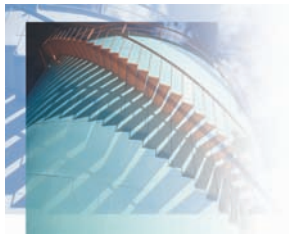


## Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть I)



С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, к.т.н., А.А. Зобнин,  
В.Ю. Жиряков, А.Б. Зырянов  
(ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС)

### Oil yield enhancement and reduction of light liquid hydrocarbons content in petroleum gas at oil treatment unit design (Part I)

S.S. Ivanov, M.Yu. Tarasov, A.A. Zobnin, V.Yu. Zhiryakov, A.B. Zyryanov  
(Giprotyumenneftegaz OJSC, HMS Group)

The necessity of determining the optimum regimes of oil separation at oil treatment for transport in order to increase the yield of oil and reducing the amount of light liquid hydrocarbons in the gas fed to the user is shown. The optimal mode of separation under various constraints of the first stage pressure is determined.

**Ключевые слова:** нефтяной газ, сепарация, выход нефти, легкие жидкие углеводороды.  
**Адрес для связи:** gtng@gtng.ru

Проектируемые в настоящее время системы сбора, подготовки и транспорта продукции на нефтяных и нефтегазовых месторождениях, включающие отделение газа на первой ступени сепарации, компримирование низконапорного газа до давления первой ступени сепарации и совместное его использование с газом первой ступени сепарации, обеспечивают возможность 100%-ного использования нефтяного газа. При этом в его составе могут присутствовать углеводороды, которые при рациональных технологических режимах могли бы остаться в нефти, увеличивая ее выход. Выход товарной нефти определяется по формуле

$$M_T = M_\Phi - M_r \quad (1)$$

где  $M_\Phi, M_r$  – масса соответственно пластовой нефти и газа, выделенного из нее на ступенях сепарации.

В результате массообмена между нефтяной и газовой фазами сырой нефти при ее подготовке к транспорту выход товарной нефти может увеличиться или уменьшиться в зависимости от термобарических условий сепарации, влияющих на распределение легких фракций нефти (тяжелых фракций газа) между фазами. При этом для увеличения выхода товарной нефти следует обеспечить максимально возможное сохранение в ней легких фракций (не допуская превышения давления насыщенных паров (ДНП) по Рейду над установленным в ГОСТ Р 51858-2002 – 66,7 кПа).

Термобарические режимы работы сепарационного оборудования также определяют количество и состав выделяемых из нефтяного газа легких жидких углеводородов (ЛЖУ). В состав ЛЖУ входят углеводороды  $C_4$  и выше. В настоящее время в номенклатуре продукции нефтегазодобывающего предприятия такой товарный продукт, как ЛЖУ, отсутствует. Основным решением для использования ЛЖУ является их подача в нефть с учетом требований к ДНП либо в качестве альтернативного варианта – в газопровод с реализацией двухфазного транспорта.

В процессе разработки технологии, проектирования и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспорта нефти и

газа режимы сепарации устанавливаются главным образом с учетом следующих факторов:

- на первой ступени сепарации давление – не ниже требуемого для бескомпрессорного транспорта нефтяного газа потребителю;
- на второй ступени сепарации давление определяется гидравлическим режимом работы оборудования и трубопроводов из условия работы концевой ступени сепарации (КСУ) при давлении 0,105 МПа;
- смесь ЛЖУ, отделяемая в газовых и факельных сепараторах, установках подготовки газа, направляется в процесс подготовки нефти.

При этом не всегда обеспечиваются оптимальные режимы, позволяющие достичь максимального выхода товарной нефти. В нефтепромысловой практике понятие «выход нефти» используется для анализа работы действующих установок подготовки нефти, для которых известны расход и состав поступающей продукции скважин.

