

6 Івасів В.М., Артими В.І., Пушкар П.В. Удосконалена методика прогнозування залишкового ресурсу деталей в типових умовах експлуатації // Тези доповідей 7 Міжнародного симпозиуму українських інженерів - механіків (МСУІМІ - 7). – Львів. – 2005. – С. 73.

7 Івасів В.М., Артими В.І., Пушкар П.В., Козак О.М. Урахування напружень низького рівня при розрахунках довговічності деталей машин // Машинознавство. – 2003. – № 12. – С. 17 - 20

8 Івасів В., Артими В., Смоляк Т., Козак О., Нікітюк В. Методика оцінки втомної довговічності та залишкового ресурсу великогабаритних деталей з допомогою локальних моделей // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2005. – № 1. – С. 19-24.

9 Івасів В.М., Артими В.І., Смоляк Т.І., Нікітюк В.М. Прогнозування залишкового ресурсу магістральних газопроводів з допомогою моделей-“вирізків” // Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта: Сб. докл. науч.-практ. семинара. – Киев: Экотехнология, 2005. – С. 7 - 8

10 Артими В.І., Івасів В.М., Федорович Я.Т., Пушкар П.В. Визначення залишкового ресурсу насосних штанг в типових умовах експлуатації // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 2. – С. 79-82

11 Крижанівський Є.І., Івасів В.М., Чернов Б.О., Ільницький М.К. Вибір і дослідження моделей підводних трубопроводів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36 (Том 4). – С. 109-114.

УДК 622.267+622.324.5

ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДГОТОВКИ НАФТИ З МЕТОЮ ЗМЕНШЕННЯ ЇЇ ВТРАТ

¹Т.В. Шумілін, ¹П.В.Тарабаринів, ²В.І. Адамович

¹НДПІ ВАТ “Укрнафта”, вул. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, м. Івано-Франківськ, 76019
Тел. (+ 38 0342) 776151, e-mail: t.shum@mail.ru

²НГВУ “Бориславнафтогаз” ВАТ “Укрнафта”, вул. Карпатська брама, 26 м. Борислав, 82300,
Тел./факс (+ 3803248) 50109, 52850

Рассмотрена существующая система сбора, подготовки, транспортировки и хранения нефти на промысле НГВУ „Бориславнефтегаз”, а также приведены ее основные недостатки. Предложена технологическая схема, которая дает возможность герметизировать систему сбора и подготовки нефти, сократить ее потери, получить дополнительную продукцию и улучшить экологию в регионе.

The existing system of gathering, preparation, transportation and storage of oil at the field of OGPE "Boryslavnaftogas" it is considered. The basic defects of this system of gathering and preparation of oil are resulted. The technological scheme is offered which enables to pressurize of gathering and preparation system of oil, to reduce its losses, to receive additional production and to improve ecology in region.

Проблема раціонального та економічного використання нафти і нафтопродуктів має важливе значення для народного господарства будь-якої держави. За сучасних умов ця проблема є актуальною і для України. Загальний стан паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) України характеризується, насамперед, обмеженими власними запасами нафти і газу та великими потребами народного господарства в них.

Одним із показників, які характеризують ефективність роботи нафтогазовидобувних підприємств, є об'єм технологічних втрат нафти, тобто кількість нафти, що безповоротно втрачається у технологічних процесах збору, підготовки, внутрішньопромислового транспортування і зберігання при існуючому рівні розвитку техніки і технологій. Величина цих втрат визначається від загального обсягу видобутку нафти і газу. Встановлення джерел і величини технологічних втрат окремих об'єктів нафтога-

зозбірних систем дозволяють виявити неефективні процеси і визначити техніко-організаційні заходи зі скорочення і ліквідації цих втрат.

Аналіз шляхів збалансованого розвитку виробництва і споживання джерел енергії нафтового походження свідчить, що найефективнішим напрямком економії та раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів на сучасному етапі розвитку ПЕК є запобігання невідновних втрат нафти на всіх стадіях технологічних процесів виробничої діяльності – від її видобування до перероблення на нафтогазопереробних заводах. Оскільки ці процеси призводять до техногенних навантажень на навколишнє середовище, то зменшення негативного впливу діяльності нафтогазовидобувних підприємств як забруднювачів навколишнього середовища стає одним з актуальних питань охорони довкілля [1].

