

Содержание

Введение	4
1 Гелогическая часть	5
1.1 Общие сведения о месторождении	5
1.2 Стратиграфия	7
1.3 Тектоника	13
1.4 Нефтегазоносность	15
1.5 Физико–химические свойства нефти, газа и воды	15
1.6 Современное состояние разработки	17
1.7 Проблема АСПО	33
2 Техническая часть	37
2.1 Характеристика используемого дополнительного оборудования	37
2.2 Обоснование применения УБПР	53
2.3 Анализ эффективности применения УБПР	54
3 Спец. вопрос	60
3.1 Характеристика ШСНУ	60
3.2 Анализ добвных возможностей работы скважин	63
3.3 Анализ технологических режимов	70
3.4 Подбор оборудования	83
4 Экономическая часть	86
5 Организационная часть	99
5.1 Охрана недр и окружающей среды	99
5.2 Охрана труда и техника безопасности	101
5.3 Противопожарные мероприятия	103
5.4 Промышленная безопасность	106
Заключение	109

					КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ			
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата	110			
Разработал		Сажин В.В.			Обоснование применения УБПР на осложненном АСПО фонде Гожанской площади Шагиртско-Гожанского месторождения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Пахомова Н.А.					2	129
Н. Контр.						IV курс		
УТВ.		Пахомова Н.А.						

Список использованных источников

Приложение А – Технологический режим работы добывающих скважин ДНС–0332

Приложение Б – Технологический режим работы добывающих скважин ДНС-0333

Приложение В – Технологический режим работы добывающих скважин УСУ-0331

Приложение Г – Скважины оборудованные УБПР

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

3.2 Анализ добывных возможностей скважин, анализ технологических режимов оборудованных ШСНУ, верейской залежи

Для расчетов анализа добывных возможностей взяты 30 скважин №№ 102,594,595,603,604,607,612,613,614,623,625,629,630,631,632,639,644,646,647,648, 649,650,668,676,677,678,887,889,891,892 верейской залежи Гожанской площади.

Определение коэффициента продуктивности скважин;

$$K = Q / (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}); \text{ (м}^3\text{/МПа сут);} \quad (1)$$

где Q – дебит скважины (м³/сут);

P_{пл} –пластовое давление (МПа);

P_{заб} –забойное давление (МПа).

$$K_{102} = 6,3 / (9,12 - 2,91) = 1$$

$$K_{594} = 0,6 / (11,18 - 0,83) = 0,05$$

$$K_{595} = 1,2 / (10,53 - 2,69) = 0,15$$

$$K_{603} = 12,2 / (12,56 - 1,82) = 1,1$$

$$K_{604} = 3,9 / (12,56 - 2,98) = 0,4$$

$$K_{607} = 3,6 / (10,39 - 2,32) = 0,4$$

$$K_{612} = 12,9 / (12,11 - 1,94) = 1,2$$

$$K_{613} = 7,8 / (11,8 - 4,1) = 1$$

$$K_{614} = 10,3 / (13,67 - 2,46) = 1$$

$$K_{623} = 2,4 / (10,4 - 1,79) = 0,27$$

$$K_{625} = 6,67 / (10,44 - 1,79) = 0,7$$

$$K_{629} = 10,4 / (11,4 - 2,85) = 1,2$$

$$K_{630} = 4,6 / (10,18 - 4,21) = 0,7$$

$$K_{631} = 10,5 / (10,9 - 3,26) = 1,3$$

$$K_{632} = 16,9 / (9,66 - 2,34) = 2,3$$

$$K_{639} = 4,4 / (9,07 - 1,5) = 0,58$$

$$K_{644} = 8,2 / (9,06 - 1,4) = 1,07$$

$$K_{646} = 2,9 / (8,92 - 2,99) = 0,48$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$K_{647} = 1,6/(9,78-1,06) = 0,18$$

$$K_{648} = 8,2/(10,46-2,81) = 1,07$$

$$K_{649} = 10,1/(10,6-2,7) = 1,27$$

$$K_{650} = 9,7/(9,34-4,2) = 1,88$$

$$K_{668} = 3,8/(9,88-2,73) = 0,53$$

$$K_{676} = 11/(10,24-4,03) = 1,77$$

$$K_{677} = 6,8/(10,77-8,5) = 2,99$$

$$K_{678} = 6,4/(11,62-1,71) = 0,64$$

$$K_{887} = 3,3/(10,83-1,23) = 0,34$$

$$K_{889} = 6,6/(11,83-2,84) = 0,73$$

$$K_{891} = 7,9/(8,75-1,94) = 1,16$$

$$K_{892} = 2,7/(9,68-2,4) = 0,37$$

Определение максимального допустимого давления;

$$P_{\text{max. доп}} = 0,75 * P_{\text{нас}} \text{ (если } n_{\text{в}} > 50\%); \text{ (МПа);} \quad (2)$$

где $P_{\text{max. доп}} = 0,3 * P_{\text{нас}}$ (если $n_{\text{в}} < 50\%$), (МПа), где

P – давление насыщения, (МПа); (8Мпа)

n – обводненность продукции, (%).

