

Совершенствование технологии и оборудования подготовки нефти на удаленных объектах нефтедобычи

И.Ю. Хасанов

д.т.н., генеральный директор¹
npc-sherik@mail.ru

В.И. Рогозин

к.т.н., доцент кафедры ХТП²
rogozin_vi@list.ru

Д.В. Иванов

к.ф.-м.н., старший преподаватель кафедры
ГиЕНД³
ivanov_dv@list.ru

¹ООО НПЦ «Шэрыкъ», Салават, Россия

²Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ, Салават, Россия

³Филиал ФГБОУ ВО УГАТУ, Ишимбай, Россия

Предложены новые технология и оборудование для совершенствования промышленной подготовки нефти. Новизна технологии заключается в частичной дегазации ШФЛУ в вертикально-горизонтальном сепараторе и возврате ее жидкой части в трубопровод товарной нефти повышенной стабильности для восстановления ее бензинового потенциала при сохранении ДНП нефтегазоконденсатной смеси на уровне стандарта. Сепаратор интегрирован в схему действующей установки комплексной подготовки газа.

Материалы и методы

Компьютерное исследование массообменных процессов контактного разгазирования и фракционирования многокомпонентных смесей с учетом составов сырья, фактических загрузок и технологических параметров подготовки нефти и низконапорных газов.

Ключевые слова

нефть, газ, сепарация, стабилизация, давление насыщения, конечная ступень сепарации нефти

На современном этапе развития нефтегазового сектора рациональная переработка и использование углеводородного сырья в районах его добычи, применительно малодоступных, удаленных месторождений, является одной из востребованных, ожидающих своего разрешения технико-экономических и экологических задач во многих регионах мира. Крайняя актуальность проблемы подтверждается изданием Правительством РФ постановления №7 от 08.01.2009 г., предписывающего нефтяным компаниям (далее — НК) довести утилизацию добываемого попутного нефтяного газа (далее — ПНГ) с 01.01.2012 г. до обязательного 95%-ого уровня. Следующее постановление №1148 от 08.11.2012 г. изменило и конкретизировало условия утилизации.

По данным Минприроды РФ, в России ПНГ сжигается на факелах в основном на малодобитных месторождениях нефти с ресурсами от 5 до 50 млн м³ в год. При этом сжигаются в значительных количествах бензиновые и пропан-бутановые фракции [1]. К таким сложным для рационального освоения и эксплуатации месторождениям относятся примерно 70% нефтяных месторождений России [2]. Чистые потери от сжигания только ПНГ конечных ступеней сепарации нефти составили, например, в 2010 г. — 1,45% от добываемой в России нефти [3]. В настоящее время НК из известных методов утилизации ПНГ на промыслах применяют самый простой — неглубокую переработку газа: получение «сухого» отбензиненного газа и нестабильного конденсата — широкой фракции легких углеводородов (далее — ШФЛУ). При этом жидкая продукция — нестандартизованная ШФЛУ — рассматривается как побочный продукт (сырье) для последующей переработки за пределами месторождения. Заметим, что в связи с реализацией газовых программ НК, избыток к 2020 г. может составить 15 млн т в год [4].

На рынке услуг недропользователям предлагаются различные варианты переработки ШФЛУ. Основной из них — транспортировка на ГПЗ, разделение средствами фракционирования с получением стабильного конденсата, пропан-бутановой фракции и сухого газа, с использованием последних на малых тепло- и энергоустановках. Однако в силу удаленности малых месторождений от потенциальных потребителей получаемой продукции, значительных капитальных вложений и эксплуатационных расходов на их осуществление, известные технологии зачастую становятся нерентабельными. В условиях, когда нерентабельна или вообще отсутствует возможность бесперебойного вывоза продуктов переработки газа, кроме нефтепровода для товарной нефти, встает задача получения наиболее дешевым способом нефтяных компонентов из ШФЛУ для подачи их в нефтепровод, обеспечивая стабильность получаемой смеси. Возврат углеводородных

конденсатов в товарную нефть целесообразен, поскольку известны примеры увеличения выхода светлых нефтепродуктов из нефти на нефтеперерабатывающих заводах при добавлении стабильного конденсата с доставкой последнего по железной дороге или автотранспортом. Кроме того, издавна известны технологии, когда для уменьшения вязкости и снижения температуры застывания перекачиваемой нефти, особенно в районах с низкой температурой окружающей среды, в нее добавляют маловязкие растворители, в том числе конденсат [5].

