DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-2-37-44

УДК 622.692:622.691

М.М. Велиев (СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Социалистическая Республика Вьетнам)

ПОТЕРИ НЕФТИ В ПРОЦЕССАХ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ В СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»

Mubariz M. Veliev (Vietsovpetro JV, Vung Tau, Socialist Republic of Vietnam)

OIL LOSSES UNDER PROCESSES OF OIL TREATMENT, TRANSPORT AND STORAGE IN VIETSOVPETRO JV

Введение

Проблема сокращения потерь легких углеводородов при промышленной подготовке нефти и транспорте весьма актуальна, ее решение имеет не только экологический, но и экономический аспект.

Температура является одним из факторов, которые наиболее влияют на процесс испарения и потери нефти, а также на другие процессы, такие как замораживание, разделение слоев и т.д.

При технологических процессах на установках беспричного налива легкие нефтяные компоненты испаряются, из-за чего состав отгружаемой нефти будет тяжелее.

Цели и задачи

Определение потерь нефти в процессе ее хранения на установках беспричного налива.

Результаты

Показано, что более 85 % потерь нефти связано с испарением. Кроме материальных потерь испарение нефти часто сопровождается ухудшением ее физико-химических свойств и приводит к загрязнению окружающей среды.

Определены давление насыщенных паров и соотношение испарения нефти.

Получены эмпирические коэффициенты потерь нефти на установках беспричного налива «Вьетсовпетро-01» и «Бави», равные 0,837 % масс. и 0,72 % масс. соответственно.

Background

Reducing of light hydrocarbons losses under oil treatment and transport is very urgent, its solution has not only an ecological but also an economic aspect.

Temperature is one of the factors that mostly affect the process of evaporation and oil losses, as well as other processes, such as freezing, separation of layers, etc.

Light petroleum components evaporate at technological processes on tanker loading unit, because the shipped oil composition will be heavier.

Aims and Objectives

Determination of oil losses in the storage process at tanker loading unit.

Results

It is shown that more than 85 % of oil losses are related to evaporation. In addition to material losses, the oil evaporation is often accompanied by a deterioration in its physico-chemical properties and leads to environmental contamination.

The saturated vapor pressure and the oil evaporation ratio are determined.

Empirical coefficients of oil losses at the tanker loading units «Vietsovpetro-01» and «Bavy», equal to 0.837 % mass and 0.72 % mass respectively, were obtained.

Ключевые слова: добыча нефти, потери нефти, установка беспричного налива, центральная технологическая платформа, давление насыщенных паров, эмпирический коэффициент

Key words: oil extraction, oil losses, tanker loading unit, central technological platform, saturated vapor pressure, empirical coefficient

Проблема сокращения потерь легких углеводородов при промысловой подготовке нефти на всем пути нефтепромыслового транспорта и сбора весьма актуальна, ее решение имеет не только экологический, но и экономический аспект. Одной из главных причин потерь является то, что не существует универсальных технологий промыслового сбора и хранения нефти в резервуарах, которые можно было бы использовать для всех климатических условий добычи нефти различного состава [1].

Многочисленные исследования показали, что более 85 % потерь нефти связано с испарением. Кроме материальных потерь испарение нефти часто сопровождается ухудшением некоторых физико-химических свойств нефти и приводит к загрязнению окружающей среды. При испарении легких углеводородов изменяются физические характеристики нефти: увеличиваются плотность и вязкость, утяжеляется фракционный состав и т.д. [1].

Уровень технологических потерь углеводородов на месторождениях зависит от физико-химических свойств углеводородов, эффективности оборудования, завершенности технологических схем на основании выполненных проектов разработки и обустройства нефтегазовых месторождений. При этом ежегодно экспертными организациями обобщаются нормы технологических потерь нефти для каждого месторождения.

Под *технологическими потерями нефти* понимаются безвозвратные потери нефти в процессе ее сбора, подготовки, транспорта и хранения (уменьшение массы нефти при со-

хранении качества в пределах требований нормативных документов). В настоящей работе рассматриваются вопросы определения норм технологических потерь при сборе, подготовке, транспорте и хранении нефти месторождений СП «Вьетсовпетро».

В настоящее время СП «Вьетсовпетро» добывает нефть на месторождениях блока 09-1 бассейна Кыу Лонг континентального шельфа юга Вьетнама. На месторождении Белый Тигр нефть добывают на морских стационарных платформах и блок-кондукторах, затем добываемая продукция транспортируется на центральную технологическую платформу (ЦТП) ЦТП-2 и центральный технологический комплекс (ЦТК) ЦТК-3 для подготовки, после чего дегазированная нефть поступает на установку беспричного налива (УБН) для обезвоживания до товарного качества и хранения и отгрузки.

