МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

РД 39 - 0148070 - 303 - 85

1985 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
Главтюменнефтегаза
_____ Ю.Н.Вершинин
18.12.85 г.

РУКОВОДСТВО
ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

РД 39-0148070-303-85

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:
Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (СибНИИНП)

Директор _____ Е.П.Ефремов

Ответственные исполнители:

Зав.сектором _____ 26.08.85 К.Ф.Кинн

Зав.сектором _____ 26.08.85 Н.В.Пастрецов

СОГЛАСОВАНО:

Директор ВНИИСПТнефть _____ А.Г.Гумеров

Руководство устанавливает требования к технологическому процессу и его схеме, порядок проведения и технические средства для его осуществления.

Приведена схема реализации процесса сепарации нефти месторождений с нефтенасыщенными подгазовыми зонами, а также при газлифтном способе эксплуатации скважин. Руководство распространяется на технологию сепарации нефти с газовым фактором до 400 $м^3/м^3$ на первой ступени сепарации.

Технология предназначена для повышения качества сепарации и сокращения потерь нефти.

© Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (СибНИИНП), 1985

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

РД 39-0148070-303-85

Вводится впервые

Срок введения установлен с 01.02.86 г.

Срок действия до 01.02.89 г.

Настоящее руководство устанавливает требования к технологическому процессу, схему, порядок и технические средства его осуществления.

Руководство распространяется на технологию сепарации нефти на месторождениях Западной Сибири с газовым фактором до 400 $м^3/м^3$ на первой ступени сепарации.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. На месторождениях с нефтенасыщенными подгазовыми зонами, а также при газлифтном способе эксплуатации скважин существующие технологические схемы сепарации нефти не обеспечивают необходимого качества сепарации из-за большого количества газа, поступающего с нефтью на первую ступень сепарации. При этом наблюдаются большие потери нефти в узлах сепарации за счет уноса капельной нефти и бензиновых фракций с газом.

Назначение технологии - повышение качества сепарации нефти с высоким газовым фактором на первой ступени сепарации и сокращение потерь.

I.2. Сущность технологии заключается в разделении потока газожидкостной смеси на жидкую и газовую фазы в подводящем трубопроводе с минимальным содержанием в газе капельной жидкости, дальнейшей сепарации жидкости в сепараторе и газа в газосепараторе (каплеуловителе). Жидкость из газосепаратора (каплеуловителя) направляется в конденсатосборник.

I.3. Область применения технологии - первая ступень сепарации нефти на месторождениях с газовым фактором от 80 до 400 $м^3/м^3$.

2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ

2.I. Газовый фактор нефти, поступающей на сепарацию, не должен превышать 400 $м^3/м^3$.

2.2. Давление сепарации 0,7 МПа.

При давлениях сепарации больше или меньше 0,7 МПа газовый фактор жидкости не должен превышать значения, определяемого предельной величиной расходного газосодержания $\beta = 0,9828$.

2.3. Технологический процесс обеспечивает сепарацию нефти до содержания капельной нефти в газе после первой ступени не более 0,5 $г/м^3$.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

3.I. Отбор газа из нефти перед сепаратором осуществляется из устройства предварительного отбора газа (УПО) новой более совершенной конструкции (а.с. № 589561, 783634). УПО состоит из трех участков: восходящего, горизонтального и нисходящего. Горизонтальный и нисходящий участки имеют одинаковый диаметр и длину, равную I5 диаметрам, но не менее I5 м.

Угол наклона восходящего участка к горизонту около 45°, нисходящего - не менее 8°. В нисходящем участке устанавливаются специальные насадки, над которыми через патрубок осуществляется отбор газа. Диаметр УПО определяется в зависимости от допустимой скорости движения смеси, расходного газосодержания и заданной производительности. Методика расчета УПО приведена в приложении.

3.2. Сепарация нефти осуществляется в сепараторе по проекту ГП 496.00.000 ВО, ЦКБН,(г. Подольск).

3.3. Очистка газа, отбираемого из УПО и сепаратора, производится в аппарате-каплеуловителе конструкции СибНИИНП и Гипротюменнефтегаза.

3.4. Измерение давления в технологических аппаратах осуществляется манометрами по ГОСТ 8625-77 с классом точности не ниже 1,0.

3.5. Измерение температуры осуществляется термометрами по ГОСТ 2823-73 Е с ценой деления шкалы $1^{\circ}C$ и диапазоном от $0^{\circ}C$ до $60^{\circ}C$.

