

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

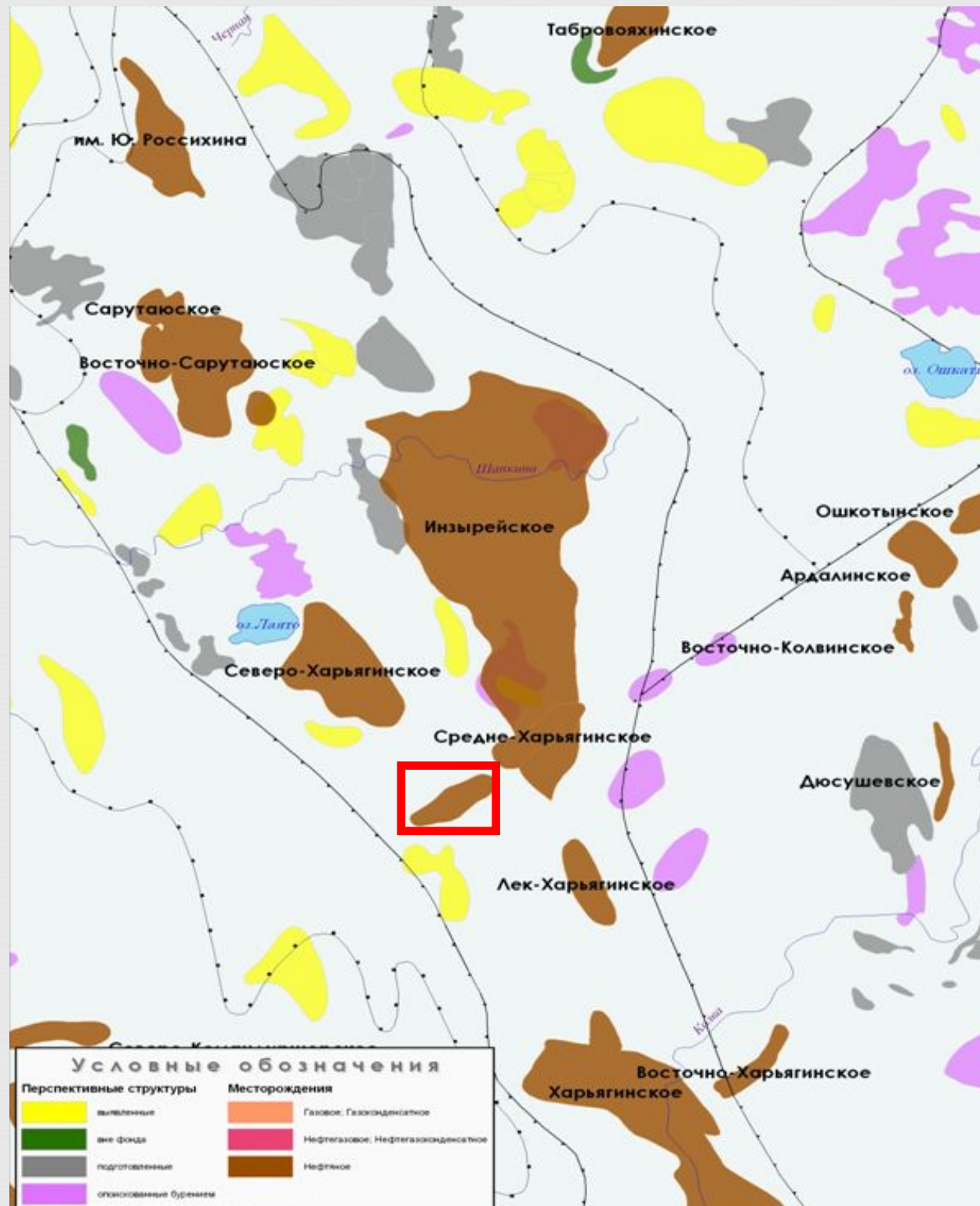
Выполнил студент группы НГД(б):

А.Р. Мухамедшин

Руководитель ВКР:

Е.Л. Полубоярцев

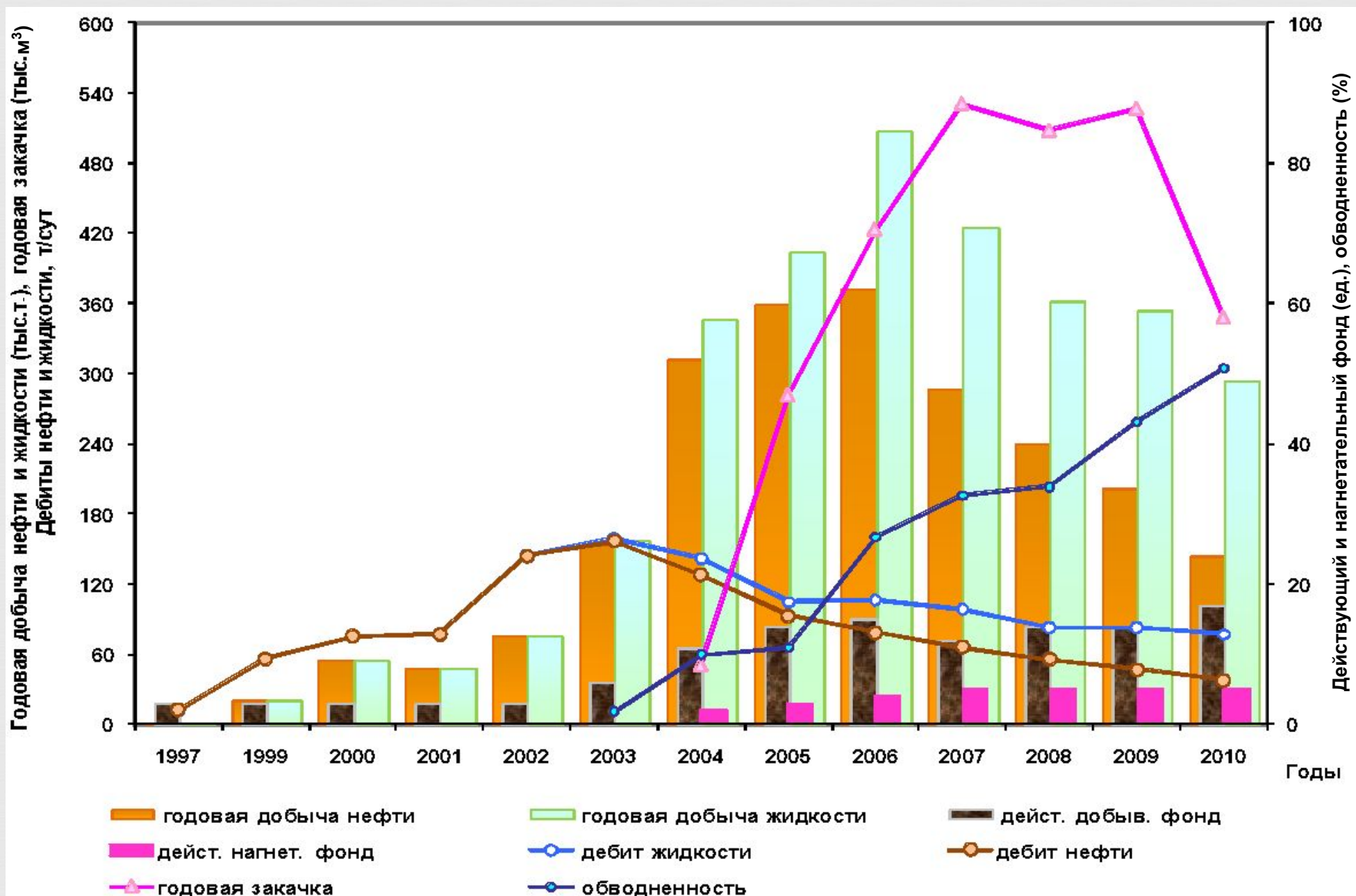
ОБЗОРНАЯ СХЕМА РАЙОНА РАБОТ



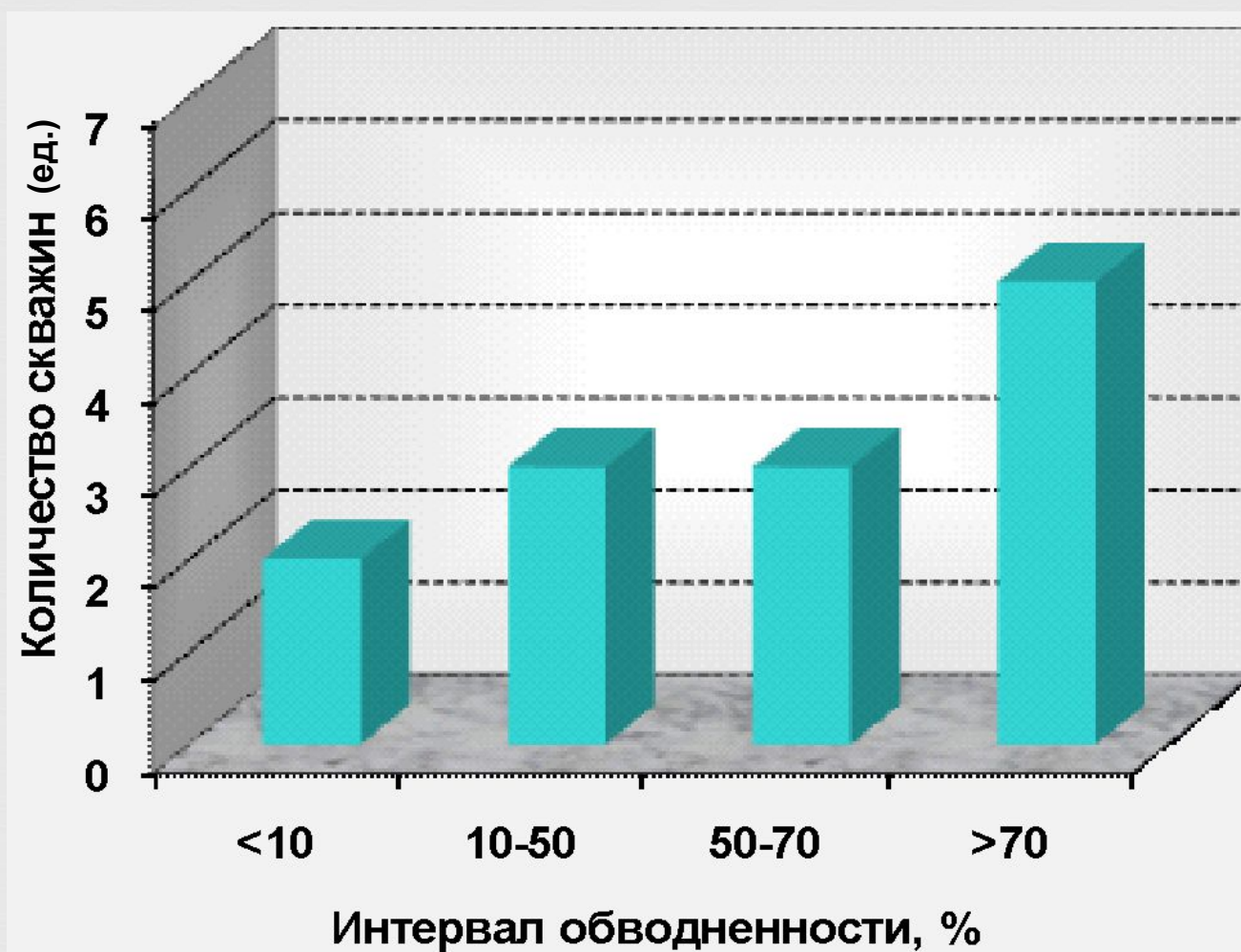
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Параметры	Поднятие		
	Западное	Центральное	Восточное
Средняя глубина залегания кровли, м	3580	3590	3555
Тип залежи	пластово-массивная		
Тип коллектора	каверново-поровый и поровый		
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
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
Содержание серы в нефти, %	0,63	0,9	0,9
Содержание парафина в нефти, %	4,3	3,85	3,85
Содержание смол в нефти, %	5,3	6,1	5,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,5	11,5	9,85
Газовый фактор, м ³ /т	87,6	86,4	73,9
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,6	0,6	0,6
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1120	1120	1120

ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПО ОБВОДНЕННОСТИ



ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКШИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Проблемы разработки:

- высокая неоднородность коллектора;
- существующая система заводнения недостаточно эффективна;
- на Западном и Центральном куполе перекомпенсация отбора жидкости закачкой. Согласно трассерным исследованиям, большая часть закачиваемой воды уходит за контур нефтеносности;
- на Восточном куполе недокомпенсация отбора жидкости закачкой, о чем свидетельствуют низкие пластовые давления в зоне отбора добывающих скважин;
- текущее энергетическое состояние залежей месторождения можно считать неудовлетворительным и требующим повышенного внимания;
- высокая обводненность продукции (резкое увеличение обводненности нефти в результате прострела водоносных пропластков и некачественное цементирование колонн, в результате происходит солеобразование на нефтепромысловом оборудовании).

