



**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 <sup>2</sup>	5813
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	14
Коэффициент пористости	%	16
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup>	779
Давление насыщения нефти газом	МПа	15,4
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> / т	135
Коэффициент вытеснения	д.ед.	0,619
Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,484





# Проектные и фактические показатели разработки

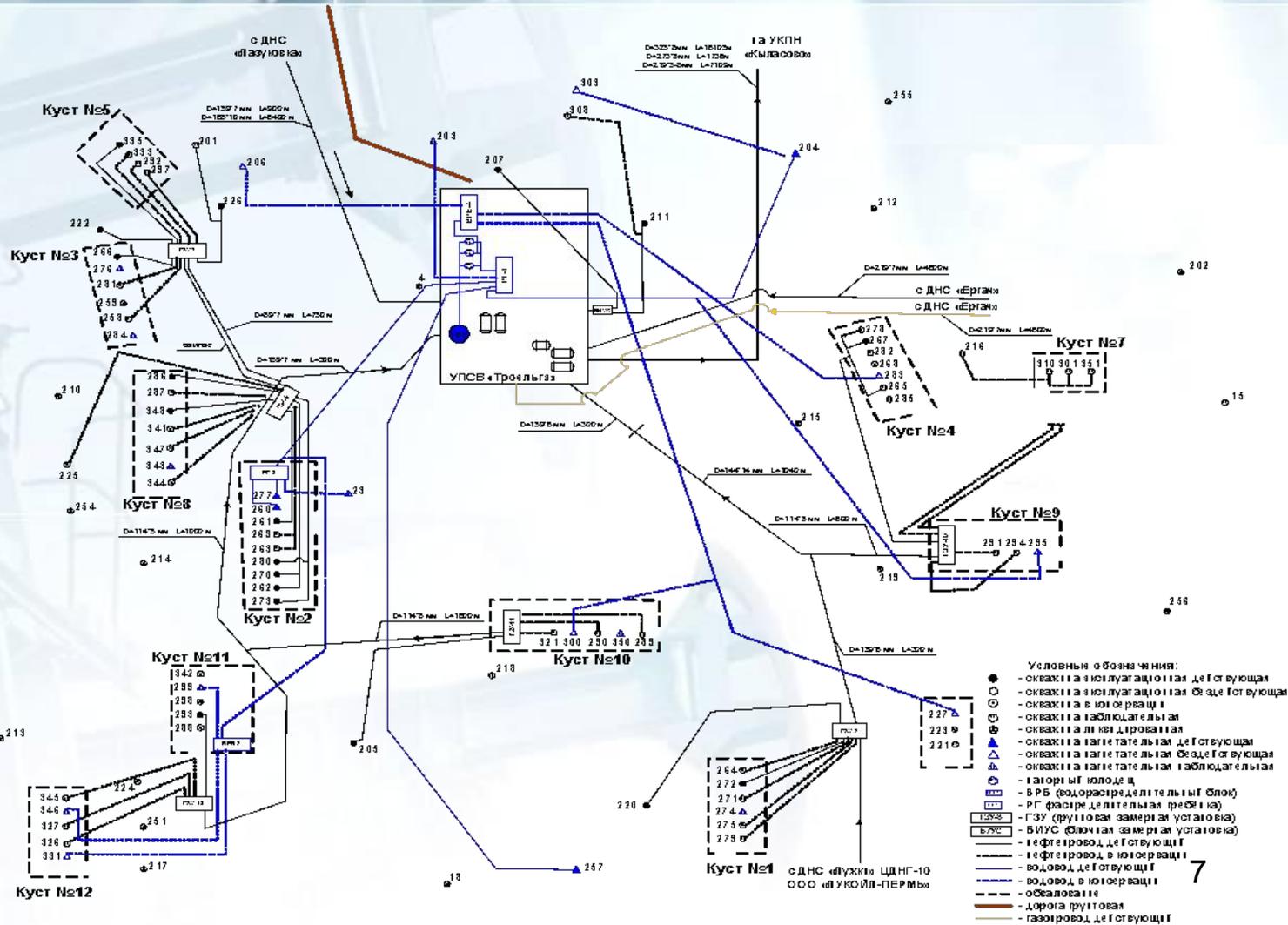


Показатели	Ед. изм.	Годы					
		2014		2015		2016	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти	тыс.т	2,9	3,1	2,9	3,0	2,9	4,0
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт	4	7	4	6	4	5
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт	1	3	1	0	1	3
Ср. дебит действующих скважин по жидкости	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 <sup>3</sup> /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





