

Анализ работы фонда скважин
Сологаевского месторождения
пласта Д1+Д2, оборудованных
УЭЦН и расчет параметров
оборудования

Выполнил: ст. гр. МГР-14-16-01 Идрисов
Н.А.

Географически Сологаевское месторождение располагается на границе Кинель-Черкасского и Похвистневского районов Самарской области



Таблица 1.1 Физико-химические свойства и фракционный состав нефти
пласта Д1

Пласт Д1					
Наименование		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		СКВ	проб		
Вязкость:					
динамическая при 20°C, мПа·с		2	3	8,46-17,07	11,73
кинематическая при 20°C, мм ² /с		2	3	10,00-19,83	13,70
Температура, °C:					
застывания		2	3	-6-(-10)	-8
плавления парафинов		2	3	63-70	67
Массовое содержание, %	серы	2	3	1,00-1,09	1,05
	смол <u>силикагелевых</u>	2	3	3,10-7,30	5,34
	<u>асфальтенов</u>	2	3	0,92-2,35	1,84
	парафинов	2	3	3,40-4,50	3,97

Таблица 1.2 Свойства пластовой нефти и воды

Наименование	Пласт Д1 и ДП			
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднезначение
	скв.	проб		
нефть				
Давление насыщения газом, МПа	2	3	8,99-10,13	9,75
Газосодержание при однократном разгазировании, м3/т	2	3	79,7-87,8	85,0
Суммарное газосодержание, м3/т	2	3	-	72,3
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в раб. условиях	2	3	-	1,196
Плотность, кг/м3	2	3	742,0-770,0	757,0
Вязкость, мПа·с	2	3	1,24-1,55	1,41
Пластовая температура, 0С	2	3	60-67	65
вода				
Объемный коэффициент	2	2	1,017	1,017
Общая минерализация, г/л	4	13	247,1-276,3	264,9
Плотность, кг/м3: поверхностных условиях/ пластовых условиях	4	13	1193/1173 1200/1180	1196/1176

Таблица 1.3 Химический состав и физические свойства пластовой воды Пласт ДД

№ скважины	Интервал опробования, м	Плотность воды, г/см ³		Температура пластовая, 0С	Вязкость пласт. условия	Уд. Сопротивление при тем-ре пласта	Общая <u>Минерализация</u> , г/л	содержание ионов (мг/л, <u>мг экв/л</u> , % экв.)					
		пластовые	стандарт					Na++K+	Ca++	Mg++	Cl-	SO4-	HCO3-
6	2600-2610	1,173	1,193	64,6	0,95	0,019	276,26	56700,0	40080,0	5350,0	173950,0	120,0	60,0
								2465,25	2004,00	439,8	4905,39	2,57	1,10
								25,11	20,41	4,48	49,96	0,03	0,01
102	2667-2671 2675-2681	1,178	1,198	64,6	0,95	0,019	268,68	51170,0	41880,0	4980,0	167560,0	90,0	100,0
								2224,91	2094,18	409,81	4725,19	1,91	1,80
								23,53	22,14	4,33	49,96	0,02	0,02
125	2660-2668	1,177	1,197	64,6	0,95	0,019	267,82	53286,0	44370,0	2430,0	167540,0	150,	40,0
								2314,43	2214,64	199,84	4725,13	3,12	0,66
								24,47	23,42	2,11	49,96	0,03	0,01
143	2599-2597	1,176	1,196	64,6	0,95	0,019	247,11	45303,0	40280,0	5220,0	156200,0	80,0	30,0
								1967,68	2010,50	429,29	4405,31	1,67	0,49
								22,32	22,81	4,87	49,98	0,02	0,06

