

УДК 681.5

DOI: 10.31471/1993-9981-2020-1(44)-76-88

## **АНАЛІЗ ЗРОСТАННЯ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИНИ ЗА РАХУНОК ЗБІЛЬШЕННЯ ДІАМЕТРА ФОНТАННИХ ТРУБ ДАШАВСЬКОГО ПСГ**

**О. Т. Чернова, Б. І. Гершун**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; e-mail: m-oksana-t@ukr.net*

Науковці, аналізуючи результати роботи комплексу підземного зберігання газу України, стверджують, що для сучасних умов максимальну добову продуктивність необхідно збільшити на 30-35 %. Але, з початку створення газосховищ минуло більше 40 років, тож працюють вони на застарілому і фізично зношеному устаткуванні. При цьому, робота свердловин (які побудовані за старими технологіями на низьких пластових тисках) характеризується малою продуктивністю оскільки їх привибійна зона частково закольматована фільтратом бурового розчину, частково забруднена компресорним мастилом; через вибіркове розміщення свердловин на площі підземного сховища на деяких з них утворилися так звані "застійні" зони; відбирання усього активного об'єму газу здійснюється терміном 100-180 діб. Враховуючи необхідність для України у подальшому розвитку підземного зберігання газу, дії повинні бути спрямовані як на збільшення активного об'єму газу, так і добової продуктивності газосховищ.

Відзначено, що головними напрямками збільшення продуктивності газових сховищ є буріння горизонтальних стовбурів як у нових свердловинах, так і в "старих" за досвідом [1], утворення відкритих вибоїв при бурінні нових свердловин та фрезеруванням експлуатаційних колон у "старих" свердловинах, застосування надійних протипіскових фільтрів, гідророзриву пласта, будівництво свердловин великого діаметра, додаткова перфорація газонасичених інтервалів.

На даний час найважливішою проблемою стає реконструкція та модернізація діючих підземних сховищ шляхом заміни обладнання. Це дозволить не тільки зберегти досягнуті показники їх експлуатації, а й покращити. Внаслідок реконструкції обладнання покращиться підготовка газу, забезпечиться підвищення продуктивності газосховищ та знизяться експлуатаційні витрати. Отже, збільшення добової продуктивності ПСГ можна досягти, насамперед, шляхом удосконалення основного елемента на газосховищі – експлуатаційної свердловини.

Для аналізу даного питання у праці проведено аналіз ефективності заміни фонтанних труб свердловин Дашавського ПСГ на більший діаметр, представлені результати гідравлічного та техніко-економічного розрахунку впровадження даної реконструкції ПСГ.

**Ключові слова:** підземне сховище, свердловина, збільшений діаметр, фонтанні труби, привибійна зона, дебіт, гідравлічний опір, енергозбереження.

Ученые, анализируя результаты работы комплекса подземного хранения газа Украины утверждают, что для современных условий максимальную суточную производительность необходимо увеличить на 30-35%. Однако, с начала создания газохранилищ прошло более 40 лет, их работа осуществляется на устаревшем и физически изношенном оборудовании. При этом работа скважин (построенных по старым технологиям на низкие пластовые давления) характеризуется малой производительностью из-за того, что их призабойная зона частично закольматована фильтратом бурового раствора, частично загрязнена компрессорным маслом; из-за выборочное размещение скважин на площади подземного хранилища на некоторых из них образовались так называемые "застойные" зоны; отъема всего активного объема газа осуществляется сроком 100-180 дней. Учитывая необходимость для Украины в дальнейшем развитии подземного хранения газа это направление должен быть направлен как на увеличение активного объема газа, так и суточной производительности газохранилищ.

Отмечено, что главными направлениями увеличения производительности газовых хранилищ является бурение горизонтальных стволов как в новых скважинах, так и в "старых" по опыту [1], строение открытых забоев при бурении новых скважин и путем фрезерования эксплуатационных колонн в "старых" скважинах, применение надежных противопесчаных фильтров, гидроразрыва пласта, строительство скважин большого диаметра, дополнительная перфорация газонасыщенных интервалов.

В настоящее время важнейшей проблемой становится реконструкция и модернизация действующих подземных хранилищ путем замены оборудования. Это позволит не только сохранить достигнутые показатели их эксплуатации, но и улучшить их. Вследствие реконструкции оборудования улучшится подготовка газа, обеспечится повышение производительности газохранилищ и снизятся эксплуатационные расходы. Следовательно, увеличения суточной производительности ПХГ можно достичь, прежде всего, путем усовершенствования основного элемента на газохранилище - эксплуатационной скважины. Для анализа данного вопроса в работе проведен анализ эффективности замены фонтанных труб скважин Дашавского ПХГ на трубы большего диаметра, представлены результаты гидравлического и технико-экономического расчета внедрения данной реконструкции ПХГ.

**Ключевые слова:** подземное хранилище, скважина, увеличенный диаметр, фонтанные трубы, призабойной зона, дебит, гидравлическое сопротивление, энергосбережения.

Scientists who were analyzing the results of the underground gas storage (UGS) complex of Ukraine, say that for modern conditions the maximum daily productivity should be increased by 30-35%. Since the beginning of the creation of gas storage facilities passed than 40 years, work is carried on outdated and physically worn out equipment. Work of the wells (which were build based on the old technologies at low reservoir pressure) are characterized by low productivity because their bottomhole zone is partially occluded by the mud filtrate, partially contaminated with compressor oil; due to the selective placement of wells in the underground storage area, some of them were formed so-called "stagnant" zones; extraction of all active gas volume which takes 100-180 days. Need for Ukraine to further develop underground gas storage should be aimed at increasing both the active volume of gas and the daily productivity of gas storage facilities.

The main directions of increasing the productivity of gas storage are the drilling of horizontal shafts in both new wells and old ones in experience [9], the formation of open holes in the drilling of new wells and the milling of operational columns in the "old" drilled holes, filters, hydraulic fracturing, construction of large diameter wells, additional perforation of gas-saturated intervals.

Nowadays, the most important problem is the reconstruction and modernization of existing underground storage facilities through replacement of equipment. This will not only save the achieved performance, but also can improve it. Due to the reconstruction of the equipment, gas preparation will be improved, gas storage capacity will be increased and operating costs will be reduced. Therefore, an increase in the daily productivity of UGS can be achieved, first of all, due to the improvement of the main element in the gas storage facility - the operational well.

