

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
в г. Октябрьском
Кафедра разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений

**ПОДДЕРЖАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ
ТЕРМОГИПАНОВОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКОЙ
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН
НА СТАХАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Иллюстрационно-графический материал к ВКР
по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Студент гр. БГРЗс 17-11

В.Р. Каримов

Руководитель
Доц., канд. техн. наук

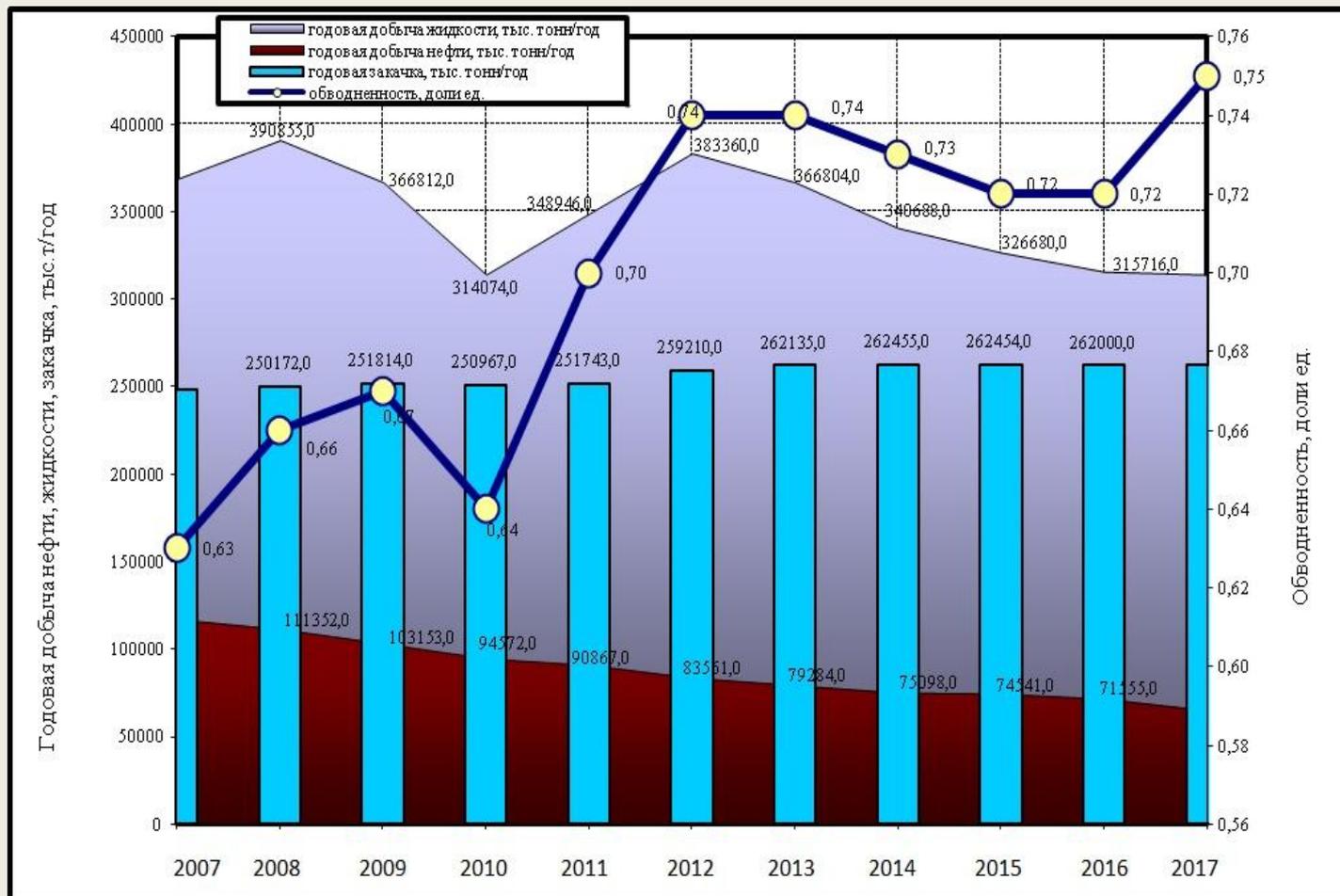
Э.М. Альмухаметова

г. Октябрьский
2021

СВОДНАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СТАХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Показатели	Пласт			
	CV1	СТ _{кз}	D _{зв}	D _{фм}
Средняя глубина залегания, м	1380	1400	1451	1570
Тип залежи	структ.-литол.	структурный	структурный	сводовый
Тип коллектора	поровый	неравномерно поровый, пор.-каверн.	поровый	пор.-каверн., каверн-трещин.
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	40494	44607	1790	9355
Средняя общая толщина, м	2,9	6,0	9,8	25,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	-	-	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	5,0	4,7	2,7
Пористость, %	20,0	9,0	9,0	8,0
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,82	0,68	0,65	0,83
