



СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ И УПРАВЛЕНИЕ SYSTEM ANALYSIS AND PROCESSING OF KNOWLEDGE

УДК 681.51

DOI 10.52575/2687-0932-2022-49-2-349-355

Метод оценки эффективности режимов сепарации нефти, газа и пластовой воды

Паршуков А.Н.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д.38
E-mail: anparshukov@mail.ru

Аннотация. Проблема дегазации нефти при подготовке её к транспортировке по магистральным нефтепроводам является наиболее важной. Процесс дегазации (сепарации) добытой нефти на месторождениях протекает в установках подготовки нефти (УПН). Существующая литература, посвящённая проблеме дегазации, очень обширна, однако её анализ показал, что основное внимание уделяется вопросам поиска оптимальных режимов работы отдельных аппаратов УПН (нагревательных печей, деэмульгаторов, сепараторов 1-й ступени, сепараторов 2-й ступени, и т. д.). Таким образом, вопрос поиска оптимального режима для технологического процесса сепарации остается нерешённым. Целью настоящего исследования является разработка математической модели трехступенчатого процесса сепарации в УПН и метода оценки эффективности режимов сепарации нефти, газа и пластовой воды. Для составления математической модели технологического процесса сепарации используются уравнения материального баланса для жидкой и газовой фаз нефти. Уравнение теплового баланса исключено из математической модели, поскольку процесс сепарации протекает при постоянной температуре. Полученные в статье результаты позволяют по контролируемым параметрам технологического процесса в режиме реального времени выбирать оптимальный режим работы для установки подготовки нефти, что на практике приведет к уменьшению объема некондиционной нефти и сокращению затрат на её повторную сепарацию.

Ключевые слова: сепарация, установка подготовки нефти, математическое моделирование, оптимальное управление, экономичный режим эксплуатации

Для цитирования: Паршуков А.Н. 2022. Метод оценки эффективности режимов сепарации нефти, газа и пластовой воды. Экономика. Информатика, 49(2): 349–355. DOI 10.52575/2687-0932-2022-49-2-349-355

Method for Evaluating the Efficiency of Oil, Gas and Reservoir Water Separation Modes

Andrej N. Parshukov

Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo St, Tyumen, 625000, Russia
E-mail: anparshukov@mail.ru

Abstract. The problem of oil degassing when preparing it for transportation through trunk pipelines is the most important. The process of degassing (separation) of extracted oil in the fields takes place in oil treatment plants (UPN). The existing literature devoted to the problem of degassing is very extensive, but its analysis has shown that the main attention is paid to the search for optimal modes of operation of individual UPN devices (heating furnaces, demulsifiers, separators of the 1st stage, separators of the 2nd stage, etc.). Thus, the question of finding



the optimal mode for the separation process remains unresolved. The purpose of this study is to develop a mathematical model of a three-stage separation process in the UPN and a method for evaluating the effectiveness of separation modes of oil, gas and reservoir water. To compile a mathematical model of the separation process, the material balance equations for the liquid and gas phases of oil are used. The heat balance equation is excluded from the mathematical model, since the separation process proceeds at a constant temperature. The results obtained in the article allow choosing the optimal operating mode for the oil treatment plant in real time according to the controlled parameters of the technological process, which in practice will lead to a reduction in the volume of substandard oil and reduce the cost of its re-separation.

Keywords: separation, oil treatment plant, mathematical modeling, optimal control, economical operation mode

For citation: Parshukov A.N. 2022. Method for Evaluating the Efficiency of Oil, Gas and Reservoir Water Separation Modes. Economics. Information technologies, 49(2): 349–355 (in Russian). DOI 10.52575/2687-0932-2022-49-2-349-355

Введение

Проблема дегазации нефти при подготовке её к транспортировке по магистральным нефтепроводам является наиболее важной, что подтверждается, например, в работах [Гороян, 1963; Маринин и др., 1977; Абрамова, 1977; Крюков и др., 1979; Байков и др., 1981; Абрамова, 1985; Абрамова и др., 1986; Репин и др., 1986; Амерханов и др., 1988; Лесухин и др., 1988; Ямпольский и др., 2009; Еремин и др., 2012; Шаймарданов, 2013]. Добытая из нефтеносного пласта нефть содержит растворённый попутный газ, воду и механические примеси. Поскольку давление на устье скважины и в транспортной системе значительно меньше давления в пласте, из нефти выделяется попутный газ. Выделяющийся газ может привести к образованию газовой пробки (и тем самым создаст аварийную ситуацию).

