

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НАПОРА В ДЖЕТ
ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОГИДРАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА МОРСКОМ ДНЕ**

© S. Vlasov, V. Babenko

**DETERMINATION OF HYDRAULIC LOSSES IN JET TECHNOLOGY OF
GAS HYDRATE DEPOSIT DEVELOPMENT IN THE SEA BOTTOM**

Розглянута технологічна схема нагнітання морської води до сопел гідромонітора для механічного способу руйнування газогідратовміщуючих порід. Запропонована методика визначення гідравлічних втрат, які виникають у розглянутій технологічній схемі. Визначена величина гідравлічних втрат напору в цій технологічній схемі. Встановлена залежність збільшення гідравлічних втрат напору від глибини розробки газогідратовміщуючого шару при різних об'ємних витратах насоса.

Рассмотрена технологическая схема нагнетания морской воды к соплам гидромонитора для механического способа разрушения газогидратосодержащих пород. Предложена методика определения гидравлических потерь, возникающих в рассмотренной технологической схеме. Определена величина гидравлических потерь напора в этой технологической схеме. Установлена зависимость увеличения гидравлических потерь от глубины разработки газогидратосодержащего слоя при различных объемных расходах насоса.

Цель. Определение гидравлических потерь в технологической схеме добычи природного газа из газогидратного месторождения дна Черного моря с применением высоконапорных струй воды (джет технологии).

Введение. Ежегодно Украина тратит колоссальные средства на импорт природного газа, в большей степени российского. С 1992 по 2005 гг. стоимость голубого топлива была неизменной и составляла 50 долларов за 1000 м³. При такой стоимости дефицита газа в стране не было, а ценовая политика считалась приемлемой для Украины. Однако с 2006 г. условия контракта между ОАО «Газпром» и НАК «Нафтогаз Украины» на поставку газа изменились в связи с повышением стоимости нефти, к которой привязана ценовая формула газа. С 2007 по 2014 г цена на газ стабильно росла. Начиная с 2015 года Украина начала получать природный газ по реверсным поставкам из стран Европейского Союза по цене от 200 до 250 долларов за 1000 м³[1]. Добыча природного газа в Украине в 2014 – 2016 гг. составляла примерно 20 млрд м³, уровень потребления – 39,7 млрд м³ в 2014 году [2] и 30,3 млрд м³ в 2016 году, с учетом жесткой экономии [3].

Основная добыча природного газа производится в трех основных нефтегазоносных областях Украины: Карпатской, Днепровско-Донецкой и Причер-

номорско-Крымской. Работы по добыче природного газа из традиционных континентальных месторождений в первых двух областях ведутся с начала XX века и на данный момент находятся на стадии конечной доработки. Однако в Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области и по многим другим участкам дна Черного моря, кроме традиционных газовых месторождений, также были обнаружены огромные запасы природного газа в газогидратных скоплениях [4]. По предварительным оценкам объем природного газа в газогидратных коллекторах дна Черного моря составляет 20 – 25 трлн м³[5]. Поэтому ученые НТУ «Днепровской политехники», Полтавского национального технического университета им. Юрия Кондратюка, Ивано-Франковского национального университета нефти и газа, Кировоградского национального технического университета и др. в последние годы активно разрабатывают способы и технологии по добыче природного газа из газогидратов. Природный газ из этого альтернативного источника, по мнению ученых, в ближайшем будущем может покрыть недостающее количество газа для нужд Украины, обеспечив при этом ее энергетическую независимость от других стран.

В настоящее время исследования по добыче гидратного газа находятся на стадии теоретического обоснования способов диссоциации гидратов и разработки месторождений, прогнозирования возможных объемов добычи и т.д.

Авторами статьи разработан способ добычи природного газа из морских гидратных коллекторов с помощью высоконапорных струй воды. Основным принципом применения данного способа изложен в [6].

Анализ последних исследований. Добыча полезных ископаемых с применением высоконапорных струй воды давно известна. Первые научные труды по гидродобыче угля опубликованы в 1940-х годах. Пик гидродобычи угля в СССР пришёлся на 1970 –1980 годы [7]. Известно, что гидродобыча угля является очень энергозатратной и особенно при транспортировке полезного ископаемого на поверхность. Поэтому после 90-х годов, когда стоимость электроэнергии резко выросла, гидродобыча угля стала нерентабельной.

