

Техніка і технології

УДК 657.6

ПІДВИЩЕННЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТІ РОЗРОБКИ АРХАНГЕЛЬСЬКОГО БАГАТОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА (ШЕЛЬФ ЧОРНОГО МОРЯ)

М.Б.Харитонов, Р.С.Яремійчук

ІФНТУНГ, ДАТ «Чорноморнафтогаз», АР Крим, м. Сімферополь, вул. Кирова, 52,
тел./факс: (06558) 92341; e-mail: haritonov@gas.crimea.ua

Рассмотрен способ повышения рентабельности Архангельского газового месторождения путем разработки пропуска газа из нижних майкопских отложений в верхние тортонские и совместная разработка месторождений через горизонтальные скважины в тортонских отложениях. Обоснован отбор конструкций гравиевого фильтра для пропускающих скважин.

The procedure to raise Arkhangelsk gas-field productivity has been described by means of development gas blow-by out of lower maikop deposits into higher torton as well as common development of gas fields through horizontal wells in torton deposits. The choice of gravel filter constructions for wells in action was reasoned.

Архангельське газове родовище (шельф Чорного моря) відкрите у 1987 році. В межах родовища скупчення газу приурочені до майкопських (горизонти М-3, М-5) та тортонських (горизонти N-1t) відкладів. Промислово газоносними є майкопський горизонт М-5 та тортонський горизонт N-1t, які розробляються роздільними сітками свердловин. З майкопських відкладів М-5 з 1992 року до теперішнього часу відібрано лише 6,45% газу від балансових запасів. Причина низької продуктивності та нестабільної роботи експлуатаційних свердловин майкопського продуктивного горизонту, представленого слабозцементованими прошарками глинистих алевритов та алевролітів з домішками пеліту, які чергуються з темно-сірими глинами, полягає в руйнуванні слабозцементованих, низькопроникних колекторів в привибійних зонах свердловин при незначній депресії, утворенні на вибоях глинисто-піщаних пробок та розбуханні глинистих порід при скупченні води. Для порід-колекторів майкопу (М-5) визначальною є алевритова фракція розмірами 0,07-0,01 мм, яка досягає 58,12%, при цьому зміст пелітової фракції становить 32,59%, карбонатність порід низька – 1-4,62%. Періодичні продування та промивки свердловин водними розчинами поверхнево-активних речовин з метою ліквідації глинисто-піщаних пробок дають

короткочасний ефект. Тортонський продуктивний горизонт N-1t представлений високопроникним, стійким колектором (вапняками), з якого з 2001 року відібрано 28% газу від балансових запасів.

Існуюча система розробки газових майкопських відкладів є незадовільною і потребує вдосконалення. Одним з можливих напрямів підвищення ефективності розробки майкопського покладу М-5 за пропозицією фахівців ДАТ «Чорноморнафтогаз» [2] є спосіб організації цілеспрямованого, контрольованого перепуску газу через сітку перепускних свердловин спеціальної конструкції з продуктивного нижнього майкопського горизонту (М-5), складеного породами, що руйнуються при незначній депресії, в стійкий, високопроникний тортонський продуктивний горизонт N-1t та розробка всього родовища через сітку перепускних та горизонтальних свердловин. Запропонований спосіб вирішує проблему підвищення ефективності розробки багатопластового газового родовища за рахунок зменшення витрат на облаштування родовища та збільшення міжремонтного періоду роботи перепускних і горизонтальних свердловин. В процесі проектування дорозробки Архангельського газового родовища за основний об'єкт розробки береться верхній тортонський продуктивний горизонт N-1t, на який бу-