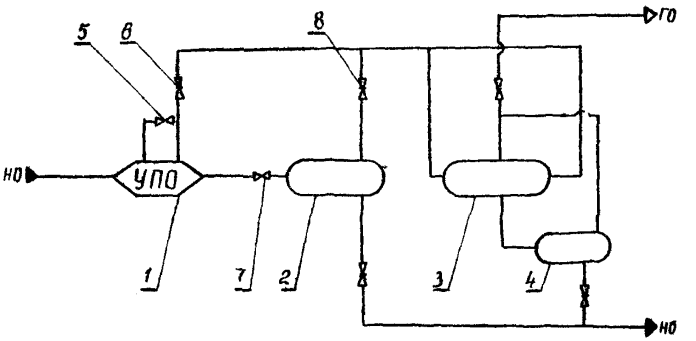
3.6. Отбор проб на входе и выходе технологических аппаратов производится пробоотборником по ГОСТ 2517-80.

3.7. Для контроля параметров процесса сепарации на аппаратах и трубопроводах устанавливаются зонды и задвижки в соответствии с РД 39-I-6I-78 "Методическое руководство по исследованию сепарационных установок".

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ

4.I. На рисунке представлена схема сепарации нефти. Продукция скважин перед первой ступенью сепарации поступает в устройство предварительного отбора газа (УПО) I, где происходит расслоение потока и производится отбор газа из наклонного нисходящего участка

Технологическая схема сепарации нефти



I - УПО; 2 - нефтегазовый сепаратор; 3 - каплеуловитель;

4 - конденсатосборник, 5,6,7,8 - задвижки

НО - нефтепровод; ГО - газопровод

трубопровода. Жидкость после УПО подается в сепаратор 2. В сепараторе происходит сепарация нефти, которая направляется на дальнейшую подготовку.

Газ, отобранный из УПО и сепаратора, направляется в газосепаратор 3 (аппарат-каплеуловитель), а после него - на ГПЗ. Жидкость из газосепаратора 3 сливается в конденсатосборник 4. Из конденсатосборника жидкость поступает на вход последующей ступени сепарации или на прием откачивающего насоса. Конденсатосборник может быть исключен из схемы сепарации при условии обеспечения свободного слива жидкости из каплеуловителя под уровень жидкости в сепараторе первой ступени.

4.2. Технологическая схема выполняется с соблюдением следующих требований:

к одному УПО подключается не более двух параллельно работающих сепараторов; количество нефтяных сепараторов определяется в соответствии с "Руководством по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию газонефтяных сепараторов" (ВНИИСПТнефть, Уфа, 1978) на основании опытных данных и в зависимости от физико-химических свойств нефти;

нижняя образующая горизонтального участка УПО находится на высоте верхней образующей сепаратора;

на входе в сепаратор устанавливается задвижка с условным проходом, равным или большим диаметра вводного штуцера в сепаратор;

уровень жидкости в сепараторе и в емкости для сбора и удаления уловленной жидкости поддерживается постоянным в диапазоне 0,4 -0,6 диаметра аппарата;

диаметр трубопровода ввода нефти в сепаратор равен диаметру вводного штуцера на сепараторе;

регулирование расхода жидкости на входе в сепаратор задвижкой не допускается.

5. ПОРЯДОК ПУСКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

5.1. Пуск в работу технологической схемы осуществляется следующим образом. Перед подачей газожидкостной смеси на вход УПО задвижку 5 (см.рис.) необходимо установить в положение "закрыто", задвижки 6,7 и 8 в положение "открыто". При этих условиях на вход УПО с узла распределения подать газожидкостную смесь, постепенно увеличивая расход жидкости до значения, принятого в расчете (см. приложение).

5.2. С помощью задвижек 5,6 и 8 добиться такого режима сепарации, при котором унос капельной нефти газом после каплеуловителя 3 будет минимальным. Унос капельной нефти определить в соответствии с РД 39-3-540-81"Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности".

6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ВЛИЯНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

6.1. Осуществление разрабатываемой технологии не связано с изменением условий техники безопасности и охраны труда на промысловых объектах.

6.2. При проведении процесса должны соблюдаться "Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденные Госгортехнадзором СССР 31 января 1974 г (раздел 7 "Сбор и подготовка нефти и газа к транспорту. Сбор, хранение и транспорт газового конденсата").