Процесс дегазации (сепарации) нефти протекает в установках подготовки нефти (УПН). УПН предназначена для приема продукции нефтяных скважин, ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества. Процесс дегазации (сепарации) скважинной продукции выполняется на нескольких ступенях сепарации. Разделение процесса на ступени обусловлено необходимостью минимизации потерь широкой фракции легких углеводородов, так как при одноступенчатом процессе сепарации значительная часть легких углеводородов уносится восходящим потоком выделяющегося газа, что существенно влияет на объем товарной нефти на выходе УПН [Леонтьев и др., 2012].

Анализ работ [Ямпольский и др., 2009; Еремин и др., 2012; Леонтьев и др., 2012; Шаймарданов, 2013; Бортников и др., 2015; Саликаев и др., 2016; Галлямов и др., 2017; Савельева, 2019; и др.] свидетельствует, что задача поиска оптимального технологического режима работы УПН (с привязкой к конкретному объекту нефтедобычи) относится к нерешённым.

В данной работе для оптимизации режима работы установки разработана математическая модель процесса трехступенчатой сепарации УПН.

Математическая модель процесса сепарации

Для корректного построения математической модели будем считать, что в процессе сепарации:

- 1) достигнуто состояние равновесия;
- 2) процесс сепарации происходит при постоянной температуре.

Соответственно, математическая модель процесса сепарации должна включать уравнение материального баланса для жидкой и газовой фазы. Уравнение материального баланса для процесса дегазации на i -й ступени сепарации ($i = 1, 2, 3$) можно представить в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{V}_F(i) = W_{IN}(i) - W_{OUT}(i), \\ W_{OUT}(i) = \lambda(i)F(i)\theta(i)\sqrt{\rho g H(i)} \\ W_G(i) = (1 - \beta) \cdot \rho \cdot W_{IN}(i) \cdot \Gamma \cdot 10^3 \left(\frac{P_0}{P(i)} \cdot \frac{T}{T_0} \right), \end{array} \right. \quad (1)$$

где

$W_{IN}(i)$ – входной поток газожидкостной смеси, м³/с;

$W_{IN}^0(i)$ – среднее значение $W_{IN}(i)$, м³/с;

$W_{OUT}(i)$ – регулируемый поток жидкости на выходе, м³/с;

$V_F(i)$ – объем жидкости в сепараторе, м³;

$W_G(i)$ – газовый поток, м³/с;

ρ – плотность входного потока газожидкостной смеси, кг/м³;

$\beta \in [0, 1]$ – обводненность (доля воды во входном потоке установки подготовки нефти $W_{IN}(1)$);

Γ – газовый фактор (объем газа, выделяющийся из 1 куб. м. жидкости при стандартных условиях: температуре 293 K⁰ и давлении 0,101 МПа), м³/м³;

$P(i)$ – давление газа в сепараторе, Па;

$P_0 = 0,101$ МПа – стандартное (атмосферное) давление;

T – температура в сепараторе, K⁰;

$T_0 = 293$ K⁰ – стандартная температура;

$H(i)$ – высота уровня жидкости в сепараторе, м;

$H_0(i)$ – высота уровня жидкости в сепараторе в установившемся режиме, м;

$S(i)$ – площадь горизонтального сечения сепаратора, м².

