

ВИМІРЮВАННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЧОВИНИ

УДК 621

DOI 10.31471/1993-9981-2020-2(45)-13-25

АНАЛІЗ МЕТОДИКИ ВСТАНОВЛЕННЯ ТИПОВИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ І МОНТАЖНИХ СХЕМ ОБВ'ЯЗКИ ГИРЛА СВЕРДЛОВИН ПСГ ПРОТИВИКИДНИМ ОБЛАДНАННЯМ

О. Т. Чернова

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
тел./факс: (380) 0342 72-71-38; e-mail: m-oksana-t@ukr.net*

Тенденції розвитку підземного зберігання газу формують перед наукою ряд завдань. Одна з них – це зменшення втрат та підвищення рівня зберігання газу. Для підвищення рівня фонтанної безпеки на всіх підземних газових сховищах України підприємства та організації зобов'язали під час виконання робіт з капітального ремонту свердловин на гирлі монтувати противикидне обладнання. Існують три затверджені схеми, що застосовуються на території України. Основні елементи обладнання устанавлюють на гирлі свердловини на весь період ремонтних робіт, а додаткові елементи розташовують на робочому майданчику у відкритому положенні і устанавлюють залежно від умов виконуваних робіт і стану свердловини. Типові схеми обв'язки ОП гирла свердловин ПСГ під час КРС забезпечують виконання таких операцій: - герметизацію гирла свердловини за наявності або відсутності в ній бурильного інструменту; - розрядження свердловини випусканням газу через викидний трубопровід; - заміну газованої промивальної рідини на свіжжу прямим промиванням з необхідним протитиском; - закачування промивальної рідини в затрубний простір цементувальними агрегатами і буровими насосами; - контроль за тиском у свердловині із загерметизованим гирлом; - відведення газу не менше, ніж на 100 м від гирла свердловини, а за високої щільності розташування свердловин на ПСГ і їх дебітах до 100 тис.м³/добу - не менше, ніж на 40 м; - устанавлення додаткового обладнання чи пристроїв для ліквідування газопроявів і відкритих фонтанів.

При аналізі в роботі було встановлено, що типові схеми обв'язки гирла свердловин ПСГ під час ремонту встановлюються з урахуванням геолого-технічних характеристик сховища залежно від співвідношень пластового і гідростатичного тисків. Основні елементи обладнання устанавлюють на гирлі свердловини на весь період ремонтних робіт, а додаткові елементи розташовують на робочому майданчику у відкритому положенні і устанавлюють залежно від умов виконуваних робіт і стану свердловини. На кожній свердловині типову схему потрібно конкретизувати з урахуванням рельєфу місцевості, розташування ліній електромереж, доріг, обладнання для ремонту свердловини, допоміжного устаткування та інших споруд і комунікацій.

Ключові слова: *підземні сховища; втрати газу; схеми обв'язки; гирла свердловин; фонтанна безпека.*

Тенденции развития подземного хранения газа формируют перед наукой ряд задач. Одна из них – это уменьшение потерь и повышение уровня хранения газа. Для повышения уровня фонтанной безопасности на всех подземных газовых хранилищах Украины предприятия и организации обязали при выполнении работ по капитальному ремонту скважин на устье монтировать противовыбросовое оборудование. Существуют три утвержденных схемы, применяемые на территории Украины. Основные элементы оборудования устанавливают на устье скважины на весь период ремонтных работ, а дополнительные элементы располагают на рабочей площадке в открытом положении и устанавливают в зависимости от условий выполняемых работ и состояния скважины. Типовые схемы обвязки ОП устья скважин ПХГ при КРС обеспечивают выполнение следующих операций: - герметизация устья скважины при наличии или отсутствии в ней бурильного инструмента; - разрядка скважины путем спуска газа сквозь выкидной трубопровод; - замену газированной промывочной жидкости на свежую прямой промывкой с необходимым противодавлением; - закачка промывочной жидкости в затрубное пространство цементировочных

агрегатом и буровыми насосами;- контроль за давлением в скважине с загерметизированы устьем; - отвод газа не менее чем на 100 м от устья скважины, а при высокой плотности расположения скважин на ПХГ и их дебитом до 100 тыс.м³ / сутки - не менее чем на 40 м; - установка дополнительного оборудования или устройств для ликвидации газопроявлений и открытых фонтанов.

