

УДК 622.276

## ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ НА ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО І АЗОВСЬКОГО МОРІВ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДУ КОНТРОЛЬОВАНОГО ПЕРЕПУСКУ ГАЗУ З МАЙКОПСЬКИХ У ТОРТОНСЬКІ ВІДКЛАДИ

*І.А.Франчук, В.М.Ясюк, М.Б. Харитонов*

*ДАТ «Чорноморнафтогаз», АР Крим, м. Сімферополь, вул. Кірова, 52, тел. (0652)523400*

*Р.С. Яремійчук*

*ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 4-22-64*

*Рассматривается возможность разработки газовых месторождений на шельфе Черного и Азовского морей методом целенаправленного контролируемого перепуска газа из майкопских отложений, сложенных породами, разрушающимися при незначительной депрессии, в тортонские отложения, имеющие высокопроницаемые, устойчивые коллекторы. Предложена схема разработки месторождения через сетку перепускных и горизонтальных скважин.*

Відомо, що більше 30% запасів газу на шельфі Чорного і Азовського морів знаходяться у майкопських відкладах, які представлені породами, що руйнуються за незначної депресії. Експлуатація цих свердловин супроводжується ускладненнями, що пов'язані з неконтрольованим руйнуванням продуктивного горизонту в привибійній зоні, постійним винесенням у стовбур свердловини великої кількості породи, утворенням глинисто-піщаних пробок на вибої та у стовбурі свердловини, руйнуванням горлового обладнання. Практика накопичила чимало технологій попередження неконтрольованого руйнування породи у процесі експлуатації свердловин, у тому числі за рахунок підтримки мінімального градієнта тиску, меншого, ніж допустиме його значення (не ефективно в умовах рихлих, слабкоцементованих колекторів), використання механічного та хімічного способу кріплення вибою свердловини. Але ці методи не завжди дають бажаний результат і в процесі тривалої експлуатації не забезпечують гарантії отримання рентабельного дебіту.

Нами розглянута [1] можливість цілеспрямованого контрольованого перепуску газу з продуктивного нижнього горизонту (майкопські відклади - М, що складені з слабкоцементованих рихлих порід, які руйнуються за незначної депресії), в продуктивний верхній горизонт (тортонські відклади - N, що складаються з високопроничного, стійкого до руйнування, тріщинуватого колектора), та сумісний відбір газу через мережу перепускних і горизонтальних свердловин. Шлях реалізації даної технології розглянутий на прикладі Архангельського газового родовища (рис. 1).

На Архангельському родовищі на горизонт (М) пробурені свердловини 13,14,16,17, а на