In order to analyze this issue, the paper analyzes the efficiency of replacing the fountain pipes of the Dashavsky UGS wells with a larger diameter, and presents the results of the hydraulic, technical and economic calculation of the implementation of this UGS reconstruction.

**Keywords:** underground storage, well, increased diameter, fountain pipes, bottomhole, flow rate, hydraulic resistance, energy saving.

## Вступ

Одним з напрямків науково-технічного прогресу в нафтовій і газовій промисловості є аналіз чинників, що впливають на дебіт свердловини. Для збільшення дебіту свердловин застосовують різні методи впливу на вибій і їх комбінації.

В останні роки велика увага приділяється способу збільшення діаметра стовбура свердловини з метою видалення шарів породи, забрудненої буровим розчином і цементом. При розтині продуктивного пласта необхідно використовувати якісні бурові розчини на глинистій основі з подальшим видаленням глинистої кірки і закольматуючого шару породи.

Дво-три разове збільшення діаметра свердловини дозволяє практично повністю

відновити природну проникність пласта в привибійній зоні.

Розблокування пласта за рахунок видалення забруднень його екрану дозволяє експлуатувати свердловини при значно менших депресіях на пласт, що є важливим з точки зору зниження темпів обводнення свердловин при наявності підшовних вод. При цьому також поліпшується гідродинамічний зв'язок пласта зі свердловиною по всій його товщині незалежно від пошарової неоднорідності породи. Це в деякій мірі вирівнює швидкість фільтраційного потоку в привибійній зоні, а отже, знижує вірогідність обводнення свердловини за окремими пропластками.

Свердловини збільшеного діаметру в інтервалі продуктивного пласта в певних геологічних умовах дають суттєвий ефект усіх

розглянутих в статті показників: дебіту, депресії на пласт, градієнту тиску на стінці свердловини, енергозбереження, запобігання винесення піску.

Необхідно встановити на скільки даний метод є ефективним за результатами гідравлічного, технічного економічного розрахунків.

#### **Аналіз літературних даних та постановка проблеми**

Одним з напрямків науково-технічного прогресу в газовій промисловості є питання вибору необхідного діаметра фонтанних труб, який суттєво впливає на продуктивність свердловини, її конструкцію, а відповідно і на техніко-економічні показники експлуатації ПСГ [2].

Багато практичних рішень питання заміни фонтанних труб на більший діаметр викладені в роботі [3].

У праці [4] аналізується вплив збільшеного діаметра стовбура на підвищення продуктивності свердловин. Вказується на те, що найбільші проблеми при експлуатації свердловин виникають у ґрунтах з великим вмістом піску. При наявності порожнечі такі породи можуть підлягати розмиванню, особливо при великому водяному факторі. Доводиться у праці, що свердловини збільшеного діаметру в інтервалі продуктивного пласта в певних гірничо-геологічних умовах дають суттєвий ефект по показниках: дебіту, депресії на пласт, градієнту тиску на стінку свердловини, енергозбереженню, запобіганню винесення піску.

Науковцями Тарко Я. Б. та Тарко Я. Я. говориться про те, що аналіз експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств України показує, що абсолютна більшість з них відноситься до низько дебітного фонду. Цілеспрямованість застосування в свердловинах гідроімпульсних методів впливу на призабійну зону пластів обґрунтовано в праці [5]. Описано пристрій і технологію збільшення продуктивності пластів шляхом створення в свердловинах високих миттєвих депресій.

Одним із методів збільшення дебіту і зменшення депресії на пласт, що особливо важливо для нестійких порід є буріння свердловини великого діаметру або розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Визначено в [6] в яких

саме випадках доцільно розширювати діаметр стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта. За результатами дослідження зроблено висновок, що збільшення діаметра в інтервалі продуктивного пласта в певних гірничо-геологічних умовах дає найбільший ефект запобігання винесення піску з усіх розглянутих у статті показників: дебіт, депресія на пласт, градієнт тиску на стінці свердловини.

Питання підвищення продуктивності малодебітних свердловин аналізовано в [7]. Для цього проаналізовано існуючі методики розрахунку профіля і притоку до горизонтальної свердловини, наведений аналіз існуючих методів гідродинамічних обробок продуктивних пластів та розроблена методика розрахунку профіля свердловини, враховуючи експлуатаційну характеристику продуктивного нафтового пласта.

Але, дане питання потребує розгляду з конкретизацією для певних геологічних умов. Реальність сьогодення диктує ринкові умови діяльності підприємств і компаній усіх форм власності, в тому числі і газопромислових. Співпраця між такими підприємствами чи компаніями характеризується зростанням вимог до якості продукції, продуктивності праці, підвищення ефективності використання ресурсів ПСГ. Підвищення ефективності роботи ПСГ можливо в разі збільшення продуктивності сховища (наприклад за рахунок заміни фонтанних труб на більший діаметр).

#### **Мета і задачі дослідження**

Збільшення відбирання газу зі свердловин сприяє підвищенню техніко-економічних показників галузі [8]. При цьому необхідно враховувати геологічні, технологічні, технічні і економічні фактори, які обмежують збільшення видобутку.

Геологічні фактори:

- 1) руйнування недостатньо-стійких гірських порід (піски і слабощементовані пісковики) при значних витратах газу; частинки породи, рухаючись зі швидкістю 5-10 м/с, переважно не впливають на обладнання, але засмічують систему збирання та підготовки газу, що сприяє зменшенню товщини стінки труб і ємностей;
- 2) руйнування стінок труб і ємностей внаслідок того, що в місцях звужень, поворотів струменю газу (при наявності пробок у трубі і погано

закритих засувках) швидкість газу досягає значень швидкості звуку;

3) обвали привибійної частини пласта внаслідок видалення частини породи.

При обводненні продуктивність свердловин погіршується, ускладнюється робота обладнання, часто погіршується провідність колектора.

Великий вплив на інтенсивність експлуатації свердловин має нерівномірне просування крайових вод [9]. Тому параметри режиму газових свердловин у процесі розробки коректуються на основі даних гідрогеологічних та гідрохімічних спостережень. Відбір газу з деяких свердловин, що дренують пропластки і ділянки (де спостерігається небажане просування крайових вод) зменшується, в інших – збільшується.

Технологічні фактори.

1. Утворення гідратів у свердловині і в шлейфах. Для запобігання утворенню гідратів вибирають відповідний режим експлуатації.

2. Необхідність винесення з вибою свердловини конденсату важких вуглеводнів або води. Умова експлуатації у цьому випадку вважається приблизно сталою.

Технічні фактори: пропускна здатність системи, допустимі навантаження на обладнання, вібрація елементів системи, можливість змінання колони, розкриття верхніх вод і багато іншого. Вирішують ці питання з урахуванням конкретних умов експлуатації свердловини.

Економічні фактори. При справних свердловинах, газовому режимі покладу, стійких колекторах, правильно розрахованому обладнанні режим свердловини повинен забезпечити мінімум приведених витрат по системі в цілому за весь період розробки.

Якщо із свердловин відбирати надмірно великі кількості газу, то тиск на гирлі буде низьким. Доведеться рано вводити дотискувальну компресорну станцію (ДСК), мати дуже велику її потужність, застосовувати апарати і труби завищеного діаметру, що призведе до подорожчання собівартості газу. У даному випадку економічне обґрунтування режиму експлуатації свердловин збігається з обґрунтуванням оптимального варіанту

розробки покладу. На рисунку 1 показана схема, яка ілюструє мету і завдання збільшення діаметра свердловини, а також результати, які досягаються при цьому. Для досягнення поставленої цілі було вирішено провести розрахунок ефективності від заміни фонтанних труб на більший діаметр Дашавського ПСГ.

#### **Матеріали і методи дослідження**

Дашавське ПСГ створене на базі виснажених покладів Е і Г однойменного газового родовища, як пікове, з метою компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання, а також для забезпечення надійності постачання природного газу за кордон, що здійснюється з 1973 року. Протягом всього періоду експлуатації підземного сховища характерна висока ефективність його роботи загалом, яка полягає у забезпеченні проектних об'ємів нагнітання та відбирання газу.

За час роботи Дашавського газового родовища і створення підземного сховища газу на площі пробурені 232 свердловини, з яких 96 були ліквідовані з різних причин. Крім того, на території ПСГ знаходиться 43 свердловини, глибиною до 50 м, призначені для анодного захисту підземних комунікацій. Згідно з технологічними схемами створення і експлуатації ПСГ, експлуатаційний фонд свердловин повинен був становити 106 свердловин. Були також 7 свердловин старого фонду, але при створенні ПСГ більшість з них використовували як експлуатаційно-нагнітальні.

Протягом 1975-1978 років на покладах "Г" та "Е+Г" було встановлено першу чергу нових 16 свердловин, а другу чергу – 82 свердловин протягом наступних 10 років.

Для роботи ПСГ було пробурено 98 експлуатаційно-нагнітальні свердловини. На початку 2010 року фонд свердловин уже становив 136 одиниць (99–експлуатаційно-нагнітальних, 7–спостережних, 10–контрольних, 17–контрольно-розвантажувальних). Збільшення фонду відбулося за рахунок 109 свердловин старого фонду, що розкривали поклад "Г". На території підземного сховища знаходиться також 43 свердловини глибиною до 50 м, які призначені для анодного захисту підземних комунікацій.

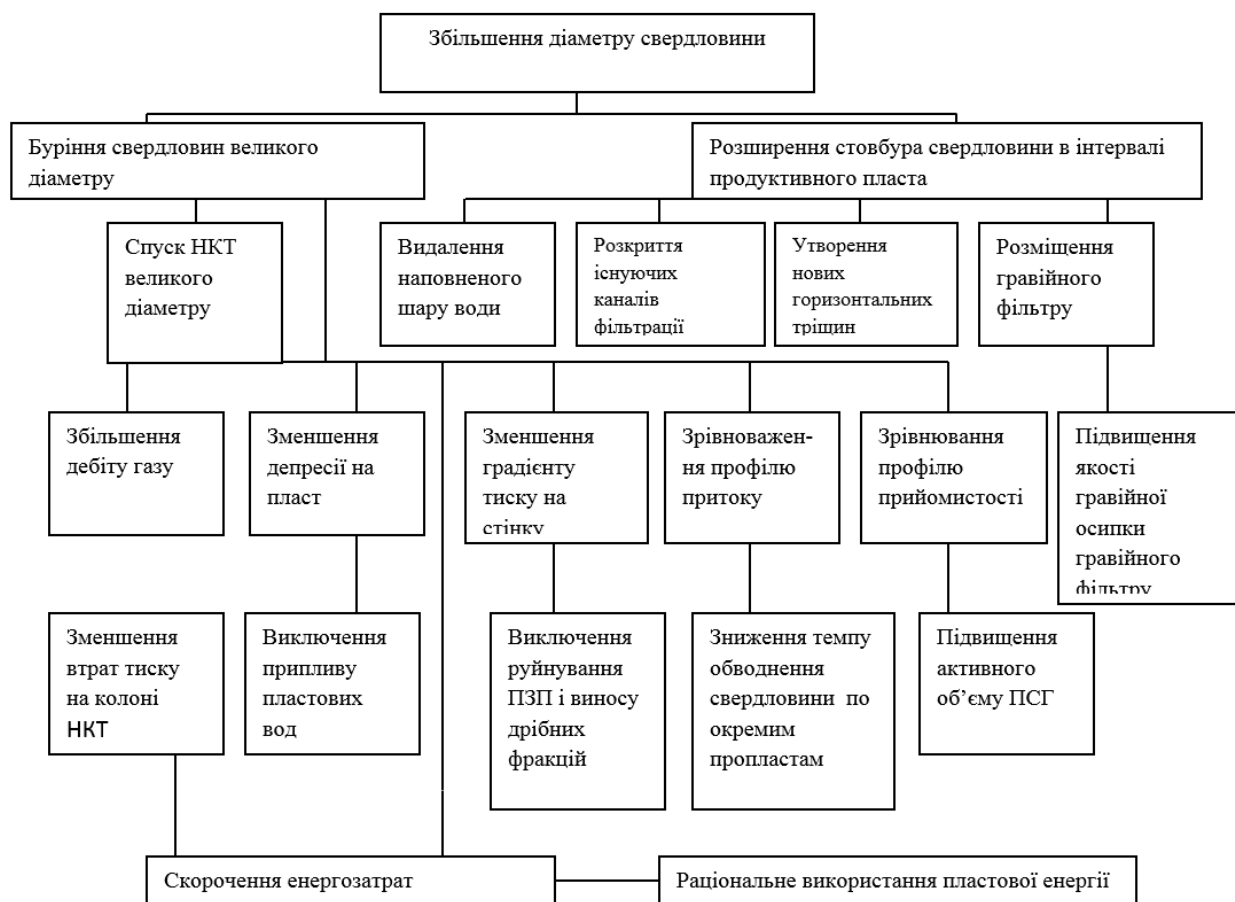


Рисунок 1 – Мета, завдання та результати збільшення діаметра свердловини

Свердловини старого фонду 66, 72, 75 мають одноколонну конструкцію. Вони тривалий час використовувались для розробки Дашавського газового родовища. На початку створення ПСГ дані свердловини працювали як експлуатаційно-нагнітальні, а з часом були ліквідовані та переведені в контрольно-геофізичні [10].

Враховуючи ці обставини, свердловини поділені на дві категорії. Свердловини першої категорії, пробурені в довоєнні і воєнні роки. Проміжні і експлуатаційні колони в них забутовані замість цементування. Свердловини другої категорії, відрізняються наявністю хвостовиків, відсутністю цементу за колонами, або підйомом цементу нижче ніж 300 м від гирла, також відсутність обсадних труб.

Основна кількість свердловин пробурена в період з 1924 до 1947 року. Багато свердловин пробурено ударним методом, без цементування

обсадних колон. У зв'язку із цим, ці свердловини вимагають особливої уваги, вивчення технічного стану і контролю за можливими міжпластовими перетоками і шляхами неконтрольованих витоків газу із ПСГ на поверхню.

Як видно з наведеного аналізу на даний час стоїть гостра необхідність покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ. Для цього, потрібно забезпечити раціональні режими роботи свердловин, збільшити їх добовий дебіт та підвищити надійність функціонування. Нормальна експлуатація ПСГ пов'язана з регулярними дослідженнями та вивченням стану свердловин, аналізом їх роботи.

Часто при видобуванні вуглеводневої сировини приплив рідини і газу у свердловини недостатній. У таких свердловинах для збільшення припливу або поглинання газу чи

рідини застосовують штучний вплив на породи привибійної зони з метою підвищення їх проникності.

Проникність привибійної зони збільшують шляхом штучно створюваних каналів розчинення карбонатів і глинозему у продуктивному пласті солянокислотою, термокислотою і глинокислотою обробкою; очищення порового простору від мулистих і смолистих матеріалів; створення штучних або розширенням природних тріщин у породах при гідравлічному розриві пласта або при вибуху торпед на вибої; видалення парафінів, солей і смол, які осіли на стінках порових каналів або стовбура свердловини, а також шляхом зниження в'язкості нафти методами термохімічної обробки свердловин і теплового впливу на привибійну зону.

Для детальнішого розгляду методики збільшення діаметру свердловин розглянемо зміну дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнту тиску на стінці свердловини [11].

Для детальнішого розгляду методики збільшення діаметру свердловин розглянемо зміну дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнту тиску на стінці свердловини [11].

Рівняння припливу флюїду при нелінійному законі фільтрації до свердловини має вигляд

$$\Delta p^2 = AQ + BQ^2 \quad (1)$$

де:  $\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$ ,

$p_{\text{пл}}$  - пластовий тиск,

$p_{\text{заб}}$  - забійний тиск,

$Q$  - дебіт флюїду,

$A, B$  – коефіцієнти фільтраційних опорів.

Коефіцієнти  $A$  і  $B$  можна записати у вигляді

$$A = a \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (2)$$

$$B = b \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (3)$$

де  $a$  і  $b$  – коефіцієнти, що залежать від товщини пласта, фізичних властивостей флюїду і фільтраційних властивостей пласта,

$R_k$  – радіус зони дронування пласта свердловиною,

$r_c$  - радіус свердловини по долоту.

Зазвичай  $R_k \gg r_c$ , тоді

$$B = \frac{b}{r_c}, \quad (4)$$

Збільшення діаметра свердловини в  $n$  раз змінює коефіцієнти фільтраційних опорів до значень

$$A' = a \left( \ln \frac{R_k}{r_c} - \ln n \right), \quad (5)$$

$$B = \frac{b}{r_c \cdot n}. \quad (6)$$

Або

$$A' = \delta_a \cdot A, \quad (7)$$

$$B' = \delta_b \cdot B, \quad (8)$$

де  $\delta_a$  і  $\delta_b$  - коефіцієнти, що враховують геометрію забою свердловини

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (9)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n}. \quad (10)$$

Рівняння припливу до свердловини збільшеного діаметру при збереженні дебіту представляється у вигляді

$$(\Delta p^2)' = A' Q_0 + B' Q_0^2, \quad (11)$$

$$(\Delta p^2)' = A' Q_0 \delta_a + B' Q_0^2 \delta_b. \quad (12)$$

Депресію на пласт в явному вигляді можна визначити як:

$$\Delta p_{\text{пл}} = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - \Delta p^2}. \quad (13)$$

$$\Delta p_{\text{пл}}' = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - (\Delta p^2)'} \quad (14)$$

Чотири попередні формули дозволяють оцінити ступінь зменшення депресії на пласт

$$\delta_{\Delta p} = \frac{\Delta p_{\text{пл}}'}{\Delta p_{\text{пл}}} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} Q_0 \delta_b}{1 + \frac{B}{A} Q_0}. \quad (15)$$

При  $Q_0 \rightarrow 0$   $\delta_{\Delta p} = \delta_a$ , при  $Q_0 \rightarrow \infty$   $\delta_{\Delta p} = \delta_b$ , з формул розраховуємо дебіт свердловини при збереженні депресії на пласт:

$$Q = \frac{A}{2B} \left( \sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta p^2} - 1 \right). \quad (16)$$

$$Q' = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left( \sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta p^2} - 1 \right). \quad (17)$$

Відповідно отримуємо степінь збільшення дебіту свердловини

$$\delta_Q = \frac{Q'}{Q} = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta p^2} - 1}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta p^2} - 1}. \quad (18)$$

При  $Q_0 \rightarrow 0$ ,  $\delta_Q = \frac{1}{\delta_a}$ , а при  $Q_0 \rightarrow \infty$ ,  $\delta_Q = \frac{1}{\sqrt{\delta_b}}$ .

Градієнт тиску при фільтрації флюїду визначається за формулою

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu \cdot v}{K} + \beta \frac{\rho \cdot v^2}{\sqrt{K}}, \quad (19)$$

де  $\mu$  - коефіцієнт динамічної в'язкості флюїду в пластових умовах;

$v$  - швидкість фільтрації;

$K$  - коефіцієнт проникності;

$\beta$  - коефіцієнт вихрових опорів;

$\rho$  - щільність флюїду в пластових умовах.

Враховуючи, що максимальне значення градієнту тиску має місце на стінці свердловини, швидкість фільтрації буде

$$v = \frac{Q}{2\pi \cdot r_c \cdot h}, \quad (20)$$

де  $h$  - товщина пласта.

Тоді рівняння градієнту тиску при фільтрації буде мати вигляд

$$\frac{dp}{dr} \Big|_{r=r_c} = \frac{\mu Q}{2\pi K h r_c} + \beta \frac{\rho Q^2}{4\pi^2 \sqrt{K} h^2 r_c^2} \quad (21)$$

Або

$$\frac{dp}{dr} \Big|_{r=r_c} = \frac{1}{2r_c} \left( \frac{A}{\ln \frac{R_k}{r_c}} Q + B \cdot Q^2 \right). \quad (22)$$

Збільшення діаметру свердловини в  $n$  раз зменшує градієнт тиску до величини

$$\left( \frac{dp}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{\mu Q}{2\pi K h r_c \cdot n} + \beta \frac{\rho Q^2}{4\pi^2 \sqrt{K} h^2 r_c^2 n^2} \quad (23)$$

або

$$\left( \frac{dp}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{1}{2r_c} \left( \frac{A}{n \ln \frac{R_k}{r_c}} Q + \frac{B Q^2}{r_c n^2} \right). \quad (24)$$

Степінь зменшення градієнту тиску

$$\delta_{\text{град}} = \frac{\left( \frac{dp}{dr} \right)'}{\frac{dp}{dr}}, \quad (25)$$

або

$$\delta_{\text{град}} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q \delta_b}{\left( 1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q \right)}. \quad (26)$$

У таблиці 1 наведені результати розрахунку значень  $\delta Q$ ,  $\delta \Delta p$  і  $\delta_{\text{град}}$  при кратності збільшення діаметра свердловини  $n=2$ ; 3; 4 і різних значеннях дебіту флюїду  $Q$ . Розрахунки при  $Q \rightarrow 0$  відповідають лінійним законам Дарсі [9], а при  $Q \rightarrow \infty$  - квадратичному закону А.А. Краснопольського. З таблиці 1 випливає, що зі збільшенням діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта дебіт свердловини збільшується, депресія на пласт зменшується, значно знижується градієнт тиску на стінці свердловини.

Однак, буріння свердловин великого діаметру вимагає великих капітальних вкладень.

Тому, проаналізувавши свердловини Дашавського ПСГ, буде більш економічніше замінити фонтанні труби меншого діаметру на більший.

Таблиця 1 – Степінь зміни дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнту тиску

n	Q → 0			Q = 100 м <sup>3</sup> /добу			Q = 250 м <sup>3</sup> /добу			Q → ∞		
	δΔр	δQ	δград	δΔр	δQ	δград	δΔр	δQ	δград	δΔр	δQ	δград
2	0,91	1,10	0,45	0,72	1,28	0,26	0,62	1,34	0,26	0,50	1,41	0,25
3	0,86	1,16	0,28	0,60	1,47	0,13	0,49	1,59	0,12	0,33	1,73	0,11
4	0,82	1,22	0,21	0,55	1,61	0,08	0,42	1,79	0,07	0,25	2,00	0,06

Свердловинам Дашавського ПСГ характерне розкриття всього інтервалу пласта-колектора з щільністю перфорації 20 отв./м, фонтанні труби повинні забезпечувати винесення рідких і твердих речовин з вибою свердловини, що забезпечується швидкістю потоку газу:

$$v = 0,52 \frac{QTZ}{d_{\phi} P_{\text{виб}}}, \quad (27)$$

де, Q – продуктивність свердловини за ст. умов, тис. м<sup>3</sup>/добу;

T – температура абсолютна на вибої свердловини, К;

Z – коефіцієнт стисливості газу;

$d_{\phi}$  – внутрішній діаметр фонтанних труб, см;

$P_{\text{виб}}$  – абсолютний тиск на вибої свердловини, кг/см<sup>2</sup>.

Дашавське псг обладнане 80-ма свердловинами з фонтанними трубами, діаметром стволу 114 мм, 15-ма свердловинами з ФТ діаметром 89 мм і 4-ма свердловинами з ФТ – 73 мм. Щоб визначити, на скільки збільшиться середня продуктивність свердловини в наслідок заміни в них ФТ на більший діаметр, необхідно за формулою

$$v = 0,52 \frac{QTZ}{d_{\phi} P_{\text{виб}}}, \quad (28)$$

де Q – продуктивність свердловини за ст. умов, тис. м<sup>3</sup>/добу;

T – температура абсолютна на вибої свердловини, К;

Z – коефіцієнт стисливості газу;

$d_{\phi}$  – внутрішній діаметр фонтанних труб, см;

$P_{\text{виб}}$  – абсолютний тиск на вибої свердловини, кг/см<sup>2</sup>.

Визначити середню швидкість руху газу по ФТ, яка становить:

• для ФТ 73 мм  $v = 10,4 - 14,9$  м/с,

• для ФТ 89 мм  $v = 9,0 - 12,0$  м/с,

• для ФТ 114 мм  $v = 5,7 - 7,2$  м/с.

Згідно дослідних даних винесення рідких і твердих речовин з вибою свердловини відбувається в діапазоні швидкостей 5-10 м/с. Які підтверджують результати розрахунків, фактичні середні значення для ФТ діаметром 73 мм і 89 мм, дозволяють здійснити їх заміну на ФТ більшого діаметра, при цьому середні швидкості руху газу в ФТ забезпечать винесення рідких і твердих речовин з вибою свердловини.