При проектировании материальные потоки установок подготовки нефти рассчитываются, как правило, на заданные производительности по товарной нефти и нефтяному газу, т.е. расчетный расход поступающего на установку флюида может изменяться в зависимости от термобарических режимов работы оборудования. В этом случае можно ввести критерий, аналогичный понятию выход нефти, – проектный расход по сырью  $M_\Phi$ , представляющий собой массу поступающей на установку пластовой нефти, из которой после сепарации получается единица массы товарной нефти. Чем меньше расход по сырью, тем эффективнее процесс.

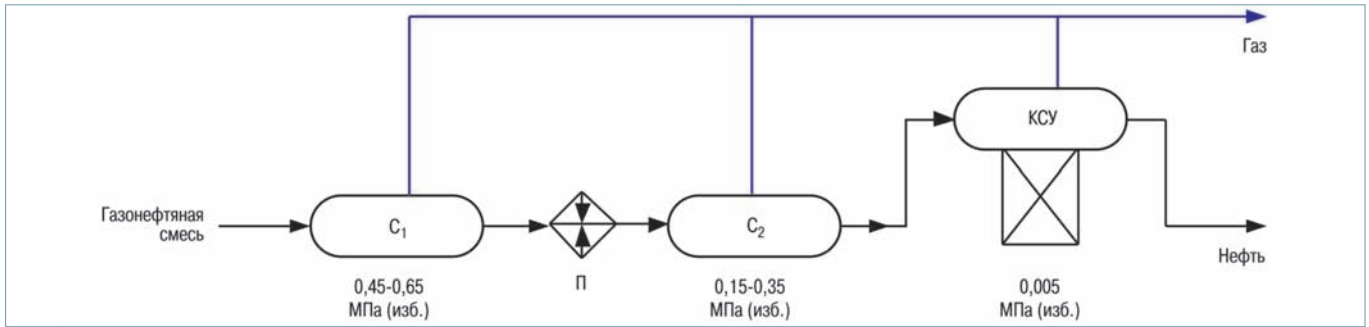
Принимая  $M_T = 1$  и учитывая, что газовый фактор нефти

$$G = M_r / \rho_r M_T, \quad (2)$$

получим из формулы (1)

$$M_\Phi = 1 + G \cdot \rho_r, \quad (3)$$

где  $\rho_r$  – плотность газа, т/м<sup>3</sup>.



**Рис. 1. Типовая схема подготовки нефти с трехступенчатой сепарацией:** C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> – сепаратор соответственно первой и второй ступени сепарации; КСУ – конечная сепарационная установка

Максимальный расход по сырью  $M_{\phi 0}$  при однократной сепарации для конкретной нефти можно рассчитать, если в уравнение (3) подставить значение газового фактора  $C_{\phi 0}$  и плотности газа однократной сепарации  $\rho_{r0}$  при стандартных условиях. Для сравнения проектных режимов сепарации и выбора оптимального используем снижение расхода сырья

$$\Delta_{\phi} = M_{\phi 0} - M_{\phi c} \quad (4)$$

где  $M_{\phi c}$  – расход по сырью при многоступенчатой сепарации.

В промышленной практике и для расчетов систем сбора и подготовки нефти при проектировании разработки и обустройства месторождений рекомендуется принимать три ступени сепарации [1] с давлением соответственно 0,6–1; 0,25–0,3; 0,105 МПа. В этом случае

$$M_{\phi c} = M_T + M_{r1} + M_{r2} + M_{r3}, \quad (5)$$

где  $M_{r1}, M_{r2}, M_{r3}$  – масса газа, отделяющегося соответственно на первой, второй и третьей ступенях сепарации.