6.3. Технология сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором при нормальных режимах работы исключает попадание нефтепродуктов в окружающую среду.

7. ВОЗМОЖНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

7.1. Возможные неисправности работы оборудования и способы их устранения приведены в таблице.

Вид неисправности	Причина неисправности	Способы устранения
Увеличился унос капельной нефти газом	1. Засорились фильтры в каплеуловителе	Очистить фильтры пропаркой
	2. Образование уровня жидкости в каплеуловителе	Проверить слив жидкости из каплеуловителя и конденсатосборника и при необходимости прочистить трубопроводы
	3. Высокий уровень жидкости в сепараторе	Очистить трубопровод отбора жидкости из сепаратора от возможных механпримесей и отрегулиро-

Продолжение таблицы

Вид неисправности	Причина неисправности	Способы устранения
		вать регулятор уровня на нормальный верхний уровень (0,6 диаметра сепаратора)

Зам.директора по научной работе в области добычи нефти, к.т.н., с.н.с., руководитель работы — Н.С.Маринин

Зав.сектором нормоконтроля — Б.И.Артемьев

Зав.отделом техники и технологии сбора и подготовки нефти, к.т.н, с.н.с., руководитель работы — Ю.Н.Савватеев

Зав.лабораторией сбора и сепарации нефти и газа, руководитель работы — Н.В.Кириллов

Исполнители:

Ст.науч.сотр. — Г.Н.Соболева

Ст.науч.сотр. — П.А.Годунин

Мл.науч.сотр. — Г.В.Солдатова

Мл.науч.сотр. — Л.И.Зарудняя

Мл.науч.сотр. — Н.М.Щеглова

ПРИЛОЖЕНИЕ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА УПО

I. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Атмосферное давление Ро, МПа

Давление сепарации Рс, МПа

Температура воздуха То, К

Температура сепарации Тс, К

Газовый фактор нефти на первой ступени сепарации G_o, $м^3/м^3$

Коэффициент сжимаемости Z

Производительность по нефти Qн, $м^3$/сут

Производительность по воде Qв, $м^3$/сут

Производительность по жидкости Qж, $м^3$/сут

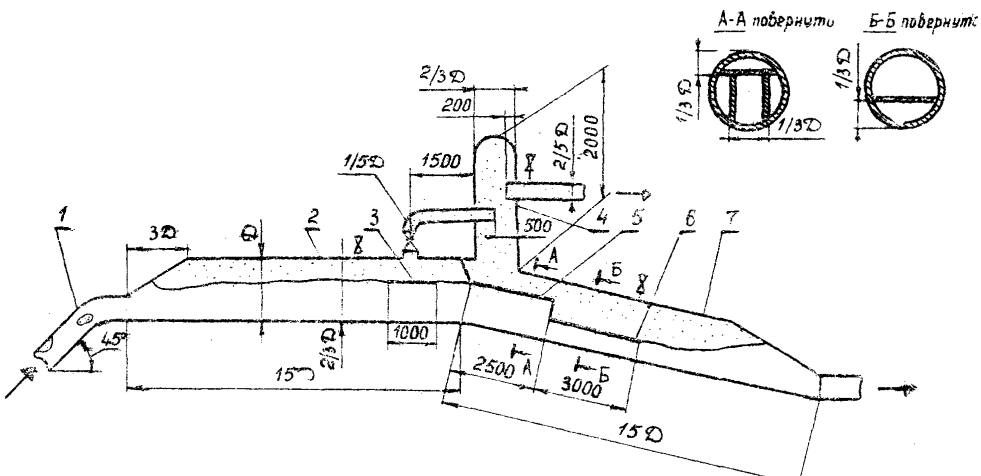
2. РАСЧЕТ УПО

2.I. УПО состоит из трех участков: восходящего, горизонтального и нисходящего. Конструктивная схема УПО приведена на рис.I.

Диаметр восходящего участка может быть равен диаметру подводящего трубопровода или диаметру горизонтального участка и с углом наклона к горизонту не более 45^0. Длина и диаметр подводящего трубопровода определяются по п.п. 3.3. и 3.4. "Руководства по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию газонефтяных сепараторов" (ВНИИСПТнефть, СибНИИНП, Уфа, 1978).

