

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Леонтьев С.А.

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Марченко А.Н.

ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ВНИГНИ), г. Москва

Фоминых О.В.

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
e-mail: fov@tsogu.ru*

Аннотация. Известно, что разгазирование скважинной продукции нефтяных месторождений происходит на нескольких ступенях сепарации. Это вызвано необходимость сохранения широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в нефти, так как при однократном процессе значительная их часть переходила бы в газообразное состояние. Однако принятые на большинстве месторождений термобарические условия сепарации не учитывают компонентный состав поступающей на сепарацию продукции, в этой связи возрастают потери ШФЛУ. В статье рассмотрена методика обоснования рационального режима сепарации скважинной продукции на примере месторождений ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» и расчетные результаты оптимизации этого процесса.

Ключевые слова: скважинная продукция, сепарация нефти, потери ШФЛУ, обоснование технологических параметров, подготовка нефти

Открытое акционерное общество «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» является структурным подразделением ОАО НК «Газпромнефть» и занимается разработкой Холмогорского, Пограничного, Карамовского, Спорышевского, Западно - Ноябрьского, Средне-Итурского, Новогоднее Холмистого, Чатылькинское, Южно-Удмурдского, Равнинного, Суторминского, Крайнего, Западно - Суторминского, Вынгайхинского, Восточно-Вынгайхинского, Восточно - Пякутинского, Еты - Пуровского, Муравленковского, Северо - Пямалияхского, Умсейского, Сугмутского, Северо - Янгтинского, Романовского, Меретояхинского, Вынгапуровского и Ярайнерского месторождений, расположенных на территории Ханты - Мансийского и Ямало - Ненецкого автономных округов Тюменской области (рис. 1).

Различия в компонентных составах добываемой продукции, стадиях разработки месторождений, и, соответственно, в термобарических условиях поступающей на сепарацию продукции обуславливают различные технологические пара-

метры работы сепараторов и эффективность их работы с позиции сохранения в нефти ШФЛУ. В табл. 1 приведены компонентный состав пластовой нефти и основные технологические параметры поступающей на подготовку скважинной продукции некоторых из рассматриваемых месторождений.

