УДК 622.276

© Галимов Р.М., Чумаков Г.Н., Буртасов С.Е., 2013

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ЦДНГ № 7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Р.М. Галимов, Г.Н. Чумаков*, С.Е. Буртасов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

*Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Откачка нефтесодержащей жидкости с дожимных насосных станций сопряжена с высоким расходом электроэнергии на работу центробежных насосов. При этом количество потребляемой энергии зависит от ряда внешних факторов, к числу которых относятся: потери напора по длине трубопровода и на местные сопротивления, время откачки жидкости с ДНС, КПД применяемого оборудования. Уменьшение первого или второго фактора, а также увеличение последнего позволяет сократить потери электроэнергии на транспортировку жидкости. При этом возрастает общая энергоэффективность системы промыслового сбора.

Проведено исследование процесса откачки нефтесодержащей жидкости с дожимных насосных станций цеха по добыче нефти и газа № 7 компании ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» для различных времен года.

Исследование проводилось по следующим ключевым показателям: производительность центробежных насосов в течение одного цикла откачки, удельный расход реагента на единицу массы транспортируемой нефти, удельный расход электроэнергии на единицу массы транспортируемой нефтесодержащей жидкости, доля перекачивания устойчивой эмульсии в общем объеме перекачки, компонентный состав перекачиваемой продукции, обводненность нефтесодержащей жидкости, наработка насосов в течение года.

На основании анализа динамики перечисленных технологических показателей отмечается, что, несмотря на применение реагента деэмульгатора СНПХ-4114 в системе сбора ЦДНГ № 7, есть необходимость борьбы с образованием устойчивых эмульсий и, как следствие, с ростом динамической вязкости и увеличением гидравлических сопротивлений по длине трубопровода в весенний период, когда трубопровод находится в самых неблагоприятных температурных условиях вследствие охлаждения талыми водами.

На основании выявленной проблемы предложены варианты по ее устранению.

Ключевые слова: эмульсия, деэмульгатор, дожимные насосные станции, система сбора, нефтесодержащая жидкость, промысловый коллектор, давление в линии нагнетания насосов, производительность насосов, удельный расход электроэнергии, доля транспортировки устойчивой эмульсии, электроподогрев, магнитно-вибрационный метод, разрушение эмульсии, теплоизоляция, удельный расход реагента.

EVALUATION OF ENERGY EFFICIENCY OF FIELD WELL PRODUCTION GATHERING SYSTEMS IN CDNG NO. 7 LLC "LUKOIL-PERM"

R.M. Galimov, G.N. Chumakov*, S.E. Burtasov

LLC "LUKOIL-PERM", Perm, Russia

*Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

Pumping oil containing liquid with a booster pump stations is associated with a high consumption of electricity for operation of centrifugal pumps. At the same time amount of energy consumed depends on a number of external factors, which include: head loss along the pipeline and local resistance, while pumping liquids with DNS, the efficiency of the equipment used. Reduction of the first or second factor, as well as an increase in the latter lets reduce the loss of electricity for transport of fluid. Thus overall energy efficiency of field gathering system increases.

A study of the process of pumping oil containing liquid from booster pump stations plant for oil and gas production № 7 LLC "LUKOIL-PERM" for different seasons was conducted.

The study was conducted on the following key factors: performance of centrifugal pumps for one pumping cycle, specific reagent consumption per unit mass of oil transported, the specific energy consumption per unit mass transported oil containing liquid pumping, a share of stable emulsion in total pumping, component composition of the pumped product, water cut oil containing liquid pump, operating time during the year

Based on the analysis of the dynamics of technological parameters listed it is noted that, despite the use of reagent demulsifier SNPKH-4114 in the gathering system CDNG № 7, there is a need to combat the formation of stable emulsions and, as a consequence, the growth of dynamic viscosity and increasing a hydraulic resistance along the pipeline in the spring, when the pipeline is located in the most adverse conditions of temperature due to cooling of melt water.

Based on the identified problem options to address it are suggested.

Keywords: emulsion, demulsifier, booster pumping stations, gathering system, oil containing liquid, field gathering pipeline, pressure in the discharge line of pumps, pump capacity, specific energy consumption, the share of transport, stable emulsion, electric heating, magnetic vibrational method, emulsion breaking, insulation, specific reagent consumption.

Введение

Рост обводненности скважинной продукции связан с образованием водонефтяных эмульсий, что, в свою очередь, вызывает осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти. Причем некоторые осложнения, а именно рост давления в системе сбора нефтесодержащих жидкостей (НСЖ) и, как следствие, снижение производительности насосов на дожимных насосных станциях (ДНС), отказы нефтепроводов, затрудненные сепарация газа и предварительный сброс воды на участке предварительной подготовки нефти (УППН), в большей степени обусловлены ростом динамической вязкости НСЖ.