Записавши формулу для визначення дебіту при відомих швидкостях, які зв'язані з фактичними дебітами і вибійними тисками, отримаємо результати наведені в табл. Для аналізу впливу діаметра ФТ на гідравлічні втрати, визначимо гірловий тиск на заданому вибійному тиску і дебіті за формулою

$$P_{\text{гир}} = \sqrt{\frac{P_{\text{виб}}^2}{e^{2S}} - 1,377\lambda_{\text{ФТ}} \frac{z^2 T_{\text{сер}} e^{2S} - 1}{d_{\text{ФТ}}^5 e^{2S}}} q^2}, \quad (29)$$

де  $P_{\text{виб}}$  – тиск на вибої свердловини, кг/см<sup>2</sup>;

$\lambda_{\text{ФТ}}$  – коефіцієнт гідравлічного опору для ФТ;

$T_{\text{сер}}$  – середня темп в колоні ФТ, К;

$d_{\text{ФТ}}$  – внутрішній діаметр ФТ, см;

q – дебіт свердловини зведений до ст. умов, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$S = 0,03415 \frac{L\Delta}{T_{\text{сер}}Z}$  – коефіцієнт, який залежить

від довжини колони L. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.



Дані таблиць 2 та 3 зображено графічно на рисунках 2, 3, 4, які демонструють суттєвий ріст дебіту свердловин, в наслідок заміни фонтанних труб на більший діаметр і зменшення гідравлічних втрат на тертя по довжині колони ФТ.

Розрахунок ефективності від заміни ФТ на більший діаметр проведемо для вище згаданих 19-ти свердловин. На основі проведених розрахунків і даних таблиці визначено середні значення дебіту для всіх типорозмірів фонтанних труб:

- для ФТ діаметром 73 мм  $Q_{\text{сеп}}=107,4$

тис. м<sup>3</sup>/добу,

- для ФТ діаметром 89 мм  $Q_{\text{сеп}}=131,9$

тис. м<sup>3</sup>/добу,

- для ФТ діаметром 114 мм  $Q_{\text{сеп}}=161,2$  тис. м<sup>3</sup>/добу.

У середньому, внаслідок заміни ФТ діаметром 73 мм на ФТ діаметром 89 мм, продуктивність однієї свердловини зростає на 24,5 тис. м<sup>3</sup>/добу, а заміни ФТ діаметром 89 мм на ФТ діаметром 114 мм – середня продуктивність однієї свердловини збільшиться на 29,3 тис. м<sup>3</sup>/добу. Якщо замінити ФТ діаметром 73 мм на ФТ 114 мм, то середній приріст продуктивності становитиме 53,8 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Таблиця 2 – Розрахунок продуктивності свердловини для змінного діаметра ФТ і вибієного тиску

ФТ D=73 мм і d <sub>внут</sub> =62 мм		ФТ D=89 мм і d <sub>внут</sub> =75.9 мм		ФТ D=114.3 мм і d <sub>внут</sub> =100.3 мм	
P <sub>виб.</sub> , атм	Q, тис.м <sup>3</sup> /добу	P <sub>виб.</sub> , атм	Q, тис.м <sup>3</sup> /добу	P <sub>виб.</sub> , атм	Q, тис.м <sup>3</sup> /добу
18	56.2	18	69.0	18	84.3
20	63.1	20	77.5	20	94.7
25	79.7	25	97.9	25	119.6
30	96.6	30	118.7	30	145.0
35	113.9	35	140.0	35	171.0
40	131.6	40	161.7	40	197.6
45	149.7	45	183.9	45	224.7
50	168.2	50	206.6	50	252.5
	Q <sub>сеп</sub> =107.4		Q <sub>сеп</sub> =131.9		Q <sub>сеп</sub> =161.2

Таблиця 3 - Розрахунок гідравлічних витрат тиску для змінного діаметра ФТ, продуктивності і гирлового тиску.

ФТ D=73 мм і d=62 мм					ФТ D=89 мм і d=75.9 мм						ФТ D=114.3 мм і d=100.3 мм						
P <sub>внб</sub> =18 ата			P <sub>внб</sub> =50 ата		P <sub>внб</sub> =18 ата			P <sub>внб</sub> =50 ата			P <sub>внб</sub> =18 ата			P <sub>внб</sub> =50 ата			
Q	P <sub>y</sub>	Q	P <sub>y</sub>	ΔP	Q	P <sub>y</sub>	ΔP	ΔP	Q	P <sub>y</sub>	ΔP	Q	P <sub>y</sub>	ΔP	Q	P <sub>y</sub>	ΔP
50	15.1	50	16.9	1.1	50	47.5	2.5	2.9	50	46.8	3.2	50	16.4	1.6	50	47.3	2.7
100	5.5	100	16.5	1.5	100	47.3	2.7	12.5	100	44.7	5.3	100	14.2	3.8	100	46.6	3.4
150	-	150	15.6	2.4	150	47.0	3.0	-	150	40.9	9.1	150	9.3	8.7	150	45.3	4.7
200	-	200	14.3	3.7	200	46.6	3.4	-	200	34.8	15.2	200	-	-	200	43.5	6.5
250	-	250	12.5	5.5	250	46.1	3.9	-	250	24.9	25.1	250	-	-	250	41.1	8.9
300	-	300	9.8	8.2	300	45.4	4.6	-	300	-	-	300	-	-	300	37.9	12.1
350	-	350	5.1	12.9	350	44.6	5.4	-	350	-	-	350	-	-	350	33.7	16.3
400	-	400	-	-	400	43.7	6.3	-	400	-	-	400	-	-	400	28.2	21.8

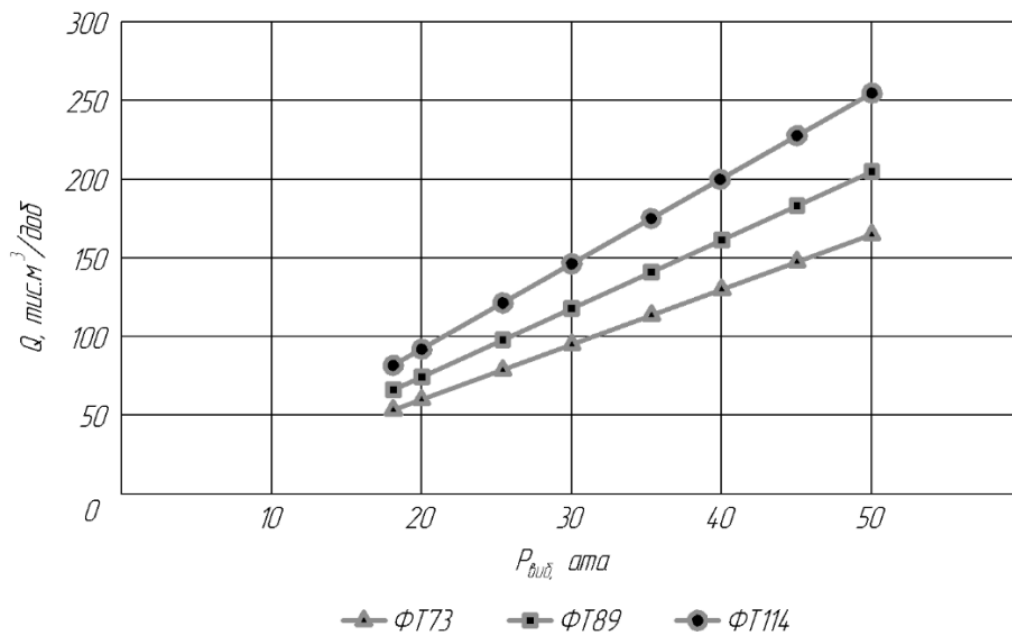


Рисунок 2 - Залежність продуктивності свердловини від діаметра фонтанних труб і вибійного тиску

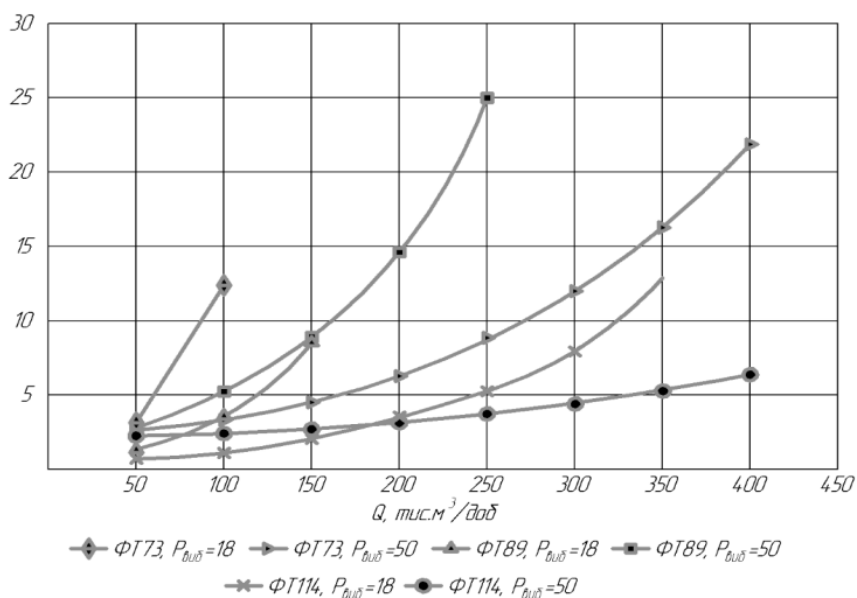


Рисунок 3 – Залежність втрат тиску в ФТ від їх діаметра, продуктивності і вибійного тиску

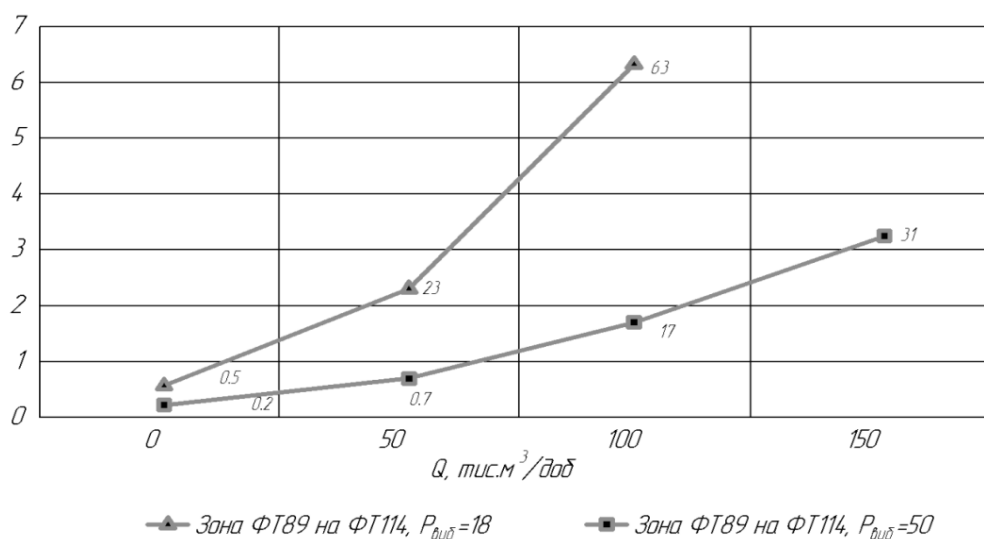


Рисунок 4 – Зменшення гідравлічних втрат тиску в ФТ внаслідок заміни ФТ 89 мм на ФТ 114 мм

### Висновки

Ефективність збільшення діаметра стовбура залежить від проявленого закону припливу флюїду до свердловини (лінійний закон фільтрації або нелінійний). Ефективність способу залежить в основному від співвідношення коефіцієнтів фільтраційних опорів і кратності збільшення діаметра стовбура свердловини.

Таким чином, завдяки збільшенню діаметра ФТ можна отримати ряд переваг:

- збільшення продуктивності відбору в середньому на 480,0-649,9 тис.  $\text{м}^3$ /добу,
- зменшення гідравлічного опору у ФТ і збільшення тиску на вході в ДКС,
- зменшення витрати паливного газу завдяки зменшенню тривалості компресорного

відбору на 6-8 діб, що оцінюється 553350 – 737800 м<sup>3</sup> природного газу.

#### Список використаних джерел

1. Ільницький М.К., Козлов А.В., Глушич В.Г., Вітрик В.Г., Петунін О.І., Мессер О.Г. Досвід буріння бокового горизонтального стовбура в експлуатаційній колоні на Штормовому ГКР. *Нафт. і газова промисловість*. 1999. № 3. С. 26-28.

2. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2001. 736 с.

3. Коротаев Ю.П., Рейтенбах Г.Р., Белов В.И. [и др.] О возможности создания высокопродуктивных скважин большого диаметра. *Газовое дело*. 1970. № 4. С. 26-29.

4. Полтавская М.Д. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А. Влияние увеличенного диаметра ствола на повышение производительности скважин. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. 2013. № 6. С. 74-85.

5. Тарко Я.Б., Тарко Я.Я. Підвищення продуктивності свердловин здійсненням гідроімпульсної імпульсійної дії на привибійну зону пласта. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 3(28). С. 17-21.

6. Кондрат Р.М., Горбійчук М.І., Дремлюх Н.С. Дослідження впливу діаметра стовбура на продуктивність газових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. 3. С. 101-109.

7. Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. Ижевск: Удмурт НИПИнефть, 1999. 645 с.

8. Галій П.П. Семчишин О.О., Сусак О.М. та ін. Аналіз ефективності заміни фонтанних труб свердловин Дашавського ПСГ на більший діаметр. Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. 2004. № 2(8). С. 181-185.

9. Olijnyk A., Chernova O. Estimation of gas losses based on the characteristic of the state of wells of dashava storage. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. 2017. №6/8 (90). С. 25-32.

10. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу: підручник. Івано-Франківськ: Факел, 2001. 215 с.

11. Derry D. Sparlin. Pressure-packing

technique controls anconsolitatend sand. *Oil and Gas*. 1971. Vol. 65. № 11. P. 87-93.

12. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. М. Недра, 1975. 415ст.

13. Звіт про науково-дослідну роботу "Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПС". Харків: УКРНДІГАЗ, 1999. 282 с.

14. Васильев В.А. Гунькина Т.А., Зиновьева Л.М., Копченков В.Г. Инновационные технологии повышения продуктивности скважин. *Нефтепромысловое дело*. 2014. №6. С. 5-74.

15. Арестов Б.В. Разработка и исследование техники и технологии создания гравийных фильтров в скважинах: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 05.15.06 – "Скважинная разработка нефтегазовых месторождений". Москва, 1987. 24с.

16. Penberthy W.L., Cope V.I. Design and productivity of gravel-packed completion 1980.

17. Басарыгин Ю.М. Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : [справ. пособие]: в 6т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. 2006. 431 с.: ил., табл. – ISBN 5-8365-0156-4.

#### References

1. Plynyskyi M.K., Kozlov A.V., Hlushych V.H., Vitryk V.H., Petunin O.I., Messer O.H. Dosvid burinnia bokovoho horyzontalnoho stovbura v ekspluatatsiinii koloni na Shtormovomu HKR. *Naft. i hazova promyslovist*. 1999. No 3. P. 26-28. [in Ukrainian]

2. Schelkachev V.N., Lapuk B.B. Podzemnaya gidravlika. Izhevsk: Regul'yarnaya i haoticheskaya dinamika, 2001. 736 p. [in Russian]

3. Korotaev Yu.P., Reytenbah G.R., Belov V.I. [i dr.] O vozmozhnosti sozdaniya vyisokoproduktivnyih skvazhin bolshogo diametra. *Gazovoe delo*. 1970. No 4. P. 26-29. [in Russian]

4. Poltavskaya M.D. Verzhbitskiy V.V., Gunkina T.A. Vliyanie uvelichennogo diametra stvola na povyishenie proizvoditelnosti skvazhin. *Vestnik PNIPIU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*. 2013. No 6. P. 74-85. [in Russian]

5. Tarko Ya.B., Tarko Ya.Ia. Pidvyshchennia produktyvnosti sverdlovyln zdiisnenniam

hidroimpulsnoi imploziinoi dii na pryvybiinu zonu plasta. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2008. No 3(28). P. 17-21. [in Ukrainian]

6. Kondrat R.M., Horbiichuk M.I., Dremlukh N.S. Doslidzhennia vplyvu diametra stovbura na produktyvnist hazovykh sverdlovyh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2017. Vol 3. P. 101-109. [in Ukrainian]

7. Suchkov B.M. Povyishenie prizvoditelnosti malodebitnykh skvazhin. Izhevsk: Udmurt NIPIneft, 1999. 645 p. [in Russian]

8. Halii, P.P. Semchyshyn O.O., Susak O.M. ta in. Analiz efektyvnosti zaminy fontannykh trub sverdlovyh Dashavskoho PSH na bilshyi diametr. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu.* 2004. No 2(8). P. 181-185. [in Ukrainian]

9. Olijnyk A., Chernova O. Estimation of gas losses based on the characteristic of the state of wells of dashava storage. *Eastern-evropean journal of enterprise technologies.* 2017. No 6/8 (90). P. 25-32. [in Russian]

10. Himer R.F., Himer P.R., Derkach M.P. Pidzemne zberihannia hazu: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2001. 215 p. [in Ukrainian]

11. Derry D. Sparlin. Pressure-packing technique controls anconsolidatend sand. *Oil and Gas.* 1971. Vol. 65. No 11. P. 87-93.

12. Korotaev Yu.P. Ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy. M. Nedra, 1975. 415p. [in Russian]

13. Zvit pro naukovo-doslidnu robotu "Tekhnolohichniy proekt tsyklichnoi ekspluatatsii Dashavskoho PS". Kharkiv: UKRNDIHAZ, 1999. 282 p. [in Ukrainian]

14. Vasilev V.A. Gunkina T.A., Zinoveva L.M., Kopchenkov V.G. Innovatsi-onnyie tehnologii povyisheniya produktivnosti skvazhin. *Neftepromyislovoe delo.* 2014. No 6. P. 5-74. [in Russian]

15. Arestov B.V. Razrabotka i issledovanie tehniki i tehnologii sozdaniya graviynykh filtrov v skvazhinah: avto-ref. dis. na soiskanie uchenoy stepeni kand. tehn. nauk : spets. 05.15.06 – "Skvazhinnaya razrabotka neftegazovykh mestorozhdeniy". Moskva, 1987. 24p. [in Russian]

16. Renberthy W.L., Cope B.I. Design and productivity of gravel-packed completion 1980.

17. Basaryigin Yu.M. Budnikov V.F, Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ih stroitelstve i ekspluatatsii : [sprav. posobie]: v 6t. M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2003. Vol. 5. 2006. 431 p. ISBN 5-8365-0156-4. [in Russian]