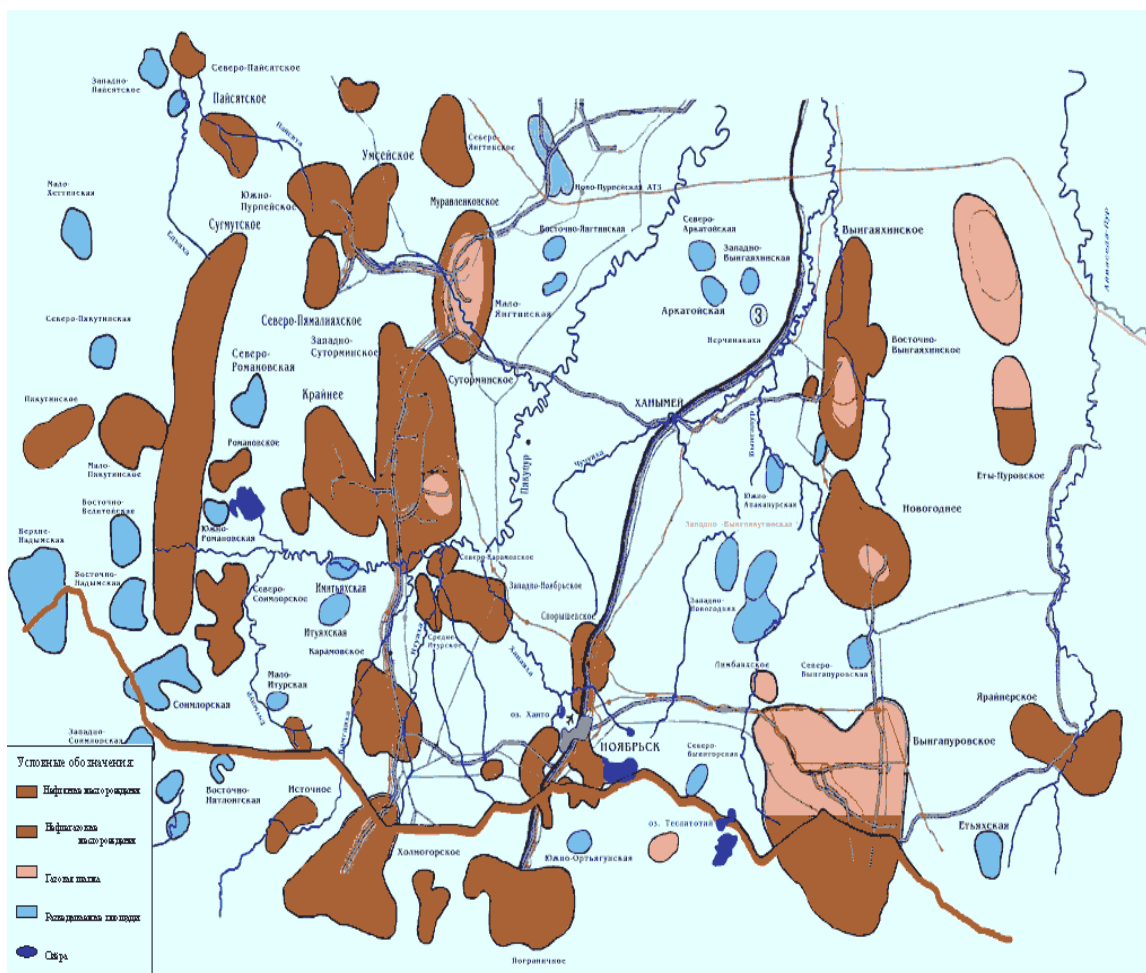


Рис. 1. Обзорная карта месторождений ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»

Из анализа данных табл. 1 следует, что нефти месторождений ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» различаются по составу, газовому фактору, обводненности и плотности. К нефтям с высоким газовым фактором (свыше $100 \text{ м}^3/\text{т}$) относятся нефти Вынгапуровского, Вынгайхинского месторождений. К легким нефтям относятся нефти Вынгапуровского, Вынгайхинского месторождений, а к тяжелым – нефти Карамановского, Сугмутского и Спорышевского месторождений. Такое широкое изменение параметров нефтей предполагает использование различных способов подготовки скважинной продукции.

Таблица 1. Компонентный состав пластовой нефти по месторождениям
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (мольные доли)

Компоненты	Наименование месторождения								
	Карамановское	Крайнее	Муравленковское	Холмогорское	Вынгапуровское	Вынгайское	Суторминское	Сугмутское	Спорышевское
CO ₂	0,04	0,21	0,1	0,07	0,04	0,2	0,01	0	0,32
N ₂	0,74	0,52	0,47	0,62	0,34	0,66	0,43	0,33	0,44
CH ₄	24,27	26,01	24,48	23,98	27,75	32,32	25,1	26,28	29,26
C ₂ H ₆	1,6	2,36	1,57	2,32	6,8	4,32	1,31	1,03	2,95
C ₃ H ₈	3,55	5,42	3,64	5,66	11,82	8,67	3,54	1,49	5,8
и - C ₄ H ₁₀	2,09	1,9	2,76	1,74	3,14	2,21	2,13	1,31	1,3
н - C ₄ H ₁₀	3,58	4,27	3,71	4,81	5,71	5,06	3,55	2,12	4,05
и - C ₅ H ₁₂	1,9	1,9	2,06	1,77	2,27	1,98	1,94	1,12	1,55
н - C ₅ H ₁₂	2,43	2,57	2,29	2,72	2,57	2,39	2,17	1,45	2,5
C ₆₊	59,8	54,84	58,92	56,36	39,56	42,19	59,82	64,89	51,8
Молекулярная масса	143,4	132,6	137,5	132,1	91	104	143	131,5	195,5
Плотность	861,5	850,1	847,9	853	817,4	815,7	850,3	878,7	858,5
Обводненность	90,2	89,4	94,7	93,5	72,5	79,5	88,2	76,0	90,9
Газовый фактор	44	55	57	70	200	116	70	81	51

