

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШГНУ, ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЭМУЛЬСИИ НА ТУЙМАЗИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Дипломник: ст. гр. 4ЭД2-17

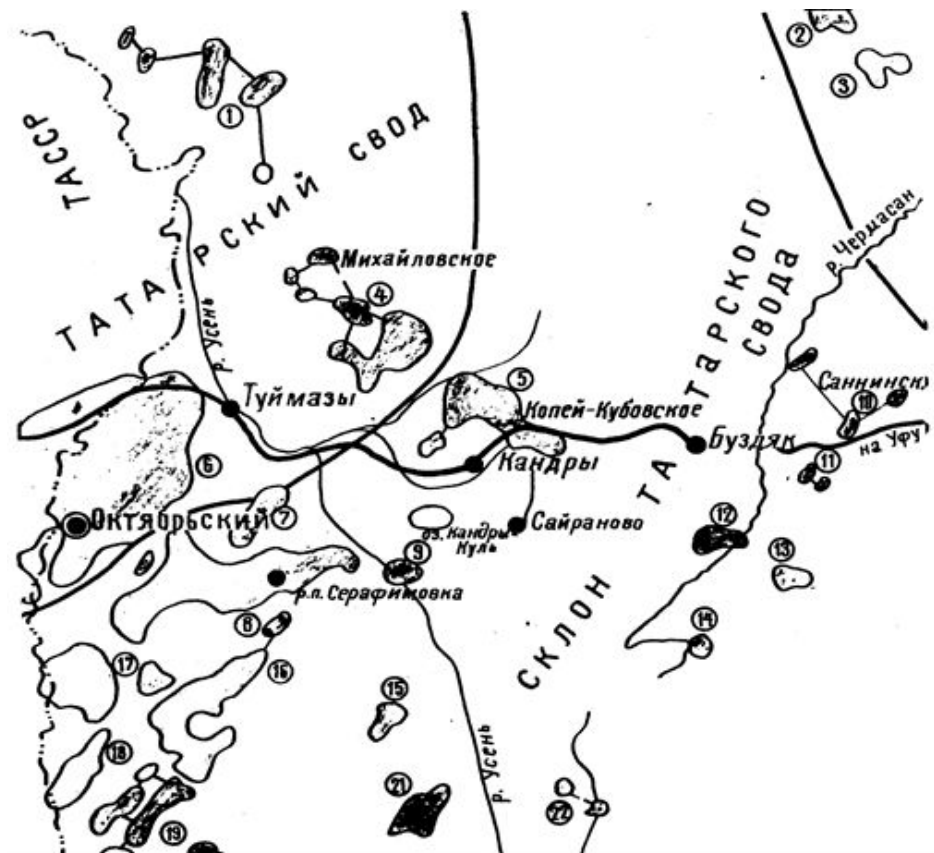
Е. В. Кандрашев

Руководитель:

А. И. Рыцев

2021

Общие сведения о месторождении



Туймазинское месторождение расположено в юго-западной части Башкортостана на территории Туймазинского района в 180 км от г. Уфы. Месторождение открыто в 1937 году.

Характеристика основных объектов разработки

Параметр	Дпаш	Сбоб+рад	СТкиз
Глубина залегания, м	1600	1050	1100
Тип залежи	пластово - сводовый	структурно- литологически й	пластов ый
Нефтенасыщенная толщина, м	7,6	2,9	3,3
Пористость, д.ед	21	22	10
Проницаемость, мД	268-520	562	48
Коэффициент песчанистости, д.ед	0,98	0,26	0,72
Расчлененность	1,03-1,35	1,5	1,1
Начальное пластовое давление, МПа	169,2	10,8	112
Газосодержание, м ³ /т	62	22	21
Вязкость нефти, мПа·с	2,6	12,4	17,4