Следовательно,

$$\Delta_{\phi} = M_{\phi 0} - M_{\phi c} = G_0 \rho_{r0} - M_{r1} - M_{r2} - M_{r3}. \quad (6)$$

Содержание ЛЖУ в нефтяном газе, направляемом потребителю,

$$x_{\text{ЛЖУ}} = \frac{\sum_{i=4}^n m_{C_i}}{Q_r} = \frac{\sum_{i=4}^n M_{C_i} \cdot v_{C_i}}{Q_r} = \sum_{i=4}^n M_{C_i} \cdot v_{C_i}, \quad (7)$$

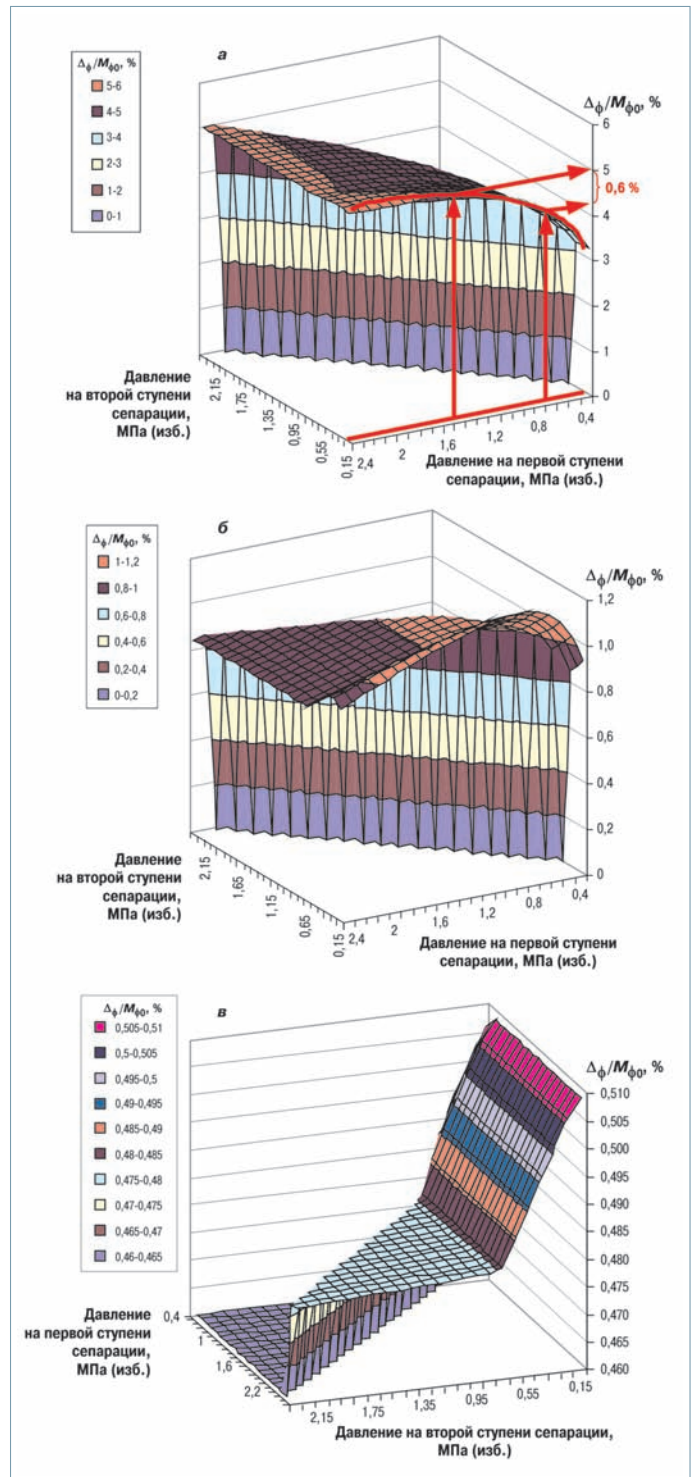
где  $m_{C_i}$  – масса углеводородов  $C_i$  в потоке газа, г;  $M_{C_i}$  – молярная масса углеводородов  $C_i$ , г/моль;  $v_{C_i}$  – молярная доля углеводородов  $C_i$ ;  $Q_r$  – объем газа, равный 1 м<sup>3</sup>.

Чем меньше содержание ЛЖУ в нефтяном газе, тем эффективнее процесс сепарации, т.е. тем больше выход товарной нефти или меньше расход по сырью.