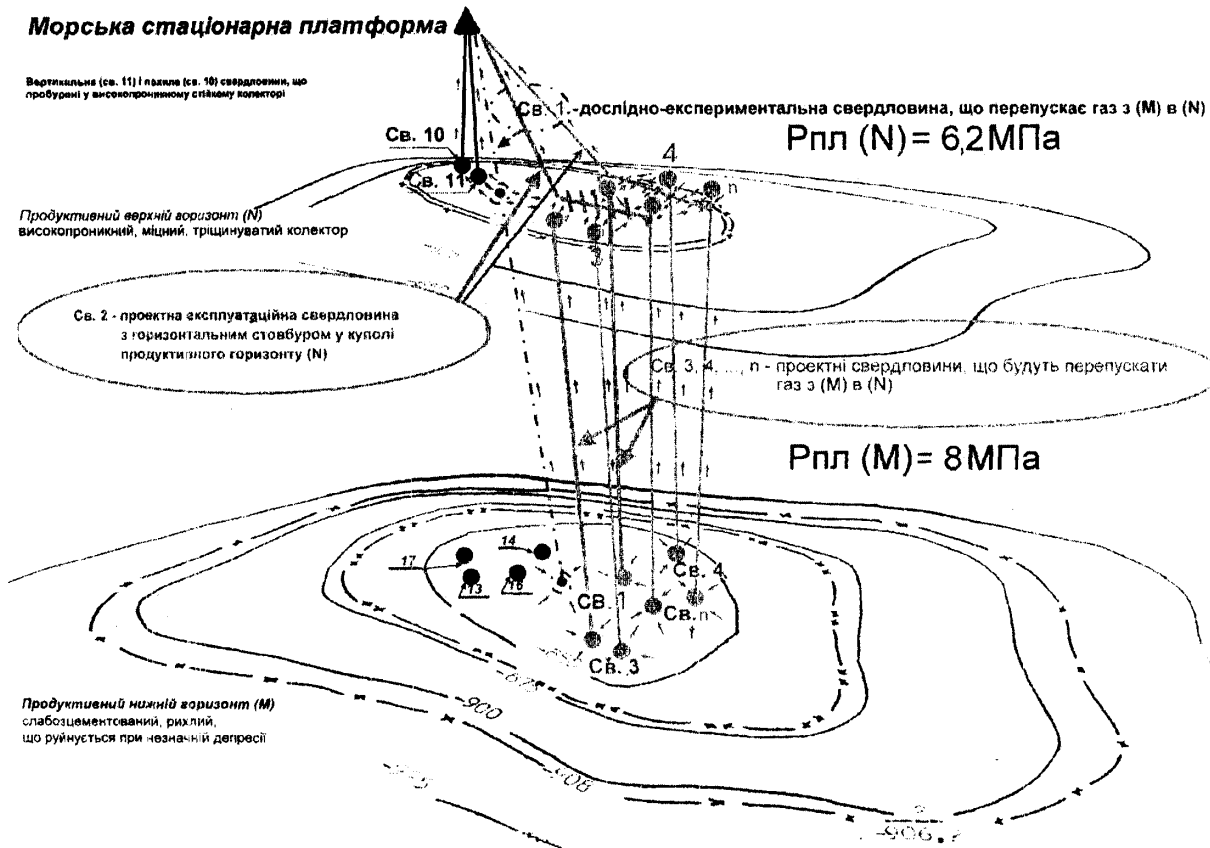
*Possibility of development of gas deposits is examined on the shelf of Black and Azov seas by the method of purposeful controlled flowing gas from the maykop deposits, built by breeds collapsing at insignificant depression, to the torton deposits having high-permeable and steady collectors. The chart of development of deposit through the net of flowing and horizontal holes is offered.*

горизонт (N) – свердловини № 10, 11. У зв'язку з руйнуванням привибійної зони свердловин 13,14,16,17, що пробурені до майкопських відкладів (М), рентабельно не експлуатуються. Тому основні запаси газу з продуктивного нижнього горизонту (М) не видобуваються. Продуктивний верхній горизонт (N) має значно менші запаси і представлений високопроничними, міцними, тріщинуватими колекторами. Під час роздільної експлуатації продуктивних горизонтів швидко виснажуються запаси газу продуктивного верхнього горизонту з подальшим обводненням експлуатаційних свердловин.

Нами запропоновано [1] здійснювати розробку родовища через мережу перепускних та горизонтальних свердловин. При цьому газ з продуктивного нижнього горизонту під тиском до 8 МПа спрямовується у продуктивний верхній горизонт, де поточний пластовий тиск становить 6,2 МПа. У цьому випадку тиск у привибійній зоні продуктивного нижнього горизонту (М) спочатку зменшиться з 8 до 6,2 МПа, потім він стабілізується і поступово почне зростати, за рахунок припливу газу з віддалених зон пласта. Депресія на привибійну зону продуктивного нижнього горизонту (М) поступово зменшуватиметься до оптимальної межі, що дасть можливість уникнути різких змінних навантажень на привибійну зону нижнього горизонту (М) і значно зменшити ризик її руйнування. Необхідний тиск у привибійній зоні продуктивного верхнього горизонту (N) буде підтримуватися зі збільшенням відбору газу з горизонтальних свердловин підвищеної пропускної здатності. Причому чим більшим буде відбір газу з продуктивного верхнього горизонту (N), тим більше поступатиме газу з продуктивного нижнього горизонту (М).



**Морська стаціонарна платформа**



**Рисунок 1 - Схема розробки родовища через мережу перепускних і горизонтальних свердловин**

У цьому випадку продуктивний розміщений вище горизонт слугуватиме природним акумулятором газу, що постійно поступає з продуктивного нижнього горизонту. Реалізуються декілька важливих завдань:

- можливість утворення рівномірної мережі розміщення перепускних свердловин, які з'єднують продуктивні верхній (N) і нижній (M) горизонти, що дасть можливість вилучити максимальну кількість газу з продуктивного нижнього (M) горизонту, що складається зі слабкоцементованих рихлих порід, які руйнуються за незначної депресії;

