

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 <sub>1</sub>	ВК <sub>2</sub>	ВК <sub>3</sub>
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 песчаности, единиц	0,620	0,630	0,760
Коэффициент расчлененности, единиц	4,800	3,500	2,800
Средний коэффициент проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup>	973	973	974
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,300	0,320	0,340

Студент (БГРзс-11-12)

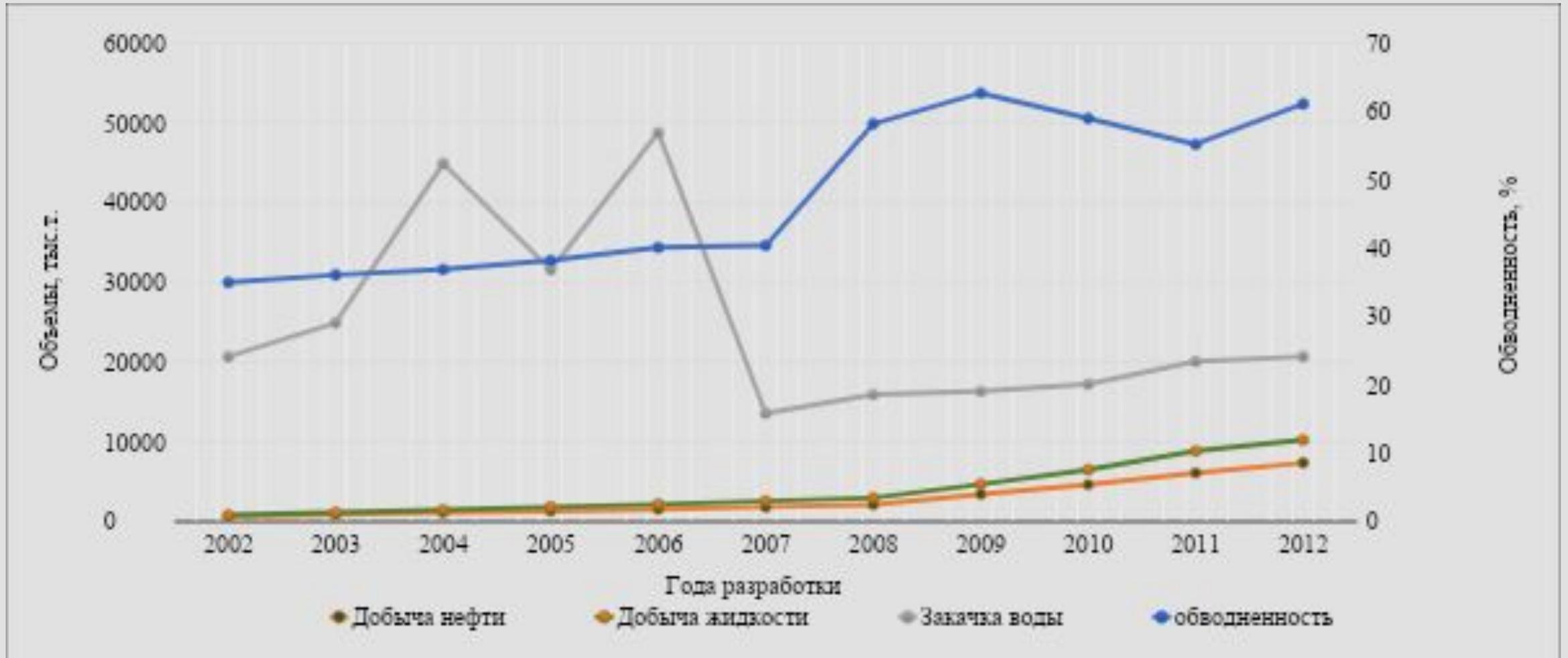
Н.А. Москвин

Руководитель

О.Е. Рыскаль

Ст.

Динамика показателей разработки Каменной площади Красноленинского 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.