В дальнейшем джет технологию стали применять для закрепления слабых дисперсных пород в гражданском и подземном строительстве, при сооружении горных выработок [8]. Основным ее принцип заключался в разрушении высоконапорными струями слабых дисперсных пород с последующим формированием новой структуры с помощью материала струи (закреплением), для обеспечения повышенной прочности пород.

Анализ этих технологий позволил установить основные технологические параметры, влияющие на процесс взаимодействия жидкости и полезного ископаемого или слабых дисперсных пород. К ним относятся: давление нагнетания воды или раствора, диаметр сечения сопла гидромонитора, плотность жидкости и материала, на который они воздействуют, ударная вязкость дисперсной породы и гидравлические потери в системе подачи воды к гидромонитору.

При разработке газогидратных месторождений с помощью высоконапорных струй воды, на базе уже существующих технологий, необходимо учитывать ряд отличительных особенностей. Например, при закреплении дисперсных пород глубина проникания высоконапорной струи в массив будет в разы меньше, потому что плотность закрепляющих растворов будет гораздо выше, чем у воды. Расстояние от насоса до сопел монитора при закреплении дисперсных пород составляет 20 – 30 м, а при разработке газогидратных месторождений на морском дне, по предварительным оценкам различных исследователей – 800 – 1350 м. Исходя из этого, гидравлические потери напора, возникающие в трубопроводах, по мнению авторов, могут влиять на эффективность джет технологии добычи газа из газогидратных месторождений.

Нерешенная часть проблемы. Одним из основных технологических параметров в способе механического разрушения высоконапорными струями воды является глубина проникания струи в гидратное тело, которая зависит от гидравлических потерь напора, возникающих при нагнетании воды к соплам гидромонитора. Поэтому при создании высоконапорных струй на глубинах 800 – 1350 м в условиях морского дна определение гидравлических потерь напора воды в технологической системе «насос – магистральный трубопровод – вертлюг – рабочая колонна – гидромонитор» одна из важнейших задач, от решения которой будет зависеть эффективность струйной технологии разрушения газогидратосодержащих пород и которой посвящена данная статья.

Постановка задачи. Для определения гидравлических потерь при разработке газогидратных месторождений Черного моря способом механического разрушения высоконапорными струями морской воды необходимо обосновать схему нагнетания морской воды, а также гидравлические сопротивления: местные (повороты, сужения трубопроводов) и по длине (трение морской воды в трубопроводах, с учетом их размеров). Также необходимо установить зависимость суммарных гидравлических потерь от глубины залегания газогидратосодержащей залежи.

Основной материал исследований. Для определения общих гидравлических потерь напора ($\Delta P_{\text{общ}}$) предложена технологическая схема нагнетания морской воды к соплам гидромонитора (рис. 1).

Основные конструктивные узлы данной технологической схемы: насос (I), магистральный трубопровод (II) на морской платформе (от насоса к вертлюгу), вертлюг (III), трубный став рабочей колонны (IV). Также в данной схеме указаны основные сопротивления, в которых возникают гидравлические потери напора подаваемой жидкости (местные – $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$, по длине $h_{\text{дл. тр.}}$, $h_{\text{дл. р.к.}}$). Основными потерями, составляющими общие, являются суммы потерь в магистральном трубопроводе на платформе ($\Delta P_{\text{тр}}$) и в трубном ставе рабочей

колонны ($\Delta P_{р.к.}$). Более подробно все возникающие потери на сопротивлениях напору представлены в табл. 1.

Для нагнетания воды принята насосная установка СИН31.44, которая была выбрана из ряда серийного оборудования, применяемого в технологиях гидро-разрыва в странах СНГ. Основными критериями выбора были технические характеристики насосной установки, а именно, объемный расход (Q), диапазон изменения давления (до 100 МПа) и ее стоимость [9]. Для выполнения расчетов было решено использовать четыре величины объемного расхода – 25, 50, 75 и 99 м³/ч.

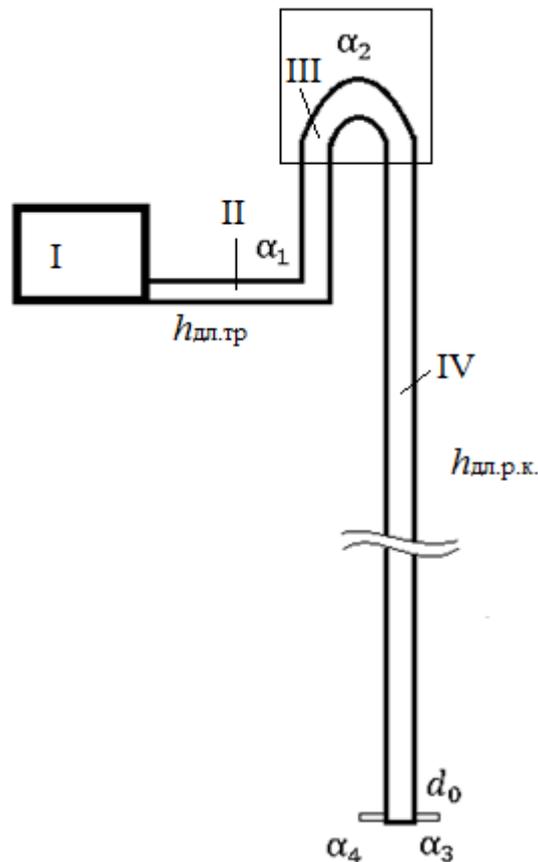


Рис. 1. Технологическая схема нагнетания морской воды к соплам гидромонитора

Длина (l) и диаметр ($d_{тр.}$) магистрального трубопровода были определены из конструктивных особенностей полупогружных морских платформ, применяемых при разработке нефтегазовых месторождений, и составляют 10 и 0,4 м соответственно. Длина (L) трубного става рабочей колонны определялась исходя из глубины залегания газогидратосодержащей залежи (800 – 1350 м). Диаметр рабочей колонны ($d_{р.к.}$) принят максимально возможный из существующего ряда применяемых труб, эквивалентный диаметру трубопровода, используемого при

разработке нефтяного месторождения в Мексиканском заливе с морской платформы Perdido (глубина разработки 2450 м) [10]. Плотность нагнетаемой морской воды (ρ) – 1012,6 кг/м³ определена по пробоотборам поверхностных вод Черного моря [11].

Таблица 1

Гидравлические потери, возникающие в технологической схеме

Вид потерь	Обозначение в методике расчета*	Обозначение на технологической схеме	Участок возникновения
Местные потери	$h_{м. тр.}$	α_1	Переход магистрального трубопровода к вертлюгу
		α_2	Вертлюг, переход к трубному ставу рабочей колонны
	$h_{м. р.к.}$	α_3	Сужение перед соплами гидромонитора
		α_4	
Потери по длине	–	$h_{дл. тр.}$	Потери по длине магистрального трубопровода
		$h_{дл. р.к.}$	Потери по длине трубного става рабочей колонны

*Местные потери были сгруппированы, т.к. в ходе выполнения расчета установлено, что в данной системе нагнетания они крайне малы и практически не влияют на суммарные гидравлические потери.

Определение гидравлических потерь напора воды в системе «насос – магистральный трубопровод – вертлюг – рабочая колонна – гидромонитор» выполняли по следующей методике:

1. Скорость потока морской воды в магистральном трубопроводе и рабочей колонне соответственно:

$$v_{тр} = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{тр}^2}; v_{р.к.} = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{р.к.}^2}, \text{ м/с.}$$

2. Общие гидравлические потери в магистральном трубопроводе.

$$\Delta P_{тр.} = h_{дл. тр.} + h_{м. тр.}, \text{ МПа.}$$

3. Гидравлические потери по длине трубопровода согласно формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{дл. тр.} = \lambda_{тр.} \cdot \frac{l}{d_{тр.}} \cdot \frac{v_{тр.}^2}{2} \cdot \rho, \text{ МПа,}$$

где l – длина магистрального трубопровода, м;
 $d_{тр.}$ – диаметр трубопровода, м;

ρ – плотность разрушающей водяной струи, кг/м³;

$\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлических потерь на трение по длине, – 0,155.

Для течения в гидравлически гладких трубах круглого сечения $\lambda_{\text{тр}}$ определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{0,316}{\sqrt[4]{\text{Re}}},$$

где Re – число Рейнольдса, по которому определяют характер течения (для течения в трубах круглого сечения: ламинарное $< \text{Re} = 2300 >$ турбулентное), определяется по соотношению:

$$\text{Re} = \frac{Q \cdot D_{\text{г}}}{\nu \cdot A},$$

где A – площадь сечения трубы, м²;

$D_{\text{г}}$ – гидравлический диаметр, м (для труб круглого сечения гидравлический диаметр равен геометрическому);

ν – кинематическая вязкость среды, которая определяется по формуле:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где η – динамическая вязкость среды, согласно, установленной А.И. Бачинским зависимости, равная 1,005 МПа · с [12].

4. Гидравлические потери на местных сопротивлениях в магистральном трубопроводе с учетом коэффициента Дарси:

$$h_{\text{м. тр.}} = \xi \cdot \rho \cdot \frac{v_{\text{тр}}^2}{2}, \text{ МПа},$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления, который:

$$\xi = 0,05 + 0,2 \frac{d_{\text{тр}}}{R},$$

где R – длина радиуса поворота на 90°, $(1,5 \cdot d_{\text{тр}})$, м.

5. Гидравлические потери по длине рабочей колонны.

$$h_{\text{дл.р.к.}} = \lambda_{\text{р.к.}} \cdot \frac{L}{d_{\text{р.к.}}} \cdot \frac{v_{\text{р.к.}}^2}{2} \cdot \rho, \text{ МПа},$$

где L – длина рабочей колонны, м;

$d_{\text{р.к.}}$ – диаметр рабочей колонны, м;

$\lambda_{\text{р.к.}}$ – коэффициент гидравлических потерь на трение по длине, равный 0,148; определен по аналогии с коэффициентом гидравлических потерь в магистральном трубопроводе $\lambda_{\text{тр}}$, согласно формуле Дарси-Вейс-баха.

6. Местные потери по длине трубного става рабочей колонны:

$$h_{\text{м. р.к.}} = 0,1 \cdot h_{\text{дл. р.к.}}, \text{ МПа}.$$

7. Общие потери в рабочей колонне:

$$\Delta P_{p.k.} = h_{дл.p.k.} + h_{м. p.k.}, \text{ МПа.}$$

8. Сумма общих потерь всей системы:

$$\Delta P_{общ} = \Delta P_{тр} + \Delta P_{p.k.}, \text{ МПа.}$$

По вышеприведенной методике были выполнены расчеты гидравлических потерь напора при нагнетании воды от насосной установки к соплам гидромонитора при различных значениях объемного расхода и изменении глубины разработки газогидратной залежи в диапазоне 800 – 1350 м (рис. 2.).

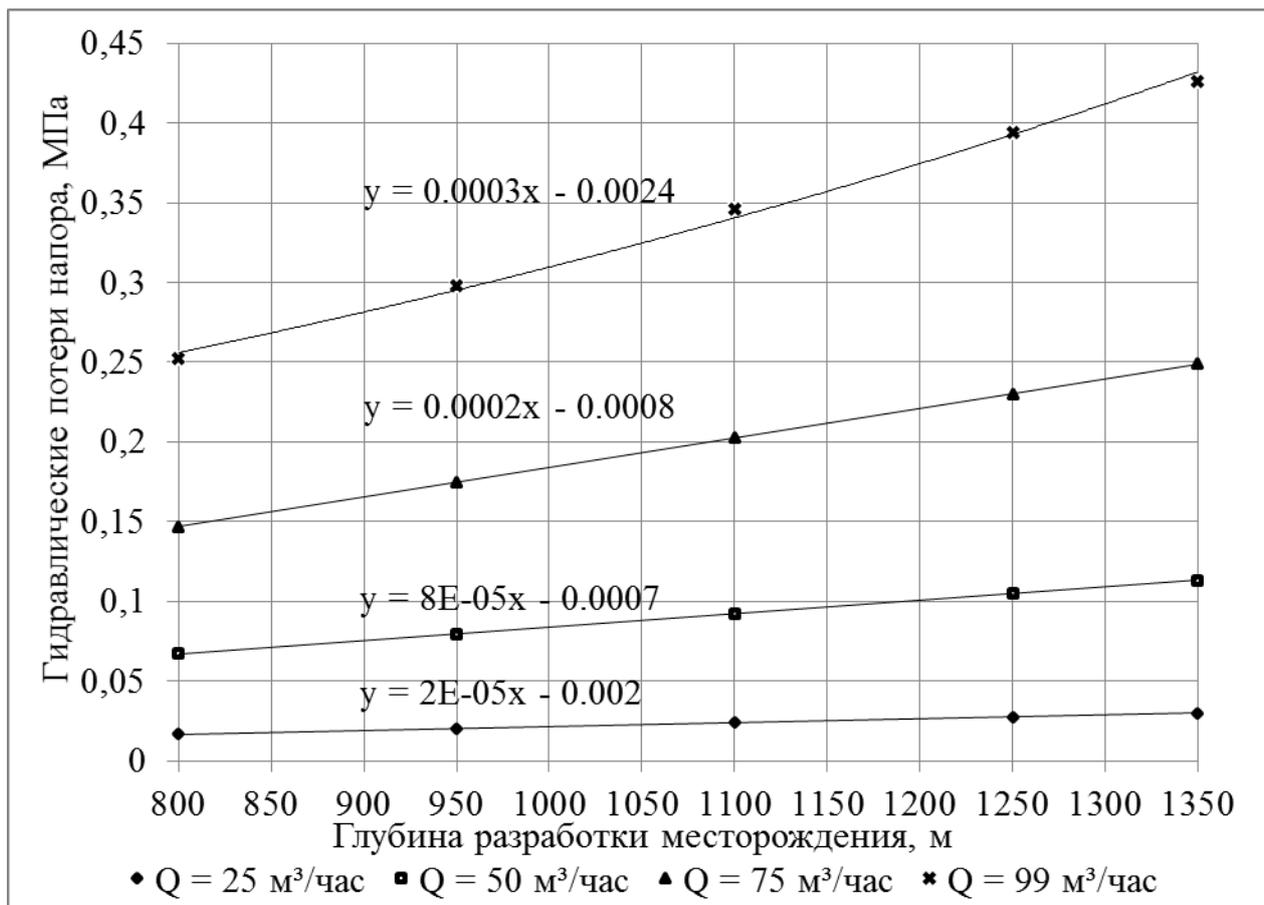


Рис. 2. Зависимости гидравлических потерь напора от увеличения глубины разработки месторождения при различных объемных расходах насоса

Анализируя результаты полученных зависимостей, можно сделать вывод, что все они имеют линейный характер. Минимальные гидравлические потери напора (0,02 МПа) получены при объемном расходе насоса 25 м³/ч и глубине разработки 800 м. При увеличении глубины разработки до 1350 м величина этих потерь составляет 0,035 МПа или возрастает в 1,75 раза.

Максимальные гидравлические потери напора (0,43 МПа) получены при объемном расходе насоса 99 м³/ч и глубине разработки 1350 м. При этом они увеличиваются в 1,72 раза с увеличением глубины с 800 до 1350 м. Полученные

результаты позволяют сделать вывод, что при максимальном давлении 99 МПа общие потери в рассмотренной системе будут составлять менее 1% и поэтому в дальнейшем ими можно пренебречь при определении глубины проникания гидравлических струй в газогидратную залежь.

Выводы. Обоснована технологическая схема нагнетания морской воды к соплам гидромонитора с учетом оборудования, применяемого в различных технологических процессах добычи углеводородов. Предложена методика определения гидравлических потерь напора в данной технологической схеме. Выполнен расчет гидравлических потерь напора в схеме нагнетания воды к соплам гидромонитора, который показывает, что при разработке газогидратных месторождений на глубинах залегания 800 – 1350 м гидравлические потери будут незначительными и составляют менее 1%.

В последующих исследованиях необходимо определить рациональные технологические параметры: глубину проникания высоконапорной струи в гидратную залежь, диаметр сопел, а также скорости вращения и поднятия гидромонитора. Результаты этих исследований помогут разработать технологическую схему отработки всей площади газогидратного месторождения и определить объемы потенциально добываемого природного газа из газогидратного месторождения на дне Черного моря.

