

**С.С. Иванов**, начальник группы; **М.Ю. Тарасов**, к.т.н., начальник лаборатории; **А.А. Зобнин**, н.с.; **В.Ю. Жиряков**, н.с., группа промыслового сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС

## УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА НЕФТИ И СНИЖЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ЛЕГКИХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОПУТНОМ НЕФТЯНОМ ГАЗЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

*Показана необходимость определения оптимальных режимов сепарации нефти при подготовке нефти к транспорту с целью увеличения выхода нефти и подготовки попутного нефтяного газа – снижения содержания легких жидких углеводородов в газе, направляемом потребителю. Определен оптимальный режим сепарации при различных ограничениях давления 1-й ступени сепарации.*

Проектируемые в настоящее время системы сбора, подготовки и транспорта продукции на нефтяных и нефтегазовых месторождениях, включающие отделение газа на 1-й ступени сепарации, компримирование низконапорного газа до давления 1-й ступени сепарации и совместное его использование с газом 1-й ступени сепарации обеспечивают возможность 100%-ного использования попутного нефтяного газа. При этом в попутном газе могут оказаться углеводороды, которые при рациональных технологических режимах могли бы остаться в нефти, тем самым увеличив ее выход. Под выходом товарной нефти ( $M_t$ ) понимается масса разгазированной нефти, получаемая после сепарации из единицы массы пластовой нефти:

$$M_t = M_{\phi} - M_{г}, \quad (1)$$

где  $M_{\phi}$  – масса пластовой нефти;  $M_{г}$  – масса газа, выделяющегося из пластовой нефти на ступенях сепарации.

В результате массообмена между нефтяной и газовой фазами сырой нефти при ее подготовке к транспорту выход товарной нефти может изменяться в сторону увеличения и уменьшения в зависимости от термобарических условий сепарации, влияющих на распределение легких фракций нефти (тяжелых фракций газа) между газовой и нефтяной фазами. При этом для увеличения выхода товарной

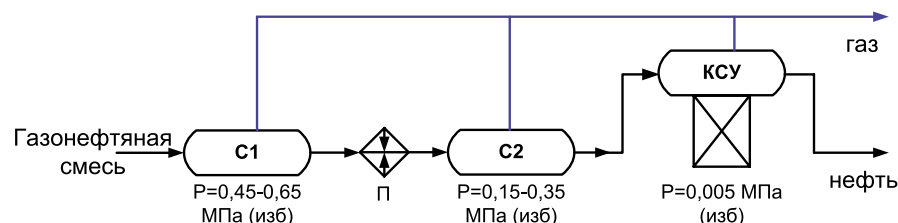
нефти следует обеспечить максимально возможное сохранение в ней легких фракций (не допуская превышения величины давления насыщенных паров (ДНП) по Рейду над установленным в ГОСТ Р 51858-2002 требованием 66,7 кПа).

Термобарические режимы работы сепарационного оборудования также определяют количество и состав выделяемых из ПНГ легких жидких углеводородов (ЛЖУ). В состав ЛЖУ входят углеводороды C4 и выше. В связи с тем что в номенклатуре продукции нефтегазодобывающего предприятия такой товарный продукт, как ЛЖУ, в настоящее время отсутствует, для его использования основным решением является подача в нефть с учетом требований по ДНП. Альтернативным является вариант подачи ЛЖУ в газопровод и реализация двухфазного транспорта.

В настоящее время 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 1-й ступени сепарации – давление устанавливается не ниже требуемого для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа потребителю;
- на 2-й ступени сепарации – давление определяется гидравлическим режимом работы оборудования и трубопроводов из условия работы концевой ступени сепарации (КСУ) при 0,105 МПа (абс.);
- выделяющаяся из газа смесь легких жидких углеводородов (отделяемая в газовых сепараторах, факельных сепараторах, установках подготовки газа) направляется в процесс подготовки нефти. При этом не всегда обеспечиваются оптимальные режимы, позволяющие достигнуть максимального выхода то-



С1 – сепаратор 1-й ступени сепарации; П – нагреватель нефти;

С2 – сепаратор 2-й ступени сепарации; КСУ – концевая сепарационная установка

**Рис. 1.** Типовая схема подготовки нефти с трехступенчатой сепарацией

варной нефти. В нефтепромысловой практике понятие «выход нефти» используется для анализа работы действующих установок подготовки нефти, для которых известен расход и состав поступающей продукции скважин.