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ



ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОД СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



№ п/п	Место отбора	Плотность, г/см ³	рН	Минерализация, г/л	Содержание компонентов, мг/л						
					Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Fe ³⁺ / Fe _{общ}	Na ⁺ + K ⁺
1	скв. № 1009	1,115	5,59	137,93	83259,72	781,85	244,00	9298,56	1409,40	138,0/146,0	42934,32
2	скв. № 1011	1,115	6,08	235,69	141358,86	658,40	437,98	9619,20	1093,50	22,5/211,5	82522,65
3	скв. № 1013	1,112	6,59	179,65	108033,30	748,93	244,00	9498,96	1142,10	108,3/108,3	59977,84
4	Подтоварная вода (1-ый отстойник)	1,104	5,68	155,31	93457,97	650,17	244,00	8817,60	1020,60	154,3/157,5	51116,85
5	Пластовая вода	1,112	5,66	168,46	101368,19	691,32	280,60	9939,84	1020,60	95,0/100,0	55163,11
6	Пресная вода	0,997	7,35	0,16	25,64	16,46	73,20	14,43	2,92	7,44/11,4	31,24
7	скв. № 2В	1,002	7,98	6,49	3698,77	16,46	231,80	133,06	35,96	1,1/1,5	2373,13
8	скв. № 3В	1,003	7,92	7,56	4357,95	32,92	203,74	177,96	43,74	2,4/2,7	2747,47

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ПРИ СМЕЩЕНИИ ПЛАСТОВОЙ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ



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
	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.

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

№ скважины	Название ингибитора											
	СНПХ-5312 (Т)			ФЛЭК-ИСО-4			Нарлекс Д-54			SRW-82697		
	Концентрация ингибитора, г/т											
	10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30
1009	11,1	82,5	91,7	100	81,1	73,5	85,4	100	100	–	88,9	100
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	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Расходная норма технологического раствора, г/м ³	Межремонтный период, сут	Наработка на отказ, сут
скв. № 1009					
начало ОПИ 01.06.10 г	90	от 55 до 60	–	от 28 до 30	–
05.07.10 г	от 83 до 90	от 55 до 60	361,9		35
29.08.10 г	83	от 30 до 50	542,2		90
26.09.10 г	87,0	от 45 до 55	413,8		118
скв. № 1013					
Начало ОПИ 13.06.10 г	190	15	–	от 30 до 45	–
29.08.10 г	163	от 21 до 25	568,8		77
26.09.10 г	170	30	541,2		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		
<p style="text-align: center;">до ОПИ</p> <p>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. - 27.05.10 г. 01.06.10 г. – по настоящее время</p>	<p>ЭЦН-125-1800 ЭЦН-160-2000 ЭЦН-200-2350 ЭЦН-200-2350 ЭЦН-80-2250</p>	<p>заклинивание ЭЦН заклинивание ЭЦН заклинивание ЭЦН заклинивание ЭЦН</p>
скв. № 1013		
<p style="text-align: center;">до ОПИ</p> <p>29.01.10 г. - 08.02.10 г. 11.02.10 г. - 11.03.10 г. 28.03.10 г. - 10.05.10 г. 13.06.10 г. – по настоящее время</p>	<p>ЭЦН-45-2300 ЭЦН-125-2500 ЭЦН-125-1800 ЭЦН-200-1950</p>	<p>заклинивание ЭЦН заклинивание ЭЦН заклинивание ЭЦН</p>

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ



Выводы:

На основании литературного обзора и результатов опытно-промышленных испытаний

- увеличение МРП скв. №№ 1009, 1013 более чем в 3 раза при сохранении значений дебита добывающих скважин на одном уровне;
- положительные результаты ОПИ ингибитора;
- промышленная закачка ингибитора солеотложения «ФЛЭК-ИСО-4» на скв. №№ 1009, 1013;
- определению существующих источников образования солеотложений и природе осадков;
- прогнозированию осадкообразования при дальнейшей эксплуатации скважин совместно с водами системы ППД.

Рекомендации:

- применению ингибитора солеотложений «ФЛЭК-ИСО-4» для осложненного фонда скважин Средне-Харьягинского месторождения, с целью предотвращения осадкообразования на поверхности нефтепромыслового оборудования и увеличении межремонтного периода работы скважин

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!