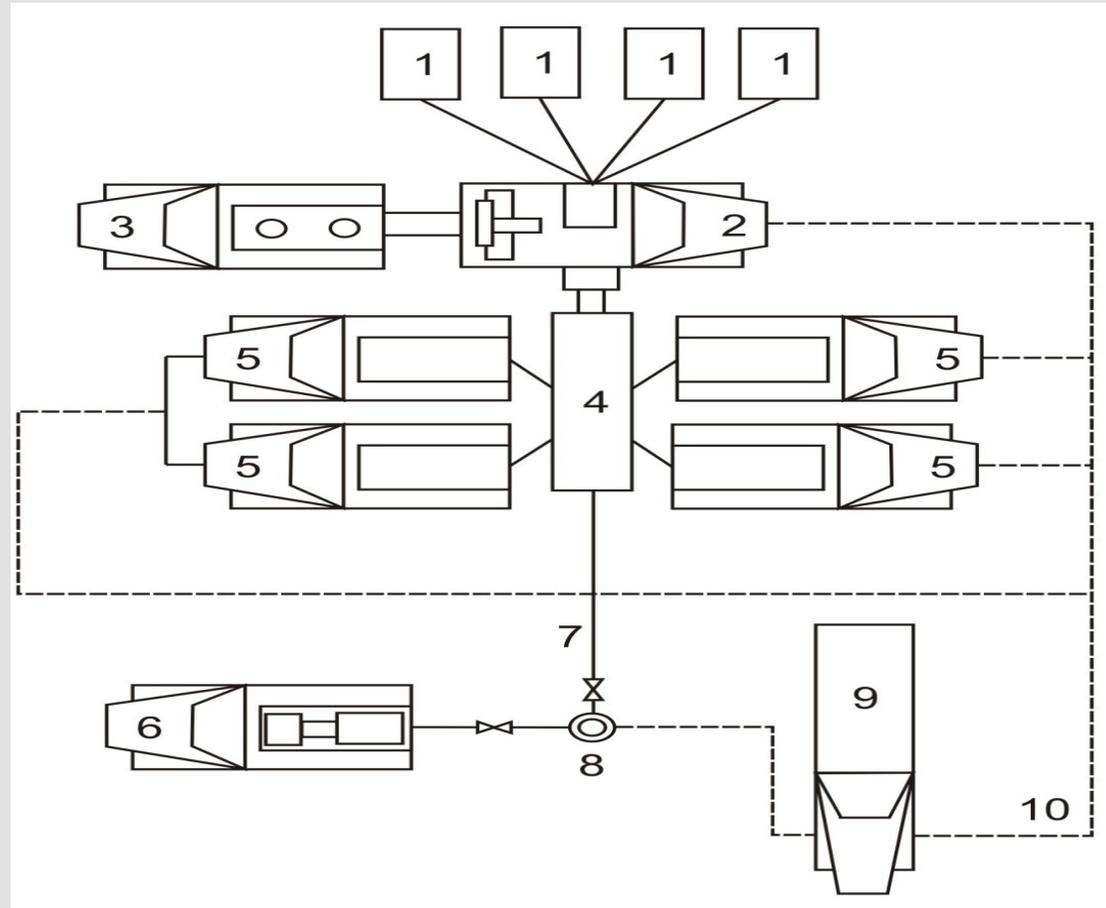
Студент (БГРзс-11-12)

Руководитель

Н.А. Москвин

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, %
<b>1809</b>	11,300	5,300	65	47,640	15,010	55,100
<b>7521</b>	14,100	3,780	73,200	30,700	7,450	75,700
<b>7513</b>	10,700	7,200	32,700	40,300	26,900	33,200
<b>7514</b>	24,100	6,400	73,400	51,900	18,400	64,500
<b>7500</b>	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, $\beta_n$	0,188
Плотность жидкости-песконосителя с песком, $\rho_{жп}$ , кг/м <sup>3</sup>	1216,6
Вязкость жидкости-песконосителя с песком, $\mu_{жп}$ , Па*с	0,518
Число Рейнольдса, Re	403,4
Кэффициент гидравлического сопротивления, $\lambda$	0,159
Потери на трение, $P_{тр}$ , МПа	3,820
Давление на устье, $P_y$ , МПа	17,570
Объем продавочной жидкости, $V_n$ , м <sup>3</sup>	6,071
Количество жидкости для осуществления ГРП, $V_{жр}$ , м <sup>3</sup>	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

Ст.  
а

## 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)

Руководитель

Консультант

Н.А. Москвин

О.Е. Рыскаль

Р.Р. Степанова