В процессе проектирования расчеты материальных потоков установок подготовки нефти производятся, как правило, на заданные производительности по товарной нефти и попутному 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 ( $M_{\phi}$ ). Проектный расход по сырью (расход по сырью) – это масса пластовой нефти, входящей на установку, из которой после сепарации получается единица массы товарной нефти:

$$M_{\phi} = M_r + M_g \quad (2)$$

Чем ниже величина расхода по сырью, тем эффективнее процесс, то есть тем меньше нефти из пласта надо добыть, чтобы обеспечить требуемую производительность по товарной нефти. Принимая  $M_r=1$  и учитывая, что газовый фактор нефти

$$G(\text{нм}^3/\text{т}) = M_g / \rho_g \cdot M_r \quad (3)$$

где  $\rho_g$  – плотность газа,  $\text{т}/\text{м}^3$ , получим из (2)

$$M_{\phi} = 1 + G \cdot \rho_g \quad (4)$$

Если в уравнении (4) подставить величину газового фактора и плотности газа однократной сепарации при стандартных условиях соответственно,  $G_0$  и  $\rho_{g0}$ , то получим величину  $M_{\phi 0}$  – расход по сырью при однократной сепарации, который будем считать максимальным значением данного параметра для конкретной нефти. В качестве величины сравнения проектных режимов сепарации и выбора оптимального будем использовать параметр  $\Delta_{\phi}$  – снижение расхода сырья, который равен (в абсолютных единицах):

$$\Delta_{\phi} = M_{\phi 0} - M_{\phi c} \quad (5)$$

и в относительных единицах:

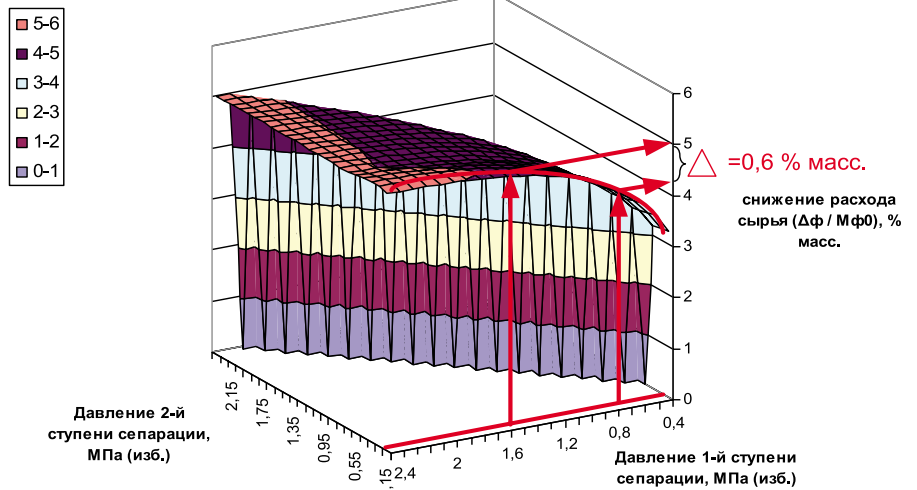


Рис. 2. Снижение расхода сырья  $\Delta_{\phi}/M_{\phi 0}$  для различных режимов сепарации нефти Еты-Пуровского месторождения