Первое уравнение системы (1) является уравнением материального баланса для жидкой фазы внутри сепаратора i -й ступени. Согласно технологии подготовки нефти входной поток газожидкостной смеси $W_{IN}(1)$ для первой ступени сепарации является нерегулируемым. Второе уравнение системы (1), описывающее выходной поток $W_{OUT}(i)$, представляет собой закон истечения Торричелли:

$$W_{OUT}(i) = \lambda(i)F(i)\theta(i)\sqrt{\rho g H(i)},$$

где

$\lambda(i)$ – коэффициент, зависящий от конструкции сливного отверстия;

$F(i)$ – площадь поперечного сечения сливной трубы, м²;

$\theta(i) \in [0, 1]$ – степень открытия регулируемого вентиля сливной трубы (значение 0 соответствует закрытому, 1 – полностью открытому вентилю);

$g = 9,807$ м/с² – ускорение свободного падения.

Третье уравнение в (1) представляет закон выделения газа, при постоянных давлении $P(i)$ и температуре T [Лутошкин, 1977, с. 11].

Систему уравнений (1) необходимо дополнить следующими уравнениями

$$\begin{cases} W_{IN}(2) = W_{OUT}(1), \\ W_{IN}(3) = W_{OUT}(2). \end{cases} \quad (2)$$

Уравнения (1)–(2) описывают материальный баланс газовой и жидкой фаз в трехступенчатой УПН.

Оценивать эффективность технологического режима работы установки будем по величине



$$\chi = \frac{\sum_{i=1}^3 W_G(i)}{W_G^0},$$

где

W_G^0 – количество газа, поступающее в единицу времени вместе с нефтью на вход в установку (потенциально доступное для извлечения), м³/с;

$W_G(i)$ – количество газа, выделяющееся в сепараторе i -й ступени в единицу времени, м³/с.

Общее количество газа, выделяющееся из нефти за бесконечное время при нормальной температуре и атмосферном давлении, равно

$$W_G^0 = \Gamma \cdot W_{\text{IN}}(1).$$

Количество газа, выделяющееся в сепараторе, определяется из уравнения состояния газа [Справочник химика, 1968, с. 22]:

$$W_G(i) = S(i) \cdot v_G = (\Gamma - \alpha \cdot P(i)) \cdot \left(\frac{P_0}{P(i)} \cdot \frac{T}{T_0} \right) \cdot W_{\text{IN}}(i),$$

где

v_G – скорость подъема газа, м/с;

α – коэффициент растворимости газа в нефти при температуре T и давлении $P(i)$, Па⁻¹.

Следовательно, формула для оценки эффективности работы УПН принимает вид:

$$\chi = \frac{\sum_{i=1}^3 (\Gamma - \alpha \cdot P(i)) \cdot \left(\frac{P_0}{P(i)} \cdot \frac{T}{T_0} \right) \cdot W_{\text{IN}}(i)}{\Gamma \cdot W_{\text{IN}}(1)}. \quad (3)$$

Следует отметить, что все значения, входящие в формулу (3), непосредственно измеряются в процессе эксплуатации в режиме реального времени. Таким образом, критериальную функцию (3) можно использовать при выборе оптимальных режимов работы УПН.

Результаты экспериментов и их обсуждение

Моделирование системы уравнений (1)–(3) выполнялось в программе Matlab Simulink – среды имитационного моделирования, позволяющей в графическом виде с помощью готовых библиотек и блоков моделировать динамические системы. При моделировании решена система (1)–(2) для каждой из ступеней сепарации. Исходные данные для расчета следующие:

1. Сепараторы представляют собой аппараты цилиндрической формы, ось симметрии которых ориентирована горизонтально, с диаметром $D = 1,2$ м и длиной $L = 3,5$ м.
2. Температура в сепараторах $T = 293$ К⁰.
3. Расход смеси на входе в сепаратор 1-й ступени $W_{\text{IN}}(1) = 0,114$ м³/мин.
4. Плотность входного потока смеси $\rho = 1005$ кг/м³.
5. Газовый фактор $\Gamma = 500$ м³/м³.
6. Площадь $S(i)$ горизонтального сечения сепараторов равна 4,2 м².
7. Площадь $F(i)$ поперечного сечения труб примем равной 0,031 м².
8. Стабилизируемое значение уровня жидкости в сепараторах $H_0 = 0,6$ м.
9. Коэффициенты $\lambda(i) = 0,5$.