В работе [2] показано, что оптимальные давления сепарации должны определяться для каждого месторождения (группы месторождений) индивидуально исходя из свойств пластовых флюидов. При этом поиск оптимального режима многоступенчатой сепарации должен предусматривать перебор всех возможных вариантов изменения давления по ступеням сепарации и учитывать ограничения по упругости паров подготовленной нефти.

На рис. 1 представлена типовая схема подготовки нефти месторождений Западной Сибири с трехступенчатой сепарацией. Снижение расхода сырья, содержания ЛЖУ в общем потоке газа сепарации для легких (плотность при температуре 20 °С менее 830 кг/м<sup>3</sup>), средних (830-870 кг/м<sup>3</sup>) и тяжелых (870 кг/м<sup>3</sup>) нефтей показаны на рис. 2, 3 на примере Еты-Пуровского, Саламского и Русского месторождений.

Уменьшение расхода сырья приведено относительно стандартной однократной сепарации при давлении 0,101325 МПа и



**Рис. 2. Снижение расхода сырья  $\Delta_{\phi} / M_{\phi 0}$  для различных режимов сепарации нефти Еты-Пуровского (а), Саламского (б) и Русского (в) месторождений**

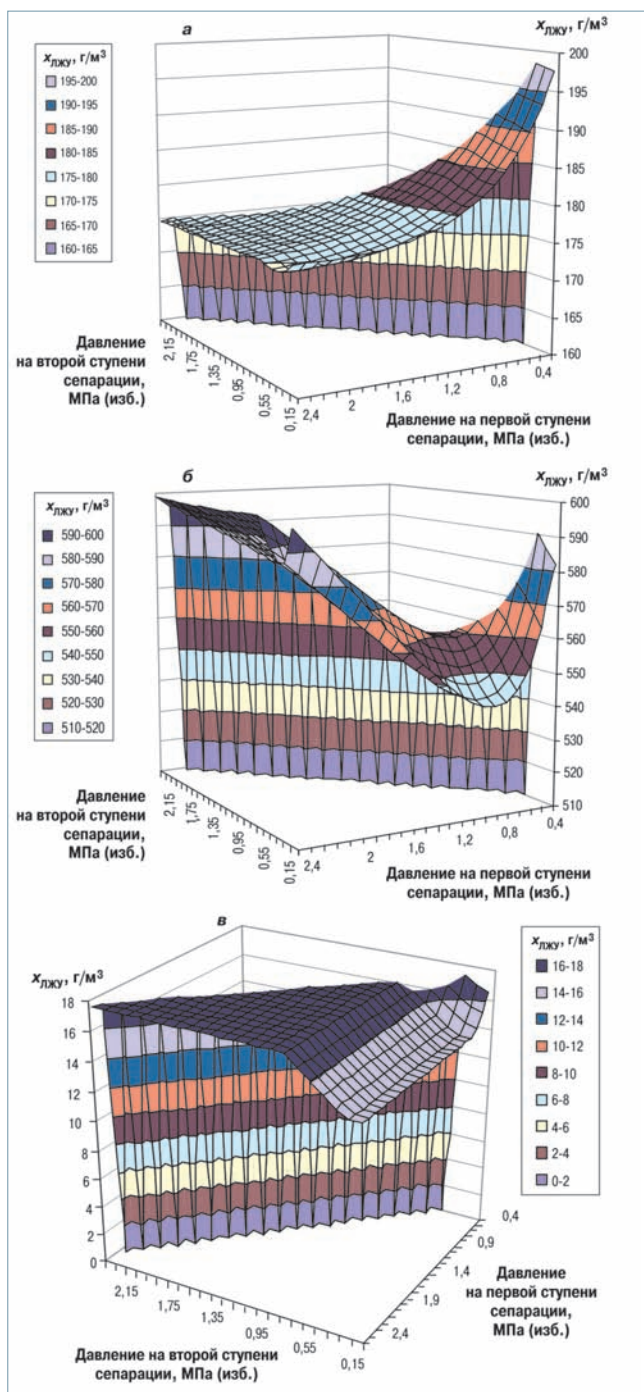


Рис. 3. Содержание ЛЖУ  $x_{лжв}$  в общем потоке газа для различных режимов сепарации нефти Еты-Пуровского (а), Салымского (б) и Русского (в) месторождений

температуре 20 °С. Фазовые равновесия газонефтяной смеси при различных режимах сепарации для определения состава нефтяного газа и выхода нефти рассчитывались по уравнению состояния Пенга – Робинсона [3]. В качестве исходных данных использовались состав и свойства пластовой и стабилизированной нефти, а также растворенного газа.