$n_{\text{в}} > 50\%$

$$P_{604} = 0,75 * 8,0 = 6,63$$

$$P_{612} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{614} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{630} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{631} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{647} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{649} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{668} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{677} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{887} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$P_{891} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$P_{892} = 0,75 * 8,84 = 6,63$$

$$n < 50\%$$

$$P_{102} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{594} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{595} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{603} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{607} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{613} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{623} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{625} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{629} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{632} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{607} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{639} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{644} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{646} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{648} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{650} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{676} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{678} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

$$P_{889} = 0,3 * 8,84 = 2,7$$

Определение максимального допустимого дебита скважины;

$$Q_{\text{мах.доп}} = K * (P_{\text{пл}} - P_{\text{мах.доп}}); (\text{м}^3/\text{сут}); \quad (3)$$

где $Q_{\text{мах.доп}}$ – максимально допустимый дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$);

K – коэффициент продуктивности;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление (МПа);

$P_{\text{мах.доп}}$ – максимально допустимое давление (МПа).

$$Q_{102} = 1 * (9,12 - 2,65) = 6,47$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$Q_{594} = 0,05*(11,18-2,65) = 0,42$$

$$Q_{595} = 0,15*(10,53-2,65) = 1,18$$

$$Q_{603} = 1,1*(9,47-2,65) = 7,5$$

$$Q_{604} = 1,1*(8,35-3,58) = 5,24$$

$$Q_{607} = 0,4*(12,56-2,65) = 3,09$$

$$Q_{612} = 1,2*(12,11-0,63) = 13,77$$

$$Q_{613} = 1*(11,8-2,65) = 9,15$$

$$Q_{614} = 1*(13,67-0,63) = 13,04$$

$$Q_{623} = 0,27*(10,4-2,65) = 2,1$$

$$Q_{625} = 0,7*(10,44-2,65) = 5,45$$

$$Q_{629} = 1,2*(11,4-2,65) = 10,5$$

$$Q_{630} = 0,7*(10,18-0,63) = 6,68$$

$$Q_{631} = 1,3*(10,5-0,63) = 12,8$$

$$Q_{632} = 2,3*(16,9-2,65) = 32,77$$

$$Q_{639} = 0,58*(9,07-2,7) = 3,6$$

$$Q_{644} = 1,07*(9,06,-2,7) = 6,8$$

$$Q_{646} = 0,48*(8,92-2,7) = 3$$

$$Q_{647} = 0,18*(9,78-6,63) = 0,567$$

$$Q_{648} = 1,07*(10,46-2,7) = 8,3$$

$$Q_{649} = 1,27*(10,6-6,63) = 5,04$$

$$Q_{650} = 1,88*(9,34-2,7) = 12,4$$

$$Q_{668} = 0,53*(9,88-6,63) = 1,7$$

$$Q_{676} = 1,77*(10,24-2,7) = 13,3$$

$$Q_{677} = 2,99*(10,77-6,63) = 12,3$$

$$Q_{678} = 0,64*(11,62-2,7) = 5,7$$

$$Q_{887} = 0,34*(10,83-6,63) = 1,4$$

$$Q_{889} = 0,73*(11,83-2,7) = 6,6$$

$$Q_{891} = 1,16*(8,75-6,63) = 2,4$$

$$Q_{892} = 0,37*(9,68-6,63) = 1,1$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

Определение разности дебитов;

$$\Delta Q = Q_{\text{max. доп}} - Q_{\text{ф}}; \text{ (м}^3/\text{сут)}; \quad (4)$$

где ΔQ – разность между максимальным и фактическим дебитами;

$Q_{\text{max. доп}}$ – максимально допустимый дебит скважины;

$Q_{\text{ф}}$ – фактическая подача.

$$Q_{102} = 6,47 - 6,3 = 0,17$$

$$Q_{594} = 0,42 - 0,6 = -0,18$$

$$Q_{595} = 1,18 - 1,2 = -0,02$$

$$Q_{603} = 7,5 - 12,2 = -4,7$$

$$Q_{604} = 4,77 - 3,9 = 0,87$$

$$Q_{607} = 3,09 - 3,6 = -0,51$$

$$Q_{612} = 13,77 - 12,9 = 0,87$$

$$Q_{613} = 9,15 - 7,8 = 1,35$$

$$Q_{614} = 13,04 - 10,3 = 2,74$$

$$Q_{623} = 2,1 - 2,4 = -0,3$$

$$Q_{625} = 5,45 - 6,7 = -6,25$$

$$Q_{629} = 10,5 - 10,4 = 0,1$$

$$Q_{630} = 6,68 - 4,6 = 2,08$$

$$Q_{631} = 12,8 - 10,5 = 2,3$$

$$Q_{632} = 32,77 - 16,9 = 15,87$$

$$Q_{639} = 3,6 - 4,4 = -0,8$$

$$Q_{644} = 6,8 - 8,2 = -1,4$$

$$Q_{646} = 3 - 2,9 = 0,1$$

$$Q_{647} = 0,5 - 1,6 = -1,1$$

$$Q_{648} = 8,3 - 8,2 = 0,1$$

$$Q_{649} = 5,04 - 10,1 = -5,06$$

$$Q_{650} = 12,4 - 9,7 = 2,7$$

$$Q_{668} = 1,7 - 3,8 = -2,1$$

$$Q_{676} = 13,3 - 11 = 2,3$$

$$Q_{677} = 12,3 - 6,8 = 5,5$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$Q_{678} = 5,7 - 6,4 = -0,7$$

$$Q_{887} = 1,4 - 3,3 = -1,9$$

$$Q_{889} = 6,6 - 6,6 = 0$$

$$Q_{891} = 2,4 - 7,9 = -5,5$$

$$Q_{892} = 1,1 - 2,7 = -1,6$$

Таблица 12 – Расчетные характеристики анализа добывных возможностей скважин

N скв.	K (м ³ /МПа.сут).	P _{тах.доп} (МПа)	Q _{тах.доп} (м ³ /сут)	ΔQ (м ³ /сут)	Q _ф (м ³ /сут)	n _в , %	P _{нас} (МПа)	P _{пл} (МПа)	P _{заб.} (МПа)
102	1	2,65	6,47	0,17	6,3	40,2	8,84	9,12	2,91
594	0,05	2,65	0,42	-0,18	0,6	23	8,84	11,18	0,83
595	0,15	2,65	1,18	-0,02	1,2	10,4	8,84	10,53	2,69
603	1,1	2,65	7,5	-4,7	12,2	17,3	8,84	9,47	1,82
604	0,4	0,63	5,24	0,87	3,9	72,4	8,84	12,56	2,98
607	0,4	2,65	3,09	-0,51	3,6	37	8,84	10,39	2,32
612	1,2	0,63	13,77	0,87	12,9	91,6	8,84	12,11	1,94
613	1	2,65	9,15	1,35	7,8	47,8	8,84	11,8	4,1
614	1	0,63	13,04	2,74	10,3	89	8,84	13,67	2,46
623	0,27	2,65	2,1	-0,3	2,4	30	8,84	10,4	1,79
625	0,7	2,65	5,45	-6,25	6,7	38	8,84	10,44	1,73