Задача решалась для каждой ступени сепарации последовательно методом полного перебора по параметрам $P(i) \in [0,80, 0,10]$ МПа и $\theta(i) \in [0, 1]$.

Построенная модель позволяет получить данные по расходам разделённой смеси жидкости и газа для каждой ступени сепарации. Результаты моделирования были использованы для оптимизации технологического процесса сепарации, критерий оптимизации – максимизация выделения газа из входной газожидкостной смеси.



Проведен поиск оптимальных значений абсолютного давления в сепараторах на 1-й, 2-й и 3-й ступенях. Максимальное выделение газа ($\chi = 0,998$) обеспечивается при $P(1) = 0,75$ МПа, $P(2) = 0,27$ МПа, $P(3) = 0,105$ МПа.

Заключение

Задача сепарации нефти при подготовке её к транспортировке по магистральным нефтепроводам исследователями считается наиболее важной. Процесс сепарации добытой нефти на месторождениях протекает в УПН. Существующая литература, посвящённая проблеме сепарации, очень обширна, однако её анализ показал, что основное внимание уделяется вопросам поиска оптимальных режимов работы отдельных аппаратов УПН. Таким образом, вопрос поиска оптимального режима для технологического процесса сепарации относится к нерешённым.

В настоящей статье разработана новая математическая модель трехступенчатого процесса сепарации в УПН, дополненная методом оценки эффективности режимов сепарации (система уравнений (1)–(3)). Для составления математической модели технологического процесса сепарации использовались уравнения материального баланса для жидкой и газовой фаз нефти. Уравнение теплового баланса не включено в математическую модель, поскольку процесс сепарации протекает при постоянной температуре. Полученные в статье результаты позволяют по контролируемым параметрам технологического процесса в режиме реального времени выбирать оптимальный режим работы для УПН, что на практике приведет к уменьшению объема некондиционной нефти и сокращению затрат на её повторную сепарацию. Эффективность разработанной модели иллюстрируется примером численного моделирования поиска оптимального режима работы УПН.

Список литературы

- Абрамова А.А. 1977. Особенности процесса выделения газа из эмульсионных нефтей. В сб. тр.: Сбор, подготовка нефти и воды на промыслах Западной Сибири и Севера. Уфа: ВНИИСПТнефть, Вып. XIX: 95–99.
- Абрамова А.А. 1985. Разделение газодонефтяной смеси. В сб. тр.: Сбор, подготовка нефти и воды на промыслах Западной Сибири и Севера. Уфа: ВНИИСПТнефть: 55–59.
- Абрамова А.А., Гущина Л.А. 1986. К расчету газонефтяных сепараторов при работе на обводненных нефтях. В сб. тр.: Промысловый сбор и подготовка аномальных нефтей. Уфа: ВНИИСПТнефть: 14–16.
- Амерханов И.М., Тронов В.П., Шаймарданов Р.А. 1988. Как повысить производительность сепараторов при обработке высокопенных нефтей. Нефтяное хозяйство, 8: 47–49.
- Байков Н.М., Позднышев Т.Н., Мансуров Р.И. 1981. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 264 с.
- Бортников А.Е., Кордик К.Е., Мороз В.Н. и др. 2015. О влиянии изменения температурного режима промысловой сепарации на величину газового фактора нефти. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 9: 81–86.
- Галлямов В.Р., Колчин А.В., Вадулина Н.В. и др. 2017. Обеспечение безопасности работы при подготовке сырого газа методом низкотемпературной сепарации. Нефтегазовое дело, 4: 125–139.
- Гороян В.И. 1963. Изучение процессов разгазирования нефти. М., Гостоптехиздат, 107 с.
- Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А. 2012. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. В 2-х кн. Кн.2. М., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 165 с.
- Крюков В.А., Абрамова А.А., Ганзя М.Г. 1979. Влияние вязкости нефти и газового фактора на процесс сепарации. РНТС: Нефтепромысловое дело, 11: 34–36.
- Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. 2012. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения. Нефтегазовое дело, 3: 211–220.
- Лесухин С.П., Соколов А.Г., Позднышев Г.Н. 1988. Стабилизация нефти методом многоступенчатой сепарации с применением отдувки. Нефтяное хозяйство, 8: 43–46.