- зменшується руйнування привибійної зони перепускних свердловин у продуктивному нижньому горизонті (M), оскільки у цьому випадку створюються умови для оптимізації депресії на нижній продуктивний горизонт (M), а остання прагнучиме до зменшення, оскільки основне навантаження буде перекинуто на привибійну зону горизонтальних свердловин верхнього продуктивного горизонту (N) з високонепроникним стійким колектором;

- виключається передчасне обводнення продуктивного верхнього горизонту (N) до закінчення розробки всього родовища (особливо в разі водонапірного режиму продуктивного верхнього горизонту);

- виключається необхідність у будівництві додаткових гідротехнічних споруд (морських стаціонарних платформ, блок-кондукторів,

промислових морських газопроводів), що зводить до мінімуму експлуатаційні витрати;

- значно зменшується вартість і час будівництва перепускних і горизонтальних свердловин, зменшується ймовірність осипання горизонтальної ділянки стовбура експлуатаційної свердловини у міцному продуктивному горизонті (N).

Розрахуємо можливість контрольованого перепуску газу з майкопських відкладів (M) у тортонські відклади (N).

Рівняння припливу газу до вибою досконалої свердловини, що характеризує залежність втрат енергії пласта ( $P_{пл}^2 - P_{в}^2$ ) від дебіту газу, має вигляд [2, 4]

$$P_{пл}^2 - P_{в}^2 = aQ + bQ^2, \quad (1)$$

де

$$a = \frac{116 \mu Z T_{пл}}{\pi k h P_{ам} T_{см}} Ln \frac{R_k}{R_c};$$

$$b = \frac{\rho_{см} Z P_{ам} T_{пл}}{2 \pi^2 L h^2 T_{см}} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right),$$

$a, b$  – коефіцієнти фільтраційного опору, що залежать від параметрів привибійної зони пласта та конструкції вибою свердловини;  $P_{пл}, P_{в}$  – відповідно пластовий і вибійний тиск, 10 МПа;  $P_{ам} = 0,1013$  МПа;  $Q$  – дебіт газу за  $P_{ам}$  і  $T_{см}$ , тис. м<sup>3</sup>/добу;  $\mu$  – динамічний коефіцієнт в'яз-



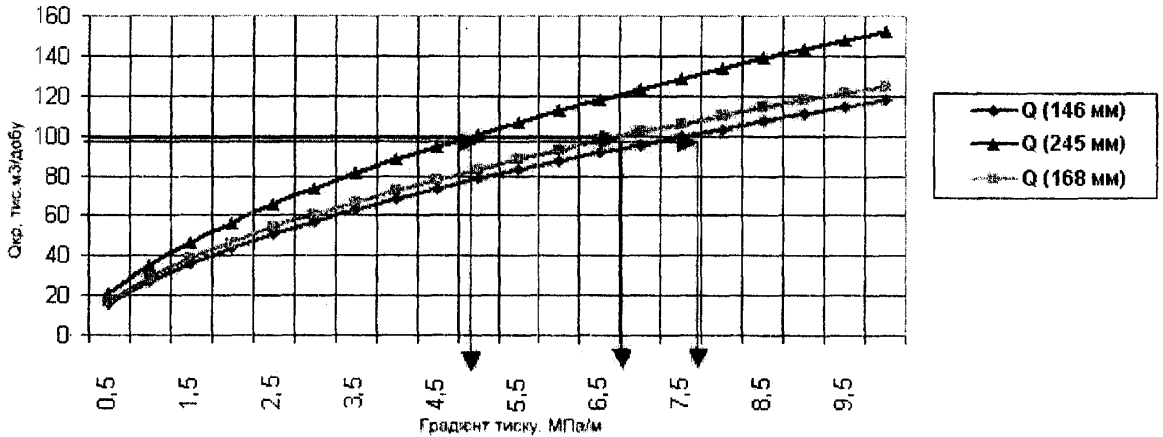


Рисунок 2 - Залежність дебіту газу від градієнта тиску

кості газу за  $P_{nl}$  і  $T_{nl}$ , МПа·с;  $k$  – коефіцієнт проникності пласта, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – ефективна товщина пласта, м;  $\rho_{cm}$  – густина газу за  $P_{am}$  і  $T_{cm}$  кг/м<sup>3</sup>;  $L$  – коефіцієнт макрошорсткості;  $R_k, R_c$  – радіуси контура живлення і свердловини відповідно, м;  $T_{nl}$  – пластова температура, К;  $T_{cm} = 293$  К;  $Z$  – коефіцієнт надстисливості газу.