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,82	0,68	0,65	0,83
Проницаемость, мкм ²	0,186	0,019	0,006	0,025
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,85	0,82	-	-
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,16	1,60	-	2,00
Начальная пластовая температура, °С	28	28	26	30
Начальное пластовое давление, МПа	13,05	12,94	14,50	14,70

ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СТАХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



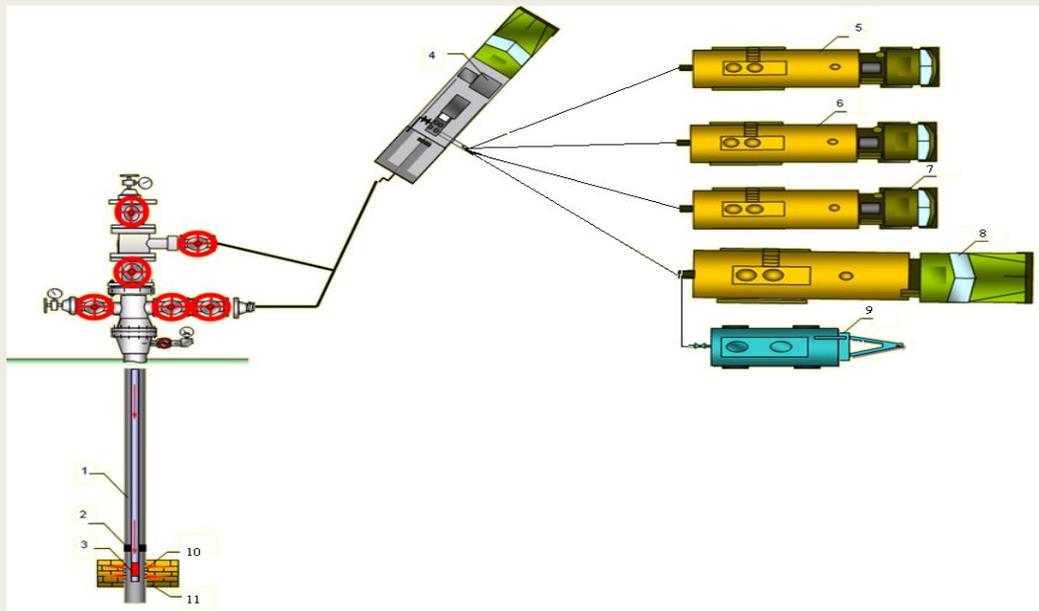
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФОНДА СКВАЖИН СТАХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Категория скважин	Использование фонда скважин	CV1	СТ _{кз}	D _{зв}	D _{фм}	Стахановское месторождения
Добывающие	Действующие	73	43	21	17	154
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	5	12	17
	В консервации	0	0	0	6	6
	Пьезометрические	4	8	6	10	28
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	0	0	9	13	22
	Всего	77	52	41	58	227
Нагнетательные	Под закачкой	15	15	12	3	45
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0
	В отработке на нефть	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0
	Пьезометрические	1	0	0	0	1
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	0	0	0	0	0
	Всего	16	15	12	3	46
Контрольные	Наблюдательные	0	0	0	0	0
	Пьезометрические	0	0	0	0	0