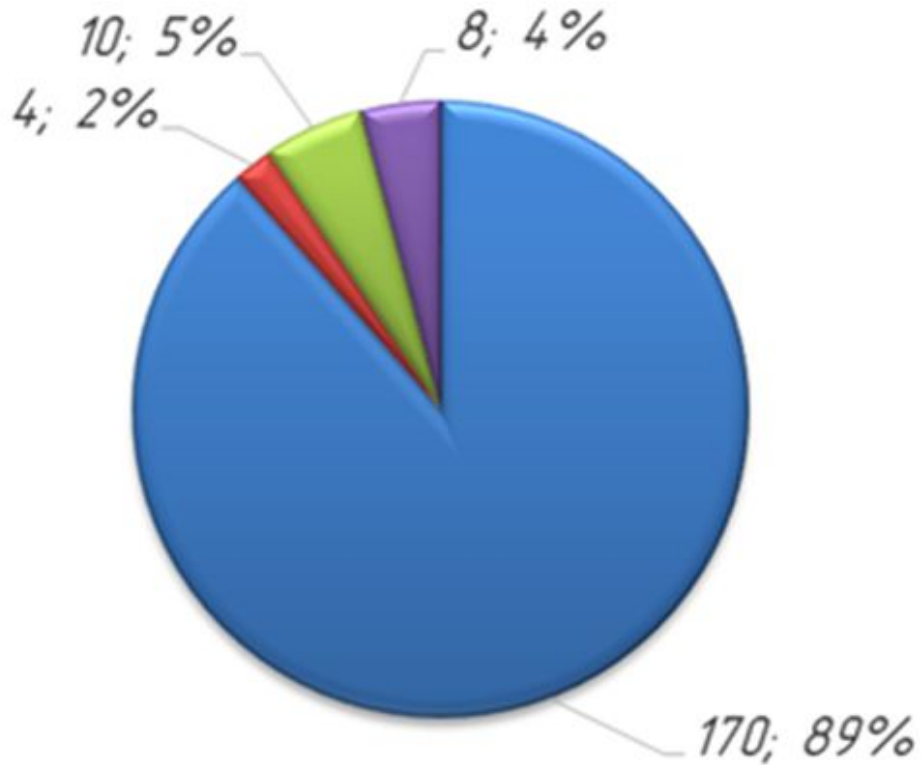
Свойства пластовых нефтей

Наименование параметра	Сбоб +рад	Стки з	Дфамс	Дпаш	Дмул	Дард	Дард+ вор
Плотность нефти в пов. усл., т/м ³	0,888	0,893	0,910	0,847	0,856	0,849	0,848
Давление насыщения, атм	63,0	20,0	43,0	91,2	95,7	75,0	96,2
Газосодержание, м ³ /т	22,0	21,0	19,0	62,0	64,0	55,0	55,0
Вязкость нефти, сПз	12,4	17,4	37,8	2,6	2,8	3,4	3,1
Содержание парафинов в нефти, %	3,5	3,7	2,7	4,8	5,2	5,5	не опр.
Содержание асфальтенов, %	4,2	4,6	4,4	3,1	4,0	2,6	-