Нафтогазоносні колектори за стійкістю умовно поділяються на:

- нестійкі – що руйнуються за градієнта тиску до 0,5 МПа/м;
- слабкостійкі – що руйнуються за градієнта тиску 0,5 – 10 МПа/м;
- середньостійкі – що руйнуються за градієнта тиску 10 – 15 МПа/м;
- стійкі – що не руйнуються за градієнта тиску 15 МПа/м.

Визначення градієнта тиску для продуктивного горизонту (М) газового родовища з метою віднесення його до однієї з перерахованих категорій стійкості можливе лише в лабораторних або промислових дослідженнях. За даними промислових досліджень колектор продуктивного нижнього горизонту (М) газового родовища за стійкістю віднесений до слабкостійких, що руйнується за градієнта тиску 0,5 – 10 МПа/м. Колектор продуктивного верхнього горизонту (N) газового родовища за стійкістю віднесений до стійкого – що не руйнується за градієнта тиску 15 МПа/м.

Для забезпечення роботи свердловини без руйнування пласта необхідно створити градієнт тиску в радіусі  $R_{кр}$ , що не перевищує критичний.

Якщо позначити критичний градієнт тиску газу  $\alpha = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{кр}$ , то критичний дебіт визначатиметься за формулою

$$Q_{rh} = \frac{a * R_{кр}}{2b *} \left[ -1 + \sqrt{1 + \frac{4ab *}{a *^2}} \right], \quad (2)$$

де

$$a * = \frac{\mu Z P_{am} T_{nl}}{\pi k h T_{cm}}; b * = \frac{\rho_{cm} Z P_{am} T_{nl}}{2\pi^2 L h T_{cm}}, \quad (3)$$

де:  $Z_{cp}$  – середній коефіцієнт надстисливості газу;  $P_{am}$  – атмосферний тиск, МПа;  $T_{cm}$  – температура за стандартних умов, К;

Параметр  $\alpha$  – основний показник для встановлення технологічного режиму роботи свердловини в умовах руйнування пласта. Він повинен бути визначений для кожного газоносного колектора, який здатний руйнуватися в процесі експлуатації свердловин.

Нами розраховано, що критичний дебіт газу  $Q_{кр}$  з продуктивного горизонту (М) у горизонт (N) для колон діаметром 146 мм, 168 мм, 245 мм може бути забезпечений за таких градієнтів тиску (рис. 2):

На рис. 2 бачимо, що найменший градієнт тиску досягається за умови використання експлуатаційної колони діаметром 245 мм.

Допустиму депресію на пласт визначаємо за формулою [3]

$$\Delta p = \frac{a Q_{кр} + b Q_{кр}^2}{P_{nl} + P_v}. \quad (4)$$

На рис. 3 зображено залежність дебіту газу під час його перетікання з горизонту (М) в горизонт (N) депресія тиску на пласт (М) буде мінімізована за умови використання колони діаметром 245 мм.