Однако несмотря на наличие значительного количества работ, посвященных этой проблеме, не было научно обоснованных, простых и эффективных технологий фракционирования ШФЛУ на оборудовании, интегрированном в промышленную схему установок комплексной подготовки газа (далее — УКП) месторождений, удаленных от транспортной и перерабатывающей инфраструктуры. В этих условиях нами проведен научный поиск и выполнены исследования по переработке ШФЛУ непосредственно на промыслах с разделением ее на жидкую и газообразную фракции при минимальных затратах. В результате созданы новые технология и оборудование для получения бензиновых фракций из ШФЛУ на промысле и последующего их возврата в трубопровод товарной нефти и, тем самым, восстановления ее бензинового потенциала. При этом полностью устраняется или существенно снижается потребность в дорогостоящей инфраструктуре, появляются возможности вовлечения в переработку неиспользуемые объемы ШФЛУ, улучшаются экономические показатели нефтедобычи [3, 6, 7]. Исследованы физико-химические свойства углеводородных (далее — УВ) компонентов дегазированного конденсата ШФЛУ, их поведение в процессе межфазного распределения при изотермическом расширении насыщенных жидких фракций ШФЛУ в различных термобарических условиях с учетом дроссельного эффекта Джоуля–Томсона. Выполнено технологическое моделирование и оптимизация процессов фазовых превращений при двухстадийной дегазации ШФЛУ с целью получения ее жидкой части, пригодной для возврата в товарную нефть, с сохранением качества нефтегазоконденсатной смеси по давлению насыщенных паров (далее — ДНП) в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Методы моделирования составов УВ сырья, расчетов его фазовых равновесий и физико-химических свойств базируются на разработанных расчетных методиках. Для этого созданы и широко используются системы технологического моделирования, по которым можно выполнять многовариантные расчеты режимов, балансов и показателей качества сырья, технологических потоков и продукции. Условием эффективного использования моделей при решении

производственных задач является необходимость обеспечения их адекватности реально действующим объектам, т.е. чтобы результаты расчетов максимально соответствовали фактическим параметрам и показателям технологических процессов. Адаптацию математической модели расчета физико-химических свойств нефти конкретного месторождения проводили по измеряемым параметрам в среде программной системы HYSYS методом итераций компонентного состава недостающей части ее «газовых углеводородов» $C_1 - C_7$. Результаты лабораторных и расчетных исследований физико-химических свойств товарной нефти приведены в таб. 1, а полный компонентный состав нефти в таб. 2. Эти данные подтверждают практически полную адекватность расчетных и фактических показателей физико-термодинамических свойств товарной нефти: по плотности, вязкости, ДНП (ГОСТ 1756-2000 — 24,0 кПа, температуре начала кипения — 53,5°C, содержанию индивидуальных УВ ($C_1 - C_7$), фракционному составу (при температуре 100–350 °С).

Основной целью промысловой стабилизации (дегазации) сырой нефти является получение товарной нефти с заданным давлением насыщенных паров по ГОСТ Р 51858-2002 не более 66,7 кПа при 37,8°C (метод Рейда) и полностью сохраненным потенциалом. Достижение этой цели предусматривает обеспечение качества нефтяного газа, в составе которого не должно содержаться УВ, входящих в потенциал нефти [8]. Такой критерий на сегодня является общепринятым показателем стабильности товарной нефти. Однако он носит формальный характер, т.к. не отражает какие именно УВ обуславливают данное ДНП нефти — легколетучие ($C_1 - C_3$) или более тяжелые (C_4). Из этого следует, что любому ДНП может соответствовать множество углеводородных составов нефти в зависимости от способа разгазирования, термобарических условий сепарации на концевой ступени сепарации и начального состава самой нефти. В этой связи, для снижения потерь товарной нефти от испарения при транспорте и хранении, рекомендуется поддерживать ДНП нефти значительно ниже стандартного значения — на уровне 40 кПа или даже на уровне 26–29 кПа [8]. Однако при таких ДНП нефти в ПНГ КСУ (концевой горячей ступени сепарации нефти) из-за низкой четкости разделения на газовую ($C_1 - C_4$) и жидкую нефтяную (C_5) фазы будет содержаться значительное количество УВ, составляющих потенциал нефти. Дезтанированный компрессат ПНГ-ШФЛУ, выпускаемый по ТУ 38.101524-93, содержит в своем составе до 25% масс. бензиновых УВ C_{4+} .