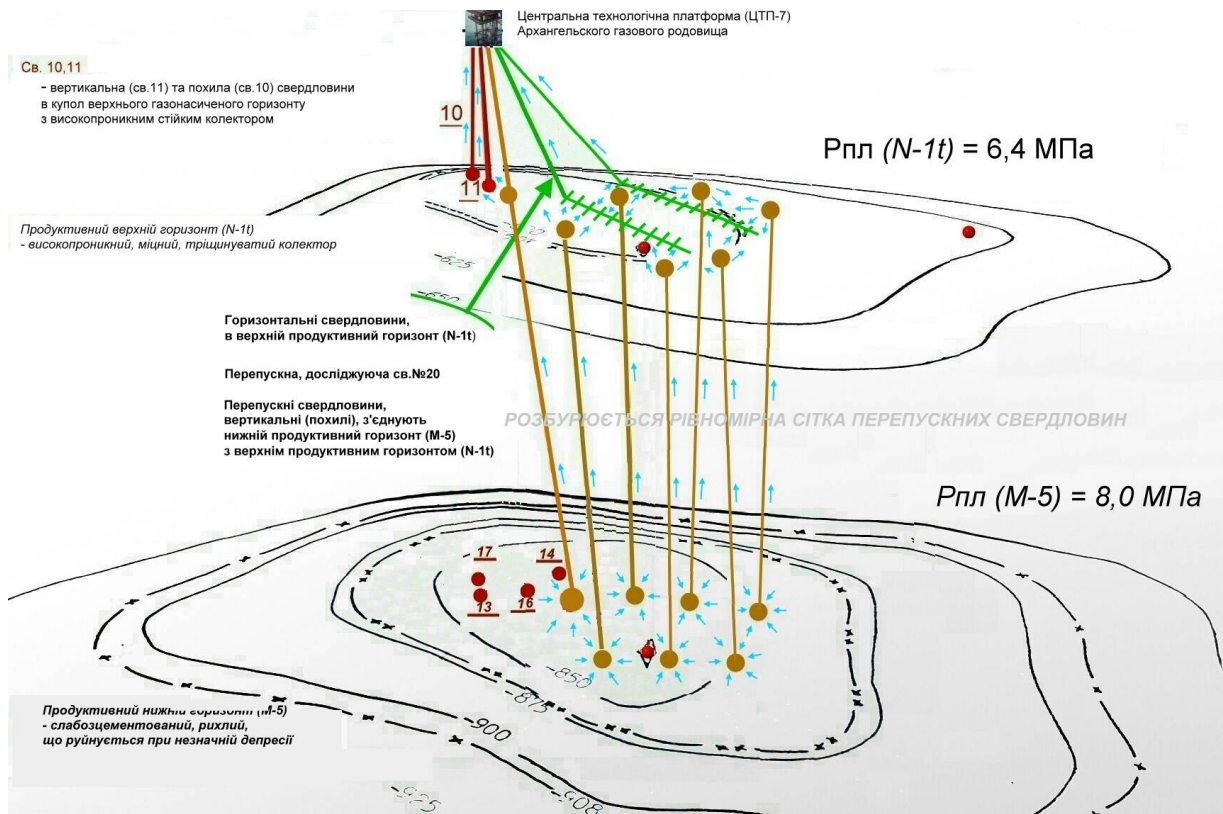


Рисунок 1 — Спосіб цілеспрямованого контрольованого перепуску газу з майкопського горизонту (M-5) в тортонський горизонт (N-1t) та розробка родовища через мережу перепускних та горизонтальних свердловин

ються горизонтальні свердловини. Експлуатація горизонтальних свердловин для розробки Архангельського газового родовища на шельфі Чорного моря дає змогу проводити видобуток газу з однієї центральної технологічної платформи (ЦТП-7), що значно скорочує витрати на облаштування родовища (рис. 1). Буріння горизонтальних свердловин на нижній майкопський продуктивний горизонт M-5, що складений крихкими, слабозцементованими породами, що руйнуються при незначній депресії, неможливе через велику ймовірність руйнування стовбура свердловини на горизонтальній ділянці. Враховуючи це, з самопідйомної бурової установки (СПБУ) для відбору газу з нижнього майкопського продуктивного горизонту запропоновано пробурити вертикальні (похилі) перепускні свердловини спеціальної конструкції. Це дасть можливість перепускати газ через ці свердловини з нижнього майкопського продуктивного горизонту у верхній тортонський продуктивний горизонт з подальшим його відбором через експлуатаційні горизонтальні свердловини, що пробурені на верхній тортонський продуктивний горизонт. В даному випадку виключаються величезні витрати на будівництво морських стаціонарних платформ (блок-кондукторів), промислових підводних газопроводів, установок попередньої підготовки газу і споруд життєзабезпечення платформи (рис. 2).