Расчет диаметра горизонтального участка УПО производится следующим образом. Предварительно определяется расходное газо-

Расчетная конструктивная схема УП



I - подводящий трубопровод; 2 - успокоительный трубопровод; 3,5,6 - насадки;
4 - патрубок для отбора газа из трубопровода; 7 - нисходящий трубопровод

Рис.I

содержание газожидкостной смеси β по формуле:

$$\beta = \frac{Q_г}{Q_н + Q_в + Q_г} = \frac{Q_н \cdot G_{пр.}}{Q_н \cdot G_{пр.} + Q_н \cdot Q_в},$$

где $Q_г$ – производительность по газовой фазе в смеси, приведенная к рабочим условиям (Р и Т) в конечном участке трубопровода перед УПО, м³/сут;

$Q_н$ – производительность по нефти, м³/сут;

$Q_в$ – производительность по воде, м³/сут;

$G_{пр}$ – количество свободного газа, приходящегося на I м³ нефти в конечном участке (приведенное к рабочим Р и Т)

$$G_{пр.} = \frac{G_o \cdot P_c \cdot T_c \cdot Z}{P_c \cdot T_o},$$

где P_o, T_o – параметры нормального состояния газа (P_o = 0,1033 МПа, T_o = 293 К);

P_c, T_c – параметры, соответствующие состоянию газа в конечном участке трубопровода перед УПО;

Z – коэффициент сжимаемости газа, который в диапазоне рабочих давлений в сепараторе (0,6–I,6 МПа) может быть принят равным I;

G_o – газовый фактор нефти для условий сепарации. В каждом конкретном случае G_c определяется по кривой разгазирования или по результатам непосредственных измерений в промысловых сепараторах. Для данной технологии газовый фактор по жидкости не должен превышать 400 м³/м³.

2.2. Качественный отбор газа с наименьшими потерями осуществляется при плоско-раздельной структуре потока. По расчетному расходному газосодержанию β и номинальной пропускной спо-

собности УПО по жидкости Q по графику на рис.2 определяется диаметр горизонтального участка. На графике находится точка пересечения прямой, параллельной оси ординат, соответствующей β ; и прямой, параллельной оси абсцисс, соответствующей Q . Из этой точки проводится вертикаль до пересечения с ближайшей верхней кривой. Диаметр УПО принимается равным значению, указанному на этой кривой.

По графикам рис.3 для рассчитанного β и найденному диаметру определяется максимальная пропускная способность УПО, при которой структура потока становится раздельно-волновой, но качество отбираемого газа остается удовлетворительным.

Диаметр нисходящего участка принимается таким же, как и горизонтального участка. Угол наклона должен быть в пределах 8-I5^0 к горизонту.

Длины горизонтального и нисходящего участков УПО берутся из расчета I5 диаметров, но не менее I5 м каждый.

3. ПРИМЕР РАСЧЕТА УПО

3.I. Исходные данные для расчета

Давление сепарации Рс = 0,7 МПа

Температура сепарации Тс = 293 К

Газовый фактор нефти на первой ступени сепарации G_o = 200 м^3/м^3

Коэффициент сжимаемости газа $\mathcal{Z}$ = I

Производительность по нефти Qн = 7336 м^3/сут

Производительность по воде Qв = 664 м^3/сут

Производительность по жидкости Qж = 8000 м^3/сут.

Выбор диаметра трубопровода в зависимости от производительности и расходного газосодержания при устойчивой плоско-раздельной структуре потока