На месторождении Дракон нефть также добывается на морских стационарных платформах и блок-кондукторах. Имеются 3 УБН, они расположены в разных местах для приема продукции, добываемой на месторождениях СП «Вьетсовпетро» [4, 5].

На ЦТП-2 производится процесс подготовки добываемой продукции северной части месторождения Белый Тигр и части продукции с блок-кондукторов.

На ЦТП-2 процесс сепарации нефти от газа производится за три ступени.

1. Происходит двухступенчатое разделение добываемой продукции на газ и жидкость. Кроме отделения газа осуществляется предварительное отделение пластовой воды. Давление газа первой ступени сепарации оп-

ределяется из условия максимального извлечения жидких углеводородов и бескомпрессорного сбора газа на центральной компрессорной платформе (ЦКП) или малой компрессорной платформе.

2. Обводненная и предварительно обезвоженная жидкость после первой степени сепарации поступает в коллектор распределителя, где смесь жидкости равномерно разделяется на 3 потока для подачи на процесс обезвоживания с помощью высокого электрического поля. Процесс обезвоживания происходит при температуре 55-60 °С.

3. Дегазированная обезвоженная нефть после второй степени сепарации подается в буферную емкость для откачки на УБН.

Газ низкого давления (второй и третьей степени сепарации) транспортируется на дожимную компрессорную станцию для компримирования до давления 12-13 атм и вместе с газом первой степени сепарации - на ЦКП. Давление второй степени сепарации поддерживается в пределах 3,5-4,0 атм, а давление в сепараторе третьей степени сепарации газа поддерживается в диапазоне

1,5-2,0 атм. Пластовая вода после предварительной и тщательной ступеней сепарации проходит через установку очистки воды, после чего сбрасывается в море.

Дегазированная обезвоженная нефть откачивается по трубопроводам на УБН для подготовки, хранения и отгрузки на танкеры.

Центральный технологический комплекс ЦТК-3, являющийся основным компонентом технологического комплекса, установлен в южной части месторождения Белый Тигр.

На комплексе осуществляются:

- предварительное разделение добываемой продукции на нефть, газ и воду;
- обезвоживание с помощью электрических полей;
- очистка сточных вод;
- компримирование газа низкого давления;
- откачка нефти на УБН.

На ЦТК-3 подготовленная продукция проходит через 3 степени сепарации и разделяется на нефтяную, газовую и водную фазы до требуемого качества.

В таблице 1 приведены характеристики работы ЦТП-2 и ЦТК-3 за 2015 г.

Таблица 1. Характеристики работы ЦТП-2 и ЦТК-3

№ п/п	Параметры	ЦТП-2	ЦТК-3
1.	Производительность по нефти, т/сут - проектная максимальная - фактическая	15000 8000-11000	15000 5000-10000
2.	Производительность по попутной воде, т/сут - проектная максимальная - фактическая	12000 2500-5000	14000 2000-4000
3.	Средняя обводненность поступающей нефти, % об.	15-27	20-28
4.	Остаточная обводненность нефти, % об. - норматив для товарной отгрузки - фактическая	менее 0,5 0,5-2,0	менее 0,5 0,1-1,5
5.	Содержание нефти в сбрасываемой воде, мг/л - по вьетнамским нормативам - по международным нормативам - фактическое содержание	менее 40 менее 15 менее 40	менее 40 менее 15 менее 40

При максимально возможной производительности ЦТП-2 и ЦТК-3 (по нефти 15000 т/сут, по воде 12000 т/сут и 14400 т/сут соответственно) объем подготавливаемой на ЦТП-2 и ЦТК-3 нефти изменялся в пределах 8000-11000 т/сут, средняя обводненность поступающей продукции составляла 21 % и 24 % соответственно. Остаточная обводненность нефти после подготовки составляла в среднем 1,2 % об. и 0,8 % об. соответственно.

Из ЦТП-2 и ЦТК-3 нефть следует по трубопроводам к УБН, где осуществляется ее подготовка до товарной. Температура нефти, перекачиваемой на УБН, колеблется в диапазоне 55-60 °С (таблица 2). На УБН процесс обезвоживания продолжается до достижения необходимого уровня требований, предъявляемых к коммерческой нефти (содержание воды меньше 0,5 % об.).

