

Министерство образования и науки 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

**ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА НА
КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Иллюстрационно – графический материал к ВКР

По направлению подготовки 131000 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Студент гр. БГРЗс 11 – 12
Руководитель
канд. геол. – минерал. наук, доцент

Никита Александрович Москвин

О.Е. Рыскаль

г. Октябрьский
2015

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Каменной площади Красноленинского месторождения

Параметры	Пласт		
	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₃
Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	1320-1450	1370-1490	1394-1485
Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	1315-1420	1348-1412	1371-1417
Тип залежей	Пластово-сводная	Пластово-сводная	Пластово-сводная
Тип коллектора	Терригенный поровый	Терригенный поровый	Терригенный поровый
Средняя общая толщина, м	25	14,300	13,300
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	12,200	8,900	10
Коэффициент песчанистости, единиц	0,620	0,630	0,760
Коэффициент расчлененности, единиц	4,800	3,500	2,800
Средний коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²	25	23,500	24,400
Средний коэффициент пористости, %	22,200	31,600	21,200
Начальная пластовая температура, °С	59	59	60
Начальное пластовое давление, МПа	25,100	25,500	26
Давление насыщения нефти газом, МПа	17,100	19,600	21,300
Газовый фактор нефти, м3/т	181,200	215,200	231,800
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м3	0,814	0,820	0,818
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м3	0,854	0,854	0,855
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,370	0,290	0,320
Объемный коэффициент нефти, единиц	1,580	1,650	1,710
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	973	973	974
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,300	0,320	0,340

Студент (БГРзс-11-12)

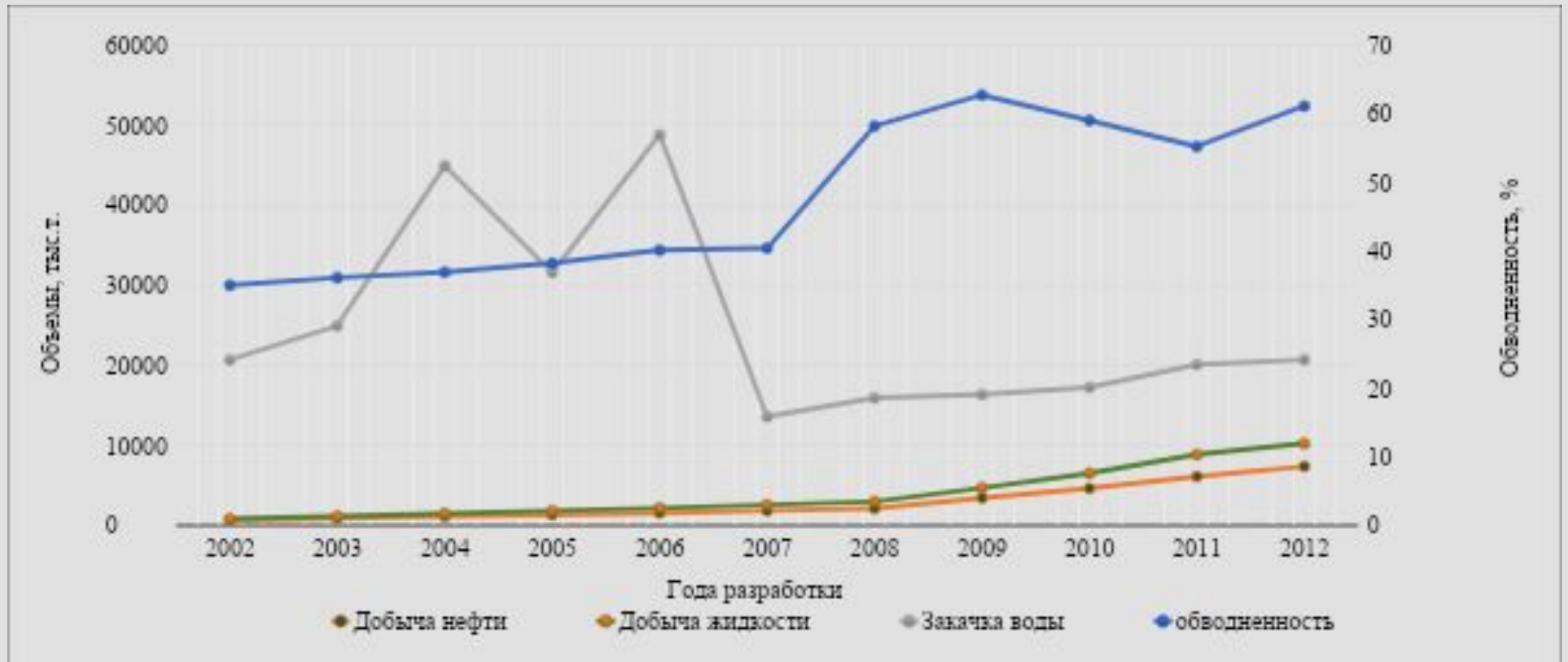
Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Ст.