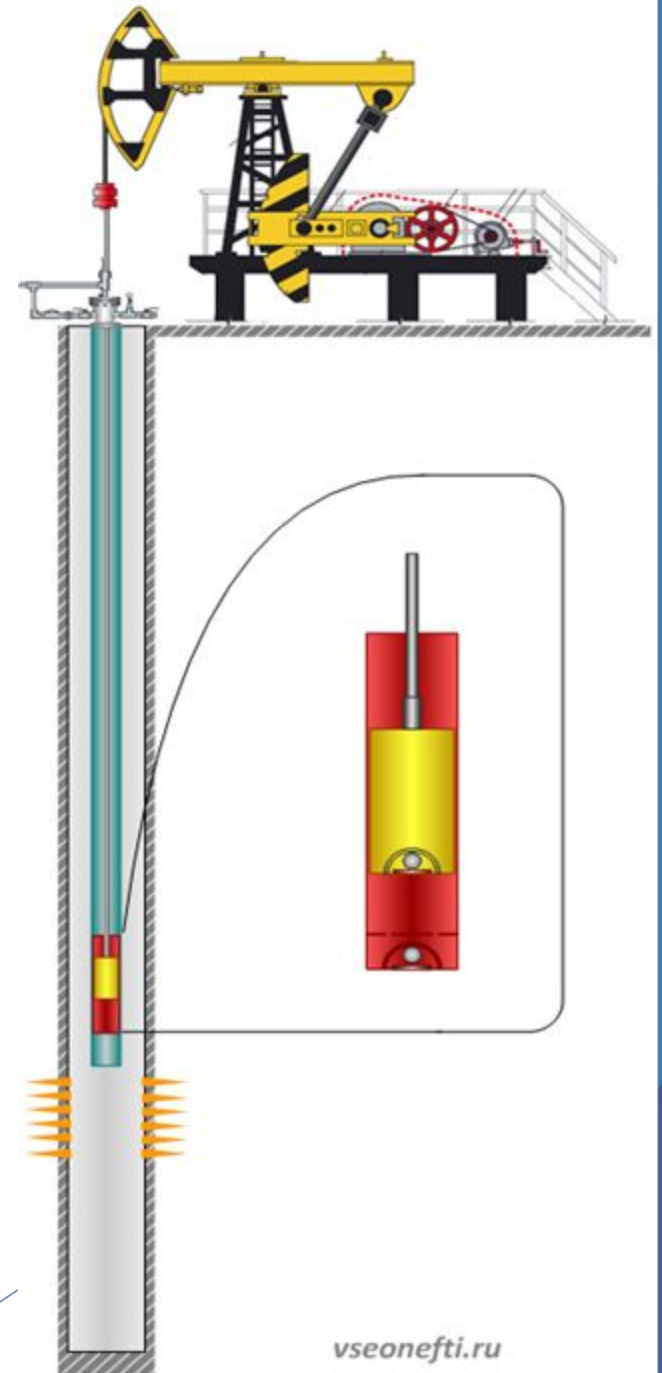
Фонд скважин Туймазинского месторождения

<i>Характеристика фонда скважин</i>	<i>Количество скважин</i>
<i>Пробуренный фонд</i>	<i>297</i>
<i>в том числе:</i>	
<i>добывающие</i>	<i>220</i>
<i>а) ШГН</i>	<i>192</i>
<i>б) ЭЦН</i>	<i>28</i>
<i>нагнетательные</i>	<i>43</i>
<i>наблюдательный фонд</i>	<i>14</i>
<i>в консервации</i>	<i>17</i>
<i>разведочные, выполнившие назначение</i>	<i>3</i>

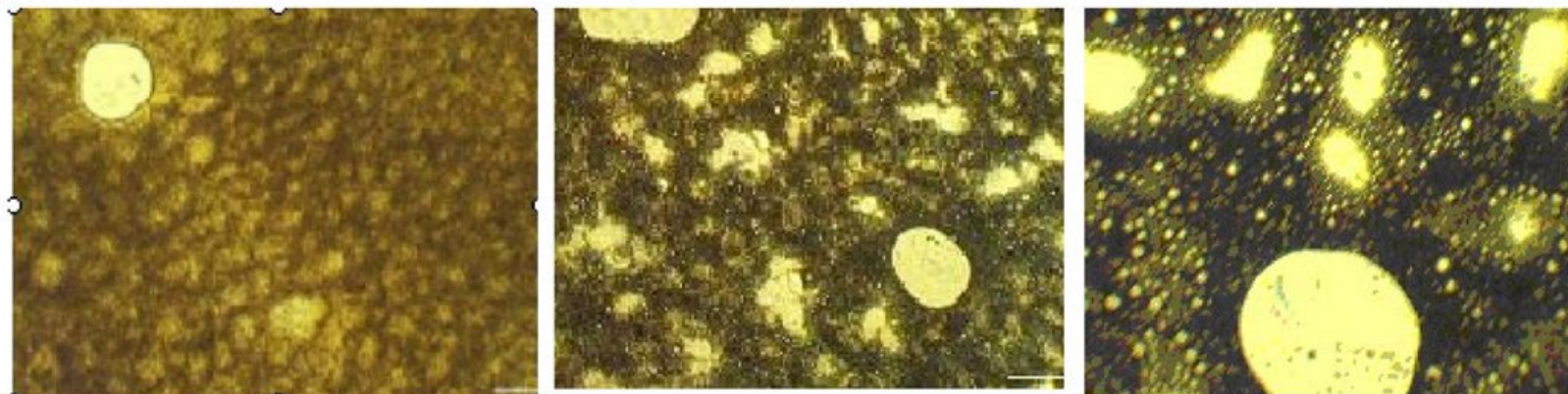
Распределение фонда ШГНУ по типу насоса



■ 73-НВ1Б ■ 73-ННБ ■ НН1Б ■ 73-НН2Б



Микрофотографии эмульсии с различным содержанием ВОДЫ



а)