Слід зазначити, що в Україні при існуючих технологіях збору, підготовки нафти і газу, ме-

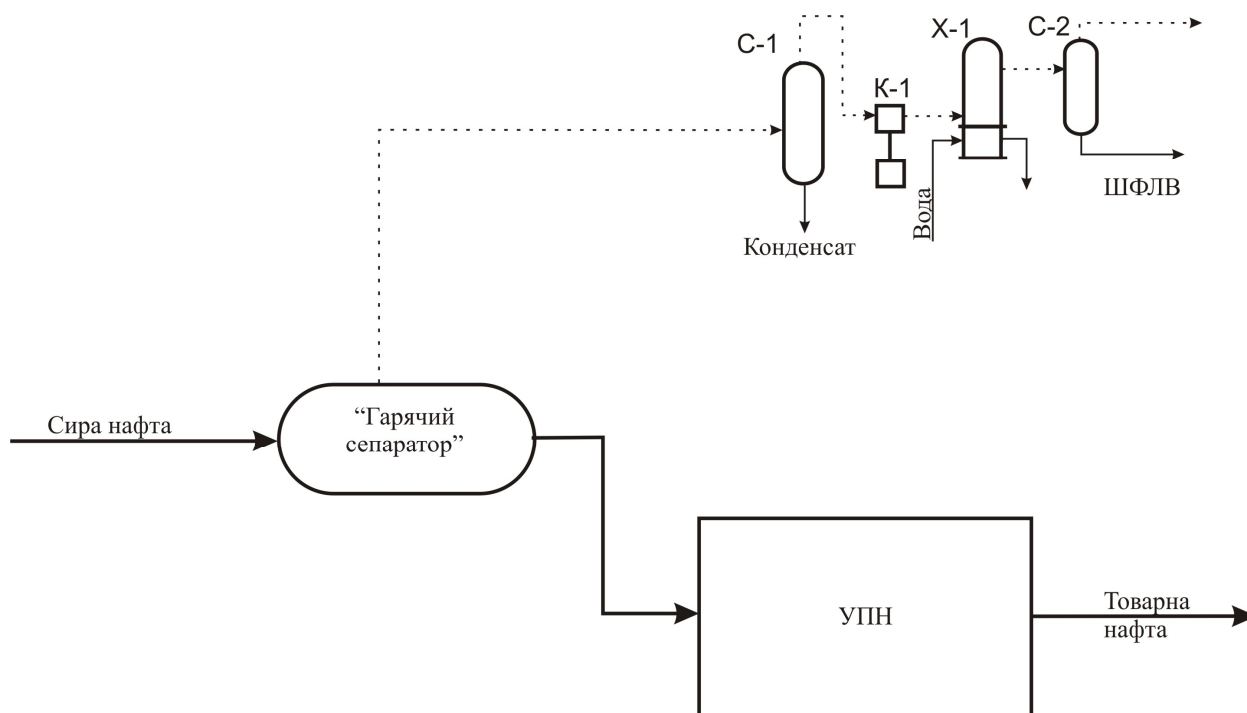


Рисунок 1 – Принципова схема ліквідації втрат нафти на групових установках підготовки нафти

тодах їх видобування, станом обладнання на установках збору та підготовки нафти і газу виникають значні втрати нафти (в основному широкої фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ)) внаслідок випаровування в промислових і товарних резервуарах групових збірних установок та установок підготовки нафти (УПН) [2].

Скорочення втрат і повне використання сировини можуть забезпечити підвищення продуктивності праці тільки на основі застосування досконалішої сучасної техніки і технології виробництва. Величина фактичних втрат легких вуглеводнів, техніка та технологія їх вилучення – чинники, що зумовлюють рівень витрат на їх ліквідацію та ефективність самого процесу.

Залежно від схеми і технології збору та умов сепарації, транспортування і зберігання нафти, втрати легких фракцій будуть різними. З підвищенням тиску в трапах під час сепарації нафти зменшується кількість газу, що виділяється, а в його складі – вміст важких компонентів. Підвищення температури нафти при цьому, навпаки, призводить до збільшення кількості газу, що виділяється, і вмісту важких вуглеводнів. Відповідно до цих змін зменшується або збільшується кількість і змінюється якість вуглеводнів, що залишаються в нафті.

Умови сепарації, збору, транспортування і зберігання нафти безпосередньо впливають на втрати і значною мірою зумовлюють величину вилучення вуглеводнів під час стабілізації нафти. Отже, для вирішення питання щодо необхідності та економічної ефективності стабілізації нафти з метою скорочення втрат легких вуглеводнів перш за все необхідно знати кількість, склад і місце втрат.