Для выделения из ШФЛУ наиболее дешевым способом ее нефтяных компонентов нами используется энергия изохлальной процессу редуцирования избыточного давления ШФЛУ, переданная ей в процессе дезтанизации сырого газового конденсата. Утилизация потенциальной энергии при определении эффективных условий сепарации ШФЛУ и возможности рациональных условий использования ее жидкой части достигается здесь путем дросселирования давления ШФЛУ до уровня пароконденсатной смеси, при фазовом разделении которой образуется конденсат. Последний затем под собственным давлением направляется в трубопровод для смешения с товарной нефтью

№ п/п	Наименование параметра	Результаты лабораторных испытаний АО «НИПИнефтегаз»	Результаты расчетов в среде HYSYS			
1	Плотность при температуре 20°C, кг/м ³	810,9	806,4			
2	Кинематическая вязкость при температуре 50°C, мм ² /с	4,551	4,659			
3	Давление насыщенных паров, кПа	24,0	24,06			
4	Температура начала кипения, °С	53,5	53,53			
5	Выход фракций при температуре:					
	Опытные данные	Расчетные данные				
	°С	% объемн.	°С	% объемн.	°С	% объемн.
	100	6,5	94	6,7	278	41,1
	120	10,0	109	9,0	293	44,0
	150	16,0	122	11,9	307	47,5
	160	18,0	137	14,7	321	51,4
	180	22,0	151	17,6	335	55,1
	200	26,0	165	20,4	349	58,4
	220	29,0	179	23,3	363	60,8
	240	32,0	193	26,0	378	62,9
	250	34,0	207	28,2	392	65,7
	260	36,0	222	30,3	405	68,5
	280	40,0	236	32,6	420	71,1
	300	44,0	250	35,4	440	76,0
	350	57,0	264	38,2	468	80,3

Таб. 1 — Сравнение лабораторных и расчетных физико-химических свойств товарной нефти

Tab. 1 — Comparison of laboratory and calculated physico-chemical properties commercial oil

№ п/п	Параметры	Режимы работы сепаратора				
		1	2	3	4	5
1	Избыточное давление в сепараторе, кПа	700	500	700	900	1100
2	Подвод тепла в сепаратор, МДж/ч	0	600	740	750	880
3	Температура конденсата, °С	44,94	47,99	60,48	68,32	77,86
4	Массовый расход газовой фазы ШФЛУ, кг/ч	1322	3035	3188	3048	3251
5	Массовые расходы жидкой фазы ШФЛУ, кг/ч	2878	1165	1012	1152	949
6	Массовая доля жидкой фазы	0,6852	0,2774	0,2410	0,2743	0,2260
7	Плотность газовой фазы, кг/м ³ (по п.1 и п. 3)	16,77	12,89	17,22	21,61	26,24
8	Стандартный расход газовой фазы, кг/(м ³ ·ч)	655	1409	1466	1406	1485
9	Истинное давление пара при 37,8°C жидкой фазы ШФЛУ, кПа	626	435	443	474	474
10	ДНП при 37,8°C смеси, кПа	59,7	34,2	33,0	35,0	33,0

Таб. 3 — Результаты расчетов режимов работы сепаратора: $P_{нач} = 2,01$ МПа; $T = 80,5^\circ\text{C}$; $Q_{шфлу} = 4,2$ т/ч; проектный состав ШФЛУ и расход нефти 160 т/ч

Tab. 3 — Results of calculations of the operating modes of the separator: $P_{нач} = 2.01$ МПа; $T = 80.5^\circ\text{C}$; $Q_{шфлу} = 4.2$ t/h; design composition of NGL and oil consumption of 160 t/h

при соблюдении требований к качеству нефтегазоконденсатной смеси по ДНП.

На рис. 1 показано поведение системы в процессе редуцирования давления ШФЛУ. Из рисунка видно, что и изохлальной расширение газонасыщенного однофазного потока ($P_{нач} = 2,01$ МПа, $T_{нач} = 80,5^\circ\text{C}$) сопровождается сложными тепломассобменными процессами, обусловленными снижением температуры парожидкостной смеси за счет дроссельного эффекта Джоуля–Томсона. В условиях существования парожидкостного состояния ШФЛУ снижение давления насыщения (ведущий параметр) сопровождается интенсивным испарением (кривая 3) даже при падении температуры (кривая 1) и снижением ДНП неиспаренной жидкости за счет перехода наиболее летучих УВ ШФЛУ в паровую фазу (кривая 4).

Резкое падение температуры с 80,05°C до 4,25°C ($P = 0,2$ МПа) объясняется затратами

энергии редуцирования давления на преодоление сил межмолекулярного взаимодействия молекул компонентов в жидкой части ШФЛУ при возрастании ее степени испарения и изменения объемной энергии $\Delta(PV)$ (кривая 2).

Основным резервом снижения ДНП нефтегазоконденсатной смеси (далее — НГКС) остается снижение концентрации C_3 в конденсате от холодной сепарации ШФЛУ при сохранении в нем бензиновых компонентов. Поэтому выделение C_3 из этого нестабильного газового конденсата (далее — НГК) необходимо вести по ключевым компонентам C_3 ($T_{кип} = -42^\circ\text{C}$) или изо- C_4 ($T_{кип} = -11^\circ\text{C}$). При такой большой разнице температур кипения этих компонентов (31°C) в НГК возможно определенное снижение C_3 в жидкой фазе при горячей сепарации НГК с одновременным подводом тепла извне. Такой процесс целесообразно проводить при давлении дроссели-

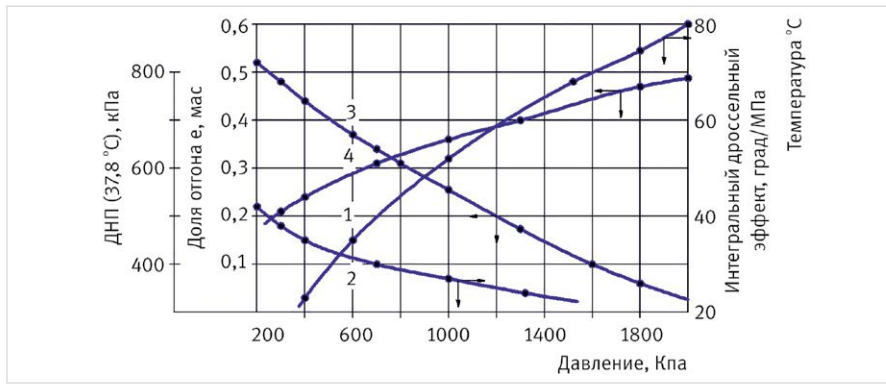


Рис. 1 — Физико-термодинамические показатели изэнтропийного расширения горячей ШФЛУ;

Кривые: 1 — $T = f(P)$, 2 — интегральный дроссельный эффект D (град/МПа), 3 — $e' = f(P)$, 4 — ДНП = $f(P)$

Fig. 1 — Physico-thermodynamic indicators of isenthalpic expansions of hot NGL; Curves: 1 — $T = f(P)$, 2 — integral throttling effect D (degrees/MPa), 3 — $e' = f(P)$, 4 — DNP = $f(P)$

Компоненты	Объемн. доля	Мольн. доля	Масс. доля	Ki
Methane	0,0005	0,00001	0,00018	217,1
Ethane	0,0008	0,00001	0,00035	54,85
Propane	0,0009	0,00001	0,00056	18,74
i-Butane	0,0011	0,00001	0,00076	8,184
n-Butane	0,0023	0,00003	0,00166	6,324
i-Pentane	0,0050	0,00005	0,00385	2,749
n-Pentane	0,0080	0,00009	0,00622	2,206
n-Hexane	0,0130	0,00012	0,01063	0,7836
n-Heptane	0,0350	0,00030	0,02967	0,2846
Σ	0,0666	0,00064	0,05389	-
Φ109	0,0234	0,0454	0,0203	0,1962
Φ122	0,0289	0,0528	0,0254	0,1188
Φ137	0,0281	0,0492	0,0249	0,068
Φ151	0,0287	0,0472	0,0257	0,038
Σ	1,0000	1,0000	1,0000	-

Таб. 2 — Содержание УВ компонентов $C_1 - C_7$ в товарной нефти.