Сбор продукции скважин месторождений ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» осуществляется по сборным трубопроводам на дожимные насосные станции (ДНС) и установки предварительного сброса воды (УПСВ), где осуществляется отделение попутного нефтяного газа от нефти, а на УПСВ еще и предварительный сброс воды. Окончательная подготовка и сдача нефти осуществляется в центральном пункте сбора (ЦПС). Организационная схема объектов сбора и подготовки нефти Вынгапурского ЦПС приведена на рис. 2.

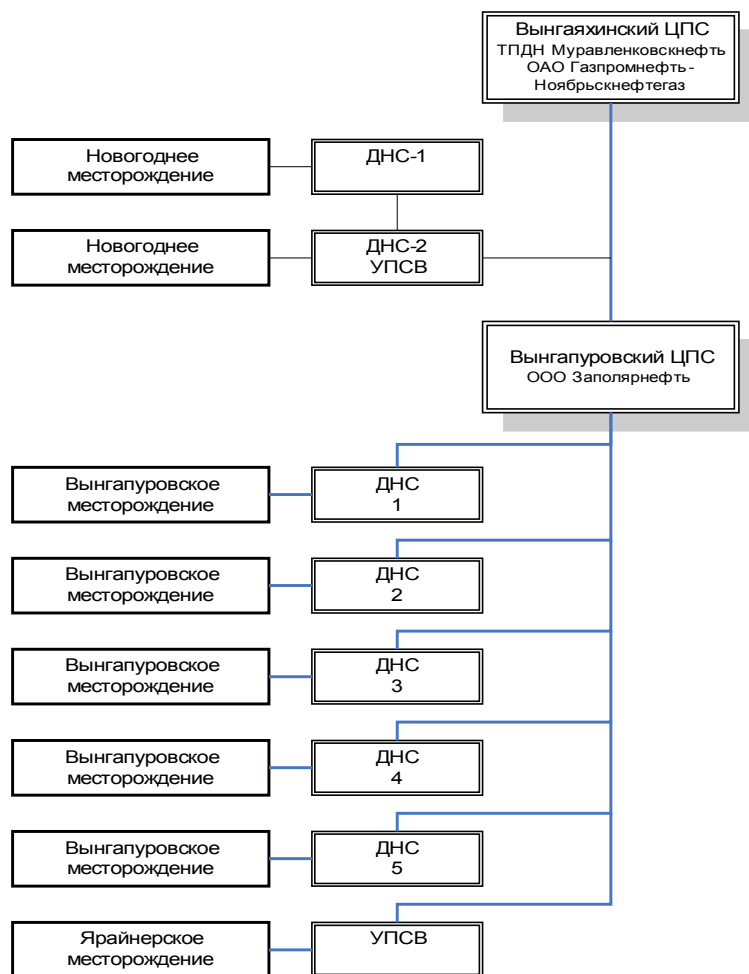


Рис. 2. Организационная схема объектов сбора и подготовки нефти Вынгапурского ЦПС

Приведенные технологические схемы формировались в условиях ускоренного освоения месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», при этом не были выполнены широкие научные исследования физико-химических свойств скважиной продукции для обоснования технологических схем подготовки нефти. Это привело к использованию резервуарной негерметичной схеме подготовки скважиной продукции. В условиях разработки месторождений с высоким газовым фактором резервуарная подготовка нефти приводит к высоким невосполнимым потерям углеводородного сырья [1].