Все нефти образуют эмульсии, но способность их к эмульгированию не одинакова и обусловлена наличием в нефти природных эмульгаторов и стабилизаторов, которыми являются высокомолекулярные соединения нефти (асфальтены, смолы и высокоплавкие парафины) и мельчайшие твердые частицы веществ (глина, кварц, соли и т.д.), находящихся в продукции скважин во взвешенном состоянии. Также устойчивость эмульсии увеличивается с ростом минерализации воды и ростом содержания в нефти полярных компонентов (нефти парафинового основания образуют менее устойчивые эмульсии, чем нефти нафтенового основания) [1, 2].

Механизм образования эмульсии следующий: в процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек последней частицы природных эмульгаторов адсорбируются на поверхности раздела фаз и образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию последних при столкновении. Таким образом, создается структурно-механический барьер [3, 4].

Устойчивость большинства нефтяных эмульсий со временем возрастает за счет увеличения слоя эмульгатора на глобулах воды и, как следствие, повышения его механической прочности.

Появление и рост содержания воды в скважинной продукции – обязательный процесс, сопровождающий эксплуатацию добывающих скважин и нефтепромысловых систем. В связи с этим возникает необходимость бороться со всеми негативными последствиями этого процесса и связанными с этим ростом удельными энергозатратами на транспортировку жидкости по системам нефтепромыслового сбора. Для чего обязательным является обоснованный выбор технологического режима внутритрубной деэмульсации нефти, обеспечивающего укрупнение капель и расслоение эмульсии [3, 5].

Актуальность проблемы

В качестве объекта исследования в работе рассмотрена схема сбора скважинной продукции ЦДНГ № 7 компании ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Сбор скважинной продукции осуществляется от девяти ДНС до УППН «Суханово». Суммарная протяженность промысловых коллекторов I порядка составляет 54 км. Система сбора является однотрубной, герметизированной, напорной. Из девяти ДНС шесть работают в один трубопровод (ДНС-0706, ДНС-0707, ДНС-0704, ДНС-0705, ДНС-0711, ДНС-0701). Сбор продукции с ДНС-0708, ДНС-0709 также осуществляется по одному трубопроводу (рис. 1). Для данных ДНС (работающих в один нефтепровод) составляется график откачек с учетом скорости наполнения буллитных емкостей, а также равномерного поступления НСЖ на УППН¹.

Нефть Ножовской группы месторождений преимущественно высоковязкая, высокосмолистая, парафинистая. Вода минерализованная, кислая. Эмульсия расслаиваемая (табл. 1, 2).

¹ Технологический регламент по эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов системы сбора нефти ЦДНГ № 7.

Рис. 1. Принципиальная схема системы сбора Ножовской группы месторождений

Т а б л и ц а 1

Физико-химические свойства
пластовой воды, поступающей
на УППН «Суханово»

№ п/п	Наименование	Значе- ние
1	Плотность при 20 °С, кг/м ³	1135
2	Содержание ионов, мг/л:	
	НСО ₃ ⁻	61
	SO ₄ ²⁻	12
	Сl ⁻	124 086
	Ca ²⁺	13 889
	Mg ²⁺	2742
	K ⁺ + Na ⁺	61 931
3	Общая минерализация, г/л	203
4	Содержание сероводорода, мг/л	23
5	Содержание механических примесей, мг/л (на входе блока водоподготовки)	150,3
6	рН	5,5

Все указанные факторы благоприятно сказываются на образовании эмульсий в системах промышленного сбора и подготовки скважинной продукции.

К основным осложнениям при эксплуатации системы промышленного сбора ЦДНГ № 7 относятся:

- увеличение вязкости НСЖ и связанные с этим повышение давления в линии нагнетания центробежных насосов, снижение их производительности, увеличение длительности откачек жидкости с ДНС и, как результат, увеличение энергопотребления;

- повышение давления в трубопроводе совместной эксплуатации, что снижает производительность насосов ДНС и, как результат, повышает энергопотребление и увеличивает риск отказа трубопроводов [5, 6].

В графике откачки НСЖ предусмотрена в отдельные периоды времени одновременная откачка жидкости с двух и более ДНС по одному трубопроводу, что, в свою очередь, связано с дополнительным перемешиванием жидкостей с различными физико-химическими свойствами, увеличением устойчивости эмульсий и повышением давления в трубопроводе.