Таблица.1.4 Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти. Пласт ДД

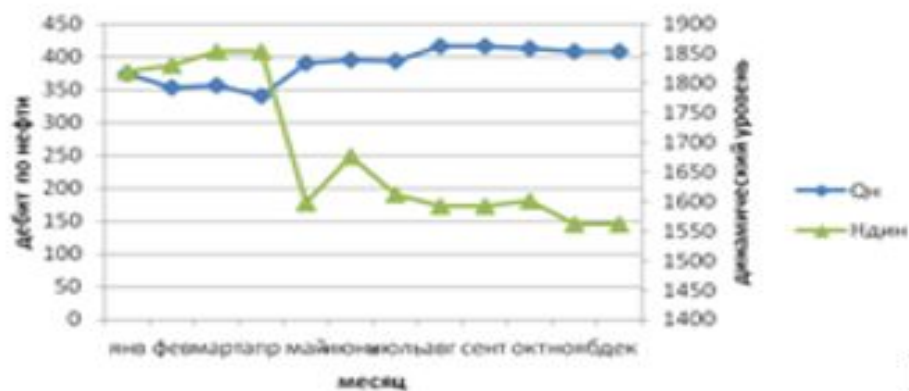
Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях				При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях				Пластовая нефть	
	выделившийся газ		нефть		выделившийся газ		нефть		масс %	мольн %
	масс %	мольн %	масс %	мольн %	масс %	мольн %	масс %	мольн %		
Сероводород	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Углекислый газ	0,59	0,43	0,00	0,00	0,79	0,48	0,00	0,00	0,06	0,18
Азот + редкие	3,81	4,35	0,00	0,00	5,20	4,97	0,00	0,00	0,39	1,84
Метан	24,48	48,82	0,02	0,25	33,66	56,19	0,00	0,01	2,51	20,80
Этан	13,53	14,39	0,09	0,62	18,77	16,72	0,07	0,43	1,46	6,46
Пропан	19,92	14,45	0,45	2,11	22,82	13,86	0,82	3,62	2,46	7,41
Изобутан	4,43	2,44	0,20	0,70	3,44	1,58	0,41	1,39	0,64	1,46
Н.бутан	11,65	6,41	0,85	3,02	8,36	3,85	1,46	4,90	1,97	4,51
Изопентан	6,05	2,68	0,90	2,60	2,19	0,81	1,39	3,76	1,45	2,67
Непентан	5,73	2,54	1,10	3,16	2,34	0,87	1,54	4,16	1,60	2,94
Гексаны	6,87	2,55	2,97	7,16	1,61	0,50	3,51	7,95	3,36	5,19
Гептаны	2,94	0,94	3,18	6,59	0,82	0,17	3,36	6,55	3,14	4,17
Остаток	0,00	0,00	90,24	73,79	0,00	0,00	87,44	67,23	80,96	42,37
Молекулярная масса			208,00		26,73		195,00		133,00	
газа, кг/м ³	1,351				1,112					
газа относительная (по воздуху)	1,121				0,923					
нефти, кг/м ³			848,00				838,00		757,00	

Таблица 1.5 Свойства пластовой нефти и воды

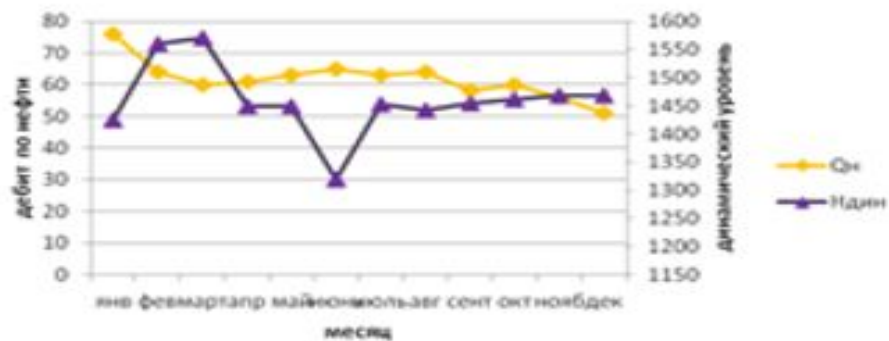
Наименование	Пласт ДП Сологубовский, Подбельский купола			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	сбв.	проб		
а) нефть				
Давление насыщения газом, МПа	5	5	9,17-10,90	10,01
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	5	5	80,2-83,7	82,2
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P1 = 0,75 МПа T1 = 20 °С				
P2 = 0,14 МПа T2 = 20 °С				
P3 = 0,11 МПа T3 = 18 °С				
P4 = 0,10 МПа T4 = 18 °С				
P5 = 0,11 МПа T5 = 30 °С				
P6 = 0,10 МПа T6 = 30 °С				
Суммарное газосодержание, м ³ /т	5	5	-	71,7
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях	5	5	-	1,182
Плотность, кг/м ³	5	5	769,0-796,0	782,0
Вязкость, мПа·с	5	5	1,41-1,68	1,55
Пластовая температура, °С	5	5	60-65	65
г) пластовая вода				
Газосодержание, м ³ /т				
в т.ч. сероводорода, м ³ /т				
Объемный коэффициент	2	2	1,017	1,017
Общая минерализация, г/л	23	135	242,2-277,3	261,7
Плотность, кг/м ³ : пов. усл./пласт.ус	23	135	1191/1171-1199/1179	1196/1176

