

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФГБОУ ВО

Ухтинский государственный технический университет

Филиал Ухтинского государственного технического университета в г. Усинске



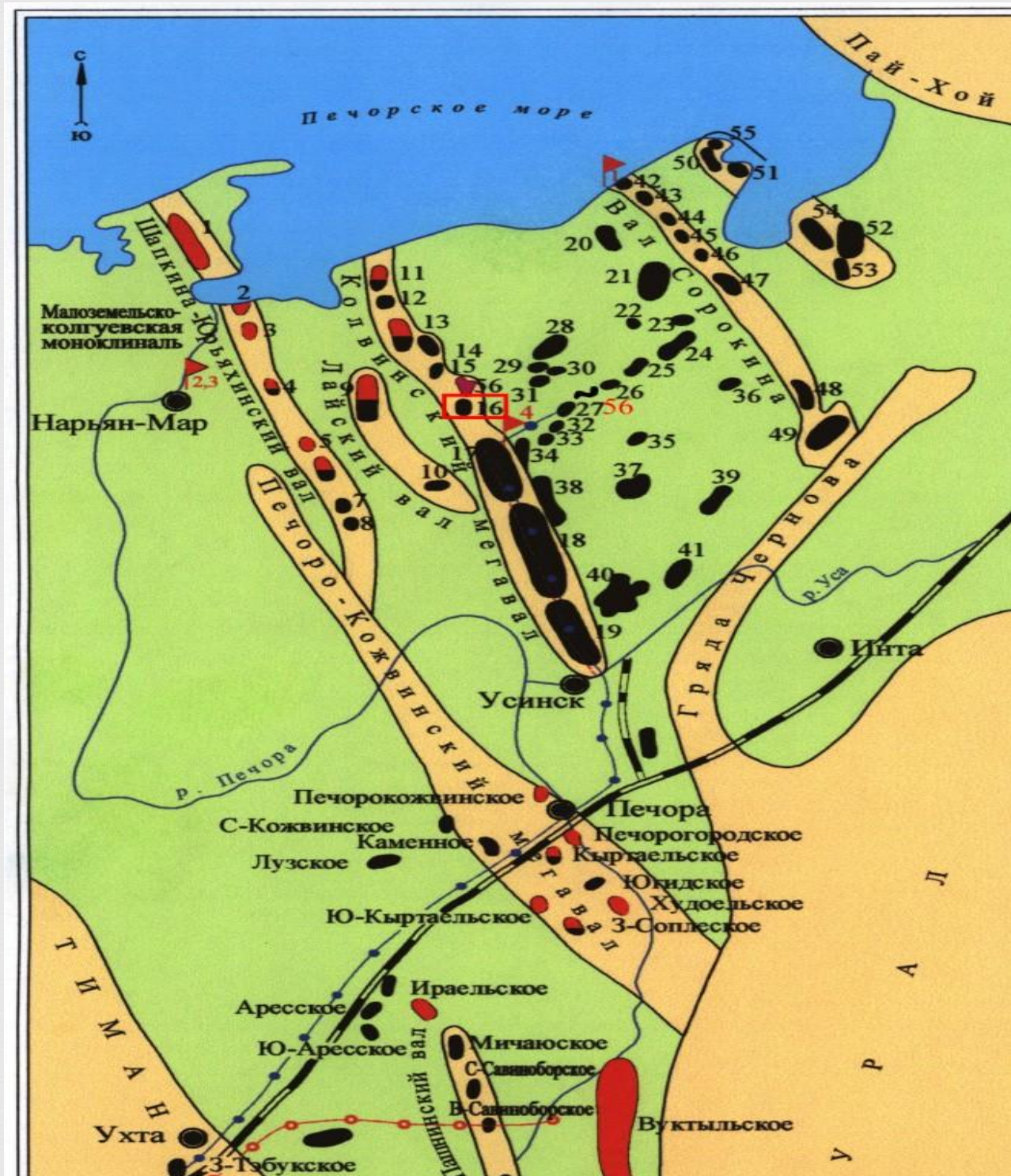
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ БОРЬБЕ С
СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ
СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выполнил студент группы НГД(б)-11з: А.Р. Мухамедшин

Руководитель ВКР:

Е.Л. Полубоярцев

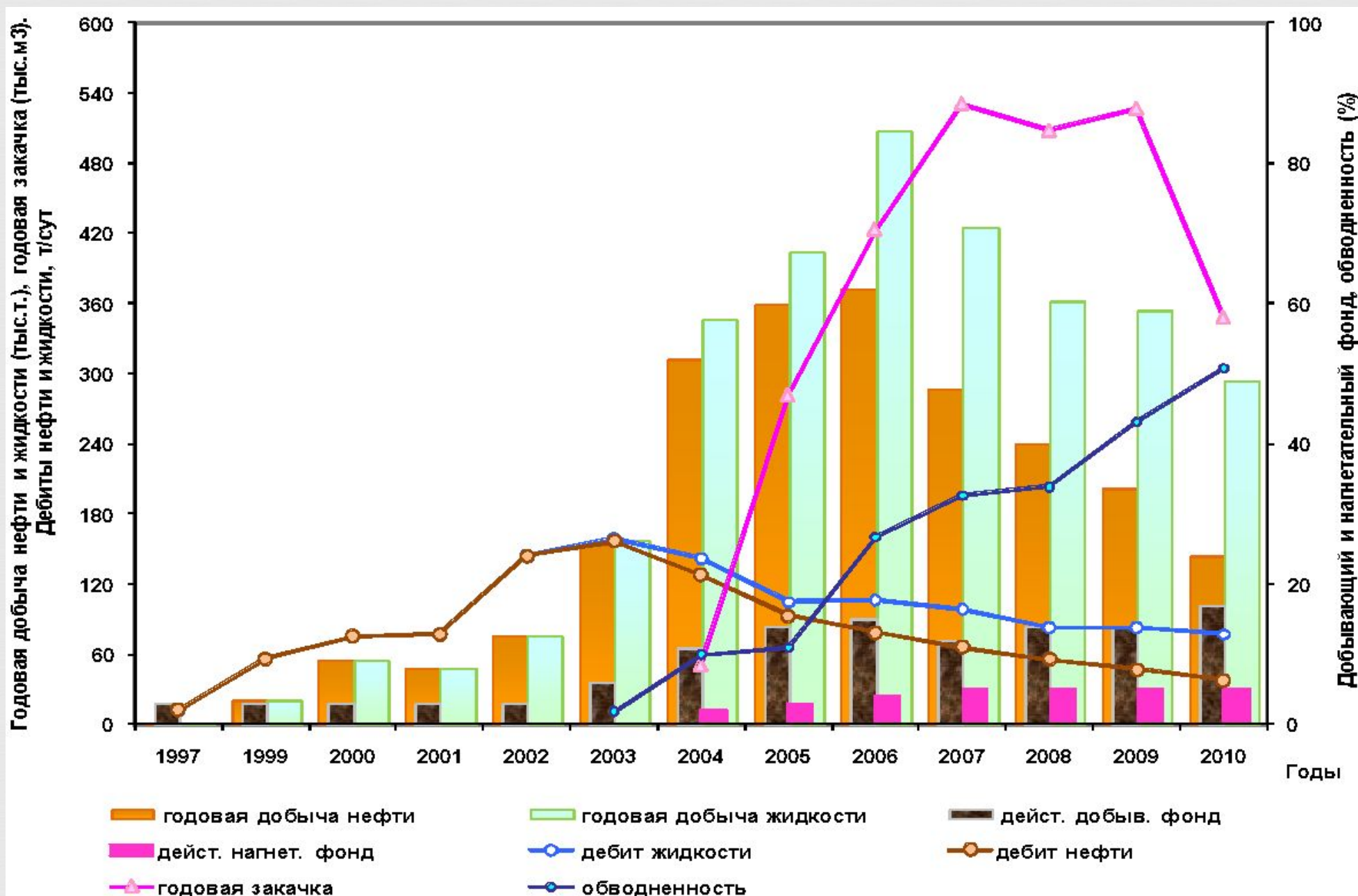
ОБЗОРНАЯ СХЕМА РАЙОНА РАБОТ



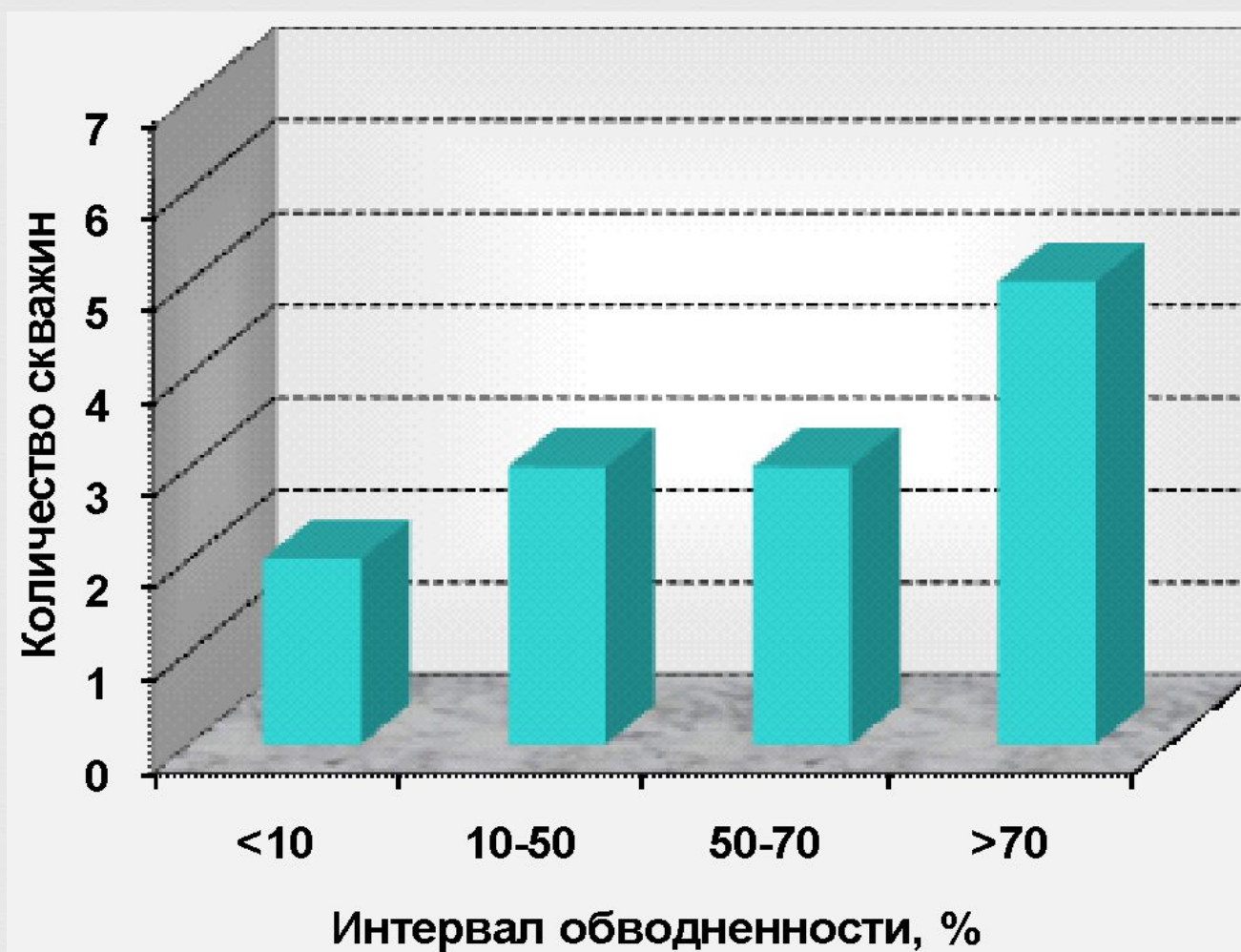
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Параметры	Поднятие		
	Западное	Центральное	Восточное
Средняя глубина залегания кровли, м	3580	3590	3555
Тип залежи	пластово-массивная		
Тип коллектора	каверново-поровый и поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	4455	3291	4129
Средняя общая толщина, м	128	206	256
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	21,2	45,9	35,8
Коэффициент пористости, %	9,0	8,3	7,9
Коэффициент нефтенасыщенности	0,842	0,848	0,803
Проницаемость, мкм ² (керна)	0,0178	0,1186	0,0313
Коэффициент песчанистости	0,62	0,50	0,53
Расчлененность	16	24	27
Начальная пластовая температура, °С	79,0	81,6	78,0
Начальное пластовое давление, МПа	36,5	37,7	36,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,25	1,25	1,24
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/см ³	758,4	761,1	760,6
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/см ³	846,4	846,4	847,9
Абсолютная отметка ВНК, м	от – 3435,1 до – 3437,5	от – 3411,2 до – 3452,6	от – 3396,1 до – 3399,7
Объемный коэффициент нефти	1,243	1,239	1,219
Содержание серы в нефти, %	0,63	0,9	0,9
Содержание парафина в нефти, %	4,3	3,85	3,85
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,5	11,5	9,85
Газовый фактор, м ³ /т	87,6	86,4	73,9
Содержание сероводорода, %	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,6	0,6	0,6
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1120	1120	1120
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁴			
Нефти	9	9	9
Воды	3,0	3,0	3,0
Породы	0,5	0,5	0,5
Коэффициент вытеснения	0,504	0,504	0,504

ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ОБВОДНЕННОСТИ



РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В РЕАЛЬНЫХ СРЕДАХ СРЕДНЕ- ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, %



Название ингибитора	СНПХ-5312 (Т)			ФЛЭК-ИСО-4			Нарлекс Д-54			SRW-82697		
	10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30
Концентрация ингибитора, г/т	10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30
скв. № 1009	11,1	82,5	91,7	100	81,1	73,5	85,4	100	100	–	88,9	100
скв. № 1013	–	–	–	100	–	–	66,7	–	–	89,6	–	–

Были проведены испытания по подбору эффективного ИСО для осложненного фонда добывающих скважин. Эффективным считается ИСО, имеющий степень защиты от образования солей не менее 80 %. На основании полученных лабораторных результатов был предложен при проведении ОПИ наиболее эффективный для предотвращения карбонатных и гипсовых отложений ИСО «ФЛЭК-ИСО- 4».

ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ СКВАЖИН СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ «ФЛЭК-ИСО-4»



Дата	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обводненность, %	Расходная норма технологического раствора, г/м ³	МРП, сут	Наработка на отказ, сут
скв. № 1009					
Начало ОПИ 01.06.10 г	90	от 55 до 60	–	от 28 до 30	–
5.07.10 г	от 83 до 90	от 55 до 60	361,9	от 28 до 30	35
29.08.10 г	83	от 30 до 50	542,2	от 28 до 30	90
26.09.10 г	87,0	от 45 до 55	413,8	от 28 до 30	118
скв. № 1013					
начало 13.06.10 г	190	15	–	от 30 до 45	–
29.08.10 г	163	от 21 до 25	568,8	от 30 до 5	77
26.09.10	170	30	541,2	от 3 до 45	105

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН ДО И ПОСЛЕ ОПИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ «ФЛЭК-ИСО-4»



МРП	Тип насоса	Причины выхода из строя насоса
скв. № 1009		
до ОПИ 08.07.09 г. - 25.11.09 г. 30.11.09 г. - 29.01.10 г. 03.02.10 г. - 24.02.10 г. 28.02.10 г. - 28.03.10 г. 04.04.10 г. – по настоящее время	ЭЦН-125-1800 ЭЦН-160-2000 ЭЦН-200-2350 ЭЦН-200-2350 ЭЦН-80-2250	заклинивание ЭЦН то же то же то же
Скв. 1013		
до ОПИ 29.01.10 г. - 08.02.10 г. 11.02.10 г. - 11.03.10 г. 28.03.10 г. - 15.05.10 г. 19.05.10 г. – по настоящее время	ЭЦН-45-2300 ЭЦН-125-2500 ЭЦН-125-1800 ЭЦН-200-1950	перегруз, заклинивание ЭЦН то же то же

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ СМЕШЕНИИ ПЛАСТОВОЙ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД



Среда	Соотношение смешиваемых вод, объемные доли	Содержание Ca ²⁺ , мг/л	Суммарный осадок, г/л
скв. № 3В	исходная	162,99	–
скв. № 1011	исходная	9619,20	–
скв. № 1011+скв. № 3В	1 : 3	2124,24	1,88
скв. № 1011+скв. № 3В скв. № 1011+скв. № 3В	1 : 1	4138,26	1,40
1011+скв. № 3В	3 : 1	7575,12	1,02
пресная вода (ПВ)	исходная	17,31	–
скв. № 1011 + (ПВ)	1 : 3	2535,06	0,94
скв. № 1011 + (ПВ)	1 : 1	4839,66	1,06
скв. № 1011 + (ПВ)	3 : 1	7444,86	2,08

Проблемы, связанные с образованием на поверхности нефтепромыслового оборудования неорганических осадков при добыче нефти, в состав которых входят кальциты, гипсы и др. осадкообразующие соединения, всегда вызывают повышенный интерес и ставят задачу применения методов по предупреждению и удалению солей.

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!