Все перечисленные осложнения при эксплуатации системы промышленного сбора скважинной продукции связаны с увеличением удельного расхода электроэнергии, величина которого в общем случае зависит от ряда факторов:

- природных:
 - температура окружающей среды;
 - свойства транспортируемой НСЖ (обводненность жидкости, свойства нефти и воды) и их способность образовывать эмульсии;
- технологических:
 - режим транспортировки жидкости по трубопроводу;
 - наличие участков перемешивания жидкостей;
 - наличие местных сопротивлений;
 - параметры оборудования, используемого в системе сбора нефтяных месторождений (КПД, потребляемая мощность, коэффициент использования оборудования, коэффициент использования нефтепровода);

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти в системе сбора скважинной продукции ЦДНГ № 7

ДНС	Месторождение	Пласт	Обводненность, %	Доля перекачиваемой нефти по пластам и ДНС, д.ед.	Плотность, т/м ³		Вязкость нефти, мПа·с, при температуре, °С		Содержание в нефти, %				Тип эмульсии по параметру (а + с)/п*		Расплаиваемость эмульсии	
					нефти	воды	20	50	асфальтенов (а)	смола (с)	парафинов (п)	серы	значение параметра, %	тип эмульсии	($\rho_a - \rho_n$), т/м ³	тип эмульсии
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0706	Бугровское	Бш	57,8	0,33	0,895	1,131	40,5	12,3	4,48	18,8	3,24	2,95	7,2	В/СМОЛ.	0,236	Т/Р
		Тл	84,4	0,54	0,894	1,142	40,5	12,3	4,48	18,8	3,24	2,95	7,2	В/СМОЛ.	0,248	Т/Р
		Т	76,8	0,13	0,899	1,163	177	78,3	4,26	29,6	3,57	3,06	9,5	В/СМОЛ.	0,264	Р
Итого			79,1	0,03	0,895	1,143	—	—	4,45	20,3	3,28	2,96	7,5	В/СМОЛ.	0,248	Т/Р
0705	Березовское	Тл	77,7	0,53	0,889	1,171	47,8	13,3	4,91	18,2	3,66	3,16	6,3	В/СМОЛ.	0,282	Р
		Бб	88,7	0,11	0,892	1,173	47,9	13,4	4,91	18,2	3,66	3,16	6,3	В/СМОЛ.	0,281	Р
		Т	64,9	0,36	0,907	1,146	68,1	19,8	4,05	25,0	3,15	4,33	9,2	В/СМОЛ.	0,239	Т/Р
Итого			77,2	0,07	0,896	1,167	—	—	4,60	20,6	3,48	3,58	7,3	В/СМОЛ.	0,271	Р
0704	Опалихинское	Т	71,3	0,57	0,911	1,156	179	36,3	4,26	29,6	3,57	3,06	9,5	В/СМОЛ.	0,245	Т/Р
		Бб	99,6	0,001	0,807	1,06	122	27,7	5,36	23,8	3,89	3,19	7,5	В/СМОЛ.	0,253	Р
		Тл	58,0	0,15	0,877	1,161	132	30,1	5,36	23,8	3,89	3,19	7,5	В/СМОЛ.	0,284	Р
Итого		Бш	35,6	0,28	0,881	1,153	17,7	7,0	3,16	14,9	5,63	2,39	3,2	СМОЛ.	0,272	Р
			64,4	0,08	0,897	1,154	—	—	4,12	24,7	4,19	2,89	6,9	В/СМОЛ.	0,256	Р
		Тл2Бб	68,5	0,36	0,898	1,164	45,1	13,4	4,73	19,3	5,73	3,29	4,2	СМОЛ.	0,266	Р
0701	Палунское	Т	56,4	0,37	0,909	1,144	117	26,2	4,81	21,5	2,32	3,76	11,3	В/СМОЛ.	0,235	Т/Р
		Бш	31,7	0,27	0,888	1,165	19,3	7,4	4,24	17,7	4,07	2,72	5,4	В/СМОЛ.	0,277	Р
			58,2	0,10	0,899	1,157	—	—	4,63	19,7	4,03	3,31	6,0	В/СМОЛ.	0,258	Р
Итого			51,7	0,30	0,894	1,149	19,4	7,4	4,24	17,7	4,07	2,72	5,4	В/СМОЛ.	0,255	Р
0702	Палунское	Тл2Бб	79,8	0,18	0,885	1,14	44,4	13,2	4,73	19,3	5,73	3,29	4,2	СМОЛ.	0,255	Р
		Т	72,9	0,53	0,904	1,16	116	26,1	4,81	21,5	2,32	3,76	11,3	В/СМОЛ.	0,256	Р
			70,9	0,06	0,898	1,153	—	—	4,63	19,9	3,44	3,37	7,1	В/СМОЛ.	0,255	Р
Итого																

