

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАЛЕЖЕЙ
АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Выпускная квалификационная
(дипломная работа)**

**по специальности 21.05.02 Прикладная геология,
специализация «Геология нефти и газа»**

Студент.гр. ГЛ-15-02

Руководитель доц., канд. техн. наук

М.Т. Баймухаметов

А.П. Чижов

УФА-2020

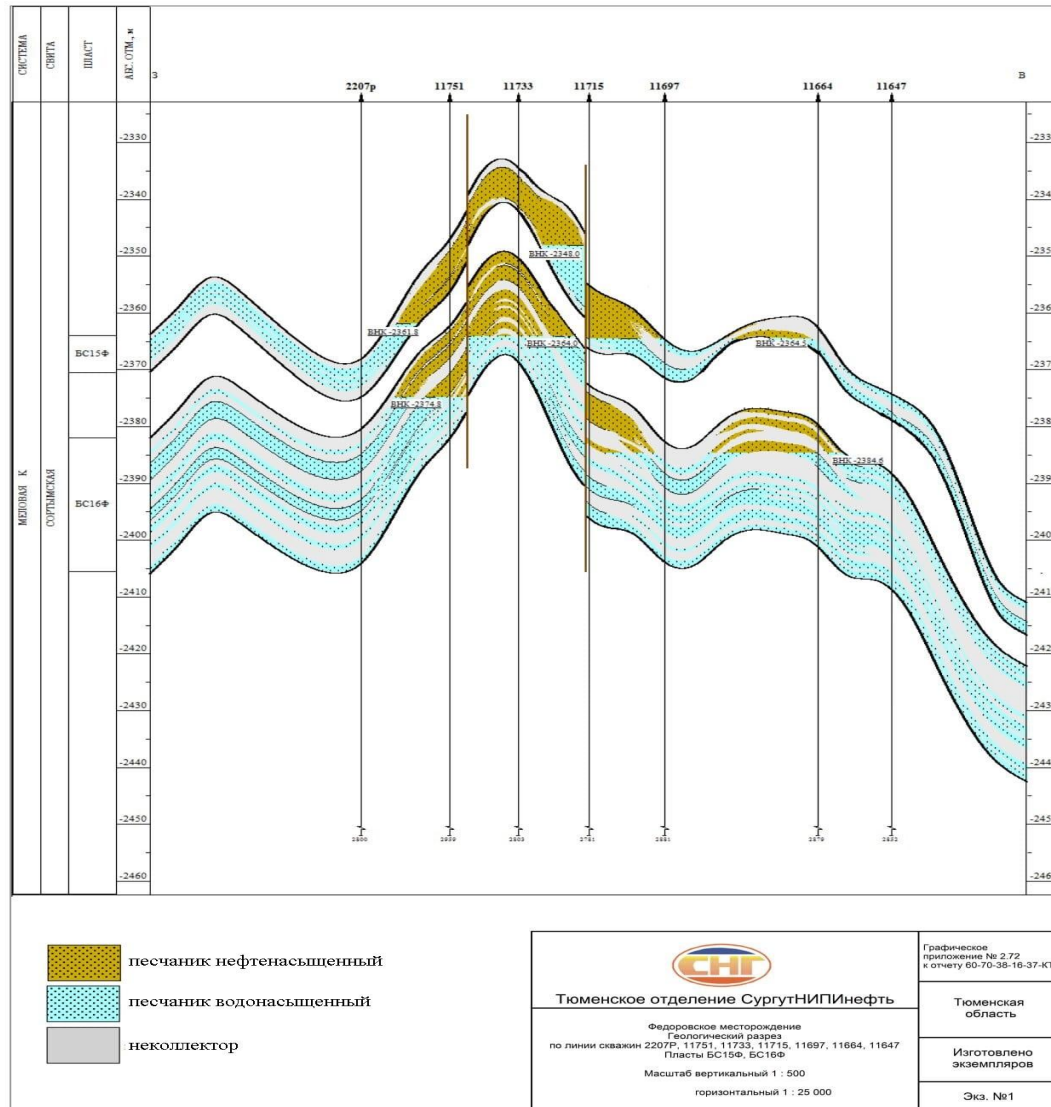
Цель работы:

Геолого-промысловое обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи в условиях пластов БС14-19 Федоровского месторождения

Основные задачи исследования:

- **Изучение особенностей геологического строения и геолого-физических характеристик продуктивных пластов;**
- **Анализ эффективности реализуемой системы разработки;**
- **Анализ ранее применявшихся методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи**
- **Рекомендации по применению комплекса мероприятий, направленных на повышение выработки нефти**

Геологический профиль отложений ачимовской толщи по линии скважин 2207П-11751-11733-11715-11697-11664-11647



Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

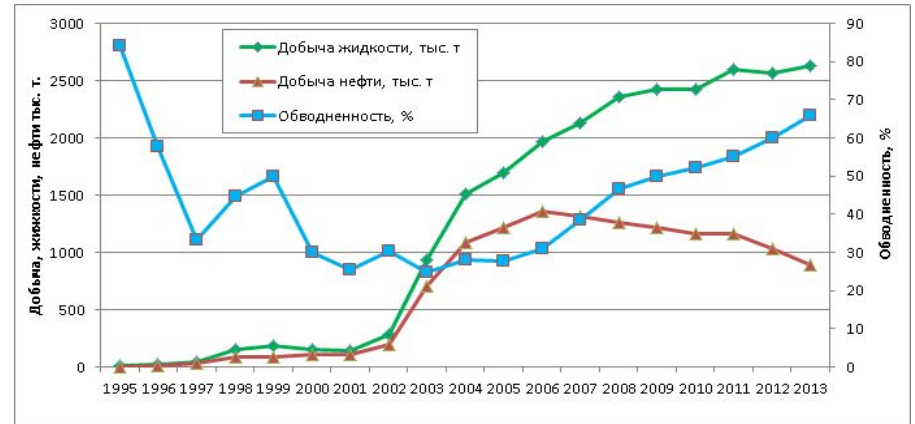
Параметры	Пласт									
	BC14Ф	BC15Ф	BC16Ф	BC16	BC17Ф	BC17	BC171Ф	BC18Ф	BC18	BC19
Средняя глубина залегания (а.о.), м	-2350	-2379	-2398	-2505	-2420	-2515	-2421	-2450	-2540	-2533
Тип залежи	пластовая л, литолог. экран; пл.-свод; массивна л	пластовая л, литолог. экран; пл.-свод; массивна л	пластовая л, литолог. экран; пластовая л, тектон. экран;	пластовая л, литолог. экран; пл.-свод; массивна л	пл.-свод; массивна л	пл.-свод; массивна л	пл.-свод; массивна л	пластовая л, литолог. экран; пл.-свод; массивна л	массивна л	пластовая л, литолог. экран; массивна л
Тип коллектора	поровый									
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	12195	31440	22436	72381	10251	32725	3977	12017	25587	8682
Средняя общая толщина, м	16,1	15,0	17,8	17,9	20,4	17,2	14,0	23,1	18,3	19,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,1	3,0	2,8	4,8	2,5	3,6	2,5	2,6	3,8	2,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,5	2,2	7,4	9,3	12,3	8,9	7,7	12,3	9,1	6,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,20	0,21	0,21	0,20	0,20	0,21	0,22	0,21	0,21	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,54	0,53	0,55	0,55	0,54	0,55	0,56	0,56	0,59	0,52
Проницаемость (ГИС), *10 ⁻³ мкм ²	18	18	15	18	19	22	28	24	21	6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,29	0,35	0,48	0,60	0,59	0,56	0,58	0,50	0,58	0,46
Расчлененность, ед.	3,1	3,0	5,1	4,9	4,8	4,4	4,8	5,2	4,8	5,1
Начальная пластовая температура, °С	73	73	73	77	73	77	73	73	77	77
Начальное пластовое давление, МПа	23,5	23,5	23,5	25,1	23,5	25,1	23,5	23,5	25,1	25,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,19	1,19	1,19	1,46	1,19	1,46	1,19	1,19	1,46	1,46
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,843	0,843	0,843	0,853	0,843	0,853	0,843	0,843	0,853	0,853
Абсолютная отметка ВНК, м	-2306,8 -2397,4	-2348,0 -2423,4	-2364,0 -2442,7	-2489,2 -2525,5	-2384,6 -2475,0	-2513,3 -2537,9	-2395,5 -2468,7	-2429,0 -2485,7	-2533,4 -2552,6	-2539,0 -2552,7
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,238	1,238	1,238	1,222	1,238	1,222	1,238	1,238	1,222	1,222
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,8	14,8	14,8	15,8	14,8	15,8	14,8	14,8	15,8	15,8
Газовый фактор, м ³ /т	100	100	100	95	100	95	100	100	95	95
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,517	0,520	0,525	0,519	0,517	0,525	0,532	0,527	0,533	0,505
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	5.32	6.90	1.94	3.60	1.13	2.90	2.53	1.10	2.18	2.40