Динамика показателей разработки Каменной площади Краснотенинского месторождения



Студент (БГРзс-11-12)

Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Эффективность применения методов воздействия на пласты Каменной площади Красноленинского месторождения за период 2002-2012 гг.

Метод воздействия	Количество скважин обработанных	Дополнительная добыча нефти, тыс.т
ОПЗ (СКО, ГКО, ГКО+ПАВ, СНПХ) в добывающих скважинах	47	113,582
ОПЗ (СКО, СКО+ПАВ, ГКО, ГКО+ПАВ, СНПХ) в нагнетательных скважинах	134	97,589
Повторная перфорация в добывающих скважинах	14	15,977
Повторная перфорация в нагнетательных скважинах	5	0,949
ГРП	761	2952,700
РИР в добывающих скважинах	35	16,142
РИР в нагнетательных скважинах	7	1,640

Ст.

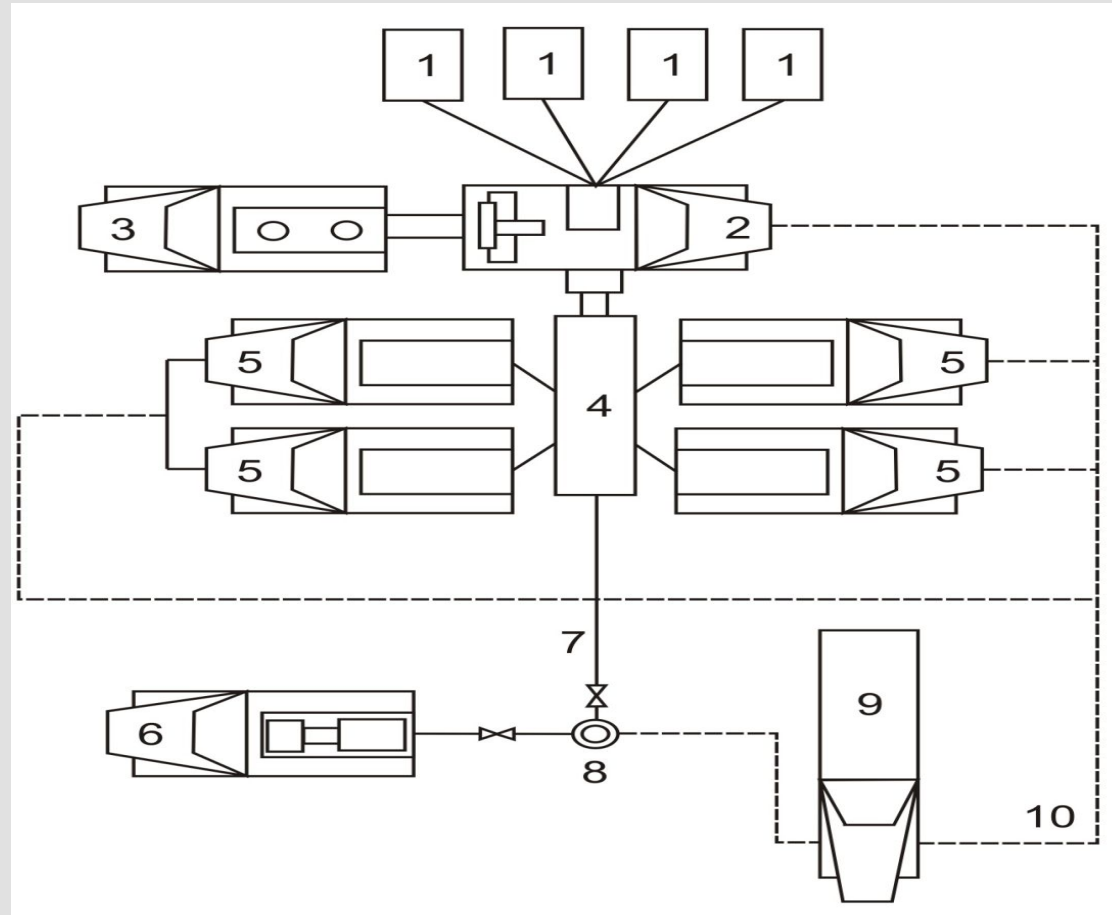
Студент (БГРзс-11-12)

Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Типовая схема размещения оборудования при проведении ГРП



1 – технологические смеси; 2 – смеситель (блендер); 3 – песковоз; 4 – блок манифольда; 5 – насосный агрегат; 6 – насосный агрегат ЦА-320; 7 – манифольдная линия; 8 – скважина; 9 – станция управления; 10 – контрольно-измерительная линия

Студент (БГРзс-11-12)

Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Ст.

Анализ параметров технологического эффекта до и после применения ГРП

Скважина №	Параметры до ГРП			Параметры после ГРП		
	$Q_{ж}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	В, %	$Q_{ж}$, т/сут	$Q_{н}$, н/сут	В, %
1809	11,300	5,300	65	47,640	15,010	55,100
7521	14,100	3,780	73,200	30,700	7,450	75,700
7513	10,700	7,200	32,700	40,300	26,900	33,200
7514	24,100	6,400	73,400	51,900	18,400	64,500
7500	21,300	11,100	47,900	35,100	24,500	30,200

Технологические параметры проектируемой скважины № 7509

Технологические параметры	Скважина № 7509
Вертикальная составляющая горного давления , $P_{гв}$, МПа	36,800
Горизонтальная составляющая горного давления, $P_{гг}$, МПа	15,770
Забойное давление разрыва, $P_{заб'}$, МПа	27,760
Определим объемную концентрацию песка в смеси, β_n	0,188
Плотность жидкости-песконосителя с песком, $\rho_{жп}$, кг/м ³	1216,6
Вязкость жидкости-песконосителя с песком, $\mu_{жп}$, Па*с	0,518
Число Рейнольдса, Re	403,4
Кэффициент гидравлического сопротивления, λ	0,159
Потери на трение, $P_{тр}$, МПа	3,820
Давление на устье, P_y , МПа	17,570
Объем продавочной жидкости, V_n , м ³	6,071
Количество жидкости для осуществления ГРП, $V_{жр}$, м ³	110,7
Время работы одного агрегата 4АН-700 на 4 скорости, t, мин	141
Длина вертикальной трещины, $L_{тр}$, м	40,992
Раскрытость трещины, W_o , м	0,117

Технологическая эффект после ГРП на скважине № 7509

До ГРП			После ГРП		
Qж, т/сут	Qн, т/сут	Обводненность, %	Qж, т/сут	Qн, т/сут	Обводненность, %
14,300	5,005	65	42,66	14,890	65,100

Студент (БГРзс-11-12)

Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Экономическая эффективность проведения ГРП на Каменной площади Красноленинского месторождения

Показатели	До внедрения мероприятия	1 год	2 год	3 год	Итого
Объем добыча нефти, тыс.т.	2738,500	2741,710	2740,800	2740,110	10934,120
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	-	3,200	2,320	1,600	7,120
Среднесуточный дебит скважин, т/сут	5,010	14,890	12,210	10,010	-
Себестоимость 1 т нефти, р./т	2226	2225,340	2224,760	2225,130	-
Стоимостная оценка результатов, тыс.т.	-	16688,360	10995,47	6879,28	34563,110
Стоимостная оценка затрат, тыс.руб.	-	5048,190	1400,56	879,010	7327,770
Экономический эффект, тыс. руб.	-	11640,170	9594,910	6000,250	27235,330
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, тыс.руб.	-	9312,130	7675,930	4800,200	21788,260
Производительность труда, т/чел	2301,300	2303,900	2303,100	2302,600	-

Студент (БГРЗс-11-12)

Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Консультант

Р.Р. Степанова