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0708	Змеевское	Тл	80,8	0,19	0,9	1,154	66,6	17,4	4,96	19,4	4,58	3,23	5,3	В/СМОЛ.	0,254	Р
		Т	41,4	0,51	0,911	1,162	200	40,6	7,03	28,6	3,21	5,26	11,1	В/СМОЛ.	0,251	Р
		Бб	52,0	0,27	0,894	1,173	66,2	17,3	4,96	19,4	4,58	3,23	5,3	В/СМОЛ.	0,279	Р
		Бш	36,6	0,03	0,897	1,175	21,0	9,8	5,95	12,7	4,90	2,27	3,8	СМОЛ.	0,278	Р
Итого			59,8	0,14	0,904	1,160	—	—	6,04	23,9	3,89	4,23	7,7	В/СМОЛ.	0,256	Р
0709з	Змеевское	Тл	70,9	0,51	0,9	1,148	66,6	17,4	4,96	19,4	4,58	3,23	5,3	В/СМОЛ.	0,248	Т/Р
		Т	51,7	0,41	0,905	1,153	198	40,4	7,03	28,6	3,21	5,26	11,1	В/СМОЛ.	0,248	Т/Р
		Бш	15,0	0,08	0,874	1,17	20,5	9,6	5,95	12,7	4,90	2,27	3,8	СМОЛ.	0,296	Р
Итого			62,8	0,06	0,900	1,149	—	—	5,89	22,6	4,04	3,98	7,1	В/СМОЛ.	0,250	Р
0709п	Первомайское	Бш	29,1	0,03	0,92	1,178	51,4	15,2	9,48	19,9	2,86	3,29	10,3	В/СМОЛ.	0,258	Р
		Бб	82,4	0,63	0,9	1,178	63,1	17,7	6,05	33,6	4,45	3,3	8,9	В/СМОЛ.	0,278	Р
		Т	45,5	0,14	0,917	1,166	217	41,9	5,07	27,6	1,83	2,24	17,8	В/СМОЛ.	0,249	Т/Р
		Тл	33,7	0,21	0,887	1,177	49,6	14,6	9,48	19,9	2,86	3,29	10,3	В/СМОЛ.	0,290	Р
Итого			76,0	0,10	0,900	1,178	—	—	6,73	29,5	3,72	3,15	9,8	В/СМОЛ.	0,277	Р
0707	Опалихинское	Т	40,1	0,19	0,913	1,125	179	36,4	4,26	29,6	3,57	3,06	9,5	В/СМОЛ.	0,212	Т/Р
		Тл	57,7	0,03	0,902	1,175	136,1	31,0	5,36	23,8	3,89	3,19	7,5	В/СМОЛ.	0,273	Р
		Бш	23,3	0,04	0,86	1,175	17,2	6,9	3,16	14,9	5,63	2,39	3,2	СМОЛ.	0,315	Т/Р
	Западное	Т	45,9	0,24	0,907	1,145	223	43,4	6,44	24,3	3,15	4,46	9,8	В/СМОЛ.	0,238	Т/Р
		Тл2	43,9	0,30	0,886	1,172	36,6	11,1	5,10	17,9	2,82	2,2	8,2	В/СМОЛ.	0,286	Р
		Бш	25,5	0,21	0,89	1,171	13,2	5,7	2,87	12,5	4,72	2,36	3,2	СМОЛ.	0,281	Р
Итого			40,6	0,09	0,897	1,155	—	—	4,73	20,7	3,57	2,97	7,1	В/СМОЛ.	0,259	Р
0711	Ножовское	Бш	2,5	0,01	0,918	1,18	38,0	11,5	3,83	14,5	4,38	2,51	4,2	СМОЛ.	0,262	Р
		Тл2Бб	37,0	0,33	0,903	1,173	13,4	5,8	6,66	23,1	3,98	2,98	7,5	В/СМОЛ.	0,270	Р
		Т	3,9	0,65	0,91	1,173	134	31,5	5,95	24,4	3,59	3,2	8,5	В/СМОЛ.	0,263	Р
Итого			18,3	0,27	0,908	1,173	—	—	6,16	23,9	3,73	3,12	8,0	В/СМОЛ.	0,265	Р
Итого по ЦДНГ № 7			60,6	1,00	0,902	1,161	—	—	5,5	23,1	3,8	3,4	7,6	В/СМОЛ.	0,260	Р

* По показателю $(a + c)/n$ нефти подразделяют на смешанные (смеш.) – 0,951–1,400; смолистые (смол.) – 2,759–3,888; высокосмолистые (В/СМОЛ.) – 4,774–7,789.