Текущее состояние разработки

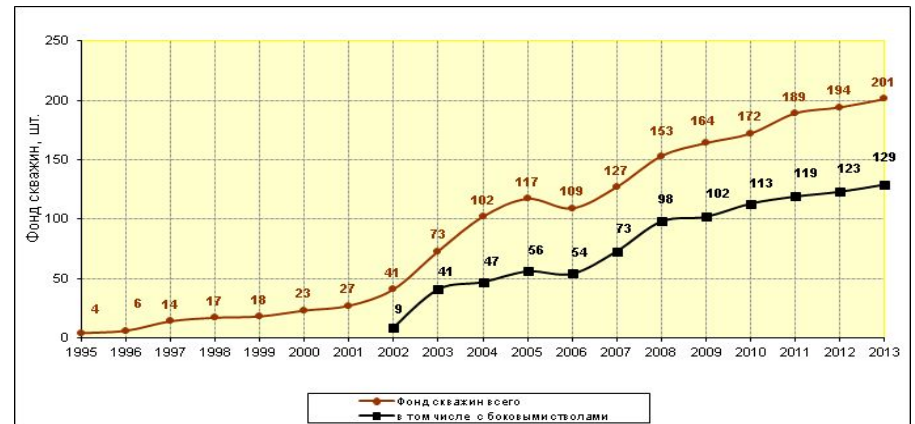
Система разработки:

- пласты БС16-19 (Восточно-Моховая площадь) – однорядная система с применением «пологих» скважин и боковых горизонтальных стволов на разбуренных участках; на неразбуренных участках – однорядные и трехрядные системы с применением горизонтальных добывающих скважин,
- пласты БС14-18Ф (Федоровская площадь) – избирательные системы с приконтурным и очаговым заводнением

- Динамика добычи жидкости, нефти и обводненности



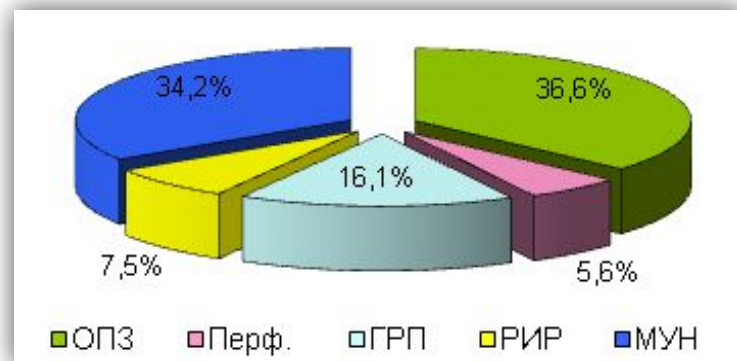
- Динамика фонда скважин



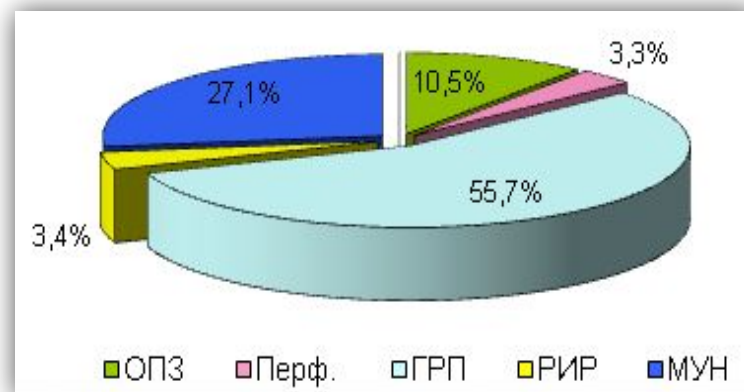
Анализ эффективности ранее применявшихся МУН и мероприятий по интенсификации притока

Всего за период 2010-2013 годов было проведено 161 мероприятие по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи.