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

629	1,2	2,65	10,5	0,1	10,4	41	8,84	11,4	2,85
630	0,7	0,63	6,68	2,08	4,6	70,9	8,84	10,18	4,21
631	1,3	0,63	12,8	2,3	10,5	56	8,84	10,9	3,26
632	2,3	2,65	32,77	15,87	16,9	13	8,84	9,66	2,34
639	0,58	2,7	3,6	-0,8	4,4	8	8,84	9,07	1,55
644	1,07	2,7	6,8	-1,4	8,2	11	8,84	9,06	1,4
646	0,48	2,7	3	0,1	2,9	12	8,84	8,92	2,99
647	0,18	6,63	0,567	-1,1	1,6	61,3	8,84	9,78	1,06
648	1,07	2,7	8,3	0,1	8,2	13,8	8,84	10,46	2,81
649	1,27	6,63	5,04	-5,06	10,1	64	8,84	10,6	2,7
650	1,88	2,7	12,4	2,7	9,7	20	8,84	9,34	4,2
668	0,53	6,63	1,7	-2,1	3,8	70	8,84	9,88	2,73
676	1,77	2,7	13,3	2,3	11	36,8	8,84	10,24	4,03
N скв.	K (м ³ /МПа.сут).	P _{маходп} (МПа)	Q _{маходп} (м ³ /сут)	ΔQ (м ³ /сут)	Q _ф (м ³ /сут)	n _в , %	P _{нас} , (МПа)	P _{пл} (МПа)	P _{заб.} (МПа)
677	2,99	6,63	12,3	5,5	6,8	9,8	8,84	10,77	8,5
678	0,64	2,7	5,7	-0,7	6,4	36,8	8,84	11,62	1,71
887	0,34	6,63	1,4	-1,9	3,3	74,6	8,84	10,83	1,27
889	0,73	2,7	6,6	0	6,6	43,3	8,84	11,87	2,84
891	1,16	6,63	2,4	-5,5	7,9	76	8,84	8,75	1,94
892	0,37	2,27	1,1	-1,6	2,7	50	8,84	9,68	2,4

Выводы и рекомендации: сделав расчеты по анализу технологического режима работы скважин и создав таблицу, можно сделать следующие выводы: коэффициент продуктивности в скважинах № 594, 595, 604,607,623,625,630,639,646,647,668,668,678,887,889,892 имеют малые количественные значения– это может быть связано с загрязнением призабойной зоны пласта или с естественной низкой проницаемостью .Рекомендую для увеличения коэффициента продуктивности провести обработку ОПЗ, пропарку, повторную перфорацию существующего интервала перфорации . Принимаем, что остальные скважины работают в оптимальном режиме. Разница между

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дат		

максимально допустимым и фактическим дебитами в скважинах № 594, 595, 607, 623, 646,647,668,887,891,892 незначительна, допускаем, что эти скважины работают в оптимальном режиме.

3.3 Анализ технологических режимов скважин;

Определение газового фактора на приеме насоса;

$$G = 176/(1-n_v) * \rho_n, (m^3 / m^3); \quad (1)$$

где G– газовый фактор, м³/ м³;

n_v– обводненность, %;

ρ_n– плотность нефти, кг/м³.

$$G_{102} = 176/(1-0,40) * 846 = 0,34$$

$$G_{594} = 176/(1-0,23) * 846 = 0,27$$

$$G_{595} = 176/(1-0,10) * 846 = 0,23$$

$$G_{603} = 176/(1-0,17) * 846 = 0,25$$

$$G_{604} = 176/(1-0,72) * 846 = 0,74$$

$$G_{607} = 176/(1-0,37) * 846 = 0,33$$

$$G_{612} = 176/(1-0,91) * 846 = 2,3$$

$$G_{613} = 176/(1-0,47) * 846 = 0,39$$

$$G_{614} = 176/(1-0,89) * 846 = 1,89$$

$$G_{623} = 176/(1-0,47) * 846 = 0,29$$

$$G_{625} = 176/(1-0,38) * 846 = 0,33$$

$$G_{629} = 176/(1-0,41) * 846 = 0,35$$

$$G_{630} = 176/(1-0,70) * 846 = 0,69$$

$$G_{631} = 176/(1-0,56) * 846 = 0,47$$

$$G_{632} = 176/(1-0,13) * 846 = 0,77$$

$$G_{639} = 176/(1-0,8) * 846 = 1$$

$$G_{644} = 176/(1-0,11) * 846 = 0,23$$

$$G_{646} = 176/(1-0,12) * 846 = 0,23$$

$$G_{647} = 176/(1-0,61) * 846 = 0,53$$

$$G_{648} = 176/(1-0,23) * 846 = 0,27$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$G_{649} = 176/(1-0,64)* 846=0,57$$

$$G_{650} = 176/(1-0,20)* 846=0,26$$

$$G_{668} = 176/(1-0,70)* 846=0,69$$

$$G_{676} = 176/(1-0,36)* 846 =0,32$$

$$G_{677} = 176/(1-0,98)* 846=10,4$$

$$G_{678} = 176/(1-0,36)* 846 =0,32$$

$$G_{887} = 176/(1-0,74)* 846 =0,80$$

$$G_{889} = 176/(1-0,43)* 846 =0,36$$

$$G_{891} = 176/(1-0,76)* 846=0,86$$

$$G_{892} = 176/(1-0,50)* 846=0,42$$

Относительная плотность газа по воздуху;

$$\Delta = \rho_{\Gamma} / \rho_{\text{в}}, (\text{кг/м}^3); \quad (2)$$

где ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха, кг/м^3 ;