** В зависимости от соотношения плотностей воды и нефти (гД) эмульсии классифицируют [5] на трудно расслаиваемые (Т/Р) – 0,200–0,250 г/см³; расслаиваемые (Р) – 0,250–0,300 г/см³ [4]; легко расслаиваемые (Л/Р) – 0,300–0,350 г/см³ [1].

□ – преимущественная доля перекачивания нефти с ДНС.

■ – критические значения показателей: сера, $(a+c)/n$, $(p_a - p_n)$ для Ножовской группы месторождений.

• применение методов борьбы с негативными свойствами эмульсии и ее разрушением.

Таким образом, выявление степени влияния указанных факторов и принятие мер по снижению их негативного воздействия в системах промыслового сбора скважинной продукции может позволить сократить удельные расходы энергии на промысловую транспортировку НСЖ и, как следствие, снизить себестоимость добычи нефти.

Промысловые исследования процесса откачки НСЖ с ДНС

Изменение производительности насосов и обводненности НСЖ в течение одного цикла откачки рассматривается на примере ДНС-0701 по временам года (рис. 2).

Примерно при одних значениях обводненности, поступающей на ДНС-0701 жидкости, для каждого из времен года на графиках выделяются три характерных периода:

I – характеризуется откачкой воды с небольшим содержанием нефти (до 10–15 %) при высоких значениях производительности насосов;

II – характеризуется откачкой эмульсии с содержанием воды от 40 до 80 % при минимальных значениях производительности насосов;

III – характеризуется откачкой эмульсии с более высокой производительностью насосов, чем во II период, и обводненностью менее 40 %.

При анализе изменения производительности насосов на ДНС-0701 во время перекачки НСЖ (табл. 3) можно отметить, что наибольшая разница между минимальной и максимальной производительностью отмечается в весенний период (см. рис. 2) и составляет 55 %, при максимальном отклонении от средней производительности за время откачки 34 %. В летний период отклонение от максимальной и средней производительности составляет соответственно 22,9 и 9,9 %; в осенний – 34 и 11 %; в зимний – 36,9 и 16,0 %.

Рис. 2. Изменение производительности насосных агрегатов и обводненности жидкости в период одной откачки в зависимости от времени года по ДНС-0701:

|| – интервал перекачивания эмульсии летом; || – интервал перекачивания эмульсии весной;
 || – интервал перекачивания эмульсии осенью; || – интервал перекачивания эмульсии зимой.

Также весенний период характеризуется более низкими значениями средней производительности насосов за время откачки. Исходя из этого, можно говорить, что наиболее неблагоприятные условия для откачки жидкости с ДНС-0701 и, как следствие, максимальные удельные затраты энергии наблюдаются в весенний период, что связано с таянием снега и понижением температуры трубопровода.

Анализ проб жидкости, отбираемых весной на линии нагнетания насосов ДНС в процессе одного цикла откачки, показывает, что значение динамической вязкости во время II периода (примерно 250–300 мПа·с) значительно превышает значения указанного параметра для I (2–15 мПа·с) и III (70–120 мПа·с) периодов. В остальные времена года можно отметить сохранение указанной тенденции, но с более низкими значениями динамической вязкости во II и III периоды.

При этом необходимо отметить, что для снижения вязкости перекачиваемой жидкости в течение всего года в трубопровод осуществляется подача реагента деэмульгатора СНПХ 4114².

Сравнительная характеристика изменения показателей для различных времен года по всем ДНС и в целом по ЦДНГ № 7 представлена на диаграммах (рис. 3–7) и в табл. 4.

При анализе изменения средней производительности насосов в различные времена года можно подтвердить вывод, что наиболее низкими значениями представленного показателя по всем ДНС характеризуется весенний период откачки. Причем наибольшая разница между максимальным и минимальным значениями данного показателя (в весенний и летний периоды откачки) достигает величины 42,5 % по ДНС-0709з.

Весенний период также характеризуется максимальными удельными расхо-

дами реагента деэмульгатора в расчете на 1 т нефти по всем ДНС, за исключением ДНС-0709з, где максимальным значением данного показателя характеризуется зимний период (см. рис. 4). В целом же разница в расходе деэмульгатора в весенний и зимний периоды незначительна (изменяется от 1,07 до 2,5 %), при значительной разнице в производительности насосов (интервал изменения от 2 до 33 %).

Среднее значение удельного расхода реагента за год изменяется от 22 (ДНС-0711) до 172 г/т (ДНС-0709п) в зависимости от ДНС. Минимальное абсолютное значение удельного расхода реагента обусловлено низкой обводненностью поступающей на ДНС-0711 продукции (примерно 17 %) и, как следствие, относительно низкими значениями вязкости перекачиваемой НСЖ.