Температура является одним из факторов, наиболее влияющих на процесс испарения и потери нефти, а также и на другие процессы, такие как замораживание, разделение слоев и т.д., следовательно, требование по температурным параметрам является довольно строгим правилом в различных позициях на УБН. Технологические потери нефти на месторождениях СП «Вьетсовпетро» определяются в зависимости от источников и могут быть подразделены на следующие:

- унос капельной нефти из сепарационного оборудования в БЕ при сепарации;
- потери при транспорте нефти по трубопроводной системе;
- испарение нефти при подготовке и хранении на УБН.

Остальные источники потерь, ввиду того что они представляют собой сравнительно малые величины, могут быть оценены экспертно или в большинстве случаев ими можно пренебречь.

Потери нефти при процессах подготовки, хранения и отгрузки из-за испарения на УБН могут быть определены по различным методам, таким как:

1. Определение потерь газа путем измерения объема газа, выходящего из технологических и товарных танков, и его компонентного состава в процессах обезвоживания, хранения и отгрузки. Исходя из этого,

рассчитываются потери углеводородов в соответствии с каждым процессом или суммарно. Однако такое определение не может быть выполнено, поскольку нет соответствующих измерительных приборов.

2. При технологических процессах на УБН легкие нефтяные компоненты испаряются, из-за чего состав нефтяной смеси изменяется. В результате состав отгружаемой нефти будет тяжелее, чем состав нефти, транспортируемой на УБН. Если нефтяные компоненты на входе и выходе УБН определены, то возможно вычислить потери нефти на УБН при сравнении этих двух составов компонентов между собой. Хотя определение состава нефтяных компонентов на входе УБН и на отгрузке может производиться, однако объем работы будет очень большим, так как необходимо взять большое количество образцов и доставить их в лабораторию на берег.

3. Определение потерь нефти по измерению давления насыщенных паров. При технологических процессах на УБН легкие нефтяные компоненты будут испаряться, в результате чего давление насыщенных паров нефти изменяется. Чем более легкие компоненты присутствуют в нефти, тем выше давление насыщенных паров. Давление насыщенных паров отгружаемой нефти ниже, чем у нефти на входе, так как нефть на отгрузке тяжелее, чем на входе в УБН. Этот метод является удобным, поскольку может быть выполнен прямо на УБН и требует меньших затрат. Недостатком этого метода является невозможность определения потерь по различным компонентам нефти.

4. Определение потерь нефти с помощью метода моделирования сепарации по времени пребывания нефти на УБН. Преимуществом метода является то, что возможно определение потерь по каждому компоненту.

Основными источниками потерь нефти на УБН являются:

- унос капельной жидкости потоком остаточного газа, выделяемого при сепарации в технологическом танке и выбрасываемого в атмосферу через скоростные дыхательные клапаны на УБН;

- выдавливание в атмосферу паров нефти при наполнении грузовых танков товарной нефтью (потери нефти от так называемых «больших дыханий») и хранения нефти в грузовых танках (потери нефти от так называемых «малых дыханий»).

Сбрасываемые в море сточные воды с морских объектов разведки и добычи нефти очищаются до требуемой нормы. Оборудование по подготовке воды, установленное на всех УБН, позволяет очистить воду до остаточного содержания нефти в воде без разбавления не более 40 мг/л. Таким образом, содержание нефти в очищенной попутной воде при сбросе в море незначительно, и потери нефти при этом могут не приниматься в расчет.

Остальные виды потерь нефти на УБН учесть в отдельности не представляется возможным, поэтому для их оценки применяется

более общий метод - метод определения потерь нефти от испарения по изменению ее давления насыщенных паров (ДНП). Метод основан на преимущественном выделении в процессе испарения нефти легких углеводородов, вызывающем уменьшение ДНП. При применении этого метода необходимо заранее устанавливать зависимость ДНП от относительной массовой доли углеводородов, испарившихся из исходной нефти.

Образцы взяты в два этапа на ЦТП-2, ЦТК-3, УБН «Вьетсовпетро-01» и «Бави» на входе и выходе нефтяного потока на УБН.

Определение соотношения нефтяных потерь по методу измерения давления насыщенных паров нефти производится в соответствии с Инструкцией [3].

Характеристики работы УБН «Вьетсовпетро-01» и «Бави» приведены в таблице 3.