$$\Delta_{102} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{594} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{595} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{603} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{604} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{607} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{612} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{613} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{614} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{623} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{625} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{629} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{630} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{631} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{632} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{639} = 1,291/1,148 = 1,2$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$\Delta_{644} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{646} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{647} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{648} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{649} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{650} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{668} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{676} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{677} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{678} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{887} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{889} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{891} = 1,291/1,148 = 1,2$$

$$\Delta_{892} = 1,291/1,148 = 1,2$$

Определение коэффициента газосодержания;

$$G_0 = G * \Delta, (M^3/M^3); \quad (3)$$

где G_0 – коэффициент газосодержания;

$$G_{o\ 102} = 0,34 * 1,2 = 0,40$$

$$G_{o\ 594} = 0,27 * 1,2 = 0,32$$

$$G_{o\ 595} = 0,23 * 1,2 = 0,27$$

$$G_{o\ 603} = 0,25 * 1,2 = 0,3$$

$$G_{o\ 604} = 0,74 * 1,2 = 0,88$$

$$G_{o\ 607} = 0,33 * 1,2 = 0,39$$

$$G_{o\ 612} = 2,3 * 1,2 = 2,76$$

$$G_{o\ 613} = 0,39 * 1,2 = 0,46$$

$$G_{o\ 614} = 1,89 * 1,2 = 2,26$$

$$G_{o\ 623} = 0,29 * 1,2 = 0,34$$

$$G_{o\ 625} = 0,33 * 1,2 = 0,39$$

$$G_{o\ 629} = 0,35 * 1,2 = 0,42$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$G_{o\ 630} = 0,69*1,2=0,82$$

$$G_{o\ 631} = 0,47*1,2=0,56$$

$$G_{o\ 632} = 0,77*1,2=0,92$$

$$G_{o\ 639} = 1*1,2=1,2$$

$$G_{o\ 644} = 0,23*1,2=0,27$$

$$G_{o\ 646} = 0,23*1,2=0,27$$

$$G_{o\ 647} = 0,53*1,2=0,63$$

$$G_{o\ 648} = 0,27*1,2=0,32$$

$$G_{o\ 649} = 0,57*1,2=0,68$$

$$G_{o\ 650} = 0,26*1,2=0,31$$

$$G_{o\ 668} = 0,69*1,2=0,82$$

$$G_{o\ 676} = 0,32*1,2=0,33$$

$$G_{o\ 677} = 10,4*1,2=12,48$$

$$G_{o\ 678} = 0,32*1,2=0,38$$

$$G_{o\ 887} = 0,80*1,2=0,96$$

$$G_{o\ 889} = 0,36*1,2=0,43$$

$$G_{o\ 891} = 0,86*1,03=1,03$$

$$G_{o\ 892} = 0,42*1,2=0,50$$

Определение плотности газожидкостной смеси;

$$\rho_{ж} = \rho_{н}*(1-n_{в}) + \rho_{в}*n_{в}, \text{ (кг/м}^3\text{)}, (n_{в}>80\%); \quad (4)$$

$$\rho_{ж} = \rho_{н} + \rho_{г}*G_0 + \rho_{в}(n_{в/1} - n_{в}) / B + (n_{в/1} - n_{в}), \text{ (кг/м}^3\text{)}, (n_{в}<80\%);$$

где $\rho_{в}$ —плотность воды, кг/м³;

$\rho_{н}$ — плотность нефти, кг/м³;

$n_{в}$ — процент воды в добываемой продукции;

$\rho_{г}$ — плотность газа(кг/м³);

G_0 — газосодержание;

B — объемный коэффициент нефти.

$n_{в}>80\%$

$$\rho_{ж612} = 846*(1-0,91) + 846*0,91 = 846$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$\rho_{ж 614}=846*(1-0,89)+846*0,089=846$$