При анализе в работе было установлено, что типовые схемы обвязки устья скважин ПХГ при ремонте устанавливаются с учетом геолого-технических характеристик хранилища в зависимости от соотношения пластового и гидростатического давления. Основные элементы оборудования устанавливаются на устье скважины на весь период ремонтных работ, а дополнительные элементы располагают на рабочей площадке в открытом положении и устанавливают в зависимости от условий выполняемых работ и состояния скважины. На каждой скважине типовую схему нужно конкретизировать с учетом рельефа местности, расположения линий электропередач, дорог, основного оборудования для ремонта скважины, вспомогательного оборудования и других сооружений и коммуникаций.

Ключевые слова: подземные хранилища; потери газа; схемы обвязки; устья скважин; фонтанная безопасность.

Trends in the development of underground gas storage form a series of tasks ahead of science. One of them is to reduce losses and increase storage. In order to increase the level of safety in all underground gas storage facilities of Ukraine, enterprises and organizations of Ukraine under the obligation to install anti-dumping equipment during the implementation of work on overhaul of wells at the mouth. There are three blocked circuits that are used in the territory of Ukraine. The main elements of the equipment are installed at the mouth of the well for the entire period of repairs, and additional elements are located on the work platform in the open position and set, depending on the conditions of the work to be performed and the state of the well. Typical drainage schemes of wells of the UGS during the cattle system provide the following operations: - sealing the mouth of the well in the presence or absence of a drill tool in it; - discharge of the well by gas release through the discharging pipeline; - replacement of carbonated washing liquid with fresh direct flush with the necessary countermeasures; - pumping of the washing liquid into the annulus with cement aggregates and drill pumps; - pressure control in the well with a sealed mouth; - gas withdrawal not less than 100 m from the mouth of the well, and at high density of the location of wells on the PSG and their debits up to 100 thousand m³ / day - not less than 40 m; - installation of additional equipment or devices for the elimination of gas manifestations and open fountains.

In the analysis in the work, it was found that typical patterns of obstruction of the wells of PSG during repairs are established taking into account the geological and technical characteristics of the storage, depending on the relationship of reservoir and hydrostatic pressure. The main elements of the equipment are installed at the mouth of the well for the entire period of repairs, additional elements are located on the work platform in the open position and set, depending on the conditions of the work to be performed and the state of the well. For each well, the typical scheme needs to be specified, taking into account the terrain, location of lines of power grids, roads, equipment for repairing wells, auxiliary equipment and other structures and communications.

Key words: underground storages; gas losses; boundary circuits; wells; fountain safety.

Вступ. Підземні сховища газу призначені, в основному, для компенсації сезонної нерівномірності споживання газу, створення необхідних запасів газу для підвищення надійності газопостачання, забезпечення ритмічної роботи всієї системи газопостачання, починаючи з газових промислів і закінчуючи газовими мережами населених пунктів, а також зменшення затрат на лінійну частину і компресорні станції (КС). [1]

Ефективне управління підземними сховищами газу потребує систематичного виконання досліджень динамічних характеристик експлуатації ПСГ, розроблення

і впровадження методів оптимізації роботи газосховищ у складі єдиної газотранспортної системи, що забезпечує як продуктивний, так і акумулюючий потенціал газосховищ. Цьому також сприяють обґрунтовані заходи з модернізації газотранспортної системи її оптимальна взаємодія з підземними сховищами газу (з метою максимального використання їх сумісного енергозберігаючого потенціалу).

Ефективне технологічне управління роботою підземних сховищ газу в газотранспортній системі може додатково забезпечуватися збільшенням активної ємності ПСГ за рахунок використання

незадіяних горизонтів, збільшенням добової продуктивності, оптимізацією процесів закачування і відбирання природного газу, автоматизацією процесів контролю за роботою експлуатаційних свердловин і керування газовими потоками в системі "пласт-колектор-магістральний газопровід", розробкою і впровадженням енергозберігаючих технологій, технічних рішень, вивченням ефективності заміщення буферного газу інертним, розробкою моделюючих, оптимізуючих і керівних програмно-технологічних систем.

Під час виконання капітального ремонту свердловин підземного сховища підприємства та організації України повинні на гирлі свердловини монтувати противикидне обладнання. Це підвищує рівень фонтанної безпеки. На гирлі свердловини встановлюють основні елементи обладнання на весь період ремонтних робіт, а на робочому майданчику у відкритому положенні розташовують додаткові елементи. Їх потрібно встановлювати залежно від умов виконуваних робіт і стану свердловини. **Мета роботи** - проаналізувати типові технологічні і монтажні схеми обв'язки гирла свердловин противикидним обладнанням для визначення переваг та недоліків схем та аналіз їх роботи.