Перечень ссылок

1. Kak menyalas' tsena rossiyskogo gaza dlya Ukrainy na protyazhenii 24 let? (2016). Retrieved from <https://ru.slovoidilo.ua/2016/02/12/infografika/jekonomika/kak-menyalas-cena-rossijskogo-gaza-dlya-ukrainy-na-protyazhenii-24-let>
2. Dobycha gaza v Ukraine vyrosla do 20,2 mlrd kubometrov (2017). Retrieved from https://lb.ua/economics/2017/01/03/355077_dobycha_gaza_ukraine_virosla_202.html
3. Ukraina v 2016 godu ispol'zovala 33,3 mlrd kub.m gaza. (2017). Retrieved from <https://economy.apostrophe.ua/news/jenergetika/2017-01-12/ukraina-v-2016-godu-ispolzovala-333-mlrd-kub-m-gaza/83154>
4. Vlasov, C., Sinitsina, O., & Babenko, V. (2016). Sposob dobychi gaza metana iz gazogidratnykh zalezhey dna Chernogo morya s pomoshch'yu struynoy tekhnologii. In *Innovatsii v sovremennoy nauke i praktike: Materialy II Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (pp. 181-185). Staryy Oskol, Russian Federation: Starooskol'skiy filial federal'nogo gosudarstvennogo byudzhethnogo obrazovatel'nogo uchrezhdeniya vysshego obrazovaniya "Rossiyskiy gosudarstvennyy geologorazvedochnyy universitet".
5. Korsakov, O., Stupak, S., & Byakov, Yu. (1989). Gazovye gidraty Chernomorskoj vpadiny. *Sovetskaya geologiya*, (12), 3-10.
6. Vlasov, C., Babenko, V. (2017). Obosnovanie sposoba dobychi gaza metana iz gazogidratnykh zalezhey Chernogo moray. *Zbirnyk naukovykh prats NHU*, (52), 57-65.
7. Problemy i perspektivy skvazhinnoy gidrodobychi poleznykh iskopaemykh (2011). Retrieved from <https://zolotodb.ru/articles/technical/10534>
8. Vlasov, C.F. (1999). Teoreticheskie i prikladnye osnovy struynogo zakrepleniya slabykh dispersnykh po-rod pri vedenii gornykh porod. Ph.D. NGU.
9. Universal'naya nasosnaya ustanovka 800 l.s. SIN31.44. (2014). Retrieved from <http://petrol-ts.kz/nasosnie-ustanovki-sin/universalnaya-nasosnaya-ustanovka-800-l-s-sin31-44/>

10. Shell Global (2017). Perdido – overview. [online] Available at: <https://www.shell.com/about-us/major-projects/perdido/perdido-an-overview.html>
11. Plotnost' i ustoychivost' vod. (2011). Retrieved from <http://lifebsea.ru/vod/plotnost-i-ustoychivost-vod.html>
12. Spravochnik khimika. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. (2011). Retrieved from <http://chem21.info>

ABSTRACT

Purpose. Determination of hydraulic losses in the technological scheme of natural gas production from the gas-hydrate deposit of the Black Sea bottom with the use of high-pressure jets of water (jet technology).

The methodology of the study is to determine the hydraulic head loss in the technological scheme of injecting seawater to the nozzles of the hydraulic monitor, according to the proposed method, in the development of gas-hydrate deposits of jet technology.

Findings. The process flowsheet of injecting seawater to the nozzles of a hydraulic monitor for the development of gas-hydrate deposits of the Black Sea is considered, taking into account equipment used in various technological processes of hydrocarbon production.

The originality consists in justifying one of the main technological parameters in the development of gas hydrate deposits in the Black Sea bottom - hydraulic head losses in the water injection scheme. The correlations of the total hydraulic losses and the depth of the seabed gas-hydrate layers at different volume flows of the pump.

Practical implications. The justified process flowsheet of water injection to the nozzles of the hydraulic monitor and determined values of hydraulic losses in it will allow to develop technological parameters of jet technology for the natural gas production или natural gas extraction from the gas-hydrate deposits of the Black Sea bottom.

Keywords: *gas hydrate, Black Sea bottom, technological scheme of natural gas production, hydraulic head loss, jet technology*