Рассмотрим работу ДНС-1 (УПСВ) Вынгапурского месторождения, на котором применена схема предварительного сброса воды с использованием резервуарной подготовки. Технологическая схема включает сепарацию первой ступени (давление 0,2 - 0,6 МПа, температура 2 - 15 °С), сепарацию второй ступени (давление 0,05 МПа, температура 2 - 15 °С) и стадию отстаивания в технологических резервуарах. Принципиальная схема приведена на рис. 3 [2].

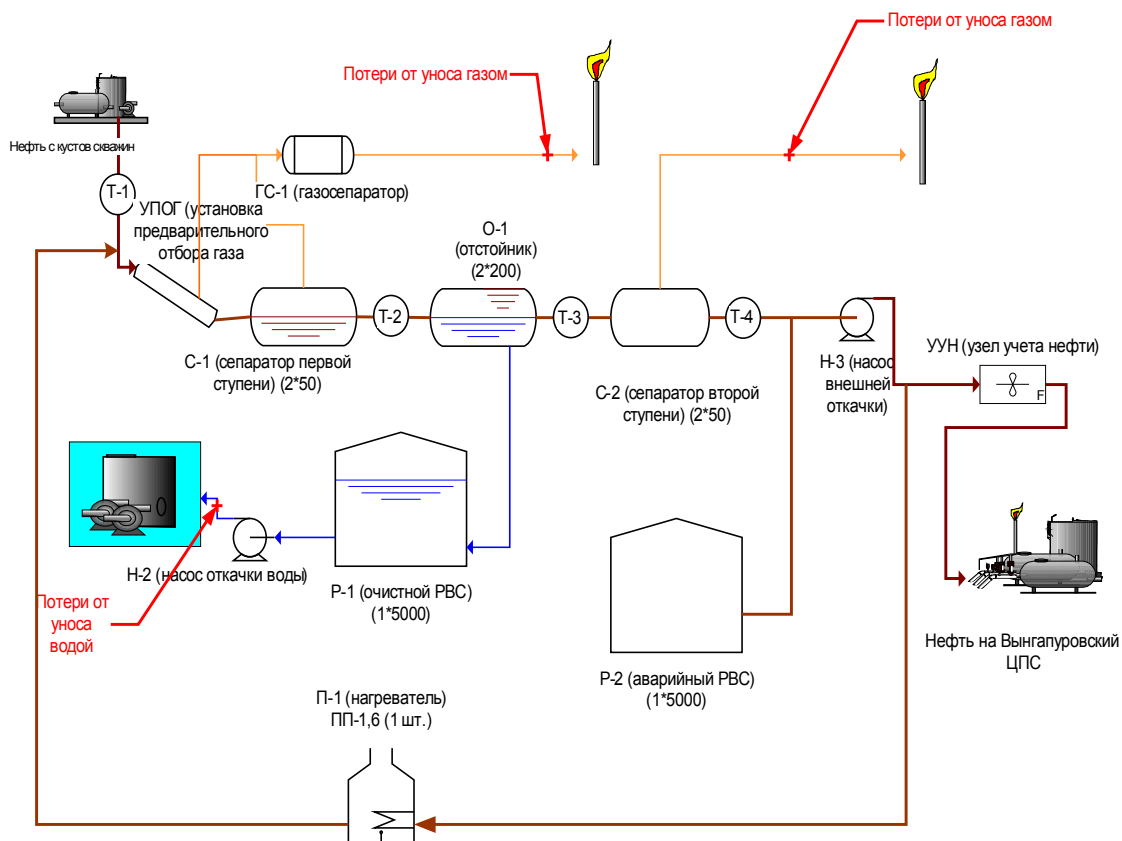


Рис. 3. Принципиальная схема ДНС-1 (УПСВ) Вынгапуровского месторождения

Рассмотрим компонентные составы потоков попутного нефтяного газа, выделившихся на первой и второй ступенях сепарации. Для расчетов использован программный продукт «Газ-сепаратор», разработанный на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского нефтегазового университета в математическую основу которого положены известные методики расчета процессов подготовки скважинной продукции [3]. Расчет компонентных составов необходим для оценки количества ШФЛУ, выделяющихся в процессе сепарации с отгоняемых с газом. Результаты расчетов при принятых в компании термобарических условиях представлен в табл. 2.