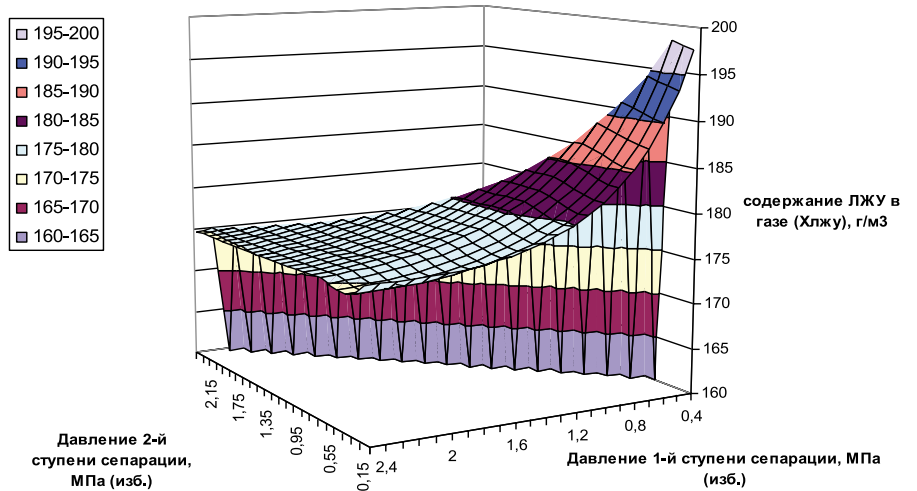


Рис. 3. Содержание ЛЖУ в общем потоке газа для различных режимов сепарации нефти Еты-Пуровского месторождения

$$\Delta_{\phi} / M_{\phi 0}, \% \quad (6)$$

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

В промысловой практике и для расчетов систем сбора и подготовки нефти при проектировании разработки и обустройства месторождений рекомендуется принимать три ступени сепарации [1]:

- давление 1-й ступени  $0,6 \pm 0,1$  МПа (абс.);
- давление 2-й ступени  $0,25 \pm 0,30$  МПа (абс.);
- давление 3-й ступени  $0,105$  МПа (абс.).

В этом случае:

$$M_{\phi c} = M_r + M_{r1} + M_{r2} + M_{r3} \quad (7)$$

где  $M_{r1}$ ,  $M_{r2}$ ,  $M_{r3}$  – масса газа, отделяющегося на ступенях сепарации, соответственно 1-й, 2-й и 3-й.

Следовательно в абсолютных единицах:

$$\Delta_{\phi} = M_{\phi 0} - M_{\phi c} = G_0 \rho_{g0} - M_{r1} - M_{r2} - M_{r3} \quad (8)$$

и в относительных единицах:

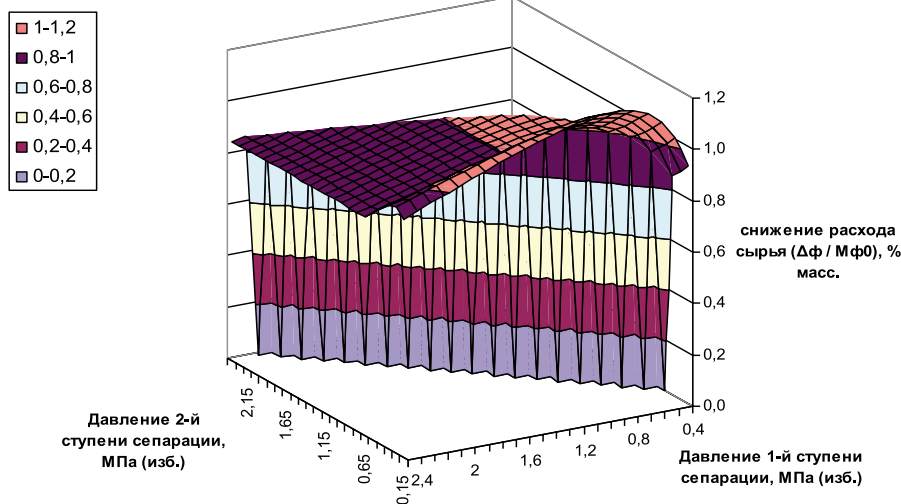
$$\Delta_{\phi} / M_{\phi 0} = (M_{\phi 0} - M_{\phi c}) / M_{\phi 0} = (G_0 \rho_{g0} - M_{r1} - M_{r2} - M_{r3}) / M_{\phi 0} \quad (9)$$

Содержание ЛЖУ в ПНГ, направляемого потребителю (на ГПЗ, КС), определяется в относительных единицах ( $\text{г}/\text{м}^3$ ):