Средний удельный эффект по всем мероприятиям составляет 1569 тонн/скв.-опер.



Доля методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи



Доля дополнительной добычи нефти от мероприятий

Прогноз технологической эффективности перфорационных мероприятий на примере скв. № 4206П

- Повышение дебита скважины при достреле и перестреле продуктивных интервалов достигается путем снижения коэффициентов несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия пласта.
- Суть методики заключается в расчете дебита по формуле Дюпюи до и после реперфорации с учетом изменения коэффициентов C_1 и C_2 .

$$Q_{\text{эф}} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) + C + S \right)}$$

- k - коэффициент эффективной проницаемости незагрязненной части пласта (в дальнейшем – проницаемость пласта), м^2 ;
- h - эффективная толщина пласта, м ;
- Δp - разница между пластовым давлением и давлением на забое скважины, Па ;
- m - коэффициент динамической вязкости флюида в пластовых условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$;
- R_k - радиус дренирования (радиус контура питания скважины), м ;
- R_c - радиус скважины по долоту, м ;
- C_1 - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления в ПЗП из-за несовершенства скважины по степени вскрытия пласта;
- C_2 - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗП из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия (перфорация); $C = C_1 + C_2$;

- Коэффициенты C_1 и C_2 были определены при помощи графиков Щурова. На них представлены зависимости данных коэффициентов от таких параметров, как степень вскрытия пласта, плотность перфорации, длина и диаметр перфорационных каналов.
- Таким образом, коэффициенты несовершенства скважины после реперфорации снизились с 1,3 и 3,25 до 0,5 и 1,25 соответственно.
- С учетом этих данных был определен дебит скважины - 3,24 т/сут до и 8,90 т/сут после проведения мероприятия по перестрелу.
- Исходя из опыта применения средняя продолжительность эффекта перфорационных мероприятий - 634 сут., следовательно дополнительная добыча может составить более 3500 тонн