Из результатов расчетов, представленных в табл. 2, следует вывод, что существующие термобарические условия сепарации не отвечают критерию оптимальности, то есть не обеспечивают минимизацию содержания ШФЛУ в отгоняемом газе. С целью разработки рекомендаций по обоснованию рациональных режимов работы существующих аппаратов подготовки скважинной продукции проведем оптимизацию процесса по методике, представленной в [4], однако и с использованием программного продукта «Газ-сепаратор», который позволяет провести оптимизацию автоматически в рамках заданной вариации термобарических условий. На первом этапе проведено постепенное уменьшение рабочего давления

на первой ступни сепарации (от 0,6 МПа до 0,4 МПа) при постоянной температуре 15 °С, при этом не изменялось давление и температура на второй ступени сепарации ($P=0,05$ МПа, $T=15$ °С). Результаты расчет приведены в табл. 3. На втором этапе давление и температура первой ступени сепарации оставалась постоянной ($P=0,6$ МПа, $T=15$ °С), а давление второй ступени сепарации постепенно уменьшалось (от 0,5 МПа до 0,33 МПа) при постоянной температуре 15 °С. Результаты расчета приведены в табл. 4.

Таблица 2. Результаты расчета процесса сепарации

Компонент смеси	Первая ступень	Вторая ступень
	0,6 МПа, 15 °С	0,05 МПа, 15 °С
N ₂ (Азот)	0,0082	0,0003
CO ₂ (Двуокись углерода)	0,0009	0,0001
CH ₄ (Метан)	0,6519	0,0564
C ₂ H ₆ (Этан)	0,1326	0,0722
C ₃ H ₈ (Пропан)	0,1323	0,3028
i-C ₄ H ₁₀ (i-бутан)	0,0220	0,0925
n-C ₄ H ₁₀ (n-бутан)	0,0308	0,1670
i-C ₅ H ₁₂ (i-пентан)	0,0039	0,0425
n-C ₅ H ₁₂ (n-пентан)	0,0033	0,0398
Остаток	0,0146	0,2270
Итого:	1,0005	1,0005
Массовая доля отгона газа $R_{см}^r$	0,1907	0,2371
ΣC₄+	0,0746	0,5687

Для более детального анализа результаты расчетов представлены на рис. 4-5.