# Схема сбора и транспортировки продукции скважин Троельжанского месторождения



Выходной нефтепродукт	Длина	Глубина заложения
Скв. 205 - ГЗУ-11	1000 м.	1,0 м.
Скв. 207 - ВПУС	665 м.	1,0 м.
Скв. 211 - ВПУС	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	1300 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 заложения
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	1300 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

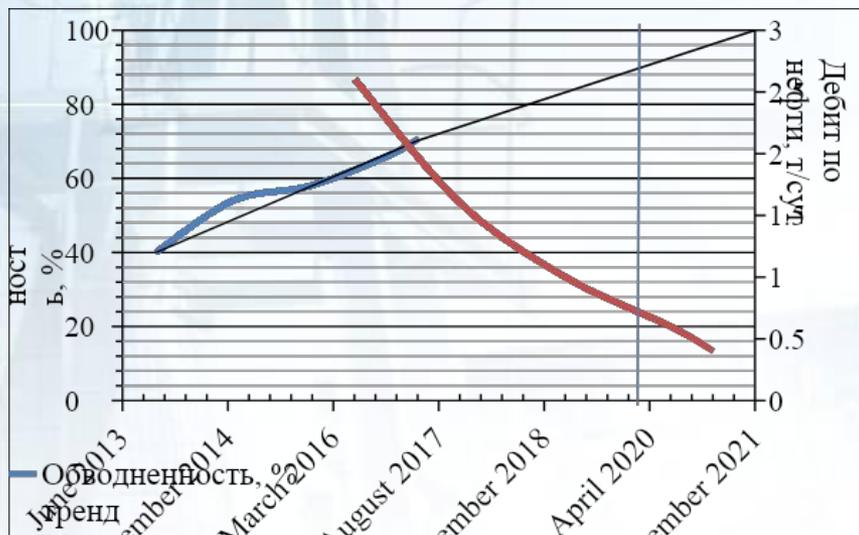
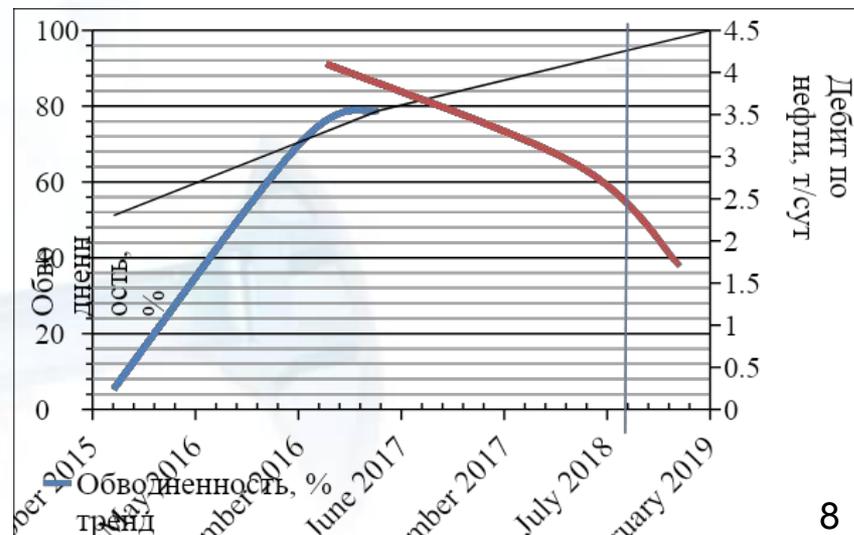