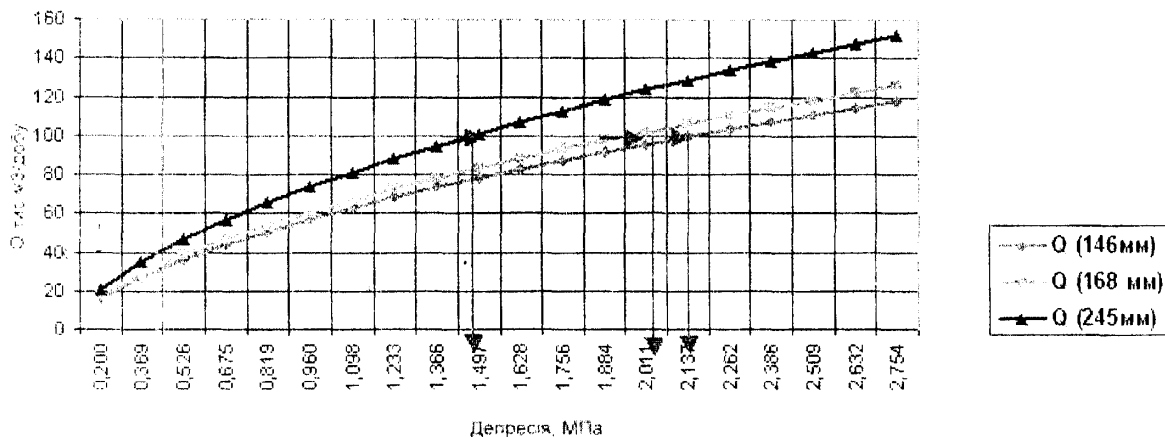


Рисунок 3 - залежність дебіту газу від депресії на пласт

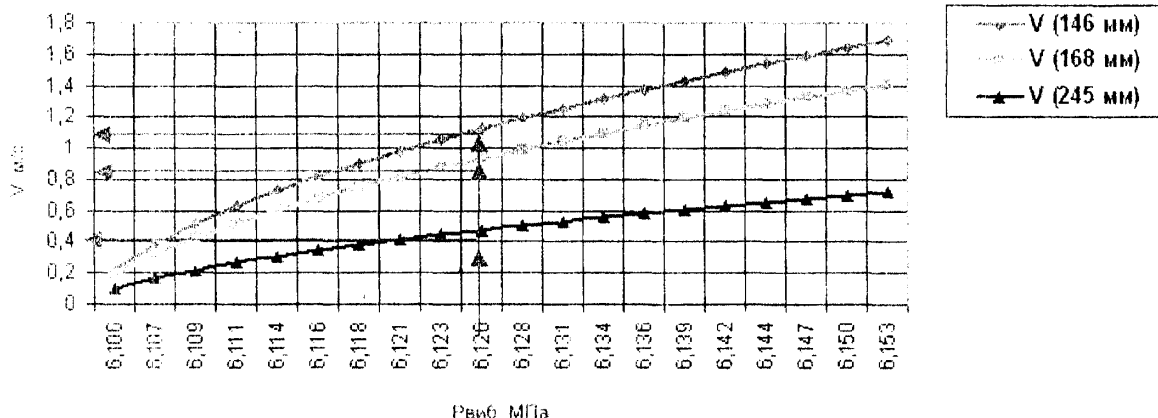


Рисунок 4 - Залежність швидкості потоку газу від діаметра фонтанних труб та вибійного тиску

Під час перепуску газу з продуктивного нижнього горизонту (М) в продуктивний верхній горизонт (N), частинки породи, що виносяться з вибою (М) залишаються в експлуатаційній колоні свердловини. Тому рекомендується прийняти діаметр експлуатаційної колони, таким, що буде забезпечувати оптимальний режим роботи свердловини, за якої не буде відбуватись руйнування привибійної зони.

Нами визначена швидкість руху газового потоку на вибої  $g_{кр}$  за відомого критичного дебіту свердловини  $Q_{кр}$  [2,3]

$$g_{кр} = \frac{0,52 Q_{кр} T_g Z_g}{d^2 P_g} \quad (5)$$

де:  $g_{кр}$  – критична швидкість, м/с;  $Q_{кр}$  – дебіт (критичний), тис.м<sup>3</sup>/добу;  $d$  – внутрішній діаметр фонтанних труб, см;  $P_g$  – гирловий тиск, 10 МПа;  $T_g$  – температура газу на гирлі свердловини, К;  $Z_g$  – коефіцієнт надстисливості газу за  $P_g$  і  $T_g$ .

Величина  $Q_{кр}$  пов'язана із вибійним і гирловим тиском виразами:

$$P_g^2 = P_{пл}^2 - a Q_{кр} - b Q_{кр}^2, \quad (6)$$

$$P_g^2 = P_c^2 e + 1,377 \lambda \frac{Z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d^5} (e^{2S} - 1) Q_{кр}^2, \quad (7)$$

де:

$$S = 0,03415 \frac{\rho L}{Z_{cp} T_{cp}}; \quad Z_{cp} = f(P_{cp}, T_{cp});$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_3 + \frac{P_{пл}^2}{P_3 + P_{пл}} \right),$$

$\lambda$  – безрозмірний коефіцієнт гідравлічного опору;  $P_{пл}, P_3$  – відповідно пластовий та вибійний тиск, 10 МПа;  $T_{cp}$  – середня температура газу, К;  $P_{cp}$  – середній тиск газу в стовбурі свердловини;  $Z_{cp}$  – коефіцієнт надстисливості



газу при  $P_{cp}$  і  $T_{cp}$ ;  $\rho$  – відносна густина газу;  
 $L$  – глибина свердловини, м.

Швидкість руху потоку газу на вибої свердловини за дебіту газу  $Q$  в умовах перепуску з продуктивного горизонту (М) в горизонт (N) для колон діаметром 146 мм, 168 мм, 245 мм зображена графіком (рис. 4). За однакового дебіту газу швидкість потоку газу на вибої буде найменшою для експлуатаційної колони 245 мм.