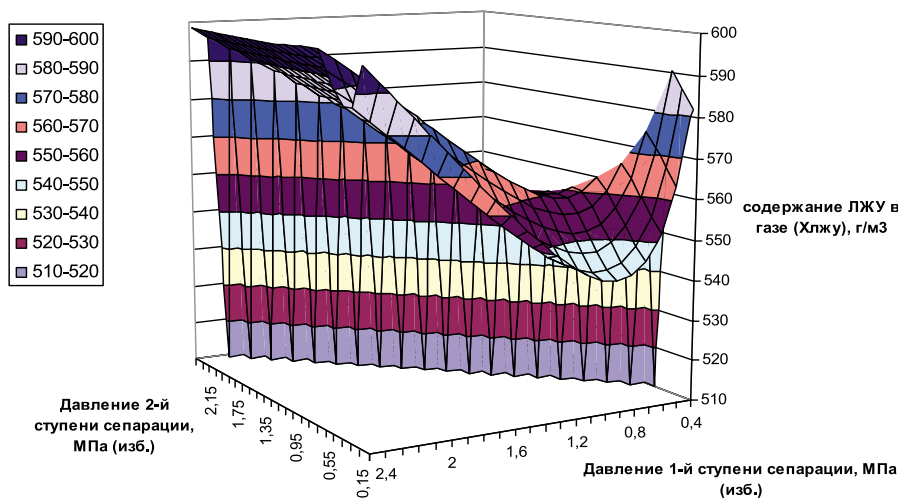
$$X_{\text{ЛЖУ}}, \text{г}/\text{м}^3 = \frac{\sum_{i=4}^n m_{\text{C}i} \sum_{j=4}^n M_{\text{C}i} \cdot v_{\text{C}i}}{Q_g} = \frac{\sum_{i=4}^n M_{\text{C}i} \cdot v_{\text{C}i}}{Q_g} \quad (10)$$

где  $m_{\text{C}i}$  – масса углеводородов  $\text{C}i$  в потоке газа,  $\text{г}$ ;  $M_{\text{C}i}$  – молярная масса углеводородов  $\text{C}i$ ,  $\text{г}/\text{моль}$ ;  $v_{\text{C}i}$  – мольная доля углеводородов  $\text{C}i$ ;  $Q_g$  – объем газа, равный  $1 \text{ нм}^3$ .

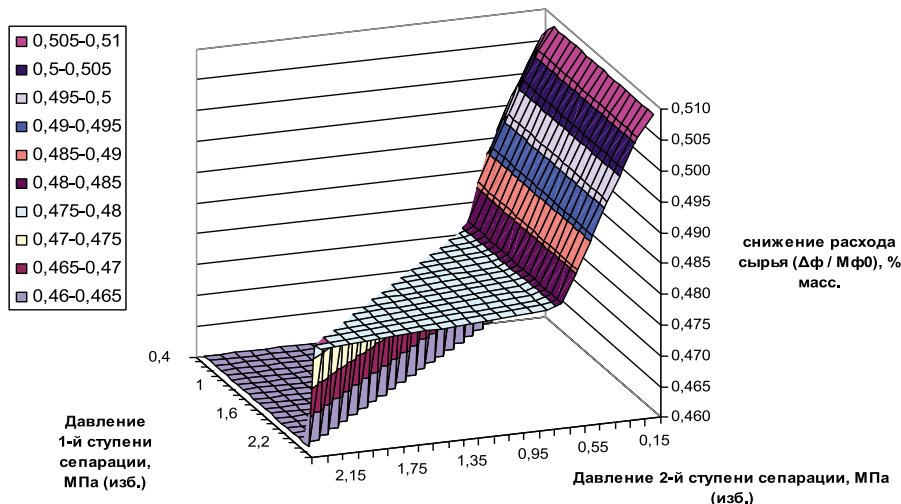
Чем ниже величина содержания ЛЖУ в ПНГ, тем эффективнее процесс сепара-



**Рис. 4. Снижение расхода сырья  $\Delta\phi/M_{\phi 0}$  для различных режимов сепарации нефтей Салымской группы месторождений**



**Рис. 5. Содержание ЛЖУ в общем потоке газа для различных режимов сепарации нефтей Салымской группы месторождений**



**Рис. 6. Снижение расхода сырья  $\Delta\phi/M_{\phi 0}$  для различных режимов сепарации нефти Русского месторождения**

ции, то есть 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 на упругость паров подготовленной нефти.