Анализ по скважинам № 937, 411 за один год

Скважина № 937



Скважина № 411

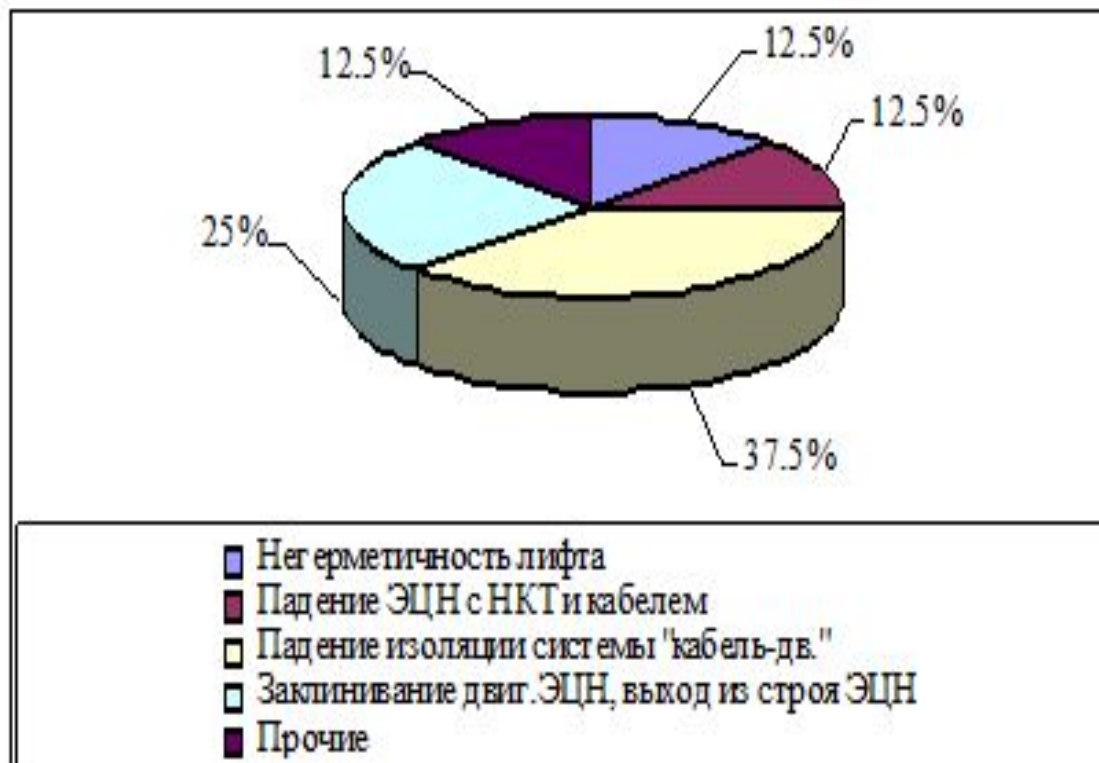


Причины отказов оборудования при эксплуатации УЭЦН

Причины простоя и бездействия скважин.

Причины	Кол. скв.
Отсутствие подачи	5
Негерметичность лифта	1
Остан. из-за обв., прорыв пластовых вод	1
Падение изоляции системы "кабель-дв."	3
Падение СШН и НКТ без штанг	1
Падение ЭЦН с НКТ и кабелем	1
Ухудшение продуктивности ПЗП	4
Заклинивание двиг. ЭЦН, выход из строя ЭЦН	2
Обрыв, отворот штанг	2
Заклинивание штанг	2
Оптимизация подз.обор., неисправ.гл.обор.	3
Смена способа, прекращение фонтан.-я	2
Остановка из-за малодобитности	1
Запарафинирование лифта	1
ГДИ	1