(Φ109 — узкая фракция нефти при средней температуре кипения 109°C; K_i — константа фазового равновесия i -го компонента при 53,53°C)

Tab. 2 — The content of HC components $C_1 - C_7$ in commercial oil.

(Φ109 — a narrow fraction of oil at an average boiling point of 109°C, K_i is the phase equilibrium constant of the i -th component at 53.53°C)

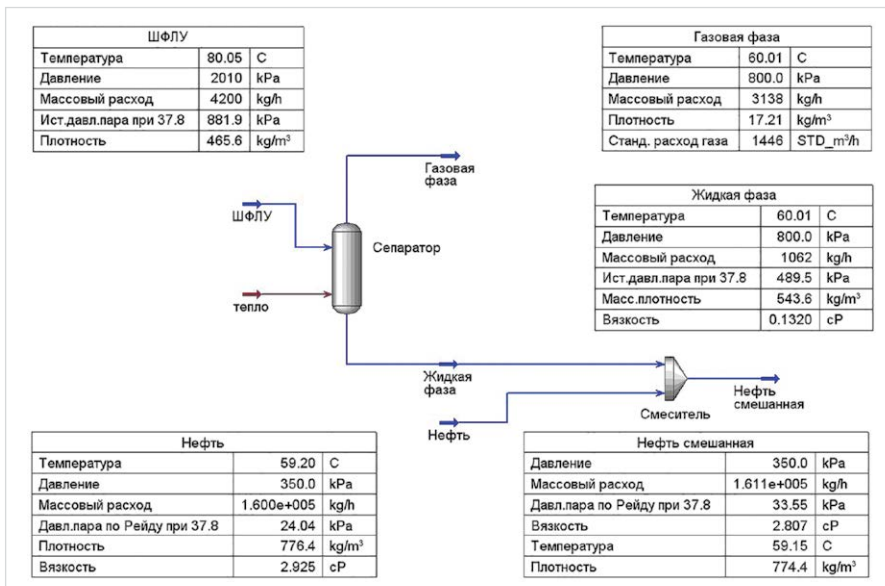


Рис. 2 — Характеристика потоков сепарации ШФЛУ и смешения ее жидких фракций с товарной нефтью

Fig. 2 — Characterization of separation flows of NGL and mixing of its liquid fractions with commercial oil

рования ШФЛУ в одном и том же аппарате [7].

В табл. 3 приведены результаты расчетов параметров работы сепаратора при различных режимах. Из таблицы следует, что без дополнительного подвода тепла (режим 1) образуется НГКС с ДНП (59,7 кПа), удовлетворяющий требованиям ГОСТ (66,7 кПа). Однако потери легких УВ от испарения такой смеси превышают нормативные в 3–4 раза. Другие режимы двухступенчатой сепарации позволяют решить поставленную задачу. Однако дегазация ШФЛУ при низких давлениях (0,6 МПа и менее) осложняется гидравлическим сопротивлением при транспорте полученного в сепараторе конденсата перед смешиванием его с товарной нефтью, а повышенное давление сепарации (0,9 МПа и более) — неоправданно завышенным расходом тепловой энергии на стабилизацию жидкой части ШФЛУ на второй стадии ее дегазации.

Рациональными параметрами подготовки конденсата для смешения с товарной нефтью при постоянном давлении разгазирования 0,8 МПа и составе ШФЛУ являются: масс. доля отгона 0,75–0,70, температура разгазирования на второй ступени 60–58°C при промышленных расходах нефти 160–140 т/ч и ШФЛУ 4,8–4,2 т/ч. При этом ДНП НГКС составляет 33–36 кПа, а технологические потери УВ нефти от испарения не превышают последние в технологических емкостях месторождений Западной Сибири при транспорте и хранении нефти.