На примере оптимизации режимов подготовки нефти (типичная схема подготовки нефти месторождений Западной Сибири трехступенчатой сепарацией приведена на рис. 1) для легких (плотность при 20 °С менее 830 кг/м<sup>3</sup>), средних (плотность при 20 °С 830-870 кг/м<sup>3</sup>) и тяжелых (плотность при 20 °С более 870 кг/м<sup>3</sup>) нефтей показаны (рис. 2-7):

- снижение расхода сырья\*, % масс.;
- снижение содержания ЛЖУ в общем потоке газа сепарации, г/м<sup>3</sup>.

\* – снижение расхода сырья показано относительно стандартной однократной сепарации при 0,101325 МПа и 20 °С.

Оптимизация режимов подготовки нефти (давления сепарации) для легких нефтей показана на примере нефти Еты-Пуровского месторождения, для средних – Салымской группы месторождений, для тяжелых – Русского месторождения.

Поиск оптимальных режимов (изменение давления) сепарации производился в следующих пределах:

- 1-я ступень сепарации С1 – 0,4÷2,5 МПа (изб.);
- 2-я ступень сепарации С2 – 0,15÷2,35 МПа (изб.).

Расчеты фазовых равновесий газонефтяной смеси при различных режимах сепарации с целью определения состава попутного нефтяного газа и выхода нефти производились на основе уравнения состояния Пенга – Робинсона [3]. В качестве исходных данных использовались составы и свойства пластовой нефти, растворенного газа и стабилизированной нефти.

Анализ результатов расчетов снижения расхода сырья при трехступенчатой сепарации нефти и снижения содержания ЛЖУ в общем потоке газа сепарации (рис. 2-7) для легких, средних и тяжелых нефтей показывает:

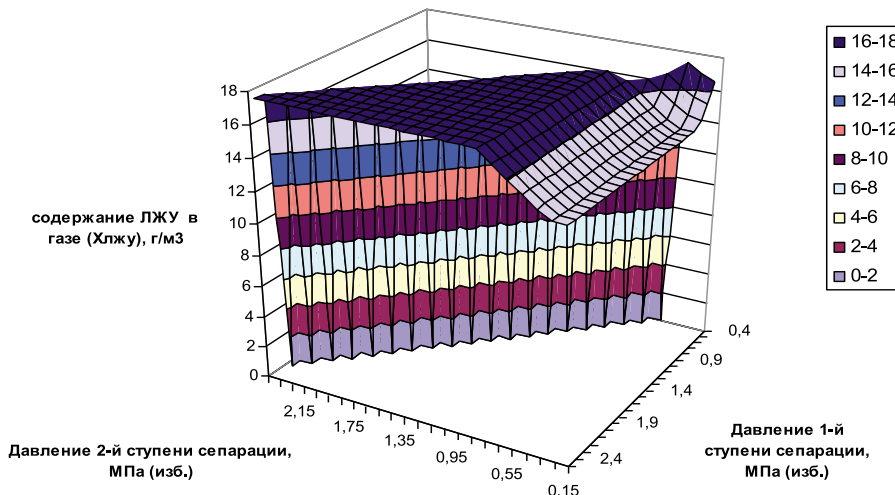
- Увеличение давления на 1-й ступени сепарации для легкой нефти Еты-Пуровского месторождения (см. рис. 2, 3) выше 1,6 МПа к существенному снижению расхода поступающей нефти и снижению содержания ЛЖУ в ПНГ не приводит; диапазон оптимальных давлений сепарации нефти Еты-Пуровского

месторождения: на 1-й ступени сепарации – максимальное давление не более 1,6 МПа (изб.) и на 2-й ступени сепарации – минимальное давление, необходимое для подъема нефти на высоту конечной ступени сепарации.