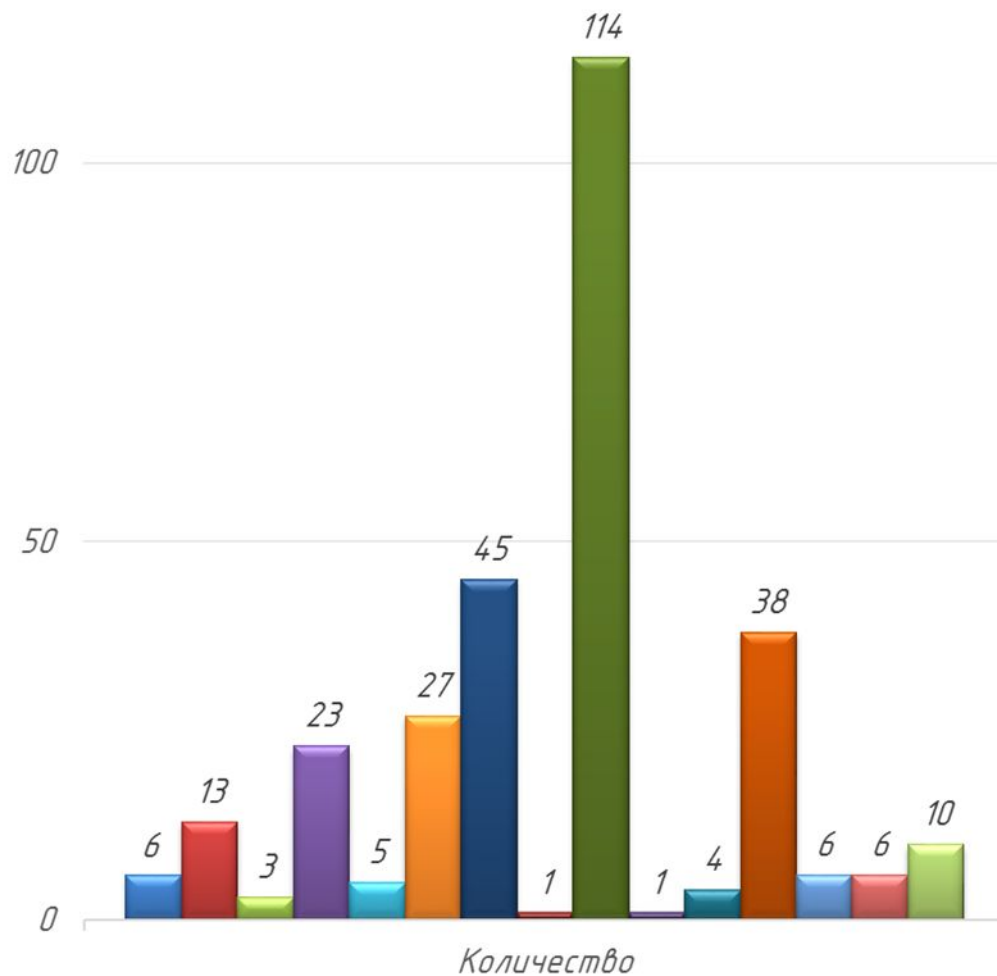
б)

в)

а - содержание воды 10%; б - содержание воды 50%;