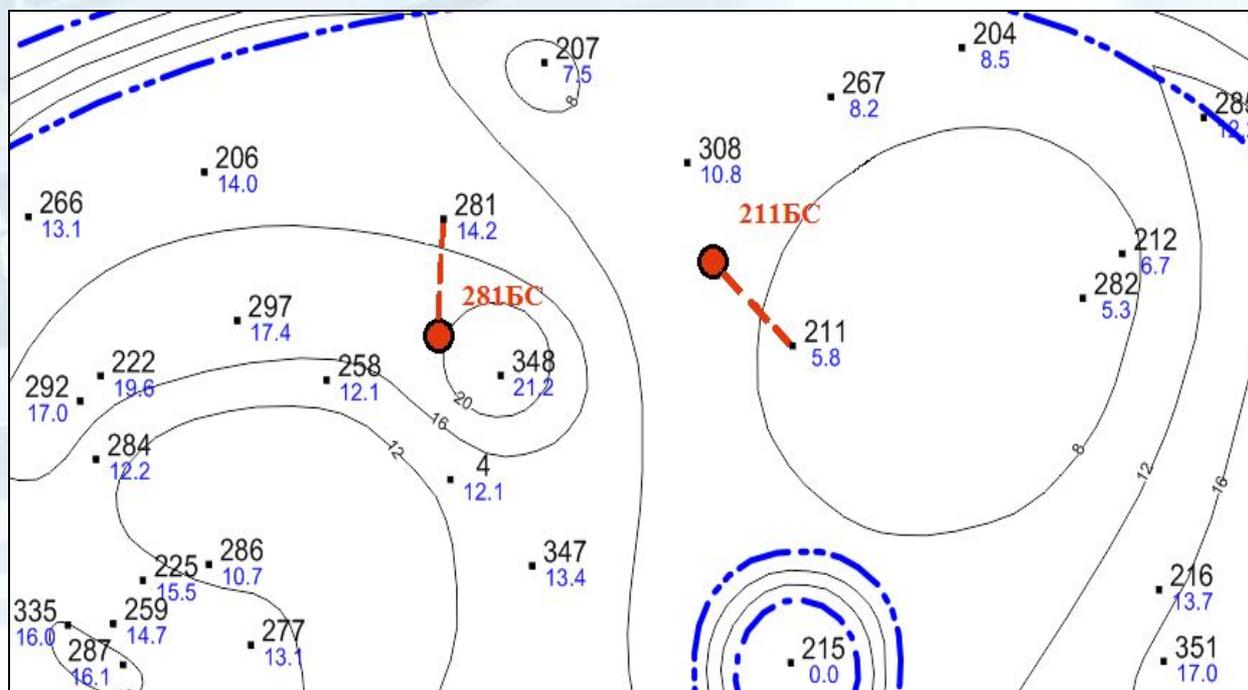
График изменения обводненности и дебита по нефти скв. №281





# 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 <sup>2</sup>	141124,2
Средний коэффициент открытой пористости $m$	доли ед.	0,18
Средний коэффициент нефтенасыщенности $\beta$	доли ед.	0,9
Коэффициент нефтеотдачи $\eta$	доли ед.	0,55
Плотность нефти в поверхностных условиях $\rho$	т/м <sup>3</sup>	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 <sup>2</sup>	141124,2
Средний коэффициент открытой пористости $m$	доли ед.	0,18
Средний коэффициент нефтенасыщенности $\beta$	доли ед.	0,9
Коэффициент нефтеотдачи $\eta$	доли ед.	0,55
Плотность нефти в поверхностных условиях $\rho$	т/м <sup>3</sup>	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

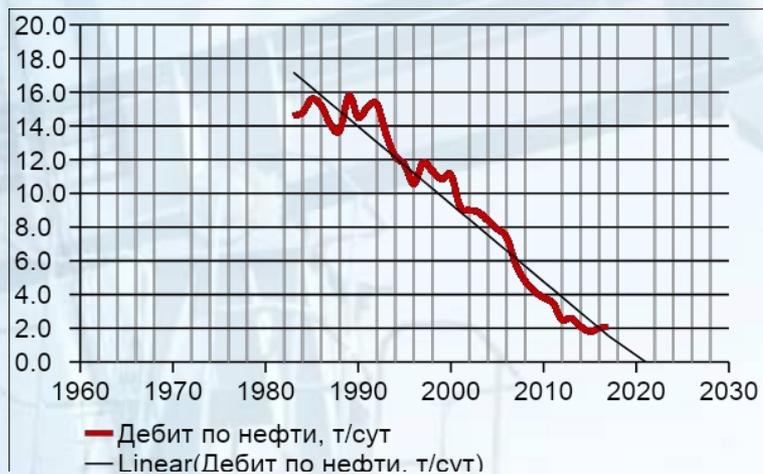
## Начальные дебиты для боковых стволов в скважинах №№211, 281