Тривалий час на нафтових промислах Західного регіону України експлуатуються найпростіші технологічні схеми підготовки нафти, одним з елементів якої є сировинний резервуар, в якому відбувається процес руйнування емульсій та їх розшарування під дією гравітації на воду і нафту. Такі схеми характеризуються значними технологічними витратами. Проведені промислові та лабораторні дослідження доводять, що через застарілу технологію підготовки нафти та неефективність процесу промислової сепарації нафти виникають значні втрати нафти і газу, які призводять до забруднення навколишнього середовища на значних територіях промислів та до втрат цінної вуглеводневої сировини.

Одним з основних напрямків боротьби з втратами є “гаряча” промислова сепарація (стабілізація) нафти [3]. Принципова схема “гарячої” сепарації наведена на рис. 1. Перед подачею нафти в сировинні резервуари УПН нафту нагрівають до температури 70 °С тобто – стабілізують.

Як приклад, розглянемо процес підготовки нафти на УПН “Старий Самбір” НГВУ “Бориславнафтогаз” (рис. 2).

Нафта свердловин Старосамбірського родовища після індивідуального заміру на установках “Супутник А-16” і “Супутник Б-40” та сепарації на нафтозбірному пункті (НЗП) “Старий Самбір-3”, проходить підготовку на УПН. Нафта Коханівського, Стрільбицького, Південно-Монастирецького родовищ збирається в емкостях об’ємом від 10 до 70 м³ на збірних пунктах родовищ і вивозиться автотранспортом на установку підготовки нафти УПН “Старий Самбір”.

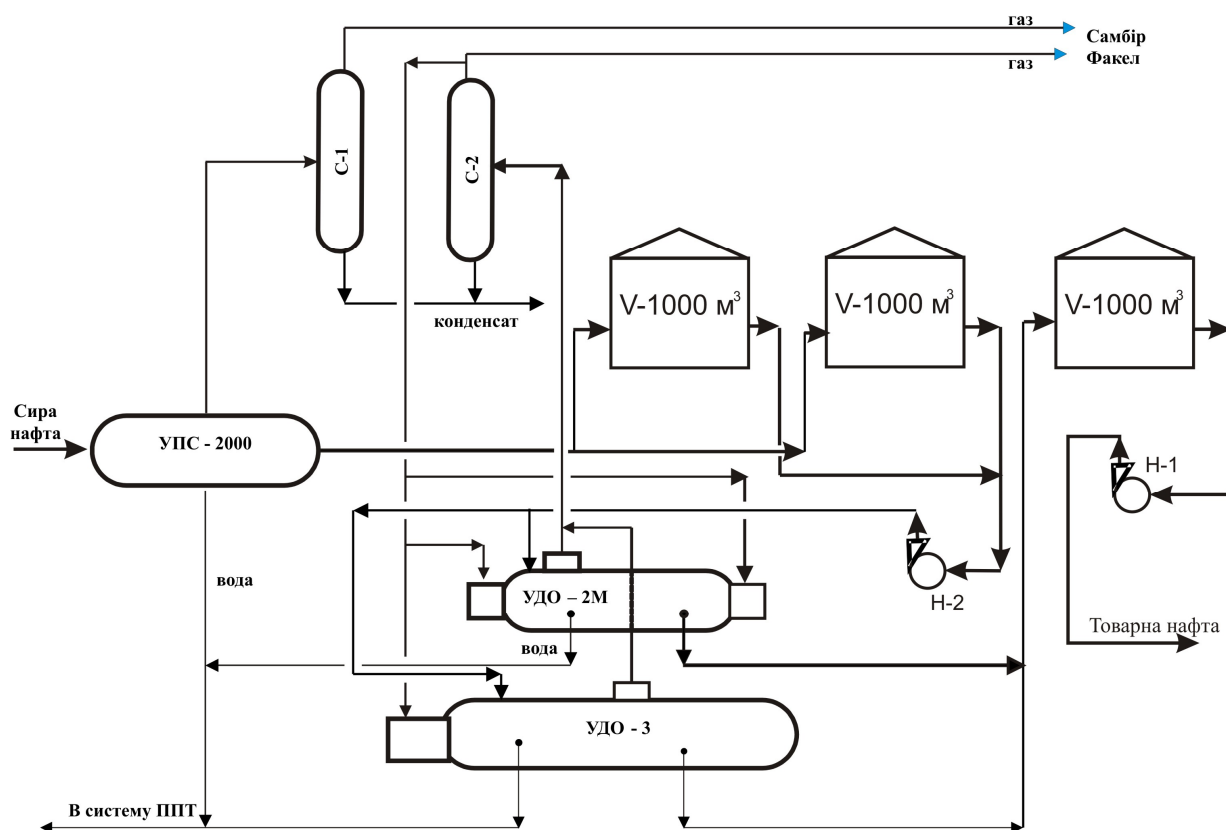


Рисунок 2 – Технологічна схема підготовки нафти УПН „Старий Самбір”