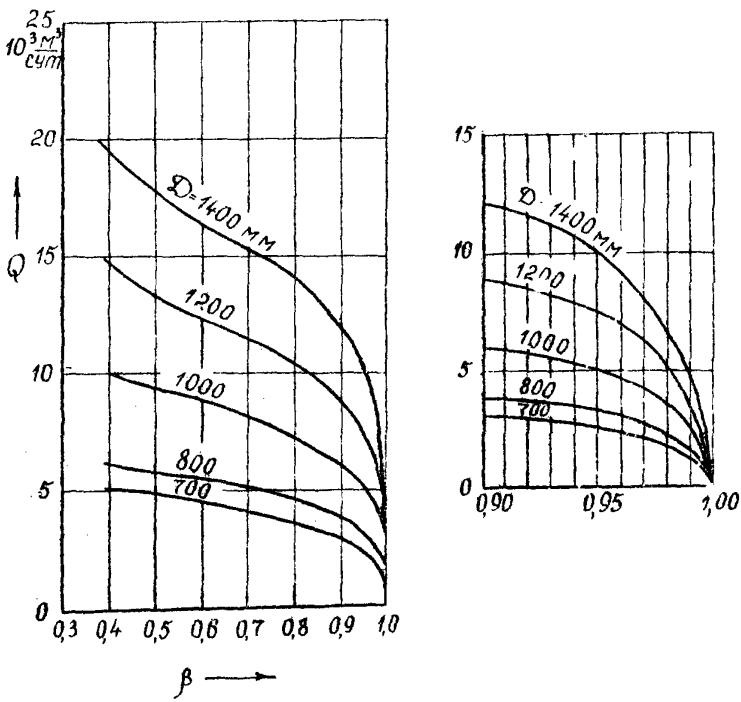


Рис.2

Выбор диаметра трубопровода в зависимости от производительности и расходного газосодержания при раздельно-волновой структуре потока

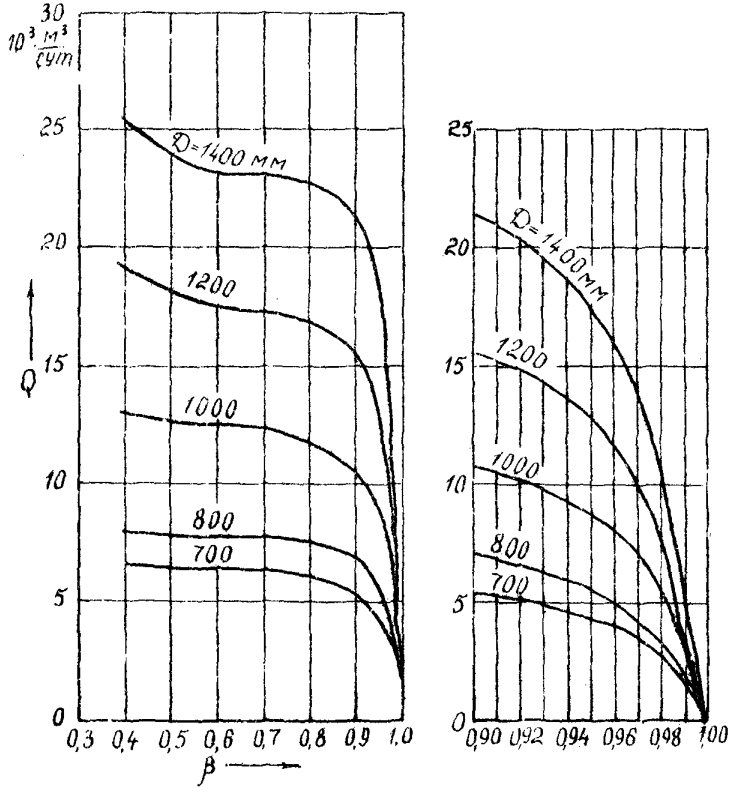


Рис.3

3.2. Расчет УПО

3.2.I. Количество свободного газа, приходящегося на I м³ нефти в конечном участке (приведенное к рабочим Р и Т)

$$G_{пр} = \frac{G_o \cdot P_b \cdot T_c \cdot Z}{P_c \cdot T_b} = \frac{200 \cdot 0,I033 \cdot 293 \cdot I}{0,7 \cdot 293} = 29,514 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3.2.2. Расходное газосодержание газожидкостной смеси

$$\beta = \frac{Q_н \cdot G_{пр.}}{Q_н \cdot G_{пр.} + Q_н + Q_в} = \frac{7336 \cdot 29,514}{7336 \cdot 29,514 + 7336 + 664} = 0,96$$

3.2.3. По графику рис.2 по заданной пропускной способности УПО по жидкости $Q_ж = 8000$ м³/сут и полученному расходному газосодержанию $\beta = 0,96$ диаметр УПО Д = I400 мм.

3.2.4. По графику рис.3 наибольшая производительность УПО диаметром I400 мм $Q_{ж\,max} = I6000$ м³/сут.

Остальные конструктивные параметры находятся согласно рис.I.

Руководство
по применению технологии сепарации нефти
для месторождений с высоким газовым фактором

РД 39-0148070-303-85

Отв. за выпуск, редактор В.А.Брейтер
Подписано в печать 18.12.85г.
Формат бумаги 60 х 90 1/16 Объем 0,7 п.л.
Тираж 130 экз. Заказ № 3

Ротапринт СибНИИНП
Тюмень, ул. Орджоникидзе, 35

gost.e-ecolog.ru