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

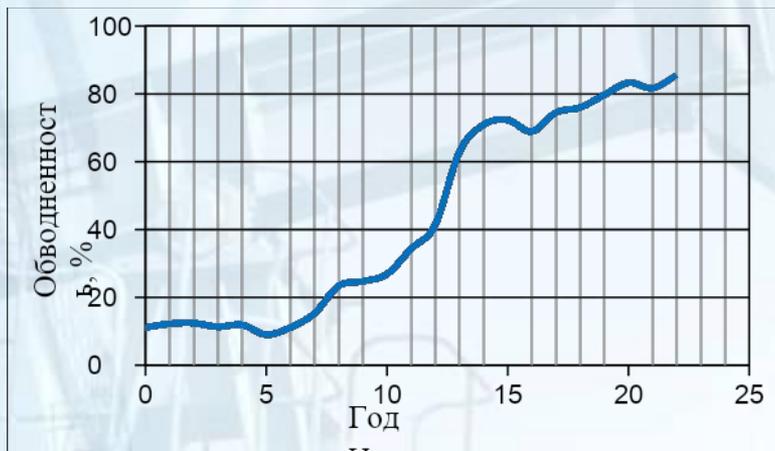


График падения дебита нефти скв. №211

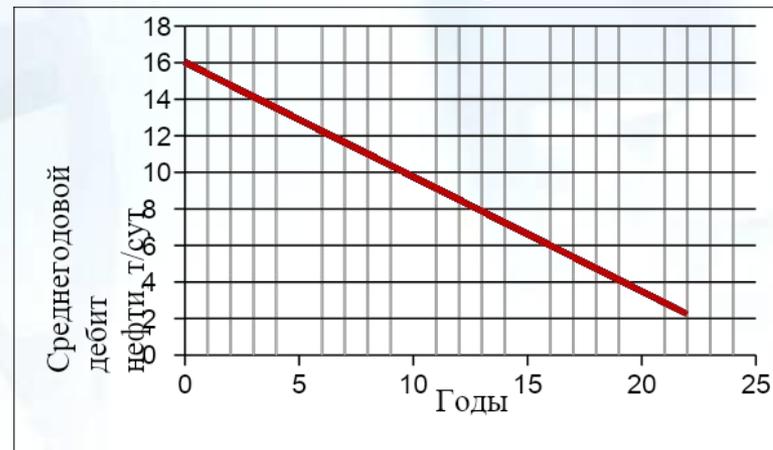
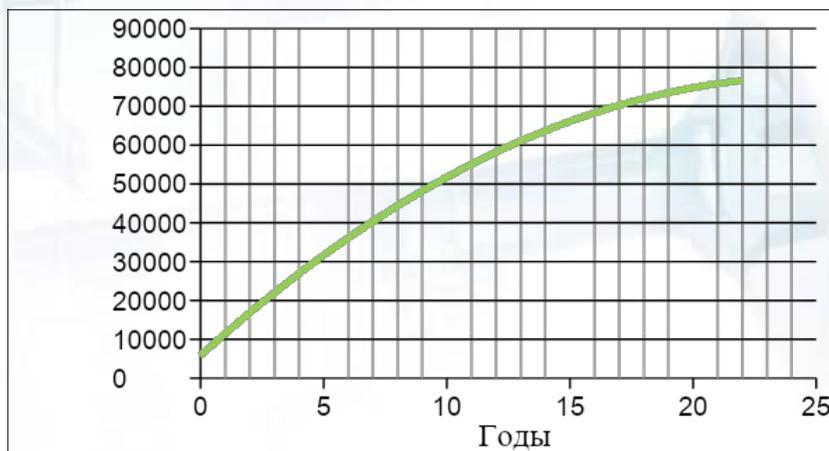