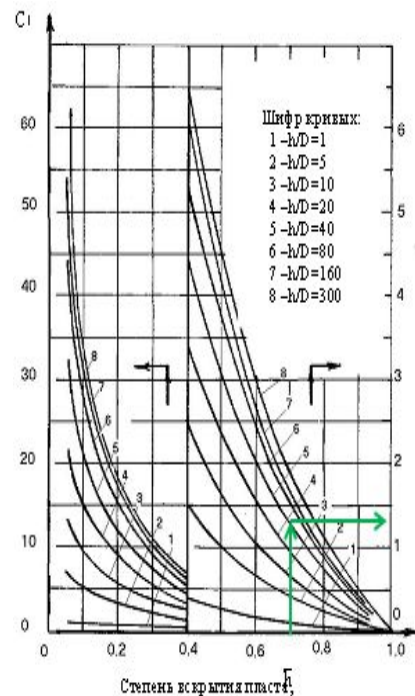


График Щурова для C_1

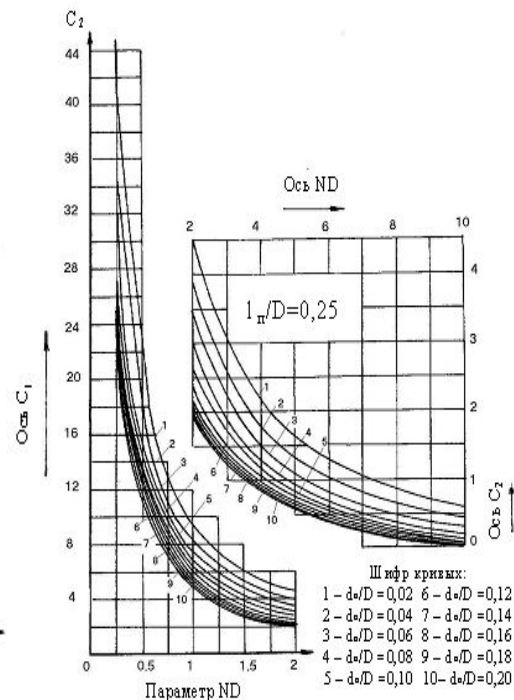


График Щурова для C_2

Прогноз технологической эффективности проведения ГРП

Расчет проводился по методике Мищенко И.Т.

В ходе исследования были определены следующие параметры:

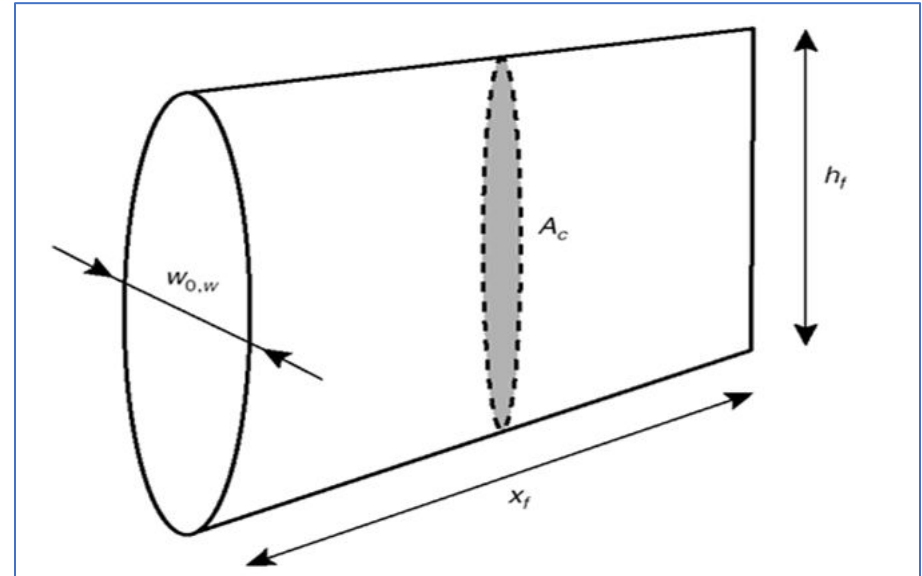
- Давление гидроразрыва - 43,7 МПа
- Объем жидкости-песконосителя - 26,7 м³
- Объем продавочной жидкости - 27,5 м³
- Продолжительность процесса гидроразрыва - 0,56 ч
- Радиус горизонтальной трещины - 58,5 м
- Проницаемость горизонтальной трещины - $3,33 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2$
- Проницаемость призабойной зоны - $0,129 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$
- Проницаемость всей дренажной системы - $0,06 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$
- Максимальный дебит скважины после проведения ГРП - 77,5 м³/сут
- Ожидаемый эффект от ГРП - 5,9

Геометрия трещины ГРП

Были рассчитаны геометрические параметры трещины ГРП по методике описанной в книге Экономидеса "Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта". Из описанных в книге 3 моделей гидроразрыва, была выбрана модель Перкинса-Керна и определены следующие параметры трещины:

- Оптимальная полудлина трещины - 44 м
- Ширина трещины - 0,08 м

Предполагается, что азимут направления трещины будет варьироваться в пределах 300-340°.



Дифференциальная модель РКН

$w_{0,w}$ – средняя ширина трещины, м;

x_f – полудлина трещины, м;

h_f – высота трещины, м;

A_c – площадь разрыва, м²

Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Метод воздействия	Удельная эффективность за 2010-2013, т/скв.-опер	Наиболее эффективное мероприятие
ГРП	2580	ГРП в БС
Физико-химические МУН	1956	Закачка ВЭС
ОПЗ	511,5	ГКО
Перфорационные мероприятия	1863	Дострел
РИР	1449	РИР негерметичности э/к

Гидродинамические МУН

Комплексные закачки

Спасибо за внимание!