$$\rho_{ж 677}=846*(1-0,98)+846*0,98=846$$

$\Pi_{B}<80\%$

$$\rho_{ж 102}=846+1,91*0,40+1090*(0,40/1-0,40)/1,067+(0,40/1-0,40)=965$$

$$\rho_{ж 594}=846+1,291*0,23+1120*(0,23/1-0,23)/1,067+(0,23/1-0,23)=900$$

$$\rho_{ж 595}=846+1,291*0,10+1137*(0,10/1-0,10)/1,067+(0,10/1-0,10)=963$$

$$\rho_{ж 603}=846+1,291*0,17+1116*(0,17/1-0,17)/1,067+(0,17/1-0,17)=886$$

$$\rho_{ж 604}=846+1,291*0,72+1110*(0,72/1-0,72)/1,067+(0,72/1-0,72)=1034$$

$$\rho_{ж 607}=846+1,291*0,37+1112*(0,037/1-0,37)/1,67+(0,037/1-0,37)=910$$

$$\rho_{ж 613}=846+1,291*0,47+1100*(0,47/1-0,47)/1,067+(0,47/1-0,47)=932$$

$$\rho_{ж 623}=846+1,291*0,30+1086*(0,30/1-0,30)/1,067+(0,30/1-0,30)=876$$

$$\rho_{ж 625}=846+1,291*0,38+1100*(0,38/1-0,38)/1,067+(0,38/1-0,38)=905$$

$$\rho_{ж 629}=846+1,291*0,41+1132*(0,41/1-0,41)/1,067+(0,41/1-0,41)=926$$

$$\rho_{ж 630}=846+1,291*0,56+1120*(0,56/1-0,56)/1,067+(0,56/1-0,56)=966$$

$$\rho_{ж 631}=846+1,291*0,37+1112*(0,037/1-0,37)/1,67+(0,037/1-0,37)=910$$

$$\rho_{ж 632}=846+1,291*0,13+1166*(0,13/1-0,13)/1,067+(0,13/1-0,13)=836$$

$$\rho_{ж 639}=846+1,91*1,2+1100*(0,8/1-0,8)/1,067+(0,8/1-0,8)=1035$$

$$\rho_{ж 644}=846+1,291*0,27+1137*(0,11/1-0,11)/1,067+(0,11/1-0,11)=827$$

$$\rho_{ж 646}=846+1,291*0,27+1075*(0,12/1-0,12)/1,067+(0,12/1-0,12)=823$$

$$\rho_{ж 647}=846+1,291*0,63+1110*(0,61/1-0,61)/1,067+(0,61/1-0,61)=978$$

$$\rho_{ж 604}=846+1,291*0,32+1114*(0,23/1-0,23)/1,067+(0,23/1-0,23)=861$$

$$\rho_{ж 649}=846+1,291*0,68+1125*(0,64/1-0,64)/1,67+(0,64/1-0,64)=997$$

$$\rho_{ж 650}=846+1,291*0,31+1135*(0,20/1-0,20)/1,067+(0,20/1-0,20)=857$$

$$\rho_{ж 668}=846+1,291*0,82+1121*(0,70/1-0,70)/1,067+(0,70/1-0,70)=1016$$

$$\rho_{ж 676}=846+1,291*0,38+1114*(0,36/1-0,36)/1,067+(0,36/1-0,36)=902$$

$$\rho_{ж 887}=846+1,291*0,96+1112*(0,74/1-0,74)/1,067+(0,74/1-0,74)=1023$$

$$\rho_{ж 889}=846+1,291*0,43+11096*(0,43/1-0,43)/1,67+(0,43/1-0,43)=912$$

$$\rho_{ж 891}=846+1,291*0,03+1090*(0,76/1-0,76)/1,067+(0,76/1-0,76)=1013$$

$$\rho_{ж 892}=846+1,291*0,50+1116*(0,50/1-0,50)/1,067+(0,50/1-0,50)=1838$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

Определение приведенного давления;

$$P_{пр} = P_{пл} / P_{ср.кр}, \text{ (МПа)}; \quad (5)$$

где $P_{пр}$ – приведенное давление, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

$P_{ср.кр.}$ – среднее критическое давление ≈ 2.56 МПа.

$$P_{102} = 9,12 / 2,56 = 3,5$$

$$P_{594} = 11,18 / 2,56 = 4,3$$

$$P_{595} = 10,53 / 2,56 = 4,1$$

$$P_{603} = 9,47 / 2,56 = 3,7$$

$$P_{604} = 12,56 / 2,56 = 5$$

$$P_{607} = 10,39 / 2,56 = 4,05$$

$$P_{612} = 12,11 / 2,56 = 4,7$$

$$P_{613} = 11,8 / 2,56 = 4,6$$

$$P_{614} = 13,67 / 2,56 = 5,3$$

$$P_{623} = 10,4 / 2,56 = 4,06$$

$$P_{625} = 10,44 / 2,56 = 4,07$$

$$P_{629} = 11,4 / 2,56 = 4,4$$

$$P_{630} = 10,18 / 2,56 = 4$$

$$P_{631} = 10,9 / 2,56 = 4,2$$

$$P_{632} = 9,66 / 2,56 = 3,7$$

$$P_{639} = 9,07 / 2,56 = 3,5$$

$$P_{644} = 9,06 / 2,56 = 3,5$$

$$P_{646} = 8,92,53 / 2,56 = 3,4$$

$$P_{647} = 9,78 / 2,56 = 3,8$$

$$P_{648} = 10,46 / 2,56 = 4$$

$$P_{649} = 10,46 / 2,56 = 4,14$$

$$P_{650} = 9,34 / 2,56 = 3,6$$

$$P_{668} = 9,88 / 2,56 = 3,8$$

$$P_{676} = 10,24 / 2,56 = 4$$

$$P_{677} = 10,77 / 2,56 = 4,2$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$P_{678} = 11,62/2,56 = 4,5$$

$$P_{887} = 10,83/2,56 = 4,2$$

$$P_{889} = 11,87/2,56 = 4,6$$

$$P_{891} = 8,75,9/2,56 = 3,4$$

$$P_{892} = 9,68/2,56 = 3,7$$

Определение оптимальной глубины погружение насоса под динамическим уровнем;

$$H_{\text{опт.}} = (\rho_{\text{пр}} - \rho_{\text{зат}}) * 10^6 / (\rho_{\text{ж}} * g), (\text{м}); \quad (6)$$

где $\rho_{\text{зат}}$ – затрубное давление, МПа;

g – ускорение свободного падения, 9,8;

$$H_{102} = ((3,5 - 0,61) * 10^6) / (965 * 9,8) = 305,28$$

$$H_{594} = ((4,3 - 0,09) * 10^6) / (900 * 9,8) = 476,83$$

$$H_{595} = ((4,1 - 0,79) * 10^6) / (963 * 9,8) = 350,37$$

$$H_{603} = ((3,7 - 0,61) * 10^6) / (886 * 9,8) = 355,51$$

$$H_{604} = ((5 - 0,31) * 10^6) / (1034 * 9,8) = 462,36$$

$$H_{607} = ((4,05 - 1,13) * 10^6) / (910 * 9,8) = 327,09$$

$$H_{612} = ((4,7 - 0,66) * 10^6) / (846 * 9,8) = 486,79$$

$$H_{613} = ((4,6 - 1,98) * 10^6) / (932 * 9,8) = 286,56$$

$$H_{614} = ((5,3 - 1,01) * 10^6) / (846 * 9,8) = 493,57$$

$$H_{623} = ((4,06 - 0,58) * 10^6) / (876 * 9,8) = 405$$

$$H_{625} = ((4,07 - 0,63) * 10^6) / (905 * 9,8) = 387,42$$

$$H_{629} = ((4,4 - 0,51) * 10^6) / (926 * 9,8) = 428,22$$

$$H_{630} = ((4 - 1,34) * 10^6) / (1013 * 9,8) = 267,67$$

$$H_{631} = ((4,2 - 0,57) * 10^6) / (966 * 9,8) = 383,05$$

$$H_{632} = ((3,8 - 0,64) * 10^6) / (836 * 9,8) = 385,31$$

$$H_{639} = ((3,5 - 0,51) * 10^6) / (1035 * 9,8) = 293,58$$

$$H_{644} = ((3,5 - 0,57) * 10^6) / (827 * 9,8) = 368,55$$

$$H_{646} = ((3,4 - 0,32) * 10^6) / (823 * 9,8) = 381,48$$

$$H_{647} = ((3,8 - 0,31) * 10^6) / (978 * 9,8) = 363,76$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$H_{648} = ((4-1,07)*10^6)/(861*9,8) = 346,89$$