На УПН сира обводнена нафта (рідина) в кількості 180 м³/добу, вмістом води близько 40% і середнім газовим фактором близько 200 м³/т надходить в установку попереднього скидання води УПС-2000 та сепарується при тиску 0,2-0,5 МПа. Обводнена нафта надходить із УПС-2000 в сировинні резервуари V = 1000 м³ або V = 2000 м³, де проходить частково відстій від води і знесолення. Із сировинних резервуарів нафта з вмістом води до 15% подається насосом Н-2 в деемульсатори УДО-2М (УДО-3). При температурі 75°С і тиску до 0,2 МПа проходить процес деемульсації, після якого нафта поступає в товарний резервуар V = 2000 м³ для остаточного зневоднення і знесолення до товарних показників. Нафта, привезена автотранспортом з Коханівського, Стрільбицького та Південно-Монастирецького родовищ змішується з нафтою Старосамбірського родовища і також подається в деемульсатори УДО-2М (УДО-3) для підготовки. Підготовлена нафта транспортується на нафтоналив залізничної станції “Старий Самбір” та відвантажується в залізничні цистерни. Відсепарований газ частково використовується для власних потреб (котельня, УДО-2М) та подається в газотранспортну систему через вузол обліку газу.

Основні недоліки існуючої системи збору та підготовки нафти:

1. Скид вільної води на УПС не відбувається.
2. Сепарація неефективна, залишковий газовміст після УПС становить близько 20-30 м³/т.
3. Установки УДО небезпечні в експлуатації.

4. Основні втрати нафти відбуваються в сировинних і товарних резервуарах та становлять близько 3% масових часток.

Нафта, яка поступає на установку підготовки, за своїми якісними показниками дещо відрізняється від інших нафт родовищ НГВУ “Бориславнафтогаз” невисокою температурою початку кипіння та відносно великою кількістю легких фракцій (таблиця 1). Згідно з проведеними дослідженнями втрати легких фракцій (С₁–С₇) в товарних резервуарах після підігріву в деемульсаторі УДО-2М становлять: 8,383-5,443 = 2,939% масових часток (таблиці 2, 3). Газ дегазації товарних резервуарів, густина якого значно перевищує 2 кг/м³, містить в собі понад 2000 г/м³ легких фракцій С_{3+в}, (таблиця 4). В процесі дегазації нафти (від тиску 0,2-0,5 МПа до атмосферного) в сировинних резервуарах втрачаються легкі вуглеводні С₁–С₇ в кількості 2% від всієї маси товарної нафти. Товарна нафта до транспортування містить у собі близько 5,5% легкої фракції С₁–С₇, що дає можливість відібрати ще додатково до 3% ШФЛВ з товарної нафти. Отже, згідно з дослідженнями нафти, що поступає на УПН “Старий Самбір”, в разі герметизації системи збору та підготовки й стабілізації нафти можна відібрати додатково понад 6% ШФЛВ.

Кількість нафти, що надходить протягом року на УПН, становитиме близько 26280 т. Враховуючи залишковий газовміст 5-15 м³/т і середню густину газу 1,5 кг/м³, втрати становитимуть орієнтовно:

$$26280 \cdot 15 \cdot 1,5 = 591300 \text{ кг}$$

Таблиця 1 – Результати аналізів нафти Старосамбірського родовища НГВУ “Бориславнафтогаз”

