



*В.В. Ершов, доцент кафедры НДиС, к.в.н., доцент.*

# **Дисциплина «Системы сбора и подготовки скважинной продукции»**

**Лекция 1. «Сбор и промысловая подготовка скважинной продукции»**

**Учебные вопросы:**

- 1. Классификация нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002.**
- 2. Принципиальная технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды.**



# Цель разработки нефтяного месторождения

- **Целью разработки любого нефтяного месторождения** является плановая динамика извлечения запасов нефти из эксплуатационного объекта в соответствии с установленными проектом нормами ее добычи по каждой эксплуатационной скважине.
- Так как дебиты скважин на месторождении составляют десятки и более тонн в сутки, а эксплуатационный фонд скважин исчисляется десятками, сотнями и тысячами, то добыча нефти на месторождении даже при среднем дебите 30-100 т/сут представляет собой **непрерывное многотоннажное производство**, складывающееся из взаимосвязанных 3-х этапов.



# Этапы скважинной добычи нефти

**1. Выработка залежи нефти.** Этот этап включает следующие процессы:

- **a. извлечение пластовой нефти из недр к забоям добывающих скважин и подъем нефти с забоев скважин на поверхность;**
- **b. учет количества добытой пластовой нефти и воды.**

**2. Мероприятия по восполнению в процессе разработки месторождения извлекаемой из него пластовой энергии.** Вторым этапом являются следующие мероприятия:

- **a. компенсация добытой из недр нефти обратной закачкой в залежь добытой воды и воды из других источников;**
- **b. учет количества закачиваемой в пласт воды.**



# Этапы скважинной добычи нефти

## 3. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений.

Третий этап по своей сути является продолжением первого, включая следующие технологические процессы:

- а. сбор и внутрипромысловый транспорт продукции добывающих скважин последовательно от их устьев до замерных установок (ЗУ), дожимных насосных станций (ДНС) и центральных пунктов сбора (ЦПС);
- б. промысловая подготовка нефти до товарных кондиций;
- с. подготовка попутно добываемой воды для утилизации;
- д. коммерческий учет количества товарной нефти;
- е. сдача добытой нефти товаротранспортным организациям.

Несмотря на то, что одинаковых нефтей не бывает и нет одинаковых систем сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и воды, основные технологические процессы сбора и подготовки нефти отличаются только количественными показателями отдельных этапов сбора и промысловой подготовки продукции скважин. **В связи с этим рассмотрим современную классификацию нефтей.**

# Классификация нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002



Государственный стандарт России «Нефть. Общие технические условия. ГОСТ Р 51858—2002» с 1 июля 2002 г. вводит два термина:

## **СЫРАЯ НЕФТЬ** -

❖ **жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит:**

- растворенный газ,
- воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства:
- жидких энергоносителей:
- бензина, керосина, дизельного топлива, мазута;
- смазочных масел, битумов и кокса.

## **ТОВАРНАЯ НЕФТЬ (НЕФТЬ)**

- нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

# Классы, типы, группы качества и виды

В соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858—2002 нефть подразделяется на классы, типы, группы качества и виды. Фактор влияния человека в этой классификации учитывается в нормах групп качества, определяемых качеством подготовки добываемой нефти к транспорту от добывающих предприятий до потребителей (нефтеперерабатывающих заводов — НПЗ).

**КЛАССЫ**. В зависимости от массовой доли серы в нефти выделяется 4 класса товарной нефти, табл. 1.1.

Класс	Наименование нефти	Массовая доля серы, (% масс.)	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,6 включительно	По ГОСТ 1437
2	Сернистая	От 0,6 до 1,8 включ.	
3	Высокосернистая	От 1,8 до 3,5 включ.	
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,5	

# Классы, типы, группы качества и виды



**ТИПЫ.** В зависимости от плотности товарной нефти и массовой доли парафина в ней, а при поставке на экспорт — дополнительно по выходу фракций, товарная нефть подразделяется на **5 типов**, табл. 1.2

Таблица 1.2

Нормы значений показателей для типов нефти

Показатель		Тип товарной нефти										Метод испытания
		0		1		2		3		4		
		РФ	Экс.	РФ	Экс.	РФ	Экс.	РФ	Экс.	РФ	Экс.	
Плотность, (кг/м <sup>3</sup> ), при температуре	20 °С	Не более 830		830,1–850		850,1–870		870,1–895		Более 895		ГОСТ 3900
	15 °С	Не более 834,5		834,6–854,4		854,5–874,4		874,5–899,3		Более 899,3		ГОСТ Р 51069
Выход фракций, % об., не менее, до температуры, °С	200	–	30	–	27	–	21	–	–	–	–	ГОСТ 2177
	300	–	52	–	47	–	42	–	–	–	–	
	350	–	62	–	57	–	53	–	–	–	–	
Массовая доля парафина, % масс, не более		–	6	–	6	–	6	–	–	–	–	ГОСТ 11851

**Примечания:**

1. Определение плотности при 20 °С обязательно до 1 января 2004 г.; определение плотности при 15 °С **обязательно с 1 января 2004 г.**
2. Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому — к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.



# Классы, типы, группы качества и виды

**ГРУППЫ.** По степени подготовки добываемой из недр нефти к транспорту товарная нефть подразделяется на 3 группы, табл. 1.3.

Показатель	Группы качества товарной нефти			Метод испытания
	1	2	3	
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	ГОСТ 2477
Концентрация хлористых солей, г/м <sup>3</sup> (мг/л), не более	100	300	900	ГОСТ 21534
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			ГОСТ 6370
Давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С в бомбе Рейда, кПа, не более	66,7 (500 мм рт. ст.)			ГОСТ 1756
Содержание хлорорганических соединений, млн. <sup>-1</sup> (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно			АСТМ Д 4929-99

***Примечание:***

Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признается соответствующей группе качества с большим номером (*подготовлена хуже*).





# Классы, типы, группы качества и виды

**ВИДЫ.** По содержанию сероводорода и меркптанов товарную нефть подразделяют на 3 вида, табл. 1.4.

Показатели		Виды товарной нефти			Метод испытания
		1	2	3	
Массовая доля, млн.-1 (ppm), не более	сероводорода	20	50	100	ГОСТ Р 50802
	метил- и этил-меркаптанов (в сумме)	40	60	100	

***Примечания:***

1. Нормы по показателям данной таблицы являются факультативными до 1 января 2004 г. Определение обязательно для набора данных.
2. Нефть по первому показателю данной таблицы с нормой «менее 20 млн.-<sup>1</sup>» считается не содержащей сероводород.




# ГОСТ Р 51858 условное обозначение товарной нефти (шифр)

В соответствии с ГОСТ Р 51858 условное обозначение товарной нефти (шифр) состоит из четырех цифр, разделенных точками, каждая из которых соответствует обозначению значения показателей:

**(1) класса, (2) типа, (3) группы, (4) вида товарной нефти.**

Характеристика товарной нефти	Шифр нефти
<p><b>1. Поставка нефти потребителю в России.</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li><input type="checkbox"/> содержание серы-1,15% масс, (класс 2);</li><li><input type="checkbox"/> плотность при 20 °С - 860 кг/м<sup>3</sup>, (тип 2);</li><li><input type="checkbox"/> концентрация хлористых солей - 120 мг/л,</li><li><input type="checkbox"/> обводненность- 0,4% масс, (группа 2);</li><li><input type="checkbox"/> сероводород отсутствует (вид 1).</li></ul>	<p>2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-2002</p>
<p><b>2. Поставка нефти на экспорт.</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li><input type="checkbox"/> содержание серы - 1,15% масс, (класс 2);</li><li><input type="checkbox"/> плотность при 20 °С - 860 кг/м<sup>3</sup>;</li><li>выход фракций при температуре перегонки до:</li><li><input type="checkbox"/> 200 °С - 26% об.; 300 °С - 46% об.; 350 °С - 55% об.;</li><li><input type="checkbox"/> массовая доля парафина - 4,1 % (тип 2э);</li><li><input type="checkbox"/> концентрация хлористых солей - 90 мг/л,</li><li><input type="checkbox"/> обводненность - 0,4% масс. (группа 1);</li><li><input type="checkbox"/> сероводород отсутствует, (вид 1)</li></ul>	<p>2.2э.1.1 ГОСТ Р051858-2002</p>



# Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)

В соответствии с нормативными документами по безопасности и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности технологический регламент установки подготовки нефти (УПН) нефтедобывающего предприятия обязательно содержит помимо организационно-технических требований и положений следующие разделы:

1. Общая характеристика установки подготовки нефти (УПН);
2. Характеристики сырья:
  - а. поступающего на УПН, используемых материалов и реагентов,
  - б. товарной нефти и
  - с. нефтепромысловых сточных вод для последующей утилизации.
3. Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки нефти.
4. Нормы технологического режима подготовки нефти, нефтяного газа и очистных сооружений по подготовке попутной пластовой воды.
5. Контроль технологического режима.
6. Основные положения пуска и остановки УПН при нормальных условиях эксплуатации.


# Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)



7. Безопасная эксплуатация УПН.
8. Отходы при производстве продукции и сточные воды, выбросы в атмосферу, методы утилизации и (или) переработки отходов и сточных вод.
9. Краткая характеристика технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов.
10. Технологическая схема УПН (графическая часть), включая экспликацию оборудования и характеристику его количества и параметров.

## **Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции**

1. технические наименования продуктов;
2. показатели качества в соответствии с нормативно-технической документацией,
3. область их применения.



# Технологический регламент установки подготовки нефти (УПН)

**Описание технологического процесса в соответствии с технологической схемой УПН производится по отдельным стадиям процесса, начиная с поступления сырья и указания его основных технологических параметров:**

- температуры и давления;
- Состава;
- расходных характеристик и т.д.

**В нормах технологического режима на всех стадиях процесса подготовки нефти в аппаратах УПН: отстойниках, электродегидраторах, колоннах, печах, реакторах, теплообменной и другой аппаратуре указываются регламентируемые показатели режима:**

- температура и давление;
- время операций;
- количество загружаемых (подаваемых) компонентов;
- другие показатели, влияющие на качество и безопасную эксплуатацию оборудования.

# Принципиальная технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

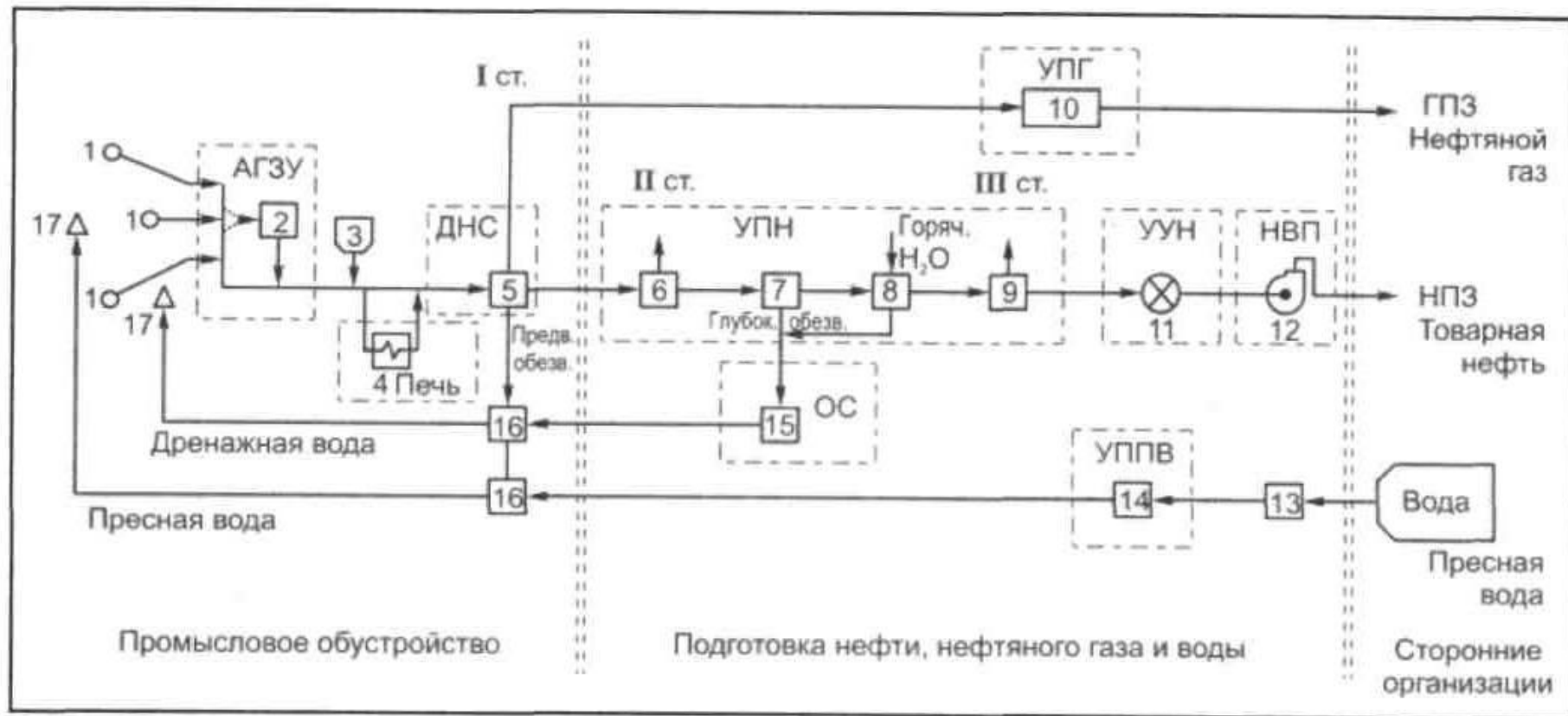


Рис. 1.1. Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды:

I ст, II ст, III ст – первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка, ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти; УПГ – установка подготовки нефтяного газа; УУН – узел учета нефти; НВП – насосы внешней перекачки; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; УППВ – установка подготовки пресной воды; 1 – добывающие скважины; 2 – замерная установка; 3 – блок подачи реагента; 4 – подогрев продукции; 5 – трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 – вторая ступень разгазирования нефти; 7 – ступень глубокого обезвоживания сырой нефти; 8 – ступень обессоливания; 9 – стабилизация нефти; 10 – УПГ; 11 – УУН; 12 – НВП; 13 – водозабор; 14 – УППВ; 15 – очистные сооружения; 16 – кустовая насосная станция (КНС); 17 – нагнетательные скважины



# Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

- **Скважинная продукция из эксплуатационных скважин (1) поступает на АГЗУ (2). Блок дозирования химических реагентов (3) (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.д.) может быть смонтирован в любой точке трубопроводов промысловой системы транспорта на участке от скважины до УПН. При сборе нефти с высокой температурой потери текучести или высоковязкой нефти для обеспечения их постоянной текучести применяются различного рода подогреватели. Подогрев продукции скважин в выкидных линиях производится устьевыми подогревателями типа УН-0,2 или ПТТ-2. Для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных трубопроводах применяются путевые подогреватели (4) типа ПП—0,63 или трубопроводные нагреватели типа ПТ.**

# Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды




- ❖ Первая ступень сепарации' нефтяного газа производится на дожимных насосных станциях (ДНС) (5). Отделяемый нефтяной газ первой ступени сепарации направляется на установку подготовки газа (УПГ) (10) и далее потребителю, например, на газоперерабатывающий завод (ГПЗ).
- ❖ Установка подготовки нефти (УПН) представляет собой последовательный комплекс технологических процессов:
  - полного разгазирования нефти (6);
  - "Сепарация [лат. separatio] - отделение; разделение на составные части;
  - её «глубокого» обезвоживания (7) до нормы группы качества по ГОСТ Р 51858-2002 (табл. 1.3);
  - обессоливания товарной нефти (8) до требуемой нормы группы качества по ГОСТ Р 51858-2002 (табл. 1.3);
  - стабилизации товарной нефти (9), то есть снижения её давления насыщенного пара (ДНП) ниже 66,7 кПа при 37,8 °С.



# Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

- ❖ Отметим, что **разгазирование нефти** в сепараторе (6) представляет собой вторую ступень сепарации нефтяного газа, который, как правило, используется на собственные нужды или после компримирования\* направляется в газопровод с давлением первой ступени сепарации нефтяного газа для подачи стороннему потребителю.
- ❖ **Глубокое обезвоживание нефти** позволяет получить товарную нефть с планируемой остаточной обводнённостью в соответствии с требованиями технических условий ГОСТ Р 51858-2002. Ступень обессоливания нефти (8) необходима в случае большой концентрации ионов хлора в остаточной воде товарной нефти, то есть ступень обессоливания позволяет уменьшить концентрацию ионов хлора в остаточной капельной воде в составе товарной нефти.
- ❖ **Ступень стабилизации товарной нефти** (9) обеспечивает давление ее насыщенных паров до 66,7 кПа при температуре 37,8 °С. Как правило, нефтяной газ низкого давления, образующийся на этой ступени, сжигается на факеле.



# Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

- ❖ Далее товарная нефть направляется на узел контроля её качества, то есть соответствия техническим условиям ГОСТ Р 51858-2002, и коммерческого учета её количества (УУН - узел учета товарной нефти) (11). После оформления документов (подписания акта приёма-сдачи товарной нефти и её характеристики) товарная нефть насосами внешней перекачки (НВП) (12) поступает транспортной (как правило, трубопроводной) организации для её дальнейшей переработки на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ).
- ❖ Если скважинная продукция обводнена более чем на 20% масс., то на ДНС может быть запроектировано предварительное обезвоживание (сепарация нефти и воды) скважинной продукции. При этом основное технологическое требование действующих норм заключается в том, чтобы сбрасываемые пластовые воды имели качество, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды) и направление их непосредственно на кустовые насосные станции (КНС) (16) системы поддержания пластового давления (ППД).



# Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды

- При глубоком обезвоживании нефти (7) дренажная вода направляется на очистные сооружения (ОС) (15), где нефтепромысловые сточные воды очищаются от остаточной капельной нефти и механических примесей до показателей качества воды, обеспечивающих оптимальную закачку их в продуктивные пласты. С очистных сооружений вода направляется на кустовые насосные станции (КНС) (16), откуда она по высоконапорным водоводам поступает в поглощающие скважины (17).

# Технологическая схема сбора нефти, нефтяного газа и пластовой воды



- ❖ Дефицит воды для поддержания пластового давления восполняется за счет внешних ресурсов (источников):
  - водоемов пресной воды,
  - водоносных горизонтов и т.д.,
  - откуда водозаборами (13), пресная (или минерализованная) вода поступает на установку подготовки пресной (или минерализованной) воды (14), затем на КНС (16) и по высоконапорным водоводам в пласт через поглощающие скважины (17).
- ❖ Современные унифицированные системы сбора и подготовки нефти отличаются от описанной принципиальной технологической схемы только в деталях.

БЛАГОДАРИЮ ЗА ВНИМАНИЕ