График изменения накопленной добычи нефти скв. №211





# Динамика обводненности и дебита для боковых стволов



График изменения обводненности продукции скв. №281

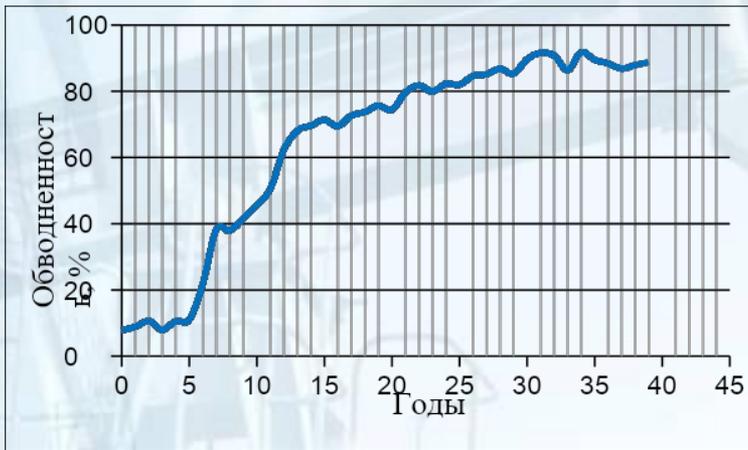


График падения дебита нефти скв. №281

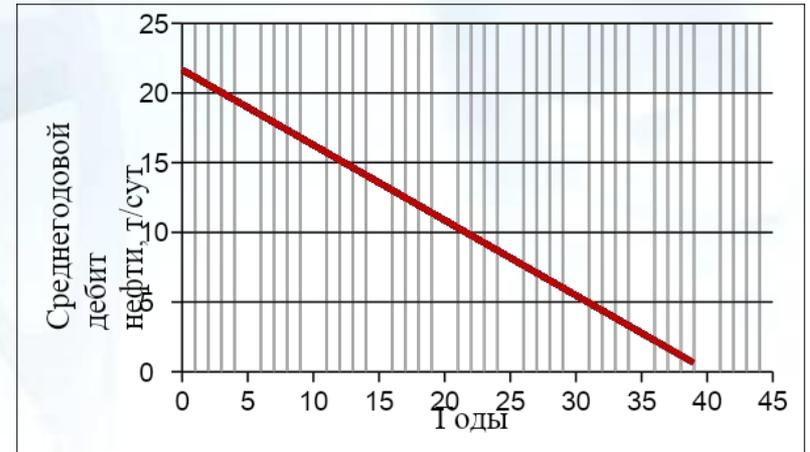
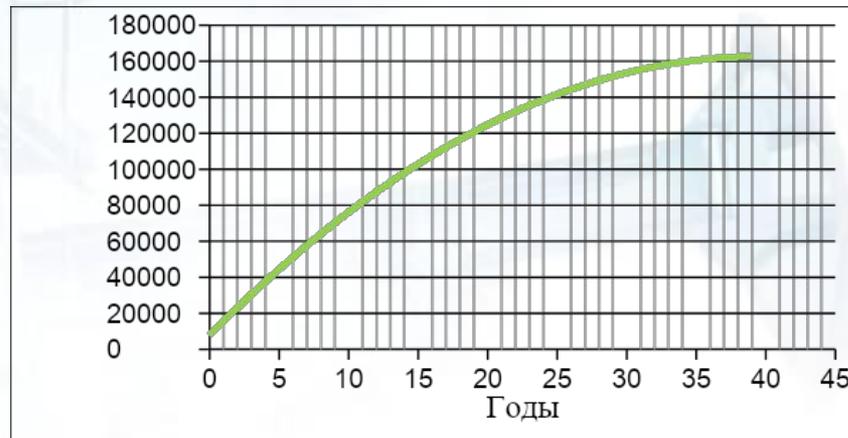


График изменения накопленной добычи нефти скв. №281





# 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!**