Порівнюємо запропонований спосіб розробки Архангельського багатопластового родо-

вища (рис. 1) із стандартним методом, при якому необхідні великі витрати, що пов'язані з будівництвом додаткових морських стаціонарних платформ (блок-кондукторів), кущовим бурінням свердловин з максимально можливим кутом нахилу на нижній майкопський продуктивний горизонт, будівництвом промислових підводних газопроводів, установок попередньої підготовки газу та споруд життєзабезпечення платформи (рис. 3). При порівнюваних методах розробки Архангельського газового родовища капітальні вкладення здійснюються неодноразово, тому враховуємо чинник часу, тобто витрати «В» визначаємо за формулою [4]

$$B = \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1 + E)^{-t} + \sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t \cdot (1 + E)^{-t}, \quad (1)$$

де: E – коефіцієнт обліку рівномірності витрат ($E = 0,08$);

T – термін розробки родовища;

t – порядковий номер року розробки;

K_t – капітальні вкладення, здійснені в t -ому році;

\mathcal{E}_t – експлуатаційні витрати (без амортизації) також в t -ому році розробки.

Оптимальним є варіант розробки газового родовища та експлуатації системи облаштування промислу, для якого витрати, згідно з формулою (1) мінімальні. При проектуванні розробки Архангельського газового родовища досліджуємо варіанти з різними витратами на облаштування родовища, з різною тривалістю періоду постійного видобутку газу, з різними ме-

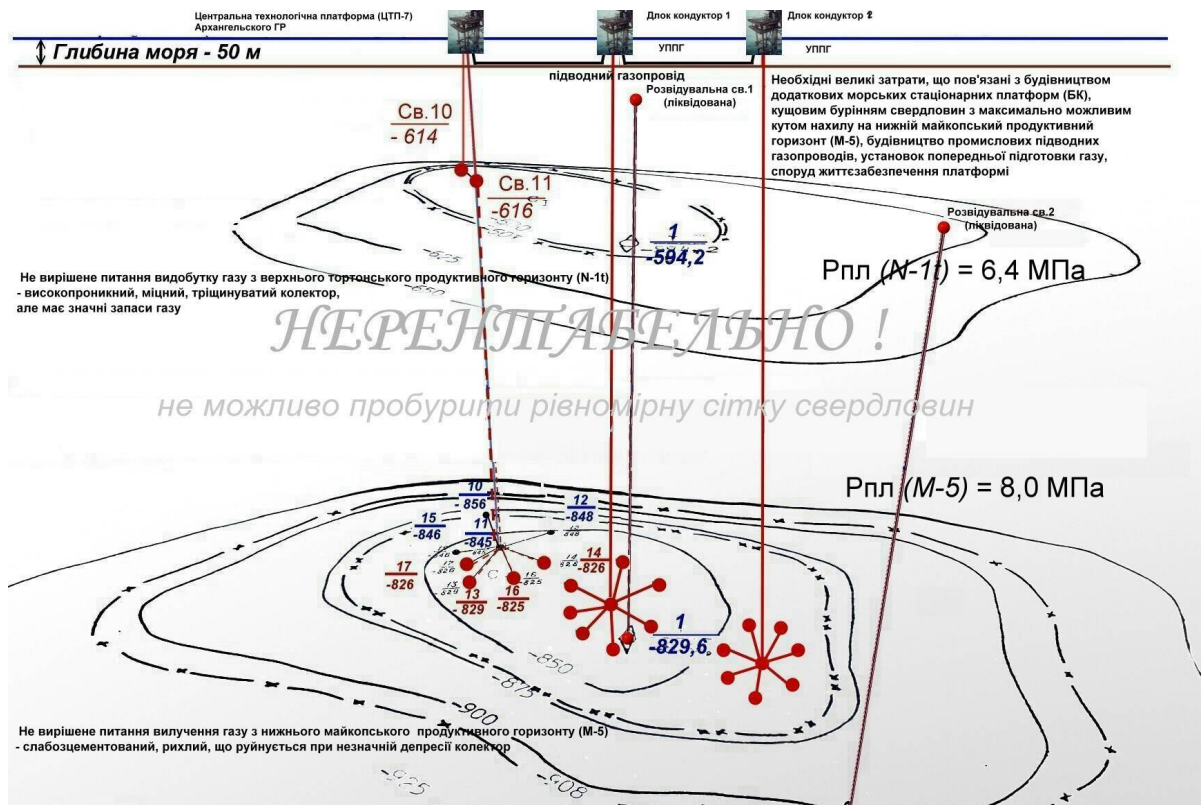


Рисунок 2 — Стандартний метод розробки газового родовища на шельфі моря

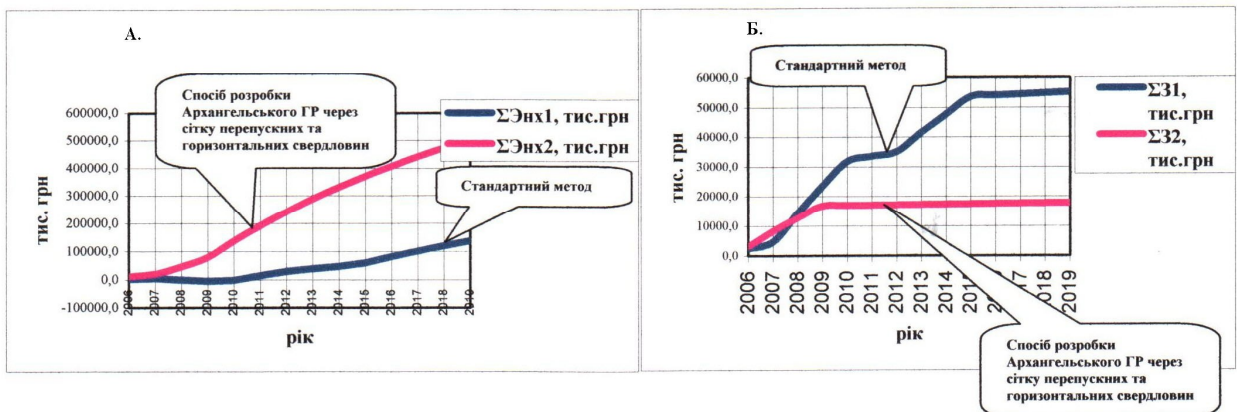


Рисунок 3 — Графік порівняння сумарного народногосподарського ефекту (А) та сумарних витрат (Б) за період 2006–2019 рр.

тодами підвищення газовіддачі продуктивних горизонтів (рис. 3). Отже, варіанти відрізняються один від одного залежностями зміни в часі відбору газу з родовища та видобутою кількістю газу за термін розробки родовища «Т». У нашому випадку критерій сумарних витрат (1) не дає змоги повністю обґрунтувати оптимальний варіант розробки родовища та облаштування промислу. Тому використовуємо показник народногосподарського ефекту, більш загальний критерій раціональності дорозробки Архангельського газового родовища, який обчислюється за формулою

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{нх} = & \sum_{t=1}^T Q(t) \cdot C \cdot (1 + E)^{-t} - \\ & - \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1 + E)^{-t} - \sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t \cdot (1 + E)^{-t}, \end{aligned} \quad (2)$$

де: $Q(t)$ – відбір газу в t -ому році, приведений до $P_{ам}$ і $T_{см}$;

C – оптова ціна на газ.

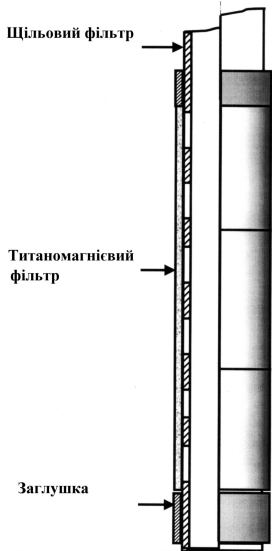
Підвищення ефективності розробки Архангельського газового родовища може бути досягнуто ущільненням сітки перепускних свердловин, зменшенням робочого тиску на гирлі та збільшенням дебіту горизонтальних свердловин, збільшенням кількості газу, який перетікає з майкопських в тортонські відклади, пере-

ведення частини низькодебітних свердловин з майкопських на тортонські відклади.

Результат виконання теоретичних досліджень [3] свідчать про технологічну ефективність технології розробки Архангельського газового родовища. Нами рекомендується пробурити та дослідити по одній перепускній і горизонтальній свердловині, після чого скласти но-

експлуатації більшість з них забуваються породою або руйнуються, що призводить до зниження дебіту свердловини та скорочення міжремонтного періоду. Тому ефективність роботи фільтра можна підвищити комплексом заходів, що зменшують знакозміни навантаження на привибійну зону свердловини протягом тривалого періоду її експлуатації.

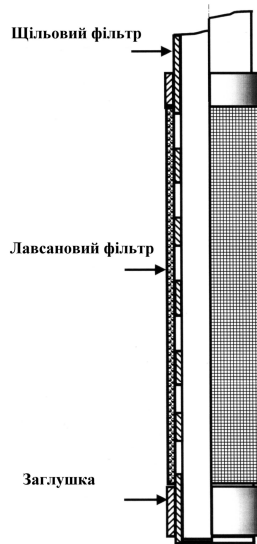
Ескіз титаномагнісного фільтра



З'єднання частин фільтра відбувається на ушільноочому складі УС-1

Рисунок 4 — Титаномагнісний фільтр

Ескіз лавсанового фільтра



З'єднання частин фільтра відбувається на ушільноочому складі УС-1

Рисунок 5 — Лавсановий фільтр

Ескіз склопластикового фільтра на експлуатаційній колоні

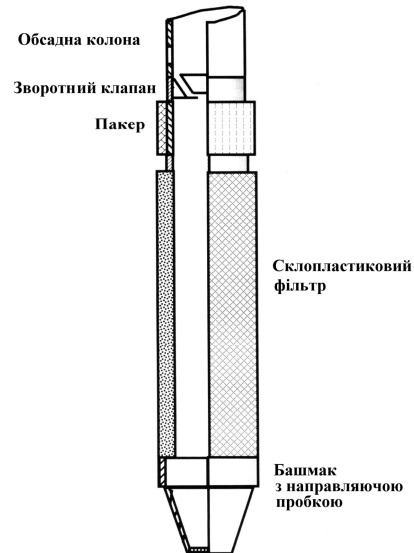


Рисунок 6 — Склопластиковий фільтр

вий проект дорозробки Архангельського газового родовища з урахуванням способу розробки багатопластового газового родовища, який включає буріння експлуатаційних свердловин на верхній продуктивний горизонт, буріння перепускних свердловин на нижній продуктивний горизонт, перепуск газу з нижнього продуктивного горизонту у верхній та розробка всього родовища через сітку перепускних та горизонтальних свердловин.

Особливе місце займає питання проектування вибою перепускної свердловини майкопського продуктивного горизонту (М-5), складеного слабозцементованими колекторами, що руйнуються при незначній депресії [1]. ДАТ "Чорноморнафтогаз" має багатий досвід використання фільтрів різної конструкції. На вибої свердловин, що експлуатують майкопський горизонт Джанкойського, Стрілкового, Архангельського газових родовищ, Голіцинського газоконденсатного родовища, використовуються фільтри різної конструкції: титаномагнієві (рис. 4), щільні, лавсанові (рис. 5), склопластикові із зернистим наповнювачем, склопластикові на алюмінієвому каркасі, склопластикові (рис. 6), протипісочні конструкції УкрНДГаз, гравієві. Використовувалися хімічні та фізико-хімічні методи, зокрема термообробка зони перфорації. Але досвід експлуатації свердловин майкопських відкладів свідчить про недостатню ефективність різних конструкцій фільтрів. В процесі

Для забезпечення проектного дебіту перепускної свердловини та запобігання винесення породи майкопських відкладів в тортонські запропоновано кріплення вибою свердловини в інтервалі продуктивних пластів проводити із застосуванням фільтра з гравієвим набиванням. Можливі різні конструкції гравієвих фільтрів: гравієво-намивні з щільним фільтром-каркасом, кільцевий простір якого заповнюється гравієм; розширення (розмивання) стовбура в зоні розкриття продуктивного пласта до максимально можливого діаметра, спуск фільтра-каркаса та намивання гравію в простір між фільтром-каркасом та продуктивним пластом, зокрема створення напруженого фільтра, в якому гравій закачується в пласт під тиском; закачування в продуктивний пласт під тиском піщаної суміші з подальшим утворенням на вибої багатшарового фільтра. Нами рекомендовано використовувати гравієвий фільтр, розроблений "Нафтогазовим центром" [5]. З метою вибору діаметра зерен матеріалу для намивання гравієвого набивання досліджений фракційний склад керна майкопських відкладів Архангельського газового родовища. Результати аналізу засвідчили, що діаметр зерен порід майкопських відкладів Архангельського родовища складають $d_{50} = 0,043$ мм (рис. 7). Для утримання породи такого фракційного складу рекомендується використовувати гравій з діаметром зерен $d_g = d_{50} \times 6 = 0,26$ мм. Згідно зі стандартом

АНІ РР-56 цього діаметру зерен відповідає гравій фракції **0,25–0,42 мм**. Випробування, проведені на стенді “Нафтогазового центру”, підтвердили, що вибрана фракція гравію забезпечує утримання породи майкопських відкладів

де d_{min} – мінімальний розмір зерен вибраної фракції гравію, мм.

З урахуванням цього нами вибрано фільтр НГЦ 127/184 (див. рис. 8).

Концентрацію гравію в рідині для нами-

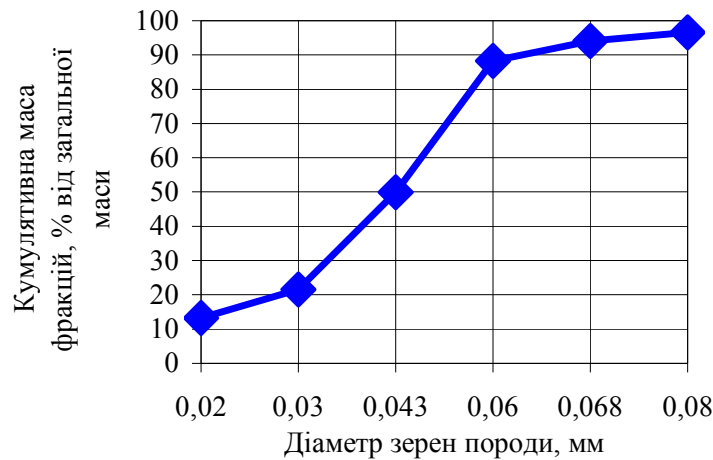


Рисунок 7 — Фракційний склад породи майкопських відкладів Архангельського газового родовища

Архангельського газового родовища.

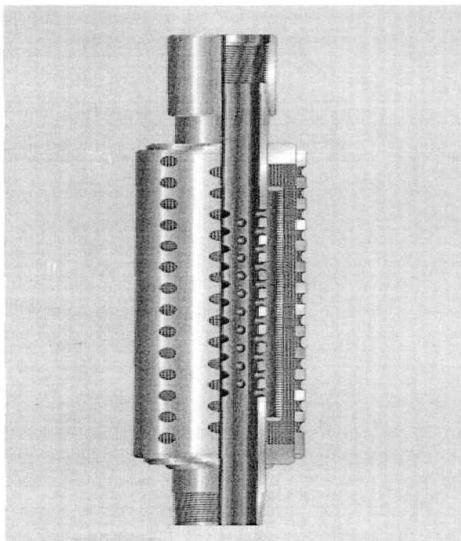


Рисунок 8 — Фільтр НГЦ 127/184 з попереднім гравієвим набиванням

Необхідна маса гравію розраховується за формулою

$$M_r = 0,785 \times [(D_d^2 \times K_k - d_T^2) \times L_T + (D_d \times K_k - D_\phi^2) \times L_\phi] \times \rho_{н.г.}, \quad (3)$$

де: D_d , D_ϕ , d_T – діаметри долота, фільтра та труб відповідно, м;

K_k – коефіцієнт кавернозності ($K_k = 1,15$);

L_T , L_ϕ – сумарна довжина труб та секцій фільтра відповідно, м;

$\rho_{н.г.}$ – насипана щільність гравію, т/м³.

Максимальний розмір комірки фільтра (h_ϕ) свердловини розраховується за формулою

$$h_\phi = 0,75 \times d_{min}, \quad (4)$$

вання гравієвого набивання розраховуємо за формулою

$$C_z = \frac{0,1134}{S_{сед}}, \quad (5)$$

де: C_z – концентрація гравію в рідині для намивання гравієвого набивання, кг/м³;

$S_{сед}$ – константа седиментації, с.

Для вибраної фракції гравію та рідини для намивання гравієвого набивання константа седиментації визначена на стенді “Нафтогазового центру” експериментально і складає $S_{сед} = 0,0016$ с.

З урахуванням цього концентрація гравію в рідині складає $C_z = 70,8$ кг/м³.

Розрахунок продуктивності насосів при намиванні гравієвого набивання виконаний з урахуванням необхідності забезпечити рух рідини з гравієм на горизонтальній ділянці стовбура свердловини зі швидкістю

$$V_p > V_{кр.},$$

де: V_p – необхідна швидкість руху рідини з гравієм на горизонтальній ділянці стовбура свердловини, при якій не відбувається випадання гравію, м/с;

$V_{кр.}$ – критична швидкість руху рідини, при якій відбувається випадання гравію, м/с.

Критична швидкість руху рідини з гравієм вибраної фракції та концентрації визначена на стенді “Нафтогазового центру” експериментально і складає $V_{кр.} = 0,17$ м/с.

Продуктивність насосів для забезпечення необхідної швидкості руху рідини з гравієм в інтервалі намивання гравієвого набивання розрахована за формулою

$$Q_{нас.} > V_{кр.} \times S_n,$$

де: $Q_{\text{нас}}$ – мінімально допустима продуктивність насосів при намиванні гравієвого набивання, л/с.

$S_{\text{н}}$ – максимальна площа кільцевого перетину (між стінкою свердловини та надфільтровою трубою), м².

Для проєктованої свердловини площа кільцевого перетину складе 0,0375 м².

Тоді мінімально допустима продуктивність насосів при намиванні гравієвого набивання повинна скласти $Q_{\text{нас}} = 0,0064 \text{ м}^3/\text{с} = 6,4 \text{ л/с}$.

При впровадженні способу дорозробки Архангельського багатопластового газового родовища, розташованого на шельфі Чорного моря, методом цілеспрямованого, контрольованого перепуску газу, реалізуються декілька важливих завдань:

– можливість створення рівномірної сітки розміщення перепускних свердловин, що сполучають продуктивні майкопський та тортонський горизонти, що дасть змогу вилучити максимальну кількість газу з продуктивного нижнього майкопського горизонту, що складається із слабозцементованих, крихких порід, що руйнуються при незначній депресії;

– зменшується руйнування привибійної зони перепускних свердловин в нижньому майкопському продуктивному горизонті, оскільки в цьому випадку депресія на продуктивний горизонт оптимальна та прагнутиме до зменшення, основне навантаження буде перекинуто на привибійну зону горизонтальних свердловин верхнього тортонського продуктивного горизонту з високопроникним, стійким колектором;

– запобігається передчасне обводнення свердловин верхнього тортонського продуктивного горизонту до закінчення розробки всього родовища;

– виключається потреба в будівництві додаткових дорогих гідротехнічних споруд (морських стаціонарних платформ, блок-кондукторів, промислових підводних газопроводів, установок попередньої підготовки газу, систем життєзабезпечення платформи), до мінімуму

обмежуються експлуатаційні витрати, достатньо існуючої центральної технологічної платформи для розробки всього Архангельського родовища;

– значно зменшується вартість і час будівництва перепускних та горизонтальних свердловин, зменшується вірогідність обвалення горизонтальної ділянки стовбура експлуатаційної свердловини в міцному тортонському продуктивному горизонті.

Література

1. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах. – К., 2004.

2. Франчук І.А., Ясюк В.М., Харітонов М.Б., Ільницький Р.М., Яремийчук Р.С., Бочеріков А.В. Спосіб розробки багатопластових газових родовищ: Державний патент від 15.11.2004 р. № 3512, Україна, 2004 р.

3. Кондрат Р.М., Кондрат А.Р., Карпаш А.М., Івасів В.М., Коцкулич Я.С. Технологічне обґрунтування сумісної розробки майкопських та тортонських відкладів Архангельського родовища // Звіт по науково-дослідній роботі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2005.

4. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989.

5. Проєкт на буріння експлуатаційної свердловини №20 Архангельського родовища // Державне науково-технічне підприємство «Бурова техніка». – Полтава, 2005.

V Міжнародна конференція

ГЕОІНФОРМАТИКА: ТЕОРЕТИЧНІ ТА ПРИКЛАДНІ АСПЕКТИ

«Міжнародному року планети Земля»
ПРИСВЯЧУЄТЬСЯ

м. Київ
(29-31 березня 2006 р.)

Оргкомітет конференції

01133, Київ, пров. Лабораторний, 1
Центр менеджменту та маркетингу
в галузі наук про Землю ІГН НАНУ

Тел: (044) 522 81 45
Факс: (044) 522 98 97

E-mail: ctm@karbon.com.ua,
mtc@karbon.com.ua

Напрямки роботи конференції:

- *Геоінформатика і планети Земля*
- *Сучасні інформаційні системи раціонального використання природних ресурсів*
- *Геоінформаційні рішення геолого-геофізичних, геолого-геохімічних та інших видів досліджень з метою пошуку, розвідки, розробки та експлуатації родовищ корисних копалин*
- *Інформаційне забезпечення моніторингу небезпечних геологічних процесів, природні і техногенні катастрофи та ризики*
- *Комплексні технології освоєння покладів вуглеводнів*
- *Математичні методи та комп'ютерні технології в задачах геофізики*
- *Геоінформатика у нафтогазовому комплексі*
- *Дистанційне зондування Землі та ГІС: основні тенденції та перспективи*
- *Інформаційно-географічне забезпечення і картографічний досвід відображення Землі*
- *Геоінформаційні технології в питаннях землеупорядкування та кадастру*