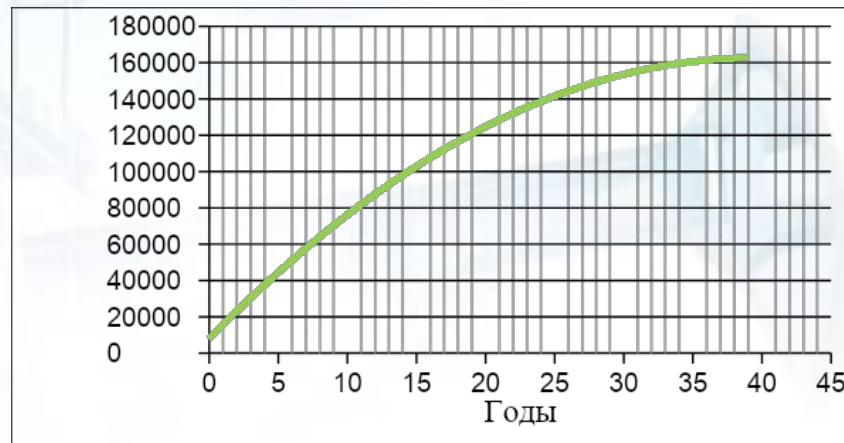


График изменения накопленной добычи нефти скв. №281





Ожидаемый экономический эффект рекомендуемых мероприятий



| Показатель | |
|--|----------------|
| Прирост добычи нефти от ГТМ | 239,3 тыс.т. |
| Накопленный дисконтированный чистый денежный поток | 664,7 млн.руб. |
| Индекс доходности | 9,47 |
| Срок окупаемости | 0,94 |



Заключение

- Для бурения боковых стволов были предложены:
 - Скв. №211, 281

- Начальные извлекаемые запасы:
 - Для скв.№211 - $Q_n = 76950,28$ т.
 - Для скв.№281 - $Q_n = 162450,58$ т.

- Проведены технико-экономические расчеты, в результате которых были определены:
 - Время эффекта - 40 лет
 - Прирост добычи нефти - 239,3 тыс.т
 - Срок окупаемости – 0,94 года
 - Экономический эффект - 664,7 млн.руб.



Спасибо за внимание!