Несмотря на более высокие значения расхода реагента, весенний период также характеризуется более высокой долей транспортировки устойчивой эмульсии (время II периода). Исходя из этого, можно говорить о невысокой эффективности деэмульгирования НСЖ в весенний период.

С учетом низкой обводненности добываемой продукции Ножовского месторождения, с которого НСЖ направляется на ДНС-0711, при работе насосов II период не выделяется, независимо от времени года.

С учетом всего отмеченного ранее в весенний период откачки наблюдаются и более высокие удельные затраты электроэнергии на транспортировку НСЖ (см. рис. 6), которые больше в среднем на 8,5 %, чем зимой, на 26,7 %, чем летом, и на 21,1 %, чем осенью.

Незначительная разница в удельном расходе электроэнергии в зимний и весенний периоды обусловлена разными температурными условиями, в которых находятся трубопровод и ДНС. В зимний период наземное оборудование подвержено более низким температурам, нежели

² Паспорт качества реагента деэмульгатора СНПХ 4114. Сертификат соответствия ТУ-2458-311-05765670–2005, с изм. 1, 2.

Таблица 3

Сравнительные параметры производительности насосов ДНС-0701 по временам года

№ п/п	Параметр	Время года			
		Зима	Весна	Лето	Осень
1	Среднее значение производительности насосов, м ³ /ч	98,0	92,0	131,0	108,0
2	Максимальное значение производительности насосов, м ³ /ч	130,0	135,0	153,0	146,0
3	Минимальное значение производительности насосов, м ³ /ч	82,0	61,0	118,0	96,0
4	Среднее значение производительности насоса при откачке устойчивой эмульсии, м ³ /ч	89,0	83,0	125,0	100,0
5	Наибольшее отклонение от максимальной производительности, %	36,9	55,0	22,9	34,0
6	Наибольшее отклонение от средней производительности, %	16,0	34,0	9,9	11,0

Рис. 3. Средняя производительность насосов по ДНС с учетом времен года:

■ — зима; ■ — весна; ■ — лето; ■ — осень

Рис. 4. Удельный расход реагента (деэмульгатора) по временам года по направлениям с каждой ДНС: ■ — зима; ■ — весна; ■ — лето; ■ — осень

Рис. 5. Доля II периода в общем времени перекачивания НСЖ по временам года по ДНС: ■ — зима; ■ — весна; ■ — лето; ■ — осень

Рис. 6. Удельный расход электроэнергии по временам года на каждой ДНС:

■ – зима; ■ – весна; ■ – лето; ■ – осень

Рис. 7. Характеристики эксплуатации системы промышленного сбора в целом по ЦДНГ № 7:

■ – зима; ■ – весна; ■ – лето; ■ – осень

Таблица 4

Результаты исследования процесса откачки с ДНС по временам года
в целом по ЦДНГ № 7

№ п/п	Показатели	Месяц исследования			
		Зима	Весна	Лето	Осень
1	Средняя производительность насосов, м ³ /ч	94,0	85,0	116,0	108,0
2	Средняя производительность насосов при откачке устойчивой эмульсии (II период), м ³ /ч	83,0	79,0	104,0	98,0
3	Удельный расход реагента деэмульгатора, г/т	99,4	101	80,0	84,8
4	Доля транспортировки устойчивой эмульсии, д.е.	0,49	0,52	0,24	0,28
5	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	1,81	1,98	1,45	1,56

в весенний, и, как следствие, требуются большие затраты энергии для перекачки жидкости через насос. Трубопровод, наоборот, зимой находится в более благоприятных температурных условиях в отличие от весеннего периода таяния снегов, и в результате основные затраты

энергии в весенний период связаны с транспортировкой жидкости по трубопроводу.

При анализе графиков в целом по ЦДНГ № 7 отмечаются те же тенденции, выявленные по отдельным ДНС (см. рис. 7, табл. 4).

Таким образом, при прочих равных условиях (относительное постоянство обводненности по отдельным ДНС и технологических режимов транспортировки НСЖ) можно сделать вывод, что определяющим фактором в увеличении энергопотребления в весенний период откачки жидкости является температура окружающей среды. Причем понижение температуры трубопроводов в весенний период влияет как на увеличение вязкости транспортируемой НСЖ вследствие образования эмульсии, так и на эффективность реагента деэмульгатора.

Методы снижения энергопотребления при эксплуатации систем промышленного сбора

В литературе предлагаются следующие методы для борьбы с осложнениями, вызванными образованием эмульсий и ростом вязкости НСЖ и, как следствие, снижением удельного расхода электроэнергии на ее транспортировку:

- перекачка с применением электропрогрева и теплоизоляции буллитной емкости;

- установка магнитно-вибрационного аппарата на приеме буллитной емкости;

- подбор реагента деэмульгатора с лучшими показателями в области низких температур.