Распределение скважин с ЭЦН по причинам простоя и бездействия



Распределение причин отказов УЭЦН



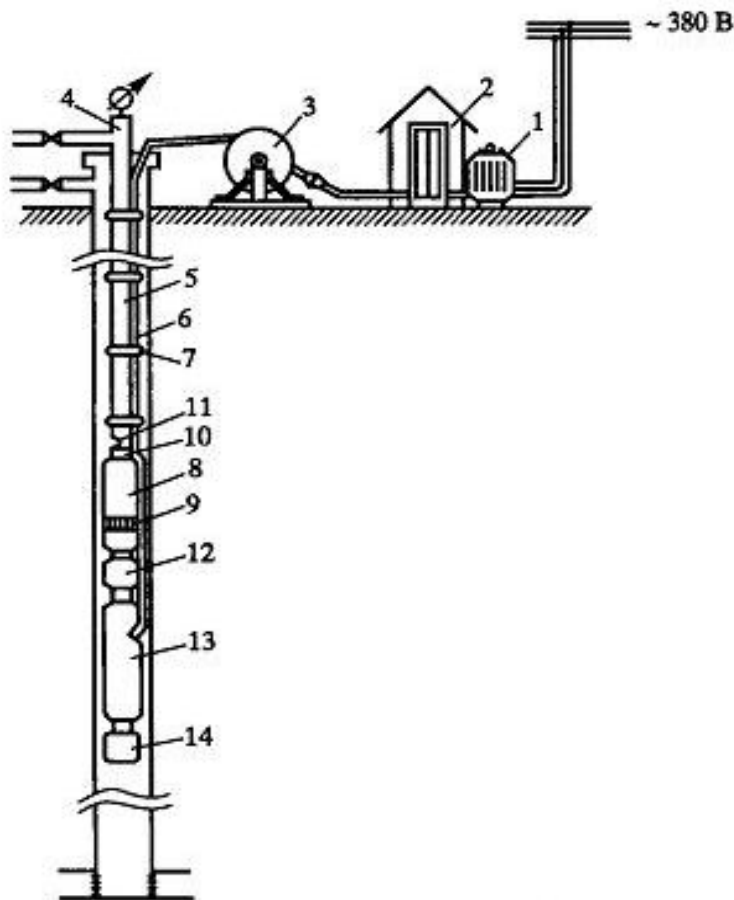
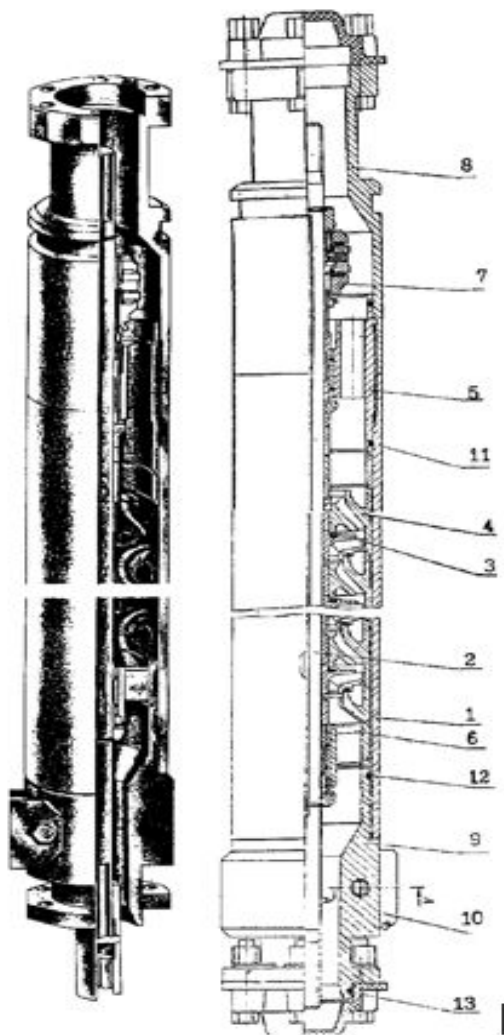


Рис. 9.25. Принципиальная схема УЭЦН:

1 — автотрансформатор; 2 — станция управления; 3 — кабельный барабан; 4 — оборудование устья скважины; 5 — колонна НКТ; 6 — бронированный электрический кабель; 7 — зажимы для кабеля; 8 — погружной многоступенчатый центробежный насос; 9 — приемная сетка насоса; 10 — обратный клапан; 11 — сливной клапан; 12 — узел гидрозащиты (протектор); 13 — погружной электродвигатель; 14 — компенсатор