Оценку технологических потерь легких УВ НГКС проводили согласно СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсатов» на основе расчета зависимости потерь УВ от ДНП смешанной нефти и ДНП исходной нефти по известному уравнению Н.Н. Константинова.

На рис. 2 приведен материальный баланс процессов сепарации ШФЛУ и смешения технологических потоков с товарной нефтью для одного из возможных режимов работы установки, интегрированной в схему УКПГ месторождения.

Эти данные показывают, что при добавлении 25% ШФЛУ к товарной нефти увеличивается ее выход на 25,03 м³/сут, улучшается ее качество за счет возврата бензиновых фракций и улучшаются реологические свойства смеси. Газ сепарации ШФЛУ используется на внутренние нужды месторождения.

Итоги

Предложены принципиально новая технология и аппаратное оформление для совершенствования промышленной подготовки товарной нефти на удаленных объектах нефтедобычи. Новизна технологии заключается в частичной дегазации дезантизированной ШФЛУ и возврате ее жидкой части в трубопровод товарной нефти повышенной стабилизации для восстановления ее бензинового потенциала при сохранении ДНП нефтегазо-конденсатной смеси на уровне стандарта.

Выводы

Проведенные расчеты, моделирование и заключения на их основе процессов восстановления бензинового потенциала товарной нефти на конкретном месторождении могут стать методическим пособием и для других объектов нефтедобычи для решения

проблемы утилизации низконапорных газов. Для снижения потерь легких фракций нефти при транспорте и хранении нефтяные компании идут на углубленную ее стабилизацию. Однако при этом образуется значительное количество низконапорных ПНГ на КСУ, в конденсате (ШФЛУ) которых содержится до 25% масс. бензиновых УВ. Решение такой проблемы жестко регламентируется Постановлением Правительства РФ № 1148. Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта № 17-48-020345.

Список литературы

1. Ситуация с утилизацией попутного нефтяного газа и предлагаемые меры по переработке ПНГ. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.manbw.ru/analytics/png_recycling.html (дата обращения 25.05.2011).

2. Токарев А.Н. Возможности привлечения инвестиций в реализацию комплексных программ по утилизации и переработке попутного газа // *Налоги. Инвестиции. Капитал*. 2008. № 4–6. С. 64–76.
3. Хасанов И.Ю., Жирнов Б.С., Ильясов У.Р., Рогозин В.И. Технология рациональной утилизации нефтяного газа конечных ступеней сепарации нефти // *Экспозиция Нефть Газ*. 2015. № 2. С. 59–61.
4. Рустам Минниханов и Рустэм Хамитов совместно настаивают на внутрироссийском маршруте при строительстве ШФЛУ-провода из Западной Сибири. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://rccnews.ru/ru/news/petrochemical/81894> (дата обращения 05.05.2015).
5. Авторское свидетельство №584604. Способ трубопроводного

- транспорта высокозастывающего и низкозастывающего взаиморастворимых компонентов. Приоритет от 16.02.1970, кл. F17 D.
6. Хасанов И.Ю., Бажайкин С.Г., Гуржий С.Л., Ильясова Е.З. К вопросу разработки рациональной технологии утилизации ШФЛУ на месторождении «Каракудук» // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2009. № 4. С. 95–100.
 7. Патент №2427411. Способ разделения смеси легкокипящих при разных температурах жидкостей и устройство для его осуществления. Приоритет от 03.11.2009, кл. B01D19/00.
 8. Быков В.А. Технологические методы предотвращения потерь углеводородного сырья на промысле. М.: Недра, 1988. 80 с.

ENGLISH

OIL REFINING

Upgrading oil, water and gas separation technology and equipment at distant oil production facilities

UDC 665.62

Authors:

Il'mer Yu. Khasanov — Sc.D., general director¹; npc-sherik@mail.ru

Vladimir I. Rogozin — Ph.D., associate professor of chemical-engineering processes department²; rogozin_vi@list.ru

Dmitriy V. Ivanov — Ph.D., senior lecturer of the department of humanities and science disciplines³; ivanov_dv@list.ru

¹LLC NPTs “Sheryk”, Salavat, Russian Federation

²Salavat branch USPTU, Salavat, Russian Federation

³Ishimbai branch USATU, Ishimbai, Russian Federation

Abstract

New upgrading oil, water and gas separation technology and equipment are proposed. The novelty of the technology is in partial degassing of the NGL in the heater-treater and returning of its liquid part to the highly stabilized commercial oil pipeline to restore its petrol potential and maintain the oil-gas condensate mixture SVP at the standard level. The separator is integrated into the operating gas processing plant layout.