$$H_{649} = ((4,14-1,13)*10^6)/(997*9,8) = 3,077$$

$$H_{650} = ((3,6-127)*10^6)/(857*9,8) = 277,14$$

$$H_{668} = ((3,8-1,31)*10^6)/(1016*9,8) = 250,08$$

$$H_{676} = ((4-1,98)*10^6)/(902*9,8) = 228,51$$

$$H_{677} = ((4,2-0,83)*10^6)/(1114*9,8) = 308,37$$

$$H_{678} = ((4,5-0,63)*10^6)/(899*9,8) = 438,81$$

$$H_{887} = ((4,2-0,55)*10^6)/(1023*9,8) = 363,7$$

$$H_{889} = ((4,6-0,84)*10^6)/(912*9,8) = 420,26$$

$$H_{891} = ((3,4-0,34)*10^6)/(1013*9,8) = 307,92$$

$$H_{892} = ((3,7-0,95)*10^6)/(1838*9,8) = 152,51$$

Определение фактической глубины спуска насоса под динамический
уровень;

$$h_{\phi} = L - H_{д,}(м); \quad (7)$$

где L – глубина спуска насоса, (м);

$H_{д}$ – динамическая высота, (м).

$$h_{\phi 102} = 953-771 = 182$$

$$h_{\phi 594} = 1007-996 = 11$$

$$h_{\phi 595} = 939,1-805 = 134,1$$

$$h_{\phi 603} = 1008-958 = 50$$

$$h_{\phi 604} = 986-766 = 220$$

$$h_{\phi 607} = 1120-1019 = 101$$

$$h_{\phi 612} = 1036,8-984 = 52,8$$

$$h_{\phi 613} = 988-859 = 129$$

$$h_{\phi 614} = 1100-1041 = 59$$

$$h_{\phi 623} = 1119-1076 = 43$$

$$h_{\phi 625} = 1040,3-1007 = 33,3$$

$$h_{\phi 629} = 1000-794 = 206$$

$$h_{\phi 630} = 1085,8-793 = 292,8$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$h_{\phi 631} = 953,5 - 886 = 67,5$$

$$h_{\phi 632} = 985,4 - 880 = 105,4$$

$$h_{\phi 639} = 1008,5 - 951 = 57,5$$

$$h_{\phi 644} = 982 - 958 = 24$$

$$h_{\phi 646} = 958 - 707 = 251$$

$$h_{\phi 647} = 958,6 - 942 = 16,6$$

$$h_{\phi 648} = 1031 - 931 = 100,6$$

$$h_{\phi 649} = 940,9 - 862 = 78,9$$

$$h_{\phi 650} = 1047,8 - 745 = 302,8$$

$$h_{\phi 668} = 1052,5 - 957 = 95,5$$

$$h_{\phi 676} = 1053 - 920 = 133$$

$$h_{\phi 677} = 971 - 145 = 826$$

$$h_{\phi 678} = 1060 - 1012 = 48$$

$$h_{\phi 887} = 1051,2 - 1018 = 33,2$$

$$h_{\phi 889} = 1035 - 917 = 118$$

$$h_{\phi 891} = 950,6 - 857 = 93,6$$

$$h_{\phi 892} = 1018,8 - 936 = 82,8$$

Определение разности между оптимальной и фактической глубиной погружения насоса;

$$h = H_{\text{опт}} - h_{\phi}, \text{ (м);} \quad (8)$$

где $H_{\text{опт}}$ - оптимальная глубина погружения насоса;

h_{ϕ} - фактическая глубина погружения насоса.

$$h_{102} = 348 - 182 = 166$$

$$h_{594} = 507,1 - 11 = 496,1$$

$$h_{595} = 399 - 134,1 = 264,9$$

$$h_{603} = 372,2 - 50 = 322,2$$

$$h_{604} = 565,5 - 220 = 345,5$$

$$h_{607} = 351,6 - 101 = 250,6$$

$$h_{612} = 486,7 - 52,8 = 433,9$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$h_{613} = 315,4 - 129 = 186,4$$

$$h_{614} = 517 - 59 = 458$$

$$h_{623} = 419,1 - 43 = 376,1$$

$$h_{625} = 414,3 - 33,3 = 381$$

$$h_{629} = 468,4 - 206 = 262,4$$

$$h_{630} = 320,1 - 292,8 = 27,3$$

$$h_{631} = 436,8 - 67,5 = 369,3$$

$$h_{632} = 380,7 - 105,4 = 275,3$$

$$h_{639} = 293,58 - 57,5 = 236,08$$

$$h_{644} = 368,55 - 24 = 344,55$$

$$h_{646} = 381,48 - 251 = 130,48$$

$$h_{647} = 36376 - 16,6 = 347,16$$

$$h_{648} = 346,89 - 100,6 = 246,29$$

$$h_{649} = 3,077,6 - 78,9 = -75,823$$

$$h_{650} = 277,14 - 302 = -24,86$$

$$h_{668} = 250,08 - 95,5 = 154,58$$

$$h_{676} = 228,51 - 133 = 95,51$$

$$h_{677} = 308,37 - 826 = -517,63$$

$$h_{678} = 438,81 - 48 = 390,81$$

$$h_{687} = 363,7 - 33,2 = 330,5$$

$$h_{889} = 420,26 - 118 = 302,26$$

$$h_{891} = 307,92 - 93,6 = 214,32$$

$$h_{892} = 152,51 - 82,8 = 69,71$$

Определение коэффициента подачи насоса.