- Оптимальным режимом сепарации для средней нефти на примере нефтей Салымской группы месторождения является: давление 1-й ступени сепарации 1,0 МПа (изб.), давление 2-й ступени сепарации 0,15 МПа (изб.) (см. рис. 4, 5).

- Оптимальным режимом сепарации для тяжелой нефти Русского месторождения является максимальное давление на 1-й ступени сепарации (не более 1,6 МПа (изб.) и минимальное давление на 2-й ступени. Влияние давления 1-й ступени сепарации на снижение расхода поступающей нефти и снижение содержания ЛЖУ в ПНГ для нефти Русского месторождения незначительно, ключевым является давление 2-й ступени сепарации нефти.

Так как основная часть газа отделяется на 1-й ступени сепарации, то интенсивность сепарации (отношение газового фактора ступени сепарации к общему газовому фактору при ступенчатой сепарации), определяемая массовой концентрацией растворенных компонентов, при дальнейшей ступенчатой сепарации снижается по отношению к интенсивности сепарации 1-й ступени. Уменьшение разницы давлений 2-й ступени сепарации и КСУ приводит к убыванию числа зарождающихся пузырьков газа и, соответственно, к заметному замедлению процесса разгазирования на КСУ (особенно для тяжелых компонентов). Т.е. чем выше давление 2-й ступени, тем выше интенсивность сепарации и больше тяжелых фракций увлекается с газом КСУ. В то же время увеличение разницы давлений 1-й и 2-й ступеней сепарации приводит к заметному ускорению про-



**Рис. 7. Содержание ЛЖУ в общем потоке газа для различных режимов сепарации нефти Русского месторождения**

цесса разгазирования на 2-й ступени сепарации. Однако при высоком давлении 2-й ступени сепарации газ легче, чем при низком давлении 2-й ступени сепарации, следовательно, дальнейшее разгазирование нефти на КСУ, насыщенной более «легкими» компонентами (при высоком давлении 2-й ступени сепарации), приводит к большей интенсивности сепарации по «тяжелым» компонентам, нежели при разгазировании нефти на КСУ, насыщенной более «тяжелыми» компонентами (при низком давлении 2-й ступени сепарации) [4].

Пример использования критерия «снижение расхода сырья» для выбора оптимальных проектных режимов работы сепарационного оборудования в части повышения выхода товарной нефти приведен для ДНС-1 Еты-Пуровского месторождения.

Типовая проектная схема предусматривает возможность поддержания давления 1-й ступени сепарации на ДНС не более 0,8 МПа (изб.), что при давлении 2-й ступени 0,2 МПа (изб) обеспечивает величину  $\Delta_{\phi}/M_{\phi 0}=4,3\%$  масс.

Режимы сепарации нефти: давление 1-й ступени сепарации 1,0 МПа (изб.), давление 2-й ступени сепарации 0,15

МПа (изб.) позволяют получать выход нефти на 0,25 % масс. больше, чем при типовых проектных режимах; следующие режимы сепарации нефти (см. рис. 2): давление 1-й ступени сепарации 1,6 МПа (изб.), давление 2-й ступени сепарации 0,15 МПа (изб.) позволяют получать выход нефти на 0,6 % масс. больше, чем при типовых проектных режимах.

**ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ**

Показана необходимость использования в качестве критерия эффективности при разработке проектных решений сепарации нефти величины снижения расхода поступающей нефти (увеличения выхода товарной нефти) и содержания легких жидких углеводородов в газе, направляемом потребителю.

Проанализированы результаты расчетов снижения расхода сырья при трехступенчатой сепарации нефти и снижения содержания ЛЖУ в общем потоке газа сепарации для легких, средних и тяжелых нефтей и определены и теоретически обоснованы оптимальные режимы сепарации – максимальное давление на 1-й ступени и минимальное давление на 2-й ступени.

**Литература:**

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

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, сепарация, увеличение выхода нефти, снижение содержания легких жидких углеводородов в попутном нефтяном газе.