	Показник	Одиниця виміру	№ свердловини				
			74	63	91	87	60
1	Густина	кг/м ³	847,7	850	847,1	863,1	852,0
2	Кінематична в'язкість при 40 °С	мм ² /с	6,163	6,302	8,454	7,109	7,542
3	Молярна маса	г/моль	277,6	221,1	254,5	261,3	251,4
4	Температура застигання	°С	+18	+19	+26	+21	+20
5	Масова частка коксу	%	3,24	3,46	2,91	3,80	3,65
6	Масова частка золи	%	0,19	0,173	0,036	0,125	0,205
7	Фракційний склад, відганяється об'ємна частка:	%					
	початок кипіння	°С	48	45	51	56	45
	до 100°С	%	11	11	8	9	12
	до 120°С	%	14	14	11	11	14
	до 150°С	%	18	17,5	16,5	16	16,5
	до 200°С	%	25	25	24,5	24	25
	до 300°С	%	44	47	43	43	48
	до 350°	%	57	72	60,5	57	66
8	Масова частка сірки	%	0,43	0,393	0,37	0,48	0,45
9	Масова частка парафіну	%	7,34	4,7	8,9	-	-
10	Масова частка асфальтенів	%	1,45	1,72	1,18	3,05	1,82
11	Масова частка води	%	7,4	4,8	68,4	70,6	11,9

Таблиця 2 – Результати хроматографічного аналізу нафт НГВУ “Бориславнафтогаз” на вміст вуглеводнів С₁-С₆ після розгазування до атмосферного тиску при температурі 5-25 °С перед поступленням на установку підготовки нафти

Умови відбору проби		Склад газу, масова частка, %									
Тиск, МПа	Тем-ра, °С	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i-C ₅ Н ₁₂	n-C ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₇ Н ₁₆	ΣС ₁ -С ₇
0,1	18	-	0,260	0,796	0,462	1,365	1,091	1,106	1,607	1,695	8,382

Таблиця 3 – Результати хроматографічного аналізу нафти НГВУ “Бориславнафтогаз” на вміст вуглеводнів С₁-С₆ після розгазування при температурі 60-65°С

Склад газу, масова частка, %									
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i-C ₅ Н ₁₂	n-C ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₇ Н ₁₆	ΣС ₁ -С ₇
-	0,114	0,304	0,228	0,799	0,771	0,841	1,158	1,208	5,443

Таблиця 4 – Результати аналізів газу дегазації при нагріванні нафти НГВУ “Бориславнафтогаз” до температури 60°С при атмосферному тиску

Склад газу, масова частка, %										Густина газу при 20 °С, кг/м ³	Σ С _{3+в} , г/м ³
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i-C ₅ Н ₁₂	n-C ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	СО ₂	Н ₂		
0,336	4,741	35,35	13,242	25,963	9,323	6,322	2,547	0,226	1,950	2,1646	2007,6

При вартості 1 т ШФЛВ 3000 грн. загальні втрати будуть:

591,3 т • 3000 грн = 1773900 грн /рік

З вищевказаного можна зробити висновок про необхідність вдосконалення технології підготовки нафти з метою зменшення її втрат.

На рис. 3 зображено запропоновану технологічну схему, яка дасть можливість зменшити втрати нафти на УПН “Старий Самбір”.

Сира нафта поступає в установку попереднього скиду води УПС-2000, де відбувається скид вільної води в систему підтримання плас-