Аналіз досліджень та публікацій. Питання втрат газу при експлуатації підземних газових сховищ обговорюється протягом всього часу їх експлуатації. Недопущення витікання газу за межі проектного контуру є однією з умов успішної експлуатації сховищ. Також вимагається проводити чіткий та постійний контроль за вмістом у газі води, конденсату та інших компонентів. [1].

Стан свердловин підземних сховищ найбільшою мірою пов'язаний з параметрами втрат. Тому, від моменту створення підземних сховищ та протягом періоду експлуатації розглядається та вивчається стан свердловин та їх надійність [2, 3].

З допомогою енергетичного підходу до оцінки втрат газу при зберіганні, який представлений у праці [4] на основі аналізу циклічної експлуатації Дашавського підземного сховища можна упорядкувати і конкретизувати загальні уявлення і рівень

незворотних втрат природного газу як енергоносія.

Це загалом забезпечить приріст ефективності експлуатації підземного сховища газу.

Також при розгляді питання зменшення втрат важливою задачею є виконання ремонтних робіт свердловин, їх надійності та герметичності. На даний час існує різноманіття методів та методик [5]. Експлуатація свердловин та розвиток технічного прогресу удосконалюють та змінюють дані методики, оскільки з'являються нові проблеми та задачі.

Тому розроблення новітніх вимог, стандартів та методик є важливою задачею.

Для розвитку та удосконалення роботи підземних сховищ України присвячені дослідження Єгупова Ю. А., Федутенка А. М., Шимка Р. Я., Вечеріка Р. Л. [6, 7, 8] та інших вчених. Їх праці ґрунтуються на основі досліджень для визначення оцінки ефективності роботи підземних сховищ при різноманітних параметрах експлуатації та аналізу характеристик, що мають вплив на енергоефективність та енергозбереження при експлуатації газотранспортної системи.

Оскільки на даний час велике значення приділяється технічному переоснащенню та інтеграції ГТС (газотранспортної системи) України у єдину європейську ГТС необхідно приділити увагу аналізу проблем втрат газу з підземних сховищ. Це мінімізує витрати при зберіганні газу в газосховищах і підвищить ефективність їх застосування.

Цілі статті. Противикидне обладнання призначене для герметизації гирла нафтових і газових свердловин.

Також його необхідно встановлювати для попередження відкритих фонтанів у ході капітального ремонту та герметизації гирла для ремонту. Всередині НКТ чи в міжтрубному просторі між НКТ і експлуатаційною колоною знаходиться газ або рідина.

Встановлення противикидного обладнання запобігає викидам в атмосферу даного продукту. Встановлюють обладнання на фланець трубної головки.

При спорудженні, освоєнні та ремонті нафтових і газових свердловин противикидне обладнання є важливою складовою частиною фонтанної безпеки. Основна вимога до противикидного обладнання – забезпечення високої герметизаційної здатності. Водночас, герметизація визначається рядом чинників: рівнем досконалості конструкції складових частин противикидного обладнання, дотриманням регламентованих норм і правил його монтажу та випробування, кваліфікованим технічним обслуговуванням, своєчасною перевіркою технічного стану [9].

Однією з найважливіших вимог при проведенні ремонтних робіт на свердловинах є підвищення рівня фонтанної безпеки. Щоб забезпечити виконання даної вимоги Український науково-дослідний інститут природних газів розробив технологічний регламент монтажу і експлуатації противикидного обладнання при проведенні капітального ремонту свердловин. Даний регламент призначений для використання підприємствами, організаціями і установами, діяльність яких пов'язана з експлуатацією свердловин на підземних сховищах газу ПАТ "УКРТРАНСГАЗ". [10]. Метою розроблення цього стандарту є підвищення рівня фонтанної безпеки на