в - содержание воды 70%

Статистика ремонтов скважин

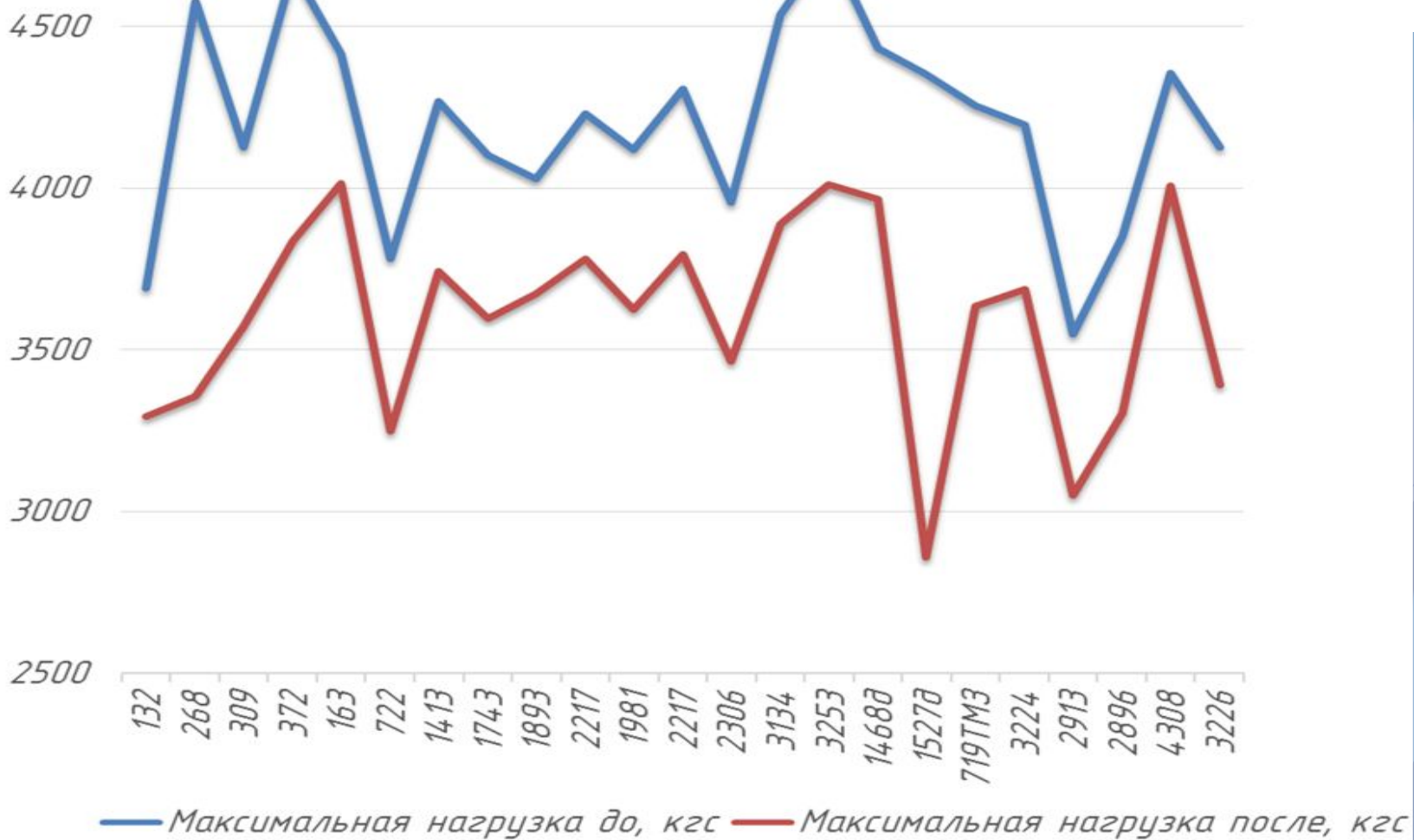


- Забита система клапанов ШГН
- Засорение клапанов
- Коррозионное отверстие в НКТ
- Негерметичность клапанов
- Обрыв штанг
- Обрыв НКТ
- Срыв насоса из замковой опоры
- Прочие причины
- Заклинивание плунжера ШГН
- Износ оборудования
- Негерметичность НКТ
- Негерметичность экспл. колонны
- Отворот НКТ
- Отворот штанг
- Трещина в теле НКТ