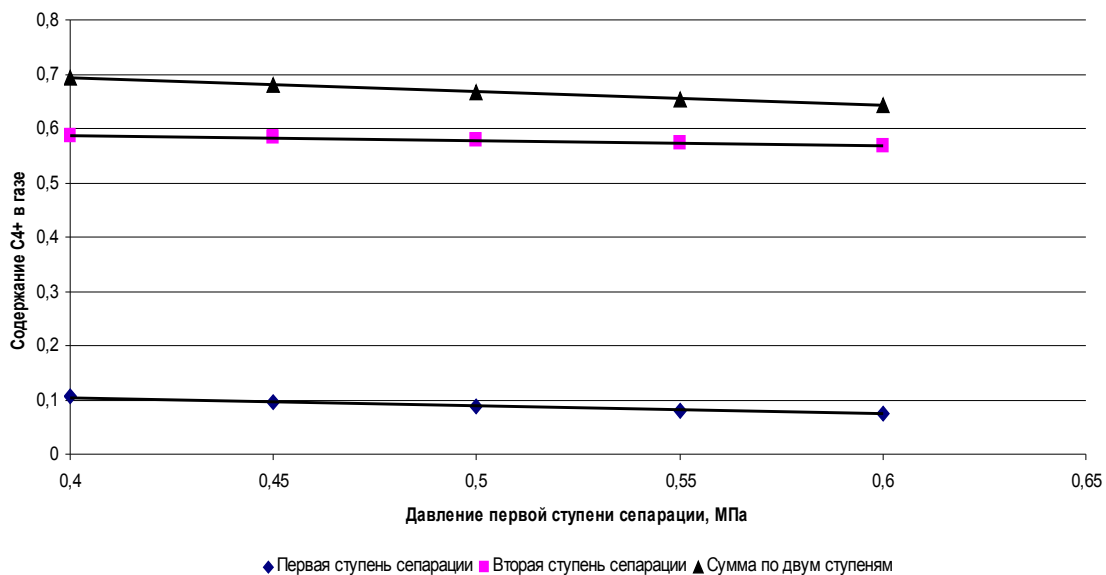


Рис. 4. Зависимость содержания ШФЛУ в отгоняемом газе при изменении давления на первой ступени сепарации

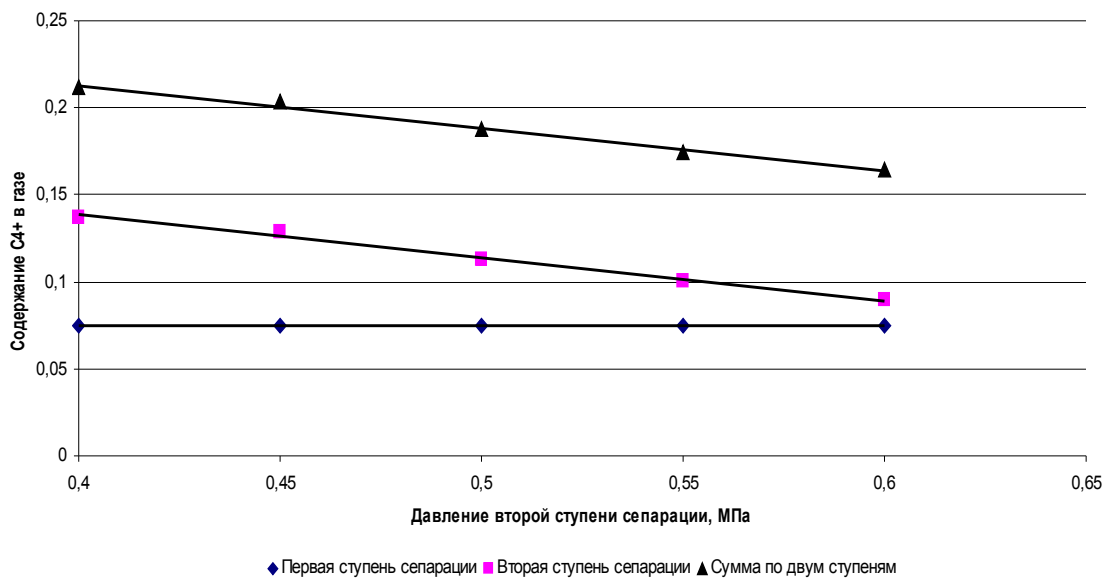


Рис. 5. Зависимость содержания ШФЛУ в отгоняемом газе при изменении давления на второй ступени сепарации

Таблица 3. Результаты расчет компонентного состава попутного нефтяного газана первой и второй ступенях сепарации ДНС-1 (УПСВ) Вынгапурского месторождения (мольные доли) по первому варианту