Анализ результатов расчетов позволяет сделать следующие выводы.

1. Увеличение давления на первой ступени сепарации для легкой нефти Еты-Пуровского месторождения более 1,6 МПа существенно снижает расход поступающей нефти и содержание ЛЖУ в нефтяном газе. Оптимальным давлением сепарации нефти Еты-Пуровского месторождения: на первой ступени яв-

ляется максимальное давление не более 1,6 МПа, на второй – минимальное давление, необходимое для подъема нефти на высоту концевой ступени сепарации.

2. Оптимальным режимом сепарации для нефти средней плотности Салымской группы месторождений является: давление на первой ступени сепарации – 1 МПа, на второй – 0,15 МПа.

3. Для тяжелой нефти Русского месторождения оптимальный режим сепарации: максимальное давление на первой ступени (не более 1,6 МПа) и минимальное на второй. Влияние давления на первой ступени сепарации на снижение расхода поступающей нефти и содержание ЛЖУ в нефтяном газе для нефти Русского месторождения незначительно, ключевым является давление на второй ступени.

Так как основная часть газа отделяется на первой ступени, интенсивность сепарации (отношение газового фактора ступени сепарации к общему газовому фактору при ступенчатой сепарации), определяемая массовой концентрацией растворенных компонентов, на следующих ступенях снижается. Уменьшение разницы давлений между второй ступенью сепарации и КСУ приводит к снижению количества зарождающихся пузырьков газа и заметному замедлению процесса разгазирования на КСУ (особенно для тяжелых компонентов), т.е. чем выше давление на второй ступени, тем выше интенсивность сепарации и больше тяжелых фракций увлекается с газом КСУ. В то же время увеличение разницы давлений между первой и второй ступенями сепарации заметно ускоряет процесс разгазирования на второй ступени. Однако при высоком давлении на второй ступени сепарации газ легче, чем при низком давлении. Следовательно, дальнейшее разгазирование на КСУ нефти, насыщенной более «легкими» компонентами повышает интенсивность сепарации по «тяжелым» компонентам [4].

Рассмотрим использование  $\Delta\phi$  для выбора оптимальных проектных режимов работы сепарационного оборудования с целью повышения выхода товарной нефти на примере ДНС-1 Еты-Пуровского месторождения.

Типовая проектная схема предусматривает возможность поддержания давления на первой ступени сепарации на ДНС не более 0,8 МПа, что при давлении на второй ступени 0,2 МПа обеспечивает  $\Delta\phi / M_{\phi 0} = 4,3$  %. Давление на первой и второй ступенях сепарации, равное соответственно 1 и 0,15 МПа, позволяет получать выход нефти на 0,25 % больше, чем при типовых проектных режимах. При увеличении давления на первой ступени сепарации до 1,6 МПа выход нефти на 0,6 % больше, чем при типовых проектных режимах.

Таким образом, анализ результатов расчетов снижения расхода сырья при трехступенчатой сепарации нефти и содержания ЛЖУ в общем потоке газа сепарации для легких, средних и тяжелых нефтей позволил определить и теоретически обосновать оптимальные режимы сепарации: максимальное давление на первой ступени и минимальное на второй.

### Список литературы

1. РД 39-0147035-225-88. Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр. – М.: Миннефтепром СССР, ВНИИ, 1988.
2. Савватеев Н.Ю. Сокращение потерь углеводородов при промышленной подготовке нефти к магистральному транспорту: автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2002. – 25 с.
3. Брусилковский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
4. Синайский Э.Г., Лапина Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 621 с.