- Лутошкин Г.С. 1977. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 192 с.
- Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н., Кирилов Н.В. и др. 1977. Исследование по совершенствованию сбора и сепарации нефти. Нефтяное хозяйство, 8: 67–69.
- Репин Н.Н., Карамышев В.Г., Юсупов О.М. и др. 1986. Исследование работы сепаратора для интенсификации газо-водоотделения. Нефтяное хозяйство, 12: 54–56.
- Савельева Н.Н. 2019. Совершенствование технологического оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции. Современные наукоёмкие технологии, 2: 138–142.
- Саликаев Д.А., Гумеров О.А. 2016. Исследование процесса сверхзвуковой сепарации попутного нефтяного газа с помощью программного комплекса Unisim Design R400. Нефтегазовое дело, 2: 151–189.
- Справочник химика. 1968. Т. 5. Под ред. П.Б. Никольского [и др.]. 2-е изд., перераб. и доп. Ленинград, Химия, 976 с.
- Шаймарданов В.Х. 2013. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах. Под ред. В.И. Кудинова. М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 508 с.
- Ямпольский В.З., Новиков А.А., Хамухин А.А., Марчуков А.В. 2009. Перспективы оптимизации работы установок подготовки нефти на примере компании ТНК-ВР. Нефтегазовые технологии, 8: 2–4.

References

- Abramova A.A. 1977. Osobennosti processa vydeleniya gaza iz emul'sionnyh neftej [Features of the process of gas extraction from emulsion oils]. In the collection of works: Sbor, podgotovka neftei i vody na promyslah Zapadnoj Sibiri i Severa. Ufa: VNIISPTneft', T. XIX: 95–99.
- Abramova A.A. 1985. Razdelenie gazovodonefityanoj smesi [Separation of the gas-oil mixture]. In the collection of works: Sbor, podgotovka neftei i vody na promyslah Zapadnoj Sibiri i Severa. Ufa: VNIISPTneft': 55–59.
- Abramova A.A., Gushchina L.A. 1986. K raschetu gazonefityanyh separatorov pri rabote na obvodnennyh neftyah [To the calculation of gas-oil separators when working on watered oil]. In the collection of works: Promyslovyy sbor i podgotovka anomal'nyh neftej. Ufa: VNIISPTneft': 14–16.
- Amerhanov I.M., Tronov V.P., SHajmardanov P.A. 1988. Kak povysit' proizvoditel'nost' separatorov pri obrabotke vysokopenistyh neftej [How to increase the productivity of separators in the processing of high-foamy oils]. Neftyanoe hozyajstvo, 8: 47–49.
- Bajkov N.M., Pozdnyshev T.N., Mansurov R.I. 1981. Sbor i promyslovaya podgotovka neftei, gaza i vody [Collection and field preparation of oil, gas and water]. М., Nedra, 264 p.
- Bortnikov A.E., Kordik K.E., Moroz V.N. et. al. 2015. O vliyanii izmeneniya temperaturnogo rezhima promyslovoj separacii na velichinu gazovogo faktora neftei [On the effect of changes in the temperature regime of field separation on the value of the gas factor of oil]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij, 9: 81–86.
- Gallyamov V.R., Kolchin A.V., Vadulina N.V., et. al. 2017. Obespechenie bezopasnosti raboty pri podgotovke syrogo gaza metodom nizkotemperaturnoj separacii [Ensuring the safety of work during the preparation of raw gas by low-temperature separation]. Neftgazovoe delo, 4: 125–139.
- Goroyan V.I. 1963. Izuchenie processov razgazirovaniya neftei [Study of oil degassing processes]. М., Gostoptekhizdat, 107 p.
- Eremin A.I., Eremin A.N., Eremin N.A. 2012. Upravlenie razrabotkoj intellektual'nyh mestorozhdenij neftei i gaza [Management of the development of intelligent oil and gas fields]. In 2 toms. T.2. М., RGU neftei i gaza imeni I.M. Gubkina, 165 p.
- Kryukov V.A., Abramova A.A., Ganzya M.G. 1979. Vliyanie vyazkosti neftei i gazovogo faktora na process separacii [Influence of oil viscosity and gas factor on the separation process]. RNTS: Neftpromyslovoe delo, 11: 34–36.
- Leont'ev S.A., Marchenko A.N., Fominyh O.V. 2012. Obosnovanie racional'nyh tekhnologicheskikh parametrov podgotovki skvazhinnoj produkcii Vyngapurovskogo mestorozhdeniya [Substantiation of rational technological parameters of preparation of borehole products of the Vyngapurovskoye field]. Neftgazovoe delo, 3: 211–220.
- Lesuhin S.P., Sokolov A.G., Pozdnyshev G.N. 1988. Stabilizaciya neftei metodom mnogostupenchatoj separacii s primeneniem otduvki [Stabilization of oil by multi-stage separation with the use of blow-off]. Neftyanoe hozyajstvo, 8: 43–46.