Компонент смеси	Первая ступень сепарации					Вторая ступень сепарации				
	0,6 МПа	0,55 МПа	0,5 МПа	0,45 МПа	0,4 МПа	0,05 МПа	0,05 МПа	0,05 МПа	0,05 МПа	0,05 МПа
N ₂ (Азот)	0,0082	0,0080	0,0078	0,0076	0,0074	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
CO ₂ (Двуокись углерода)	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
CH ₄ (Метан)	0,6519	0,6399	0,6270	0,6131	0,5978	0,0564	0,0537	0,0510	0,0486	0,0464
C ₂ H ₆ (Этан)	0,1326	0,1328	0,1326	0,1322	0,1313	0,0722	0,0698	0,0675	0,0653	0,0632
C ₃ H ₈ (Пропан)	0,1323	0,1382	0,1443	0,1507	0,1571	0,3028	0,3032	0,3034	0,3033	0,3030
i-C ₄ H ₁₀ (i-бутан)	0,0220	0,0235	0,0252	0,0270	0,0291	0,0925	0,0938	0,0952	0,0965	0,0978
n-C ₄ H ₁₀ (n-бутан)	0,0308	0,0332	0,0359	0,0390	0,0425	0,1670	0,1699	0,1729	0,1759	0,1788
i-C ₅ H ₁₂ (i-пентан)	0,0039	0,0042	0,0047	0,0053	0,0059	0,0425	0,0430	0,0435	0,0440	0,0445
n-C ₅ H ₁₂ (n-пентан)	0,0033	0,0036	0,0040	0,0045	0,0051	0,0398	0,0401	0,0405	0,0408	0,0412
Остаток	0,0146	0,0161	0,0180	0,0204	0,0234	0,2270	0,2266	0,2262	0,2258	0,2254
Итого:	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005
Массовая доля отгона газа R _{см} ^r	0,1907	0,1988	0,2080	0,2184	0,2306	0,2371	0,2235	0,2084	0,1917	0,1730
ΣC_{4+}	0,0746	0,0807	0,0878	0,0961	0,1060	0,5687	0,5734	0,5782	0,5830	0,5876
Сумма по двум ступеням C ₄₊	0,6433	0,6541	0,6660	0,6791	0,6936					

Таблица 4. Результаты расчет компонентного состава попутного нефтяного газа на первой и второй ступенях сепарации ДНС-1 (УПСВ) Вынгапурского месторождения (мольные доли) по второму варианту

Компонент смеси	Первая ступень сепарации					Вторая ступень сепарации				
	0,6 МПа	0,6 МПа	0,6 МПа	0,6 МПа	0,6 МПа	0,5 МПа	0,45 МПа	0,4 МПа	0,35 МПа	0,33 МПа
N ₂ (Азот)	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0056	0,0047	0,0039	0,0032	0,0030
CO ₂ (Двуокись углерода)	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
CH ₄ (Метан)	0,6519	0,6519	0,6519	0,6519	0,6519	0,5932	0,5555	0,5106	0,4572	0,4332
C ₂ H ₆ (Этан)	0,1326	0,1326	0,1326	0,1326	0,1326	0,1526	0,1641	0,1765	0,1888	0,1934
C ₃ H ₈ (Пропан)	0,1323	0,1323	0,1323	0,1323	0,1323	0,1583	0,1752	0,1958	0,2213	0,2332
i-C ₄ H ₁₀ (i-бутан)	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0265	0,0295	0,0331	0,0378	0,0400
n-C ₄ H ₁₀ (n-бутан)	0,0308	0,0308	0,0308	0,0308	0,0308	0,0371	0,0413	0,0466	0,0532	0,0564
i-C ₅ H ₁₂ (i-пентан)	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0047	0,0052	0,0059	0,0068	0,0072
n-C ₅ H ₁₂ (n-пентан)	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0033	0,0039	0,0044	0,0050	0,0057	0,0061
Остаток	0,0146	0,0146	0,0146	0,0146	0,0146	0,0176	0,0197	0,0222	0,0256	0,0272
Итого:	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0005	1,0004	1,0004	1,0005
Массовая доля отгона газа R _{см} ^г	0,1907	0,1907	0,1907	0,1907	0,1907	0,0027	0,0044	0,0067	0,0097	0,0112
ΣC ₄₊	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0899	0,1001	0,1128	0,1291	0,1369
Сумма по двум ступеням C ₄₊	0,1645	0,1747	0,1874	0,2036	0,2115					

Результаты расчетов, представленные на рис. 4-5 и в табл. 3 и 4, позволяют сделать следующие выводы.