Первый метод предполагает установку электронагревательного кабеля на приеме буллитной емкости, где осуществляется подогрев поступающей жидкости. При этом с увеличением температуры перекачиваемой жидкости снижается ее вязкость и увеличивается скорость расслоения. Также применение данного метода позволяет уменьшить зазор в пределах допустимых значений между дистанционной втулкой и втулкой разгрузки насоса, что приводит к повышению КПД насоса вследствие снижения утечек в узле. Также для сохранения тепловой энергии НСЖ буллитную емкость предполагается покрывать теплоизоляционным материалом [7, 8].

Эффективность применения данного метода носит локальный характер. При его использовании увеличивается температура НСЖ и улучшается расслоение эмульсии в буллитной емкости, в результате чего сокращается П период откачки, сокращаются потери электроэнергии на транспортировку НСЖ через насос. Однако потери энергии на транспортировку жидкости по трубопроводу практически не изменяются вследствие ее остывания и приобретения характеристик без использования метода. К тому же применение метода предполагает потребление электроэнергии на эксплуатацию нагревательного элемента, что в конечном итоге может скомпенсировать положительный эффект от его внедрения.

Воздействие на эмульсию на приеме буллитной емкости агрегатом магнитно-гидродинамической обработки с разнополярными импульсами разрыхляет бронирующие оболочки путем перегруппировки пара- и ферромагнитных механических примесей и поляризации глобул воды, а последующее кратковременное воздействие вибрационного поля интенсифицирует коалесценцию этих глобул [7, 9, 10].

Метод считается достаточно перспективным, но при этом эффект от его внедрения может быть определен только после проведения промышленных испытаний.

Применяемый на сегодняшний день деэмульгатор СНПХ4114 в весенний период малоэффективен, что подтверждается результатами промысловых исследований. Исходя из этого целесообразным представляется подбор реагента деэмульгатора с лучшими показателями работы в области низких температур или же увеличение дозировки применяемого деэмульгатора с учетом эффекта образования вторичной эмульсии [10, 11].

Подбор оптимального для конкретной водонефтяной эмульсии деэмульгатора и объемов его дозирования необходимо осуществлять эмпирическим путем при

проведении лабораторных и промышленных исследований.

Несмотря на это, при внедрении данного метода обязательным является постоянный контроль объемов дозирования реагента ввиду постоянного изменения соотношения компонентов в НСЖ.

Заключение

В результате исследований процесса откачки НСЖ с дожимных насосных станций ЦДНГ № 7 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в разные времена года выявлено, что весенний период по сравнению с остальными характеризуется низкой производительностью насосов при высокой доле перекачки устойчивой эмульсии в общем объеме транспортировки, большим удельным расходом деэмульгатора и высоким удельным расходом электроэнергии на единицу массы перекачиваемой жидкости.

При прочих равных условиях отмечено, что все перечисленные негативные последствия связаны в основном с низ-

ким температурным режимом транспортировки жидкости по трубопроводу. Снижение же температуры трубопровода в весенний период объясняется обильным таянием снегов и охлаждением трубопровода талыми водами [11].

Предложены три метода борьбы с указанными негативными явлениями в весенний период: перекачка с применением электропрогрева и теплоизоляции буллитной емкости; установка магнитно-вибрационного аппарата на приеме буллитной емкости; подбор реагента деэмульгатора с лучшими показателями в области низких температур. При этом отмечено, что внедрение любого из них возможно только после проведения технологических расчетов и апробации в конкретных условиях [12, 13].

При этом даже в предположении достижения технологических параметров перекачки, характерных для зимнего периода, экономия удельной электроэнергии составит 8,6 %, или 95 МВт·ч в календарный год.