- Lutoshkin G.S. 1977. Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and preparation of oil, gas and water]. M., Nedra, 192 p.
- Marinin N.S., Savvateev YU.N., Kirilov N.V. et. al. 1977. Issledovanie po sovershenstvovaniyu sbora i separacii nefiti [Research on improving oil collection and separation]. Neftyanoe hozyajstvo, 8: 67–69.
- Repin H.H., Karamyshev V.G., YUsupov O.M. et al. 1986. Issledovanie raboty separatora dlya intensivatsii gazo-vodootdeleniya [Investigation of the separator operation for the intensification of gas and water separation]. Neftyanoe hozyajstvo, 12: 54–56.
- Savel'eva N.N. 2019. Sovershenstvovanie tekhnologicheskogo oborudovaniya sistemy sbora i podgotovki skvazhinnoj produktsii [Improvement of technological equipment for the collection and preparation of borehole products]. Sovremennye naukoymkie tekhnologii, 2: 138–142.
- Salikaev D.A., Gumerov O.A. 2016. Issledovanie processa sverzhzvukovoy separacii poputnogo neftyanogo gaza s pomoshch'yu programmnoy kompleksa Unisim Design R400 [Investigation of the process of supersonic separation of associated petroleum gas using the Unisim Design R400 software package]. Neftegazovoe delo, 2: 151–189.
- Spravochnik himika [Chemist's Handbook]. 1968. T. 5. Red. P.B. Nikol'skij. Leningrad, Himiya, 976 p.
- SHajmardanov V.H. 2013. Processy i apparaty tekhnologiy sbora i podgotovki nefiti i gaza na promyslah [Processes and devices of technologies for collecting and preparing oil and gas in the fields] / red. V.I. Kudinov. M. – Izhevsk, NIC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika», Institut komp'yuternyh issledovaniy, 508 p.
- YAmпол'skij V.Z., Novikov A.A., Hamuhin A.A., Marchukov A.V. 2009. Perspektivy optimizatsii raboty ustanovok podgotovki nefiti na primere kompanii TNK-BP [Prospects for optimizing the operation of oil treatment plants on the example of TNK-BP]. Neftegazovye tekhnologii, 8: 2–4.

Конфликт интересов: о потенциальном конфликте интересов не сообщалось.

Conflict of interest: no potential conflict of interest related to this article was reported.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Паршуков Андрей Николаевич, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Andrej N. Parshukov, Candidate of Technical Sciences, Docent, Docent kaf. Electric Power Engineering of Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia