

**Министерство образования и науки Российской Федерации  
Волгоградский государственный архитектурно-строительный  
университет**

**ОБУСТРОЙСТВО  
МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ**

**Методические указания к практическим занятиям**

*Составители Г. А. Булычев, В. А. Перфилов*



**Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Волгоградский государственный  
архитектурно-строительный университет», 2014**

**Волгоград  
ВолгГАСУ  
2014**

УДК 622.245.422

ББК 33.131.я73

О26

**Обустройство** морских нефтегазовых сооружений [Электронный ресурс] : методические указания к практическим занятиям / М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т ; сост. Г. А. Булычев, В. А. Перфилов. — Электронные текстовые и графические данные (412 Кбайт). — Волгоград : ВолгГАСУ, 2014. — Учебное электронное издание комбинированного распространения : 1 CD-диск. Систем. требования: PC 486 DX-33; Microsoft Windows XP; 2-скоростной дисковод CD-ROM; Adobe Reader 6.0. — Официальный сайт Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Режим доступа: <http://www.vgasu.ru/publishing/on-line/> — Загл. с титул. экрана.

Для студентов, обучающихся по профилю «Морские нефтегазовые сооружения» направления подготовки «Технологические машины и оборудование».

**УДК 622.245.422**

**ББК 33.131. я73**

## ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемая работа призвана помочь студентам в практическом прохождении учебного материала по специальности «Морские нефтегазовые сооружения» по дисциплинам:

- «Обустройство морских нефтегазовых месторождений»;
- «Техника и технология разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений»;
- «Процессы и агрегаты нефтегазовых технологий»;
- «Транспортирование нефтегазовой продукции».

Работа построена с учетом необходимости минимализации затрат средств и времени при максимальном охвате названных учебных дисциплин за счет использования инновационных установок многофункционального назначения:

- предварительное исследование скважин;
- обустройство нефтегазовых месторождений;
- подавление фонтанирующих скважин или нефтегазовых сооружений с термоизлучениями на значительные расстояния;
- предотвращение пожаров с взрывающимися баллонами или хранилище боеприпасов;
- дистанционное предотвращение возгорания резервов и подавление очага горения в парках углеводородов;
- газоулавливание и экологическая надежность нефтегазовых промыслов.

### Проект № 1

Определение параметров нефтегазовых месторождений по данным опробования скважин.

Цель работы: изучить методику обработки диаграмм давления и получить навыки определения параметров пластов по данным опробования скважин.

В результате испытания скважин комплектом испытательных инструментов получают диаграммы давления манометрами, устанавливаемыми в разных частях компонентов.

Основные манометры обычно устанавливаются в призабойной зоне (в зоне фильтра) и в буровых трубках над КИИ. На рис. 1 показана развертка диаграммы давлений, полученной манометром в призабойной зоне и отражающей изменение давления во времени от вида операции.

Основными задачами испытания скважин испытателями на буровых трубах являются определение характера насыщения испытываемого пласта (интервала) и его параметров, таких как: пластовое давление, температура, гидропроводность, дебит, коэффициенты проницаемости, пьезопроводности, закупорки призабойной зоны, продуктивности и др. - база расчета дебита эксплуатации скважин.

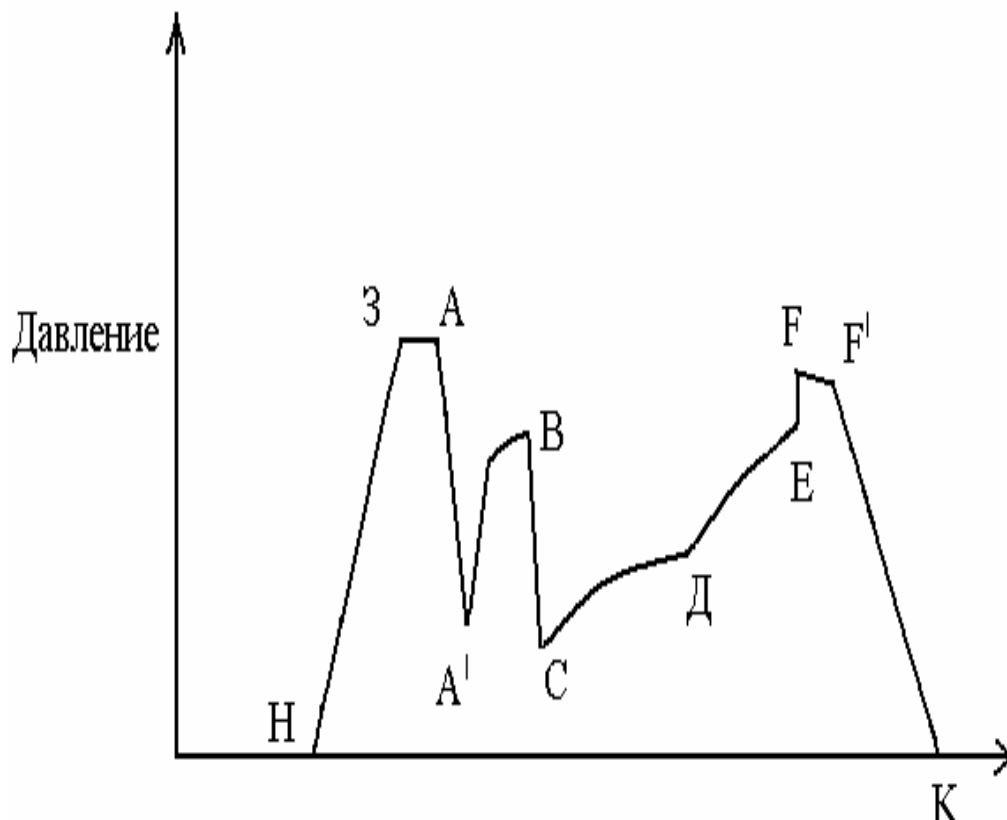


Рис. 1. Диаграмма давлений манометра, установленного в призабойной зоне: Н – начало спуска КИИ в скважину; З – КИИ достиг забоя, давления в точках З и А соответствует гидростатическому давлению столба бурового раствора на забое; А – момент установки пакера и открытия приемного клапана; А1 – момент закрытия запорного клапана; А1В – начальная кривая восстановления давления; В – момент вторичного открытия запорного клапана, давления в точке В является конечным давлением начального периода восстановления давления; С – момент начала периода притока (открытого периода испытания), давление в точке С является давлением притока; Д – момент вторичного закрытия запорного клапана; СД – кривая притока, показывающая изменение давления в процессе поступления жидкости из пласта в бурительные трубы, давление в точке Д является конечным давлением притока (открытого периода испытания); Е – момент окончания заключительного периода восстановления давления; ДЕ – кривая конечного восстановления давления, давление в точке Е при  $t \rightarrow \infty$  равно пластовому; Е – момент снятия пакера; Е1 – момент начала подъема; К – момент окончания подъема опробователя на поверхность

Обработка диаграмм давления, получаемых в процессе испытания, позволяет определить с достаточной точностью указанные параметры пласта.

Методика обработки диаграмм давления и определения параметров пласта заключается в следующем. На развертки диаграмм давления манометров, установленных в призабойной зоне (под фильтром) (рис. 2.), а и в бурительных трубах над КИИ (рис 2,б) наносятся точки так, чтобы они отстояли на равном времени расстоянии друг от друга. Обычно на каждую кривую наносят 10–15 точек.

Число точек на кривых притока флюида по диаграммам обязательно должно быть одинаковым. При выполнении настоящей работы в целях сокращения объема задания и упрощения расчетов рекомендуется брать 6 точек ( $n = 6$ ), как это показано на рис. 2. Координаты обозначенных точек (давление –  $\text{кгс}/\text{см}^2$ , время – (сек) заносятся в табл. 1.

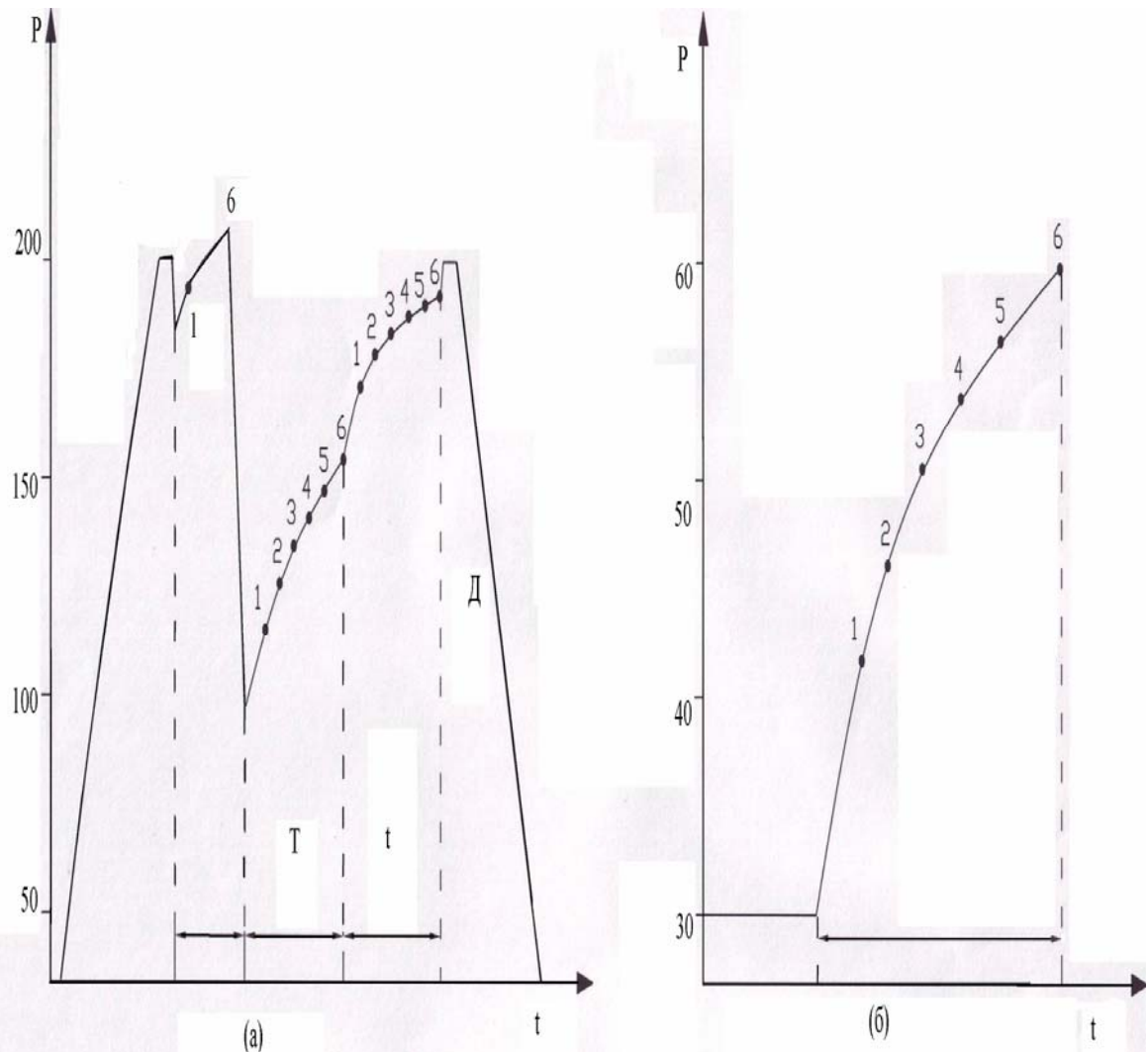


Рис. 2. Диаграмма давлений манометров, установленных в призабойной зоне (а) и в трубах над КИИ (б)

Данные манометра, установленного в призабойной зоне под фильтром						Данные манометра, установленного в трубах на КИИ					
Начальная кривая восстановления давления			Кривая притока			Конечная кривая восстановления давления			Кривая притока		
m											
0	0		0	0		0	0		0	0	
1	100		1	300		1	300		1	300	
2	200		2	600		2	600		2	600	
3	300		3	900		3	900		3	900	
4	400		4	1200		4	1200		4	1200	
5	500		5	1500		5	1500		5	1500	
6	600		6	1800		6	1800		6	1800	

В процессе испытания обычного  $t = 600$  с,  $T = 1800$  с,  $Q = 1800$  с. Тогда при  $m = 6$  интервалы времени на этих кривых будут соответственно равны  $\Delta t = 100$  с,  $\Delta T = 300$  с,  $\Delta D = 300$  с.

Текущий и средний дебит флюида может быть определен по кривой притока, полученной манометром, установленным в бурильных трубах над КИИ, пользуясь формулами:

$$q_1 = \frac{1000 \times F (P_{\Delta \Theta_{m+1}} - P_{\Delta \Theta_m})}{\delta_{\text{пл.}} \times \Delta \Theta_m} \quad (1)$$

$$\bar{q} = \frac{\sum_{i=1}^{t=m} q_i}{m} \quad (2)$$

Где  $q_1$  - текущий дебит,  $\text{см}^3/\text{с}$ ;  $P_{\Delta \Theta_{m+1}}$  - изменение давления время  $\Delta \Theta_{m+1}$ ,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  $\delta_{\text{пл.}}$  - плотность пластового флюида,  $\text{г}/\text{см}^3$ ;  $F$  - площадь внутреннего поперечного сечения бурильных труб,  $\text{см}^2$ .

Величина пластового давления определяется по конечной кривой восстановления давления с использованием формулы Хорнера:

$$P_{t_m} = P_{\text{пл}} = \frac{0,183 \times \bar{q} \times \mu \times b}{K_{\text{пр}} \times h} \times \lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m} \quad (3)$$

Где  $P_{t_m}$  - текущее давление,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  $\bar{q}$  - средний текущий дебит,  $\text{см}^3$ ;  $\mu$  - вязкость пластового флюида,  $\text{см}^3$ ;  $K_{\text{пр}}$  - коэффициент проницаемости;  $h$  - эффективная мощность испытываемого пласта, см.

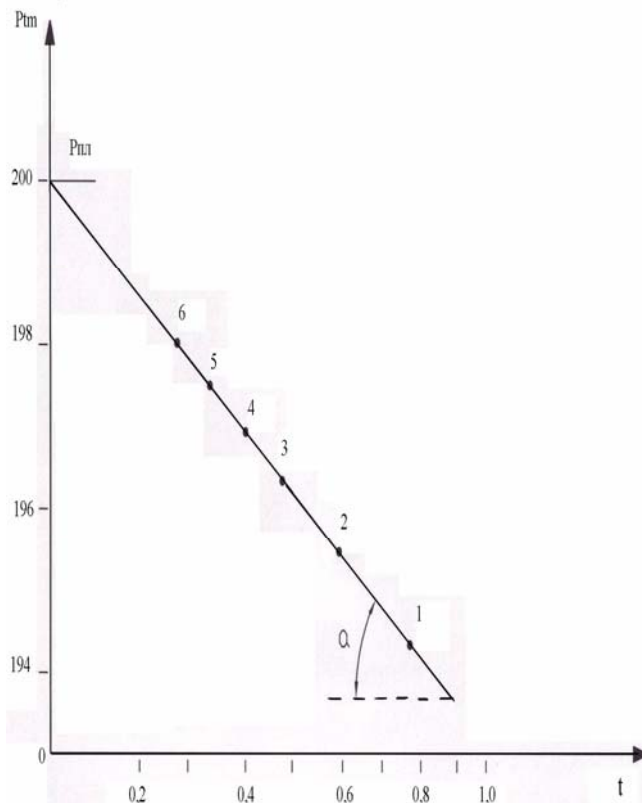


Рис. 3. График зависимости  $P_{tm} = \oint \left( \lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m} \right)$

Используя данные табл. 1, строится график  $P_m = f(\lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m})$  (4), как это показано на рис. 3. Из формулы (4) следует, что при аргументе  $\lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m} \rightarrow 0$  (5), величина текущего движения  $P_m \rightarrow P_{пл}$ .

Результаты расчета по формуле (5) записываются в табл. 2.

m	$\Delta t_m$	$P_m$	$\frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m}$	$\lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m}$
1	300		7,0	0,845
2	600		4,0	0,602
3	900		3,0	0,477
4	1200		2,5	0,398
5	1500		2,2	0,343
6	1800		2,0	0,301

В связи с этим пластовое давление может быть найдено графическим путем экстраполяции прямой  $P_m = f(\lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m})$  (6) до точки пересечения с осью (ось давлений).

Формула 6 легко приводится к виду

$$\frac{K_{пр.} \times h}{\mu} = \frac{0,183 \times \bar{q} \times b}{P_{пл} - P_m} \times \lg \frac{T + \Delta t_m}{\Delta t_m} \quad (7)$$

Подставляя в правую часть формулы (7) известные данные, рассчитывается коэффициент гидропроводности пласта, а по нему, зная  $h$  и  $\mu$ , вычисляем коэффициент проницаемости.

Большой интерес представляют сведения об изменении призабойной зоны пласта при вскрытии его скважиной. Эти изменения характеризуются коэффициентом призабойной закупорки  $\Pi$ , и величиной скин-эффекта. Коэффициент призабойной закупорки показывает, во сколько раз снижает продуктивность пласта в прискваженной зоне по сравнению с потенциальной, а скин-эффект – степень изменения пород в прискваженной зоне. Эти параметры рассчитываются соответственно по формулам:

$$\Pi_3 = \frac{K_{пр.} \times h}{q \times \mu \times b} (P_{пл} - \bar{P}_m) \quad (8)$$

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_m - \bar{P}_m}{K_{пр.} \times h} - \lg \frac{T}{60} - 2,63 \right] \quad (9)$$

Где  $P_m$  – среднее давление по кривой притока на забое, равное  $i = m$ .

$$\bar{P}_m = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} P_{mi}}{m} \quad (10)$$

Величина депрессии, необходимая на преодоление призабойной закупорки, определяется по формуле:

$$\Delta P_s = \frac{\bar{q} \times \mu}{2_{\Pi} \times K_{\text{пр}} \times n} \times S \quad (11)$$

Коэффициент продуктивности в процессе притока и в конце притока в м<sup>3</sup>/сут 0,5 # соответственно равны :

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{0,0864 \times \bar{q}}{P_{\text{пл}} - P_m} \quad (12)$$

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{0,0864 \times q_m}{P_{\text{пл}} - P_m} \quad (13)$$

Где  $P_m$  - конечное давление по кривой притока на забое, кгс/см<sup>2</sup>;  $q_m$ - дебит в конце притока, см<sup>3</sup>/с, обычно

$$\eta_{\text{пр}} > \eta_m \quad (14)$$

### **Задание:**

1. Ознакомится с методикой обработки диаграммы давлений.
2. Определить параметры пласта по результатам испытания одной из скважин, предлагаемых к работе.
3. Результаты выполнения работы представить в виде отчета.

## **ПРОЕКТ № 2**

Дистанционное подавления скважин выбросов на нефтегазовых объектах .

Согласно рис.4 пилотная установка (далее ПУ) включает в свою обвязку источник (насос или водопровод)1 – высокого давления воды, которая по гибкому шлангу (диаметром ) – 3 после вентиля, 2 устремляется к сегнерову колесу, б через телескопический наконечник 5, опирающийся с концом шланга 3 на лафету.

Для увеличения площади и объема контактирования жидких частиц и газов на концах сегнерова колеса б укреплены эжекторные разбрызгиватели 7, которые вращаются над очагом горячих выбросов 8 . Расходомер, манометры и термометры предназначены для определения параметров ПУ.

Расходомер воды, манометры и термометры предназначены для определения характеристик режимов работы ПУ и соответствующих расчетных и графических построений.





l <sub>выд</sub> , Место для формулы.											
F <sub>разб</sub> , м <sup>2</sup>											
h <sub>разб</sub> , м											
h <sub>разб</sub> , мм											
Характеристики ветра											

Здесь: V<sub>в</sub> – расход воды, м<sup>3</sup>/час;

P<sub>1</sub> – давление в начале шланга, МПа;

P<sub>2</sub> – давление в конце шланга, МПа;

t – температура воды после вентиля, °С ;

t<sub>2</sub> – температура воды перед сенгеровым колесом, °С ;

t<sub>воз</sub> – температура окружающего воздуха, °С ;

l<sub>выд</sub> – расстояние выдвижения лафета, м;

h<sub>разб</sub> – высота разбрызгивания над землей, м;

F<sub>разб</sub> – площадь разбрызгивания, м<sup>2</sup>;

$h_{глуб} = \frac{V_{в}}{F_{разб}}$  – расчетная глубина разбрызгивания, мм

$h_{фак} = f(h_{глуб}, \text{характеристики грунта})$  – фактическая глубина увлажнения поверхности земли.

$G_n = f(V, Q)$  – масса осажденной пыли в зависимости от объема подаваемой воды и мощности теплового излучения очага горячих пылегазовых выбросов.

Здесь можно получить зависимость эффективности пылеподавления

$$\eta_n = \frac{V_n \times \gamma_n}{V_b \times \gamma_g} = \frac{G_n}{G_g} < 1 \quad (4)$$

Где G<sub>n</sub> – масса осажденной пыли, т; G<sub>г</sub> – масса израсходованной воды, т.

Эффективность снижения теплоизлучения

$$\eta_T = \frac{\Theta_{ox}}{\Theta_{из}} = \frac{V_{ox} \times c_v^{ox} (T_{из} - T_{ox})}{V_{из} \times c_v^{из} \times T_{из}} \quad (15)$$

Где Q<sub>ox</sub> – тепло источник излучения после испытаний с точки замера ккал/ч; Q<sub>из</sub> – тепло излучение горячего источника с принятой точки замера, ккал/ч.

Формула (15) в результате преобразований

$$\eta_T = \bar{q} \times \bar{\Theta} \left(1 - \frac{T_{ox}}{T_{из}}\right) \quad (16)$$

Когда общий КПД системы горячего пылеподавления имеет вид

$$\eta_{об} = \eta_n \times \eta_T = \frac{G_n}{G_g} \times \bar{\Theta} \left(1 - \frac{T_{ox}}{T_{из}}\right) \quad (17)$$

Где  $\bar{q} = \frac{G_n}{G_b}$  – относительный коэффициент пылеподавления;

$\bar{\Theta}$  – относительный коэффициент объемов подавления тепловых выбросов.

Из приведенных зависимостей (14), (15), (16) и (17) следует, что основным показателем пылеподавления  $V_n$  является иррациональный расход воды  $V_B$ , подаваемой в очаг горячих выбросов: однако обычно это не выделяется, что разорительно с возрастанием дефицита водных ресурсов, особенно питьевой воды.

Поэтому графическая зависимость (3) показательна для определения полезности экономного пылеподавления горячих выбросов.

### ПРОЕКТ № 3

Система для газоплавливания на объектах нефтегазодобычи .

С развитием цивилизации растут и попутные потери углеводородного сырья.

Так, в настоящее время от испарений легких фракций мировые потери только газов превышают 2 млрд.м<sup>3</sup>/ в год, отравляя природу и создавая взрывопожароопасные условия.

Предлагаемую систему утилизации углеводородных газов (СУУГ) рассматриваем на примере сбора резервуарного газа Коробковского ЦППН.

Согласно рис. 1 и 2 СУУГ имеет резервуары 1, снабженные традиционным комплектом предохранительно-дыхательной арматуры 2, газоотводящие трубы 3, которые через огнепредохранители 4 врезаны в сборный газгольдер 5. Трубный газгольдер проточного типа имеет уклон в сторону отбора газа – слива конденсата. Из пониженной части газгольдера всасывающие трубы 6 подсоединены к приемным камерам струйных диспергаторов (компрессоров) 7, 8, работающих за счет избыточной энергии антифриза, подаваемого насосами 9, 10 в высокоскоростные сопла диспергаторов, подсасывающих резервуарный газ и конденсат. С выхода диспергаторов через трубный линейные реакторы 11 тонкодисперсная смесь идет в сепараторы 12, 13, где сверху объединенный газ под давлением 0,05 – 0,07 МПа уходит в коллектор 14, со средней части сепараторов отбирается газовый конденсат (бензиновой группы) 150-250 г на 1 м<sup>3</sup> исходного газа в линию 15, а линия 16 служит для сброса загрязненного антифриза на регенерацию. Регулятор 17 установлен между коллектором 14 и газгольдером 5, а регулятор 18, огнепреградитель 19 обеспечивают надежную работу факела 20 низкого давления. Обратные клапаны 21 не пропускают жидкость и газ из сепараторов 12 и 13 в газгольдер 5.

На срезе затопленных сопел вертикальных диспергаторов 7, 8 благодаря эжектирующему эффекту струи энергоносителя интенсивно подсасывается газ и жидкость из газгольдера, образуя тонкодисперсную смесь, в которой сразу же начинаются процессы поглощения вредных примесей, компримирование и отбензинивание с продолжением этого в трубных реакторах 11, присоединенных к сепараторам 12, 13. В сепараторах 12, 13 под давлением 0,05 – 0,07 МПа смесь форсирования разделяется: товарный газ плотностью  $\sim 1$  кг/м<sup>3</sup>; газовый бензин  $\sim 740- 770$  кг/м<sup>3</sup>; рабочий антифриз  $\sim 1150- 1200$  кг/м<sup>3</sup>. В замедленном темпе на днище сепараторов осаждаются шлам.

В случае устойчивого снижения давления в газгольdere 5 отключается вспомогательная пара «10 - 8», если падение давления продолжается – пара «9-

7», а затем открывается регулятор давления 17 «после себя» и, следовательно, только в аварийном случае срабатывает традиционно дыхательный комплект 2 с предварительным предупреждением оператора о полном выключении СУУГ. При аварийной остановке СУУГ (до срабатывания комплекта 2) долгое время в газгольдере 5 может поддерживаться давление вдоха резервуаров за счет открытия регулятора 17 для частичного притока товарного газа из коллектора 14 в газгольдере 5.

При избытке резервуарного газа во время работы основной и вспомогательной пар «насос - диспергатор» срабатывает регулятор давления 18 «до себя» с подачей газа из газгольдера 5 на факел низкого давления.

Обратные клапаны 21 предотвращают переток газа или жидкости из сепараторов в газгольдер при отключенных парах «насос - диспаргатор».

Огнепреградители 19, 4 исключают проскок пламени в СУУГ из окружающей среды в аварийных ситуациях резервуарного парка.

Характерная технико-экономическая эффективность предлагаемой системы показана в табл. 4, когда получаемая продукция способна использоваться в обычном порядке.

Краткий расчет СУРГ системы утилизации резервного газа для Коробковского ЦППН.

#### 1. Предварительный расчет.

Такой расчет системы утилизации резервуарного газа СУРГ с начала ведем, как определение потерь давления в простом газопроводе P18 – ТКС по зависимости

$$\Delta P = S_1 S \frac{V_r \times \sqrt{l}}{d_{вн}^{2.6} \times 10^{-6}} \quad (18)$$

Где  $V_l$  - пропускная способность ресивера КУРГ млн. м<sup>3</sup> сут;  $l$  – общая длина ресивера, км;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр, мм.

Рис. 5 строим графическую зависимость  $d_{вн} \times 10^{-6}$  для применения диаметров труб ресивера.

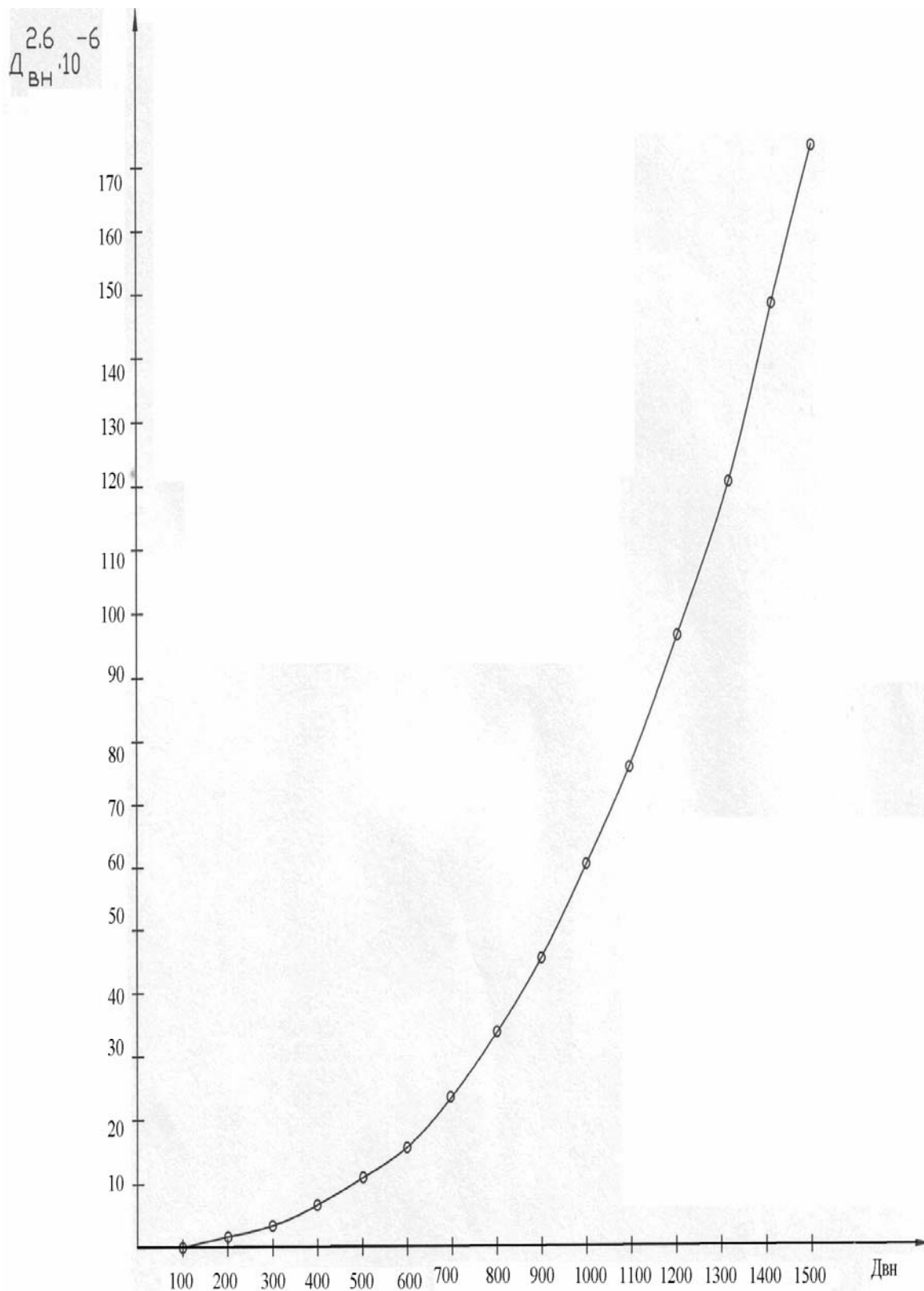


Рис. 5. Зависимость  $\Delta_{ai}^{2.6} \times 10^{-6}$  от  $\Delta_{ВН}$

Принимая за основу расчета пропускную способность СУРГ с учетом : проекта w4075 -  $V_r^{4075} = 145344 \text{ м}^3/\text{сут.}$

2. протокола 12.07.00 -  $V_r^{\text{min}} = 20000 \text{ м}^3/\text{сут.}$

3. Данного проекта СУРГ по варианту использования струйных диспергаторов -  $V_r^{\text{max}} = 80000 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Предварительно в расчете принимаем три возможных диаметра ресивера: Ф 900 и ф1000, когда в результате сводим к табл. 5.

Пропускная способность ресивера	Суммарные потери давления газа, мм вод.ст		
	Ф500	Ф700	Ф1000
$V_r^{\min} = 20000 \text{ м}^3/\text{сут}$	78	31	12
$V_r^{\max} = 80000 \text{ м}^3/\text{сут}$	310	124	49

При этом средняя длина ресивера принята :

$$l \approx 510 \text{ м,}$$

когда максимальный объем возможности для ф1000

$V_{\text{рес}} = F \times l = 0,785 \times 1^2 \times 510 \approx 400 \text{ м}^3$  т.е. в случае  $V_r^{\min} = 850 \text{ м}^3/\text{час}$  время принятия мер по безопасности СУРГ составит

$$\tau = \frac{400}{500} \approx 0,47 \text{ часа} = 28 \text{ мин.}$$

Что на порядок выше чем в проекте 4075.

## 2. Контрольный расчет

Контрольный расчет выполняем для наихудших условий работы в СУРГ, когда все газовые потоки одновременно устремлены от самого удаленного резервуара Р18 к ППГК и ТКС рис. 7.

Тогда кроме  $V_{\text{п}}^{4075}$ ,  $V_r^{\min}$  и  $V_r^{\max}$  еще учитывая их дробление в  $\frac{1}{3}$ : 27,6; 44,8; 27,6 соответственно по коллекторам 6, 5 и 4, рис. 7.

Все ранее указанные и последующие расчетные параметры сводим в табл. 6, когда скорость потоков определяется по формуле

$$v = \frac{V_r}{d_{\text{вн}}} \quad (19)$$

Где  $v$  - предельная скорость течения газа для конкретного участка СУРГ, м/сек;  $V_r$  – пропускная скорость участка, м/сек;  $d_{\text{вн}}$  – минимально допустимый условный диаметр газопровода, мм, рис. 7(б).

Из- за громоздкости такого расчета здесь приводим только сводную таблицу результирующих показателей табл. 6.

## Возможные варианты проектирования.

1. Вариант СУРГ – прямая подача резервуарного газа «Резервуары- ресивер – ППГК- ТКС» возможен, если ресурсы его не превышают  $20000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В этом случае могут выдерживаться условия безопасности эксплуатации СУРГ  $100 \pm 55$  мм вод.ст., когда до вакумирования остается запас избыточного давления

$\Delta P_{\text{ниж}} = 100 - 55 = 45$  мм воз.ст., а запас предельного высокого давления тоже составляет

$$\Delta P_{\text{верх}} = 100 - 55 = 45 \text{ м вод.ст.}$$

Основные сомнения здесь:

- пока не определены потери давления резервуарного газа при сепарации его от конденсата на ППГК(пункте подготовки газа и конденсата) ;
- фактические ресурсы резервуарного газа могут существенно превышать 20000 м<sup>3</sup>/сут;
- возможности эксплуатации ТКС после ввода в работу БКС.

2. Варианты СУРГ – «Резервуары – ресивер – ППГК - ТКС(БКС или моментное потребление отбензиненного и очищенного газа )» способен объяснить утилизацию резервного газа с использованием струйных диспергаторов компрессоров, до 80000 м<sup>3</sup>/сут.

Это еще сопровождается и попутным получением товарной продукции:

- газ отбензиненный и очищенный от вредных примесей;
- газ поступает на всасывание КС с повышенным давлением;
- газовый бензин в общем объеме лучшей стабилизацией, чем получаемый обычным сепарированием газа.

2.1. Низкие скорости газовых струйных (0,2-1,8) способствуют малой инерционной способности СУРГ при изменении направлений потоков в условиях слабых перепадов давления на отдельных элементах трубной обвязки.

2.2. Объемный ресивер (более 400 м<sup>3</sup> против 30 м<sup>3</sup> у ранее известных упф) позволяет учесть значительный запас времени (более 25 мин вместо менее 3 мин по проекту 4075), что способствует четкому выполнению команд и переключений элементов автоматизированной системы – это гарантирует ее высокую надежность с дублированием сигналов и видов контроля, в.т.ч. с участием рабочего персонала СУРГ.

### **Библиографический список**

1. Б.Д. Носков, Ю.П. Правдивец. Сооружения континентального шельфа. – М : 2004.
2. Г.А. Булычев. Многоцелевая техника в нефтегазовом деле: от идеи до серийного производства. ВолгГАСУ, 2009.
3. Г.А. Булычев и др. Способ утилизации резервуарного газа. Патент RU № 2190802, 2000.
4. Г.А. Булычев и др. Устройство для утилизации резервуарного газа. Свидетельство RU № 17007, 2000.
5. Г.Р. Булычев. Заявка на изобретение «Способ подавления пыли в очаге горячего выброса и автономный комплекс для его осуществления», № 2010136263/03, 2010.
6. А.В. Деточенко, А.Л. Михеев, М.М. Волков. Спутник газовика. Справочник – М. Недра, 1978.

Публикуется в авторской редакции

План выпуска учеб.-метод. документ. 2014 г., поз. 37

Подписано в свет 24.01.2014.

Гарнитура «Таймс». Уч.-изд. л. 0,5. Объем данных 412 Кбайт.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет»  
Редакционно-издательский отдел  
400074, Волгоград, ул. Академическая, 1  
<http://www.vgasu.ru>, [info@vgasu.ru](mailto:info@vgasu.ru)