Таблиця 1 – Основні геолого-технічні характеристики ПСГ

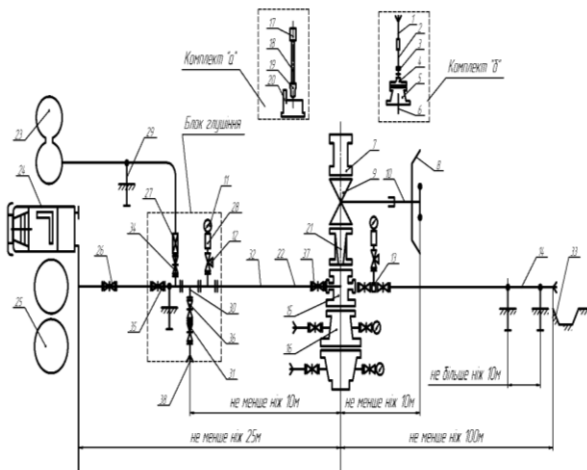
Назва показника	Назва ПСГ						Назва ПСГ						
	Угерське (XIV-XV гор.)	Більче-Волиця-Угерське	Дашавське	Оларське	Богородчанське	Олишівське	Чорвоно-партизанське	Солохівське	Пролетарське	Кетичівське	Красно-попівське	Вергуньське	
Рік введення в експлуатацію	1982	1990	1987	1984	1979	1978	1989	1987	1991	1988	1973	1987	
Загальний фонд свердловин	102	375	136	96	166	61	92	112	88	65	56	113	
Глибина залягання покрівлі пласта-колектора, м	675	893	604	590	1050	550	395	813	1422	1920	410	1160	
Діаметр експлуатаційної колони, мм	168	211, 168	168	168	168	146, 168	168, 146	168	168	168	146, 168	146-168, 140-168	
Початковий тиск в резервуарі, МПа	7,25	10,18	6,42	6,13	10,16	5,62	5,27	8,35	14,61	18,96	5,14	11,7	
Глибина (апикальна), на яку розраховують пластовий тиск, м	750	1100	640	595	1055	555	423	864	1430	1930	420	1170	
Тиск пластовий (максимальний), МПа	8,5	13,9	5,78	7,9	10,7	6,9	5,7	10,6	15,0	15,9	5,2	15,4	

підземних сховищах газу України шляхом вирішення таких завдань:

- розроблення типових технологічних і монтажних схем обв'язки противикидним обладнанням гирла свердловин підземних сховищах газу під час капітального ремонту;
- визначення науково-обґрунтованих вимог фонтанної безпеки в процесі монтажу і експлуатування противикидного обладнання.

Основний матеріал. Під час КРС (капітального ремонту свердловин) типові схеми обв'язки ОП гирла свердловин ПСГ (підземних сховищ газу) забезпечують виконання таких операцій:

- контроль за тиском у свердловині із загерметизованим гирлом;
- відведення газу не менше ніж на 100 м від гирла свердловини, а за високої щільності розташування свердловин на ПСГ і їх дебітах до 100 тис.м³/добу – не менше ніж на 40 м;
- розрядження свердловини випускненням газу через викидний трубопровід;
- заміну газованої промивальної рідини на свіжу прямим промиванням з необхідним протитиском;
- герметизацію гирла свердловини за наявності або відсутності в ній бурового інструменту;
- закачування промивальної рідини в затрубний простір цементувальними агрегатами і буровими насосами;



- 1 – ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА;
2, 18 – патрубок підйомний; 3, 37 – засувка
ФА;
4 – перевідник до трубної головки; 5 –
котушка перевідна; 6 – патрубок
з'єднувальний; 7 – котушка надпревентерна;
8 – щит захисний; 9 – засувка перфораційна;
10 – дистанційне керування перфораційною
засувкою; 11 – манометр; 12 – пристрій
запірно-розрядний; 13 – фланець
манометричний; 14 – трубопровід викидний;
15 – головка трубна; 16 – головка колонна; 17
– муфта бурильної труби; 19 – конус для
підвіски НКТ; 20 – ротор підйомного
агрегату; 21 – котушка перехідна з
посадочним конусом; 22 – котушка фланцева;
23 – місткості відстою та дегазації розчину;
24 – агрегат цементувальний; 25 – запасні
місткості рідини; 26 – засувка низького
тиску; 27 – дросель регульований; 28 –
роздільник
середовищ; 29 – якір; 30 – трійник; 31 –
клапан зворотний; 32 – лінія глушіння;
33 – амбар факельний; 34, 35, 36 – засувки
блоку глушіння; 38 – місце під'єднання лінії
продування

**Рисунок 1 – Типова схема обв'язки устя
свердловин ПСГ противикидним обладнанням
під час капітального ремонту при $P_{пл} \leq P_{гст}$
(схема 1 із застосуванням перфораційної
засувки,
пластовий тиск менше або рівний
гідростатичному)**

- установлення додаткового обладнання чи пристроїв для ліквідування газопроявів і відкритих фонтанів.

Перед виконанням робіт з капітального ремонту свердловин ПСГ потрібно на гирлі змонтувати ОП на підставі типових схем (які опрацьовуються згідно з ГОСТ 13846 та погоджуються зі спеціалізованою організацією).

Типові схеми обв'язки гирла свердловин ПСГ під час КРС розроблені з урахуванням геолого-технічних характеристик ПСГ залежно від співвідношень пластового і гідростатичного тисків (табл. 1).