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФОНДА СКВАЖИН СТАХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Категория скважин	Использование фонда скважин	CV1	СТкз	Дзв	ДФм	Стахановское месторождения
Водозаборные	Действующие	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	0	0	0
	Пьезометрические	0	0	0	0	0
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	0	0
Общий фонд	Действующие	88	58	33	20	199
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0
	Пьезометрические	5	8	6	10	
	Наблюдательные	0	0	0	0	0
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	0	0	9	13	22
	Всего	93	66	48	43	250

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ТЕРМОГИПШАНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ НА СТАХАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



- 1 – скважина; 2 – пакер; 3 – реакционный наконечник с магнием;
4 – цементировочный агрегат ЦА-320; 5 – автоцистерна АЦ-10 с раствором хлорида кальция;
6 – автоцистерна АЦ-10 с пресной водой; 7 – автоцистерна АЦ-10
с раствором гипана; 8 – автоцистерна КП-6,5 с раствором соляной кислоты;
9 – прицеп ЦПК-6 с раствором соляной кислоты; 10 – трещины и каверны в пласте;
11 – зона перфорации

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОГИПАНОВОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СТАХАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Номер скважины	Параметры					
	до обработки			после обработки		
	$Q_{ж'}$ т/сут	$Q_{н'}$ т/сут	В, %	$Q_{ж'}$ т/сут	$Q_{н'}$ т/сут	В, %
1952	4,6	1,2	71	19,4	4,9	72
1901	9,6	2,2	75	30,5	5,5	80
1902	2,4	0,6	72	16,7	4,5	70
1898	1,5	0,5	60	13,0	4,2	64
1940	7,5	1,7	76	23,1	5,2	75

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Показатель	Скважина	
	№ 754	№ 785
Объект разработки	СТ _{кз}	СТ _{кз}
Интервал перфорации, м	1370-1374	1379-1388
Пластовое давление, МПа	10,5	13,5
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,182	0,224
Режим работы и оборудование скважины		
- дебит нефти до ТГКО, т/сут	3,0	3,5
- дебит нефти после ТГКО, т/сут	4,5	5,2
- дебит жидкости до ТГКО, м ³ /сут	11,1	24,3
- дебит жидкости после ТГКО, т/сут	17,9	41,2
- обводненность до ТГКО, доли ед.	0,70	0,84
- обводненность после ТГКО, доли ед.	0,72	0,86
- типоразмер насоса	73- НВ1Б-32-30-1 2-2	73- НН2Б-44- 30-12-2
Материалы и химреагенты:		
- объем жидкости глушения (пресная вода), м ³	16,8	18,9
- объем раствора хлорида кальция, м ³	9,2	5,6
- объем гипана, м ³	4,9	3,5
- объем раствора кислоты, м ³	4,0	6,4

Показатель	Скважина	
	№ 754	№ 785
- магний чешуйчатый, кг	42	42
- объем продавочной жидкости, м ³	10	11,5
- объем промывочной жидкости, м ³	8,0	8,0
Технические средства:		
- цементировачный агрегат ЦА-320, шт.	1	1
- кислотовоз КП-6,5 с прицепом ЦПК-6, шт.	1	1
- автоцистерна АЦ-10, шт.	3	3
- подъемный агрегат УПТ-50, шт.	1	1
- агрегат АПШ-89, шт.	1	1
- ППУ, шт.	1	1

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА НА ПРЕДПРИЯТИИ

Показатели	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Отклонение абсолютное
Объем добычи нефти, тыс. т	690,550	691,660	+1110,0
Среднесуточный дебит скважины, т/сут	5,5	8,1	3,2
Себестоимость 1 тонны нефти, руб.	2615,42	2613,84	-1,58
Стоимостная оценка результатов, тыс. руб.	-	4810,632	4810,632
Стоимостная оценка затрат, тыс. руб.	-	1250,59	1250,59
Экономический эффект, тыс. руб.	-	3769,412	3769,412
Прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, тыс. руб.	-	2851,099	2851,099
Производительность труда, т/чел	1496,15	1497,9	+1,75

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