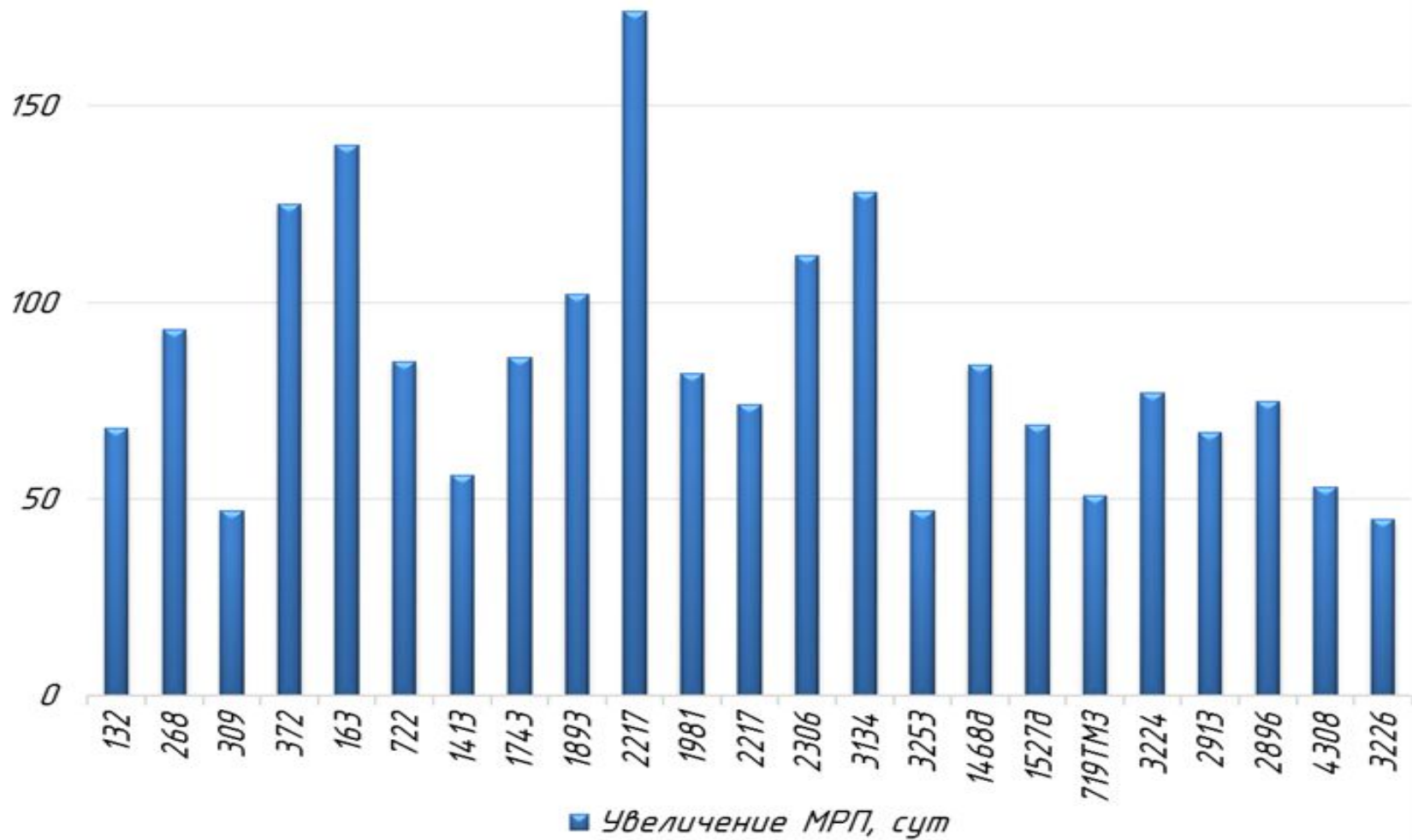
Мероприятия по борьбе с ВВЭ

Осложненный фонд		Химреагенты			
Кол-во осложненных скважин, ед.	% от действ. фонда	Наименование	Норма удельного расхода	Технология обработки	Периодичность обработки
9	5%	СНПХ-44 60	52 г/т	Периодическая заливка в затрубное пространство	4 раза в месяц
14	7%	Decleave R1573			3 раза в месяц