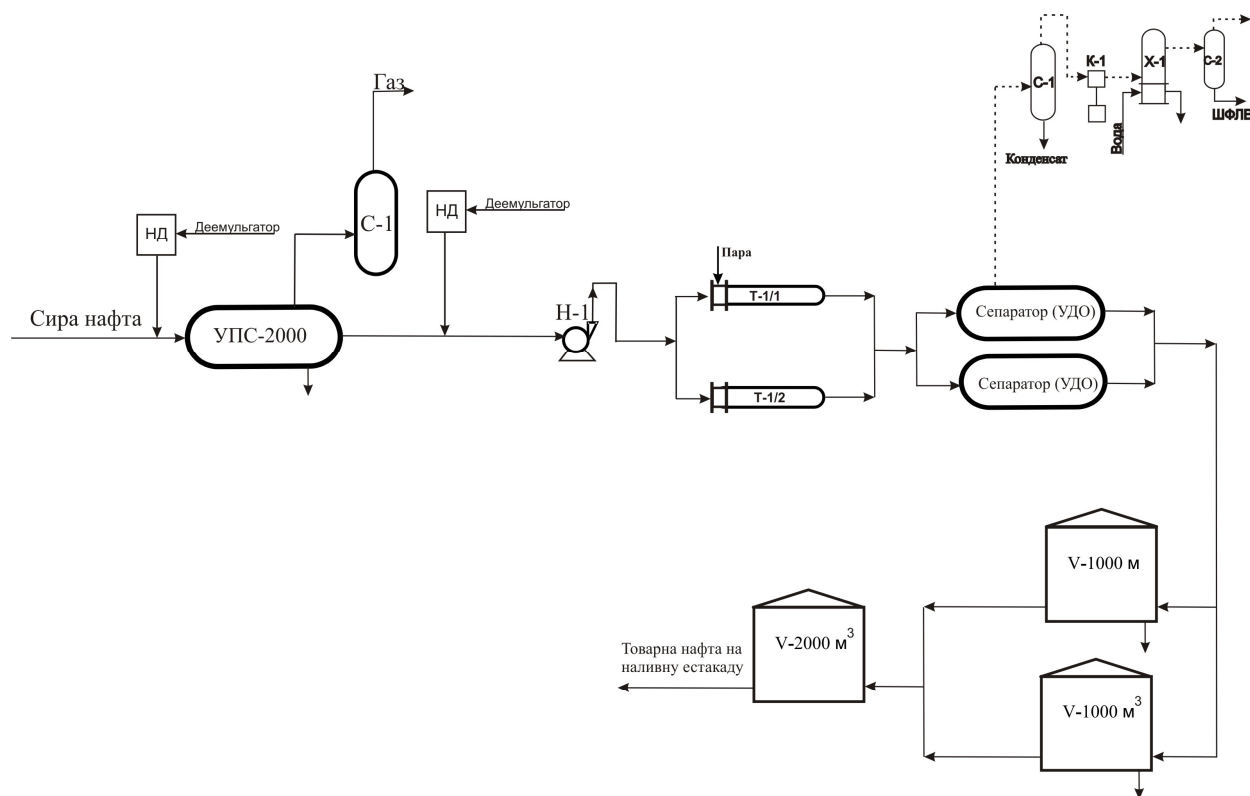


Рисунок 3 – Реконструкція УПН „Старий Самбір”

тового тиску (ППТ). Газ, що виділився в УПС, надходить в сепаратор С-1, звідки частина газу йде на власні потреби, а частина – споживачам. Частково зневоднена нафта з УПС насосом Н-1 перекачується через теплообмінники Т-1/1 і Т-1/2, на яких вона підігривається до температури 60-70⁰С “гострою” парою, що подається безпосередньо в потік нафти, і далі надходить в буферні ємкості – сепаратори УДО, де від нафти відділяється газ і підтоварна вода, УДО працюють як гарячі сепаратори-ємкості.

Перед УПС і теплообмінниками Т-1/1 і Т-1/2 для покращення процесу підготовки в сирі нафту подається деемульгатор. Газ із сепараторів-ємкостей відбирається компресорним блоком продуктивністю 100 м³/год з холодильником. Із сепараторів-ємкостей нафта поступає в сировинні резервуари V = 1000 м³ для остаточного зневоднення до товарних показників. Підготовлена і готова до реалізації нафта надходить в товарний резервуар V = 2000 м³.

Забруднення атмосфери вуглеводневими продуктами є суттєвою екологічною проблемою процесів нафтогазовидобутку. У зв'язку з різким зростанням різнобічної, широкомасштабної господарської діяльності людини ця проблема набула надзвичайно актуального значення. Зміни, що відбуваються нині в довкіллі, під впливом техногенезу породжують численні ефекти, які, взаємодіючи між собою, набувають нових властивостей, які важко зрозуміти, дослідити, а ще складніше - їх передбачити.

Проблему повного використання ресурсів нафти необхідно вирішувати комплексно на регіональному та державному рівнях із застосуванням еколого-економічного підходу. За-

пропонована технологія підготовки і стабілізації нафти на УПН “Старий Самбір” покращить підготовку нафти. Також вона не вимагає значних капіталовкладень, оскільки базується на існуючій схемі УПН “Старий Самбір”. Технологічна схема дасть можливість герметизувати систему збору нафти, ліквідувати втрати нафти, отримати додаткову продукцію (ШФЛВ) та покращити екологічну ситуацію в регіоні.

Література

- 1 Топільницький П.І. Первинна переробка природних і нафтових газів та конденсатів. – Львів: Львівська політехніка, 2005. – 260 с.
- 2 Братичак М.М., Гринишин О.Б. Технологія нафти і газу. – Львів: Львівська політехніка, 2002. – 180 с.
- 3 Быков В.А. Технологические методы предотвращения потерь углеводородов на промысле. – М.: Недра, 1988. – 110 с.