Таблица 2. Температура нефти в различных позициях на УБН

№ п/п	УБН	Температура нефти на входе, °С	Температура нефти в сепараторе, °С	Температура нефти в технологическом танке, °С
1.	Вьетсовпетро-01	48-60	50-60	45-50
2.	Бави	35-48	45-60	45-50
3.	УБН-5	40-42	55-60	45-50

Таблица 3. Параметры работы УБН

Параметры	УБН	
	Бави	Вьетсовпетро-01
Среднее поступление нефти, т/сут	7000	9500
Давление на входе УБН, атм	1,4-2,1	1,7-2,6
Обводненность поступающей нефти, %	0,5-18,0	0,5-2,0
Температура нефти на входе, °С	35-48	48-60
Температура нефти в технологическом танке, °С	45-50	45-50
Обводненность подготовленной нефти, %	0,05-0,35	0,05-0,20

Технологические потери нефти определяется по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{1}{k} \ln \frac{P_d}{P_p},$$

где σ - потери нефти, массовые доли;

k - эмпирический коэффициент;

P_d, P_p - ДНП проб нефти, отобранных до и после источника потерь, кПа.

Давление насыщенных паров нефти определяется на бомбе Рэйда вручную или на приборе «Reid Vapour Pressure Semiautomatic Apparatus» в соответствии с ASTM D-323/AP-69 [6, 7].

Эмпирический коэффициент k_i образцов нефти в i -й точке приема и отгрузки нефти рассчитывается следующим образом:

$$k_i = \frac{1}{\varepsilon} \ln \frac{P_{di}}{P_{pi}},$$

где P_{di} - давление насыщенных паров нефти i -го образца нефти на входе (в точке приема) УБН до момента испарения, кПа;

P_{pi} - давление насыщенных паров нефти i -го образца на входе (в точке приема) УБН после испарения, кПа;

ε - соотношение испарения i -го образца на входе (в точке приема) УБН, %.

Соотношение испарения i -го образца на входе УБН определяется следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{Q_{in}}{Q_{nn}},$$

где Q_{in} - испаряющий объем нефти, т;

Q_{nn} - первоначальный объем нефти, т.

На основании результатов определения давления насыщенных паров и соотношения испарения нефти определены экспериментально коэффициенты потерь для нефтяной смеси месторождений СП «Вьетсовпетро» на входе и выходе на УБН «Вьетсовпетро-01» и «Бави». В таблице 4 показаны результаты определения потерь нефти на УБН «Вьетсовпетро-01» и «Бави», произведенные на основании полученных величин давления насыщенных паров нефти на входе и на выходе УБН и эмпирического коэффициента k .

Из результатов расчета видно, что потери нефти определяются методом измерения давления насыщенных паров. Соответственно, потери нефти на УБН «Вьетсовпетро-01» составляет 0,833-0,841 % масс. Потери нефти на УБН «Бави» составляет 0,788-0,795 % масс.

Таким образом, средние потери нефти на УБН «Вьетсовпетро-01» и «Бави», рассчитанные на основании изменения давления насыщенных паров, составляют соответственно 0,837 % масс. и 0,792 % масс.

Метод определения технологических потерь нефти на УБН по измерениям давления насыщенных паров нефтяных образцов, взятых на входе и выходе потока нефти на УБН, имеет недостаток - невозможно определить отдельные потери каждого типа нефти, такие как нефть с месторождений Золотой Тунец и Белый Тигр. Для определения потерь нефти на УБН для каждого объекта (месторождения) необходимо проводить моделирование сепарации по каждому месторождению или объекту в лаборатории.

Таблица 4. Результаты расчета потерь нефти на УБН «Вьетсовпетро-01» и «Бави»

№ п/п	Параметры	Вьетсовпетро-01		Бави	
		Первичное	Вторичное	Первичное	Вторичное
1.	Давление насыщенных паров нефти на входе, кПа	43,15	45,60	41,46	40,97
2.	Давление насыщенных паров нефти на выходе, кПа	25,44	31,42	24,93	21,83
3.	Эмпирический коэффициент k	63,51	44,29	64,01	79,87
4.	Потеря нефти, % масс.	0,833	0,841	0,795	0,788
Средняя потеря нефти, % масс.		0,837		0,792	

Потери нефти для каждого объекта определяются усреднением данных по измерению потери нефти двух периодов. Потери зависят от многих факторов, таких как количества жидкостей каждого потока, время отбора проб нефтей, температуры в технологических и товарных танках. Поэтому для получения более точных данных для разработки норм технологических потерь нефти требуются дальнейшие исследования и повышение частоты отбора проб.

Выводы

Показано, что более 85 % потерь нефти связано с испарением. Кроме материальных потерь испарение нефти часто сопровождается ухудшением ее физико-химических

свойств и приводит к загрязнению окружающей среды.

Определены давление насыщенных паров и соотношение испарения нефти.