Список литературы

1. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
2. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М.: Нефть и газ, 2006. – 320 с.
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / ООО ТИД «Альянс». – М., 2005. – 319 с.
4. Orr R. Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production // Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications, 14–15 May 2009. – Stavanger, Norway, 2009.
5. Modern Characterization Techniques for Crude Oils, Their Emulsions and Functionalized Surfaces, in Emulsions and Emulsion Stability / J. Sjöblom, G. Oye, W.R. Glomm, A. Hannisdal, K. Knag, Ø. Brandal, M.-H. Ese, P.V. Heramingsen, T.E. Havne, H.-J. Oschmann, H. Kallevik; ed. J. Sjöblom. – New York, 2005.
6. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
7. Виноградов В.М., Винокуров В.А. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: метод. указ. – М.: Нефть и газ, 2007. – 31 с.
8. Binks B.P., Lumsdon S.O. Stability of oil-in-water emulsions stabilised by silica particles // Physical Chemistry Chemical Physics. – 1999. – № 2. – P. 3007–3016.
9. Лаптев А.В. Методы и агрегаты для магнитогидродинамической обработки водонефтяных сред: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2008. – 242 с.
10. Смирнов Ю.С., Мелощенко Н.Т. Химическое деэмульгирование нефти как основа ее промысловой подготовки // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 8. – С. 46–50.
11. Исследование динамики процесса отстаивания водонефтяных эмульсий / А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, О.Е. Мойзес [и др.] // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2010. – Т. 317, № 3. – С. 54–57.
12. Aske N., Kallevik H., Sjöblom J. Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscopy // Dispersion Science and Technology. – 2002. – № 36. – P. 1–17.
13. Taylor P. Ostwald ripening in emulsions // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 1995. – № 99. – P. 175–185.

References

1. Medvedev V.F. Sbor i podgotovka neustojchivyx e'mul'sij na promyslax [Collection and preparation of unstable emulsions on fields]. Moscow: Nedra, 1987. 144 p.
2. Dunyushkin I.I. Sbor i podgotovka skvazhinnoj produkcii neftyanyx mestorozhdenij [Collection and preparation of well production of oil fields]. Moscow: Neft' i gaz, 2006. 320 p.
3. Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefti, gaza i vody [Collection and preparation of oil, gas and water]. Moscow: OOO TID "Al'yans", 2005. 319 p.
4. Orr R. Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production. *Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications*, Stavanger, 2009.
5. Sjöblom J., Oye G., Glomm W.R., Hannisdal A., Knag K., Brandal Ø., Ese M.-H., Heramingsen P.V., Havne T.E., Oschmann H.-J., Kallevik H. Modern characterization techniques for crude oils, their emulsions and functionalized surfaces, in emulsions and emulsion stability. New York, 2005.
6. Guzhov A.I. Sovmestnyj sbor i transport nefti i gaza [Combined collection and transportation of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1973. 280 p.
7. Vinogradov V.M., Vinokurov V.A. Obrazovanie, svoystva i metody razrusheniya neftyanyx e'mul'sij [Formation, properties and methods of oil emulsions destruction]. Moscow: Neft' i gaz, 2007. 31 p.
8. Binks B.P., Lumsdon S.O. Stability of oil-in-water emulsions stabilised by silica particles. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 1999, no. 2, pp. 3007–3016.
9. Laptev A.V. Metody i agregaty dlya magnitogidrodinamicheskoy obrabotki vodonefityanyx sred: Abstract of the thesis of the candidate of technical sciences [Methods and devices for the magnetohydrodynamic treatment of oil-water environments]. Ufa, 2007.
10. Smirnov Yu.S., Meloshenko N.T. Ximicheskoe dee'mul'girovanie nefti kak osnova ee promyslovoj podgotovki [Chemical demulsification of oil as the basis of its field preparation]. *Neftyanoe khozyajstvo*, 1989, no. 8, pp. 46–50.
11. Kravcov A.V., Usheva H.V., Mojizes O.E. [et al.]. Issledovanie dinamiki processa otstaivaniya vodonefityanyx e'mul'sij [Investigation of the water emulsions settling process dynamics]. *Izvestiia Tom-skogo politekhnicheskogo universiteta*, 2010, vol. 317, no. 3, pp. 54–57.
12. Aske N., Kallevik H., Sjöblom J. Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscop. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2002, no. 36, pp. 1–17.
13. Taylor P. Ostwald ripening in emulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 1995, no. 99, pp. 175–185.

Об авторах

Галимов Ринат Мунирович (Пермь, Россия) – технолог технологической службы ЦДНГ № 7, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614600, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: rin.galimov@gmail.ru).

Чумаков Геннадий Николаевич (Пермь, Россия) – старший преподаватель кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: chumakovgena@yandex.ru).

Буртасов Сергей Ефимович (Пермь, Россия) – заместитель начальника ЦДНГ № 7, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614600, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: sburtasov@mail.ru).

About the authors

Galimov Rinat Munirovich (Perm, Russia) – technologist of technology service CDNG № 7, LLC “LUKOIL-PERM” (614600, Perm, Lenina st., 62; e-mail: rin.galimov@gmail.ru).

Chumakov Gennadii Nikolaevich (Perm, Russia) – assistant professor of oil and gas technologies department of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: chumakovgena@yandex.ru).

Burtasov Sergei Efimovich (Perm, Russia) – deputy head of CDNG № 7, LLC “LUKOIL-PERM” (614600, Perm, Lenina st., 62; e-mail: sburtasov@mail.ru).

Получено 15.06.2013