Успішна реалізація даної пропозиції дасть можливість у декілька разів збільшити загальний відбір газу з газового родовища та заощадить значні фінансові, матеріальні і трудові ресурси.

### Література

1. Франчук І.А., Ясюк В.М., Харитонов М.Б., Ільницький Р.М., Яремійчук Р.С., Бочеріков А.В. «Спосіб розробки багатопластового газового родовища», Держпатент, лист від 04.11.2004 р., «Рішення про видачу деклараційного патенту на замовлення №20040403185» від 27.04.2004 р.
2. Г.А. Зотов, З.С. Алиев. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недра, 1980 г.
3. Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. - М.: Недра, 1984 г.
4. С.Н. Закиров. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1989 г.

## НОВІ ВИДАННЯ

**Насосні штанги та труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок та випробування.** Колей Б.М., Максимчук О.В., Щербина Н.М., Розгонюк В.В., Колей В.Б. – Львів: ІППММ ім. Я.С. Підстригача НАН України, 2003 р. – 352 с.

У монографії узагальнено результати теоретико-експериментальних досліджень стосовно елементів конструкцій із композиційних матеріалів у нафтогазовій промисловості. Особлива увага зосереджена на розробці методик раціонального конструювання нових варіантів з'єднань і технічних рішень щодо технології виготовлення та експлуатації нафтогазового асортименту з полімерних композиційних матеріалів. Запропоновано математичні моделі та ефективні методи розрахунку напружено-деформованого стану та оцінки роботоздатності насосних штанг, труб та конструктивних з'єднань елементів обладнання.

Для фахівців, які займаються розробкою та застосуванням конструкцій із композиційних матеріалів у машинобудуванні і нафтогазовій промисловості, а також викладачів, аспірантів та студентів вищих навчальних закладів відповідних спеціальностей.

## НОВИНИ НАФТОВОЇ ТА ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

У 2003 році ДАТ "Чорноморнафтогаз" збільшило порівняно з 2002 роком видобуток природного газу на 27,3 % до 1040,8 млн. куб. м. нафти - на 8,2 % до 10,2 тис. тонн, газового конденсату - зменшило на 8 % до 75,8 тис. тонн.

За матеріалами "Енергоінформ".-2004.-№ 31 (265).

Частка природного газу у використанні Україною первинних енергоресурсів удвічі більша, ніж у країнах Західної Європи чи у світі в цілому. Оскільки за рахунок власного видобутку забезпечується близько 25% потреб, а решта газу імпортується з Росії та Туркменістану (з використанням газотранспортної системи РФ), така ситуація створює загрозу енергетичній безпеці держави.

За матеріалами "Енергоінформ". - 2004. - № 27 (261).

Суттєвим недоліком нафтопровідної системи України є те, що зовнішніми надходженнями нафти вона пов'язана тільки з російською нафтопровідною системою, що призводить до монопольного становища Росії у сферах постачання нафти в Україну та її транзиту. Нині основними постачальниками українських НПЗ нафтою є Росія (60 % у 2001 році) і Казахстан (24,4 % у 2001 р.). Обсяги постачань нафти з Казахстану залежать від квот, які виділяє Росія на транспортування своєю нафтопровідною системою.

За матеріалами "Енергоінформ". - 2004. - № 31 (265).

## ІНФОРМАЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ ПЕРЕЛІК ПЕРІОДИЧНИХ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ВИДАНЬ НАФТОГАЗОВОГО СПРЯМУВАННЯ, ЯКІ ПЕРЕДПЛАЧУЄ НТБ ІФНТУНГ

Газети: Енергоінформ, Нафтопродукти.

Журнали: Геолог України, Геологічний журнал, Геологія і геофізика, Геологія і геохімія горючих копалин,

Бурение и нефть. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море,

Нафтова і газова промисловість. Нефтегазовое машиностроение. Нефтегазовые технологии. Нефтегазовое оборудование (Бюллетень цен). Нефтепромысловое дело, Нефтяное хозяйство,

Газовая промышленность. Энергетичний бюлетень "Газ та нафта". Информативний огляд ДК "Укртрансгаз",

Геофизический журнал Известия вузов "Горный журнал"

Реферативні журнали: Горное дело, Горное и нефтепромысловое машиностроение, Месторождения горючих полезных ископаемых, Разработка нефтяных и газовых месторождений, Трубопроводный транспорт, Український реферативний журнал "Джерело". Серія 2. Техніка.