1. Существующие термобарические условия сепарации скважинной продукции на ДНС с УПСВ Вынгапуровского месторождения не соответствуют критериям оптимальности, что приводит к значительным потерям ШФЛУ с отгоняемым газом.

2. Снижение давления на первой ступени сепарации при постоянной температуре не приводит к сокращению потерь ШФЛУ и оптимизации системы.

3. Увеличение давления на второй ступени сепарации позволяет значительно (см. табл. 3 и 4) снизить содержание ШФЛУ в отгоняемом газе, при наиболее благоприятных условиях содержание компонентов от C_4 и выше снижается в 4 раза по сравнению с базовым вариантом.

4. Существующая технологическая схема сепарации на двух ступенях не обеспечивает качественную подготовку нефти в связи с резким снижением давления на второй ступени. В этой связи необходим ввод в работу 3-й ступени сепарации.

Литература

1. Магомедшерифов Н.И. Исследование и разработка методов обезвоживания скважинной продукции нефтяных месторождений // Дисс... канд. техн. наук, Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. 132 с.

2. Обоснование нормативов технологических потерь нефти на 2009 год по месторождениям ООО «Заполярье», Ноябрьск, 2008 г.

3. Фоминых О.В. Исследование фазовых равновесий углеводородов и обоснование метода их расчета для снижения потерь нефти при разработке месторождений // Автореф... дисс. канд. техн. наук, Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 24 с.

4. Фоминых О.В. Оптимизация режимов работы нефтегазосепараторов // Проблемы геологии и освоения недр: Сб. науч. тр. Томск: ТПУ, 2009. С. 488 - 490.

BASIS OF PREPARATION OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF RATIONAL PRODUCTION BOREHOLE FIELD VYNGAPUROVSKOE

S.A. Leontiev

Tyumen State Oil and Gas University, Russia, Tyumen

A.N. Marchenko

All-Russian Research Institute of Oil Geology (VNIGNI), Moscow, Russia

O.V. Fominykh

Tyumen State Oil and Gas University, Russia, Tyumen

e-mail: fov@tsogu.ru

Abstract. *It is known that the degassing downhole oil field production occurs at several stages of separation. This is due to the need to maintain a broad fraction of light hydrocarbons (NGL) in the oil, since a single process much of it would have passed into the gaseous state. However, at most of the oil fields the thermobaric conditions of separation does not take into account the component structure in the separation of incoming goods, in this regard, increased loss of NGL. In this paper the technique of rational justification of the regime of separation of well production on the example of JSC «GazpromNefi-Noyabrskneftegaz» and calculated results of the optimization process are presented.*

Keywords: *borehole products, oil separation, loss of NGL, the rationale of process parameters, oil treatment*

References

1. Magomedsherifov N.I. Issledovanie i razrabotka metodov obezvozhivaniya skvazhinnoi produktsii nefityanykh mestorozhdenii (Research and development of methods for well production dehydration at oil fields) PhD thesis, Tyumen, TyumGNGU, 2009. 132 p.
2. Obosnovanie normativov tekhnologicheskikh poter' nefi na 2009 god po mestorozhdeniyam OOO «Zapolyarneft'» (Justification the norms of oil process losses in 2009 at "Zapolyarneft" LLC oilfields), Noyabr'sk, 2008.
3. Fominykh O.V. Issledovanie fazovykh ravnovesii uglevodorodov i obosnovanie metoda ikh rascheta dlya snizheniya poter' nefi pri razrabotke mestorozhdenii (Study of phase equilibria of hydrocarbons and justification of the method of their calculation in order to reduce the loss oil in field development). PhD thesis, Tyumen, TyumGNGU, 2011. 24 p.
4. Fominykh O.V. Optimizatsiya rezhimov raboty neftegazoseparatorov (Optimization of oil and gas separator operation mode), *Problemy geologii i osvoeniya nedr: Sb. nauch. tr. (Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources: Proceedings)*. Tomsk, TPU, 2009. PP. 488 - 490.