$$H = Q_{\phi} / Q_{т}, \quad (9)$$

где Q_{ϕ} – фактическая подача, ($\text{м}^3/\text{сут}$);

$Q_{т}$ – теоритическая подача, ($\text{м}^3/\text{сут}$);

$$\eta_{102} = 6,3 / 7,4 = 0,85$$

$$\eta_{1594} = 0,6 / 3,8 = 0,15$$

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

$$\eta_{595} = 1,2/11,9 = 0,10$$

$$\eta_{603} = 12,2/26,2 = 0,46$$

$$\eta_{604} = 3,9/6,3 = 0,61$$

$$\eta_{607} = 3,6/9,4 = 0,38$$

$$\eta_{612} = 12,9/27,2 = 0,47$$

$$\eta_{613} = 7,8/9,7 = 0,80$$

$$\eta_{614} = 10,3/32,8 = 0,31$$

$$\eta_{623} = 2,4/10,8 = 0,22$$

$$\eta_{625} = 6,7/12,3 = 0,54$$

$$\eta_{629} = 10,4/12,6 = 0,82$$

$$\eta_{630} = 4,6/5,6 = 0,82$$

$$\eta_{631} = 10,5/14,3 = 0,73$$

$$\eta_{632} = 16,9/26,2 = 0,64$$

$$\eta_{639} = 4,4/16,4 = 0,26$$

$$\eta_{644} = 8,2/18,9 = 0,43$$

$$\eta_{646} = 2,9/6,3 = 0,46$$

$$\eta_{647} = 1,6/6,9 = 0,23$$

$$\eta_{648} = 8,2/17,7 = 0,46$$

$$\eta_{649} = 10,1/15,1 = 0,66$$

$$\eta_{650} = 9,7/13,8 = 0,70$$

$$\eta_{668} = 3,8/7,3 = 0,52$$

$$\eta_{676} = 11/27,6 = 0,39$$

$$\eta_{677} = 6,8/12,1 = 0,56$$

$$\eta_{678} = 6,4/20,2 = 0,31$$

$$\eta_{887} = 3,3/11,4 = 0,28$$

$$\eta_{889} = 6,6/13,3 = 0,49$$

$$\eta_{891} = 7,9/9,6 = 0,82$$

$$\eta_{892} = 2,7/5,6 = 0,48$$

Таблица 13 – Анализ технологических режимов работы скважин

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

№ скважины	G, м ³ / м ³	G ₀ , МПа	P _{пр} , МПа	ρ _{см} , кг/ м ³	H _{опт} , м	H _ф , м	ΔH	η
102	0,34	0,40	3,5	965	305,28	182	166	0,85
594	0,27	0,32	4,3	900	476,83	11	496,1	0,15
595	0,23	0,27	4,1	963	350,37	134,1	264,9	0,10
603	0,25	0,3	3,7	886	355,51	50	322,2	0,46
604	0,74	0,88	5	1034	462,36	220	345,5	0,61
607	0,33	0,39	4,05	910	327,09	101	250,6	0,38
612	2,3	2,76	4,7	846	486,79	52,8	433,9	0,47
613	0,39	0,46	4,6	932	286,56	129	186,4	0,80
614	1,89	2,26	5,3	846	493,57	59	458	0,31
623	0,29	0,34	4,06	876	405	43	376,1	0,22
625	0,33	0,39	4,07	905	387,42	33,3	381	0,54
№ скважины	G, м ³ / м ³	G ₀ , МПа	P _{пр} , МПа	ρ _{см} , кг/ м ³	H _{опт} , м	H _ф , м	ΔH	η
629	0,35	0,42	4,4	926	428,22	206	262,4	0,82
630	0,69	0,82	4	1013	267,67	292,8	273,3	0,82
631	0,47	0,56	4,2	966	383,05	67,5	369,3	0,73
632	0,77	0,92	3,8	836	385,31	105,4	275,3	0,64
639	1	1,2	3,5	1035	293,58	57,5	236,08	0,26
644	0,23	0,27	3,5	827	368,55	24	344,55	0,43
646	0,23	0,27	3,4	823	381,48	251	130,48	0,46
647	0,53	0,63	3,8	978	363,76	16,6	347,16	0,23
648	0,27	0,32	4	861	346,89	100,6	246,29	0,46
649	0,57	0,68	4,14	997	3,077	78,9	-75,82	0,66
650	0,26	0,31	3,6	857	277,14	302,8	-24,86	0,70
668	0,69	0,82	3,8	1016	250,08	95,5	154,58	0,52
676	0,32	0,38	4	902	228,51	133	95,51	0,39
677	10,4	12,48	4,2	846	308,37	826	-517,63	0,56
678	0,32	0,38	4,5	899	438,81	48	390,5	0,31
887	0,80	0,96	4,2	1023	363,7	33,2	330,5	0,28
889	0,36	0,43	4,6	912	420,26	118	302,26	0,49
891	0,86	1,03	3,4	1013	307,92	93,6	214,32	0,82