Materials and methods

Computer research of mass exchange processes of contact degassing and fractionation of multicomponent mixtures with consideration of the raw material components,

actual load and technological parameters of oil and low pressure gas separation

Results

A radically new technology and implementation of the commercial oil separation at the distant oil production facilities are proposed. The novelty of the technology is in partial degassing of the de-ethanized NGL in the heater-treater and returning of its liquid part to the highly stabilized commercial oil pipeline to restore its petrol potential and maintain the oil-gas condensate mixture SVP at the standard level.

Conclusions

Calculations and modeling of the processes of the restoration of the petrol potential of

the commercial oil at a certain field can be guidelines for other oil production facilities in terms of the low-pressure gases disposal problem solution. To decrease the loss of the light oils when transporting and storing the oil companies go to its deep stabilization. However, a significant amount of low-pressure associated petroleum gas forms at the terminal separation unit with 25% petrol HC mass contained in the condensate (NGL). The RF Government Decree No.1148 strictly regulates the solution to this problem.

Keywords

oil, gas, separation, stabilization, saturation pressure, last stage of oil separation

References

1. *Situatsiya s utilizatsiyey poputnogo neftyanogo gaza i predlagayemye mery po pererabotke PNG* [Situation with the associated petroleum gas disposal and proposed solutions related to the APG treatment]. Available at: http://www.manbw.ru/analytics/png_recycling.html (accessed 25.05.2011).
2. Tokarev A.N. *Vozmozhnosti privlecheniya investitsiy v realizatsiyu kompleksnykh programm po utilizatsii i pererabotke poputnogo gaza* [Opportunities of financing complex programs for the associated petroleum gas disposal and treatment]. *Nalogi. Investitsii. Kapital*, 2008, issue 4–6, pp. 64–76.
3. Khasanov I.Yu., Zhirnov B.S., Il'yasov U.R., Rogozin V.I. *Tekhnologiya ratsional'noy utilizatsii neftyanogo gaza kontsevykh stupeney separatsii nefi* [Sustainable

technology of the associated gas disposal at the last stages of oil separation]. *Exposition Oil Gas*, 2015, issue 2, pp. 59–61.

4. *Rustam Minnikhanov i Rustem Khamitov sovместно nastaiivayut na vnurirossiyskom marshrute pri stroitel'stve ShFLU-provoda iz Zapadnoy Sibiri*. [Rustam Minnikhanov and Rustem Khamitov together insist on the intra-Russian route of the NGL pipeline construction from the West Siberia]. Available at: <http://rccnews.ru/ru/news/petrochemical/81894> (accessed 05.05.2015)
5. Certificate of authorship №584604. *Sposob truboprovodnogo transporta vysokozastyvayushchego i nizkozastyvayushchego vzaimorastvorimykh komponentov* [Means of pipeline transportation of the high and low pour point mutually soluble components]. Priority from 16.02.1970, cl. F17 D.
6. Khasanov I.Yu., Bazhaykin S.G., Gurzhiy

- S.L., Il'yasova E.Z. *K voprosu razrabotki ratsional'noy tekhnologii utilizatsii ShFLU na mestorozhdenii «Karakuduk»* [On the development of a sustainable technology of the NGL disposal at Karakadukh field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2009, issue 4, pp. 95–100.
7. Patent №2427411. *Sposob razdeleniya smesi legkokipyashchikh pri raznykh temperaturakh zhidkostey i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya* [Method of separation of the low boiling liquids mixture at different temperatures and device for its implementation]. Priority from 03.11.2009, cl. B01D19/00.
8. Bykov V.A. *Tekhnologicheskie metody predotvrashcheniya poter' uglevodorodnogo syr'ya* [Technological methods for the raw hydrocarbons loss prevention at fields]. Moscow: *Nedra*, 1988, 80 p.