1-автотрансформатор;
 2-станция управления;
 3-кабельный барабан;
 4-оборудование устья скважины;
 5-колонна НКТ;
 6-бронированный электрический кабель;
 7-зажимы для кабеля;
 8-погружной многоступенчатый центробежный насос;
 9-приемная сетка насоса;
 10-обратный клапан;
 11-сливной клапан;
 12-узел гидрозащиты;
 13-погружной электродвигатель;
 14-компенсатор;



Модуль-секция насоса
(рис. 9)
состоит из корпуса 1,
вала 2,
пакетов ступеней (рабочих
колес - 3 и направляющих
аппаратов - 4),
верхнего подшипника 5,
нижнего подшипника 6,
верхней осевой опоры 7,
головки 8,
основания 9,
двух ребер 10 (служат для
защиты кабеля от
механических
повреждений) и резиновых
колец 11, 12, 13.

*Кабель ПКБК
круглый;
КПБК*

плоский;

а – круглый;

б – плоский;

1 – жила;

2 – изоляция;

3 – оболочка;

4 – подушка;

5 – броня;

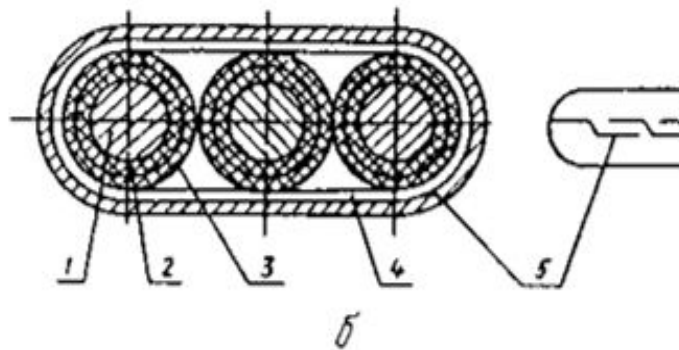
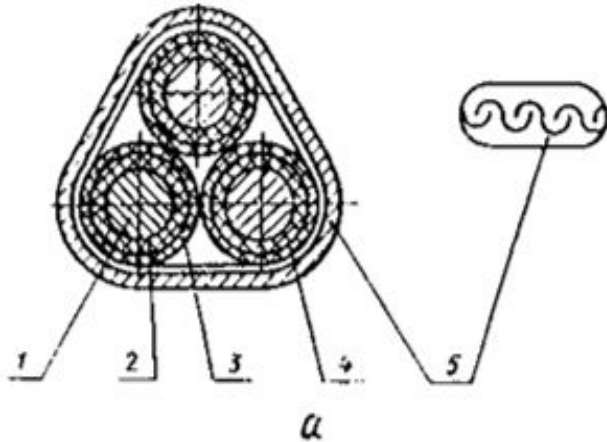


Таблица 3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту

+

№ п/п	Необходимые мероприятия	Объекты применения	Периодич- ность	Примеча- ние
1	Пропарка или прокачка горячей нефтью	скважины с отложениями парафина	по графику	скважины оборудованы ШГН, ЭЦН, выкидные линии
2	Спуск скребка	-	-	скважины оборудованы ЭЦН
3	Промывка водным раствором препарата МЛ-80	все добывающие скважины	при подземных ремонтах	
4	Ввод ингибитора коррозии СНПХ 60-11	система сбора продукции	постоянно	
5	Затрубное пространство нагнетательных скважин заполнить ингибитором коррозии	весь фонд нагнетательных скважин	постоянно	

Результаты проектирования

Параметр	Значение
Глубина подвески УЭВН	2379 м
Плотность жидкости	952,8 кг/м ³
Допустимое положение динамического уровня	1466 м.
Необходимый напор	206.37 м
Выбранный насос	ЭЦН5-40-2600
Выбранный электродвигатель	ПЭД-10-103
Выбранный кабель	КПБК3х10
Выбранный автотрансформатор	ТМПН 160/3

В данном курсовом проекте выполнены следующие задачи:

1. Приведена геолого-физическая характеристика объекта.
2. Рассмотрены физико-химические свойства и состав нефти и воды.
3. Проанализирована работа скважин, оборудованных УЭЦН.
4. Рассмотрены мероприятия по снижению обводненности, улучшению состояния ПЗП, повышению нефтеотдачи пласта.
5. Охарактеризовано состояние эксплуатационного фонда скважин пласта.
6. Произведен расчёт подбора УЭЦН Сологаевского месторождения.