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

892	0,42	0,50	3,7	1838	152,51	82,8	69,71	0,48

Выводы и рекомендации: анализируем коэффициент подачи насоса. В скважинах №№ 604, 613, 631, 632,649,650 коэффициент подачи от 0,6 до 0,8, допускаем, что эти скважины работают в оптимальном режиме. В скважинах № 102, 629, 630,630,891 коэффициент подачи больше 0,8, значит, в этих скважинах происходит частичное фонтанирование через насос. Рекомендую в этих скважинах увеличить отбор жидкости путем увеличения числа качаний головки балансира или длины хода полированного штока. В скважинах с коэффициентом подачи меньше 0,6: №594, 595, 603, 607, 612, 614, 623, 625, 639,644,646,647,648,668,676,677,678,887,889,892 рекомендую провести исследования методом динамометрии для выяснения причин низкого коэффициента подачи насоса. Причиной низкого коэффициента подачи насоса могут быть утечки в насосе, утечки в НКТ(на динамометрии не отразится). Утечки в НКТ могут быть по резьбовым соединениям или по телу трубы из-за коррозии, чтобы исключить утечки в НКТ необходимо при спуско- подъемных операциях следить за свинчиванием – развинчиванием НКТ и делать опрессовки НКТ. Разность между оптимальным и фактическим погружением насоса под динамический уровень в скважинах № 594, 595,603, 604,607,612, 613,614,623,625, 629, 630, 631,632,639,644,646,647,648,677,678,887,889,891 составляет большие положительные значения. Рекомендую в этих скважинах приспустить насос до оптимальной глубины, а остальные скважины работают в оптимальном режиме. Разность между оптимальным и фактическим погружением насоса под динамический уровень в скважине 677 большое отрицательное значение, рекомендую при ближайшем ТРС насос приподнять на оптимальную величину. А в скважинах № 649, 650 эти отрицательные значения небольшие, допускаю, что скважины работают в оптимальном режиме.

3.4 Подбор оборудования

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дат		

Скважина № 639

Определяем планируемый отбор жидкости

$$Q=K*(P_{пл}-P_{заб})^n, (т/сут) \quad (1)$$

где n- коэффициент фильтрации (при n=1).

$$Q=0,58*(9,07-1,55)^1=4,36т/сут.$$

Определяем глубину спуска насоса под динамический уровень

$$L=H_{ф}-((P_{заб}-P_{зат})*10^6)/(\rho_{ж}*g), (м) \quad (2)$$

где $H_{ф}$ – фактическая глубина, м;

$P_{пр.заб}$ – приведенное давление, МПа;

$P_{зат}$ – оптимальное давление на приёме насоса, МПа.

$$L=1402,5-((1,55-0,51)*10^6)/(1035*9,81)=1300 м$$

Определяем теоретическую производительность установки (при n=0,6–0,8)

$$Q_{т}=Q*10^3/\rho_{ж}* \eta \quad (3)$$

где $Q_{ф}$ – фактический дебит, т;

η – коэффициент подачи насоса;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости ,кг/м³;

$$Q=4,36*10^3/1035*0,8= 3,38т/сут,$$

По диаграмме Адонина А. М. по глубине спуска насоса и объемной производительности насоса выбираем тип станка–качалки и типоразмер насоса.

СК5–4–2,1–1600

$d_{нас}=29$ мм

5 – номер модели СК.

4– доступная нагрузка на головку балансира (т).

2,1 – максимальная длина хода полированного штока (м).

1600– максимальный крутящий момент на валу электродвигателя, мин⁻¹

Выбираем диаметры

НКТ = 60 мм, толщина стенки = 5 мм

Подобрана двухступенчатая колонна штанг по глубине спуска насоса и диаметру плунжера –19 мм; глубина подвески насоса–1300 м.

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дат		

Определяем число качаний балансира

$$n = Q_{\phi} * 10^3 / 1440 * F * S * \eta * \rho_{ж} \quad (4)$$

где Q_{ϕ} – фактический дебит, т;

F – площадь поперечного сечения плунжера, м²;

S – длина хода плунжера, м;

η – коэффициент подачи;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³;

$$F = \pi d^2 / 4 \text{ (м}^2\text{)} \quad (5)$$

d – диаметр насоса, м.

$$F = 3,14 * 0,029^2 / 4 = 0,0006 \text{ ,м}^2$$

$$n = 3,38 * 10^3 / 1440 * 0,0006 * 4 * 0,8 * 1035 = 4 \text{ кач./мин.}$$

Определяем мощность электродвигателя.

$$N = 0,000401 * \pi * D_{пл}^2 * S * n * \rho_{см} * L * (1 - \eta_n \eta_{св} / \eta_n \eta_{св} + a_n) * K \text{ (кВт)},$$

(6)

где $D_{пл}$ – диаметр плунжера, м;

S – длина хода полированного штока, м;

n – число двойных качаний в минуту;

ρ – плотность откачиваемой жидкости, кг/м³;

H – высота подъема жидкости, м;

η – коэффициент подачи;

K – коэффициент, учитывающий степень уравновешенности станка – качалки

$$N = 0,000401 * 3,14 * 0,029^2 * 2,1 * 4 * 1035 * 1300 * (1 - 0,9 * 0,82 / 0,9 * 0,82 + 0,8) * 1,2 = 16$$

кВт.

(7)

В результате произведенных расчетов по выбору комплекта оборудования для скважины № 639 было выбрано следующее оборудование:

Станок – качалка:	5СК–4–2,1–1600
Насос:	НН диаметром 29 мм
Электродвигатель серии:	АИР80А2
Диаметр НКТ:	60 мм

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

По глубине спуска насоса и по объемной производительности подобрана двухступенчатая колонна штанг, первую стень составляют штанги диаметром 19 мм (34% от всей длины колонны штанг) 442 м. Вторую ступень составляют штанги диаметром 16 мм (66% от всей длины колонны штанг) 858 м.

Глубина подвески насоса–1300 м.

Число качаний головки балансира: 4 качаний в минуту.

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дат		

Список использованных источников

1. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1989.
2. Гимадинов Ш.К., Дунюшкин И.И и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газоконденсатных месторождений-М.:Недра 1988.
3. Бухаренко Е.И и др. Нефтепромысловое оборудование .М.: Недра.-1990.
4. Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти.-М.: Недра.-1983.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти нефти.-М.: Недра-1989.
6. Научно-технический журнал «Нефтяное хозяйство»,2014.
7. Аналитический журнал «Нефть России»,2014
8. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990;
9. Василевский В.Н.,Петров А.И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов.-М.:Недра,1983.
- 10.Абдуллин Ф.С. Добыча нефти и газа.-М.: Недра.-1983.
- 11.Гимадинов Ш.К. Физика нефтяного пласта.-М.: Недра, 1971.

		Сажин В.В.			КПКО. 13050301. РМ-109к ПЗ	Лист
		Пахомова Н.А.				9
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дат		