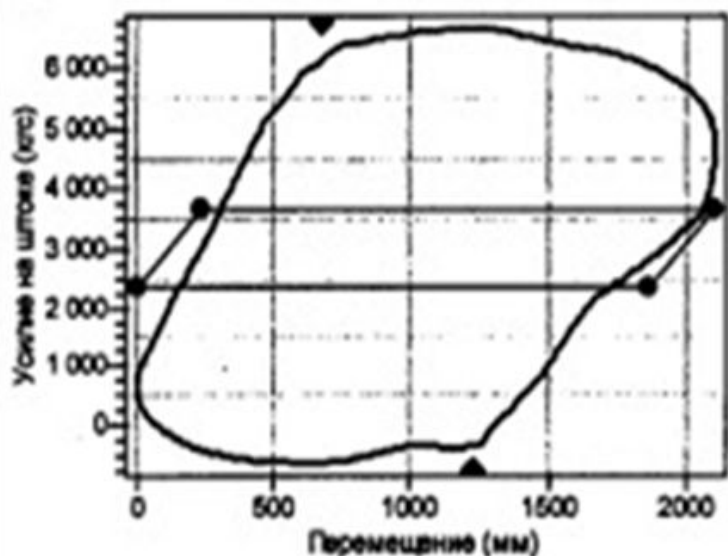
Изменение нагрузки в ТПШ по скважинам



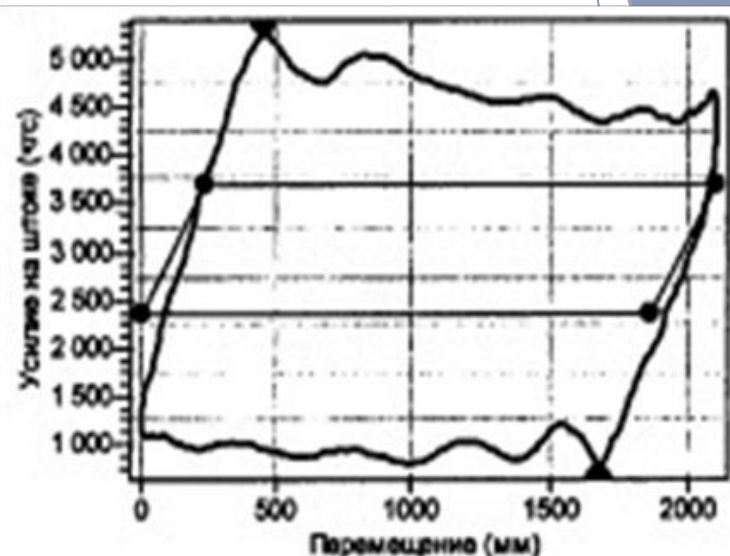
Увеличение МРП по скважинам



Практические динамограммы по скважине №1253 до и после обработки деэмульгатором СНПХ-4460



Число качаний в мин: 5,29 кач/мин
Уровень: 742,00 м Затр.давл.: 12,30 атм
Дебит: 23,10 куб.м/сут Коэф.подачи: 0,59
Ход штока: 2100,0 мм Эфф.ход штока: 1231,0 мм
Мин.нагр.: -629,5 кгс Макс.нагр.: 6460,1 кгс
Деформация штанг и НКТ: 238,76 мм



Число качаний в мин: 5,32 кач/мин
Уровень: 742,00 м Затр.давл.: 12,30 атм
Дебит: 31,10 куб.м/сут Коэф.подачи: 0,78
Ход штока: 2100,0 мм Эфф.ход штока: 1648,5 мм
Мин.нагр.: -778,0 кгс Макс.нагр.: 5272,6 кгс
Деформация штанг и НКТ: 238,76 мм

ТЭП мероприятия

<i>Показатели</i>	<i>Значение</i>
<i>1 Себестоимость 1 т. нефти, руб./т.</i>	<i>26960</i>
<i>2 Затраты на одну обработку, руб.</i>	<i>848043</i>
<i>3 Продолжительность эффекта, сут.</i>	<i>83</i>
<i>4 Эксплуатационные расходы, руб.</i>	<i>5978294</i>
<i>5 Экономический эффект, руб.</i>	<i>1176217</i>
<i>6 Прибыль после уплаты налога, руб.</i>	<i>940973</i>
<i>7 Прирост добычи, т/год</i>	<i>212,3</i>
<i>8 Производительность труда, т/чел</i>	<i>70,77</i>
<i>9 Стоимость одного часа работ, руб.</i>	<i>1574,95</i>
<i>10 Численность рабочих, чел.</i>	<i>3</i>
<i>11 Трудоемкость ГТМ, чел.час</i>	<i>21 75</i>