Получены эмпирические коэффициенты потерь нефти на установках беспричального налива «Вьетсовпетро-01» и «Бави», равные 0,837 % масс. и 0,72 % масс. соответственно.

Результаты выполненных исследований и разработанные рекомендации могут быть использованы в практике эксплуатации морских нефтяных объектов СП «Вьетсовпетро», а также при их технологическом проектировании, модернизации и реконструкции.

Список литературы

1. Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. М.: Недра, 1981. 248 с.
2. Аренбиргер В.В. Техничко-экономический анализ потерь нефти и нефтепродуктов. М.: Химия, 1975. 240 с.
3. Инструкция по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации: РД 153-39-018-97. Уфа, 1997. 37 с.
4. Нгуен Тхук Кханг, Нгуен Тхе Ван, Ахмадеев А.Г., Велиев М.М. Совершенствование технологии сбора и транспорта добываемой продукции на месторождении «Белый Тигр» // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. Вып. 4 (82). С. 41-48.
5. Нгуен Тхе Ван, Ахмадеев А.Г., Велиев М.М. Технология транспорта нефти месторождения «Дракон» // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: матер. науч.-практ. конф. 27 мая 2009 г. Уфа, 2009. С. 31-32.
6. Столяров Б.В., Савинов И.М., Виттенберг А.Г. Руководство к практическим работам по газовой хроматографии. Л.: Химия, 1988. 336 с.
7. ASTM D 323. Reid Vapour Pressure Semiautomatic Apparatus / Note: Approved 1999-00-00. 1987-00-00.

References

1. Abuzova F.F., Bronshtein I.S., Novoselov V.F. *Bor'ba s poteryami nefi i nefteproduktov pri ikh transportirovke i khranении* [Oil and Petroleum Products Losses Control during Transportation and Storage]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 248 p. [in Russian].
2. Arenbirger V.V. *Tekhniko-ekonomicheskii analiz poter' nefi i nefteproduktov* [Feasibility Report of Oil and Petroleum Products Losses]. Moscow, Khimiya Publ., 1975. 240 p. [in Russian].
3. *Instruktsiya po normirovaniyu tekhnologicheskikh poter' nefi na neftegazodobyvayushchikh predpriyatiyakh nefyanykh kompanii Rossiiskoi Federatsii: RD 153-39-018-97* [Instruction on the Standardization of Technological Losses of Oil at Oil and Gas Producing Enterprises of Oil Companies of the Russian Federation: RD 153-39-018-97]. Ufa, 1997. 37 p. [in Russian].
4. Nguyen Thuk Khang, Nguyen The Van, Akhmadeev A.G., Veliev M.M. *Sovershenstvovanie tekhnologii sbora i transporta dobyvaemoi produktsii na mestorozhdenii «Belyi Tigr»* [Field Oil Gathering and Transportation Technologies Improving on «White Tiger»]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2010, Issue 4 (82), pp. 41-48. [in Russian].
5. Nguyen The Van, Akhmadeev A.G., Veliev M.M. *Tekhnologiya transporta nefi mestorozhdeniya «Drakon»* [Oil Transport Technology of Dragon Oil Field]. *Materialy nauchno-prakticheskoi konferentsii «Problemy i metody obespecheniya nadezhnosti i bezopasnosti sistem transporta nefi, nefteproduktov i gaza» 27 maya 2009 g.* [Materials of Scientific and Practical Confer-

ence «Problems and Methods of Ensuring the Reliability and Safety of Transport Systems for Oil, Oil Products and Gas», May 27, 2009]. Ufa, 2009, pp. 31-32. [in Russian].

6. Stolyarov B.V., Savinov I.M., Vittenberg A.G. *Rukovodstvo k prakticheskim rabotam po gazovoi khromatografii* [A Guide to Practical Work on Gas Chromatography]. Leningrad, Khimiya Publ., 1988. 336 p. [in Russian].

7. ASTM D 323. Reid Vapour Pressure Semiautomatic Apparatus. Note: Approved 1999-00-00. 1987-00-00.

Авторы

• Велиев Мубариз Мустафа оглы, д-р техн. наук,
доцент
СП «Вьетсовпетро»
Главный специалист высшего класса -
Советник Генерального директора
Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Лелой, 105
e-mail: veliev.rd@vietsov.com.vn

The Authors

• Veliev Mubaris M., Doctor of Engineering Sciences,
Associate Professor
Vietsovpetro JV
Chief Specialist, Top Class - CEO's Counselor
105, Le Loi Street, Vung Tau, Socialist Republic
of Vietnam
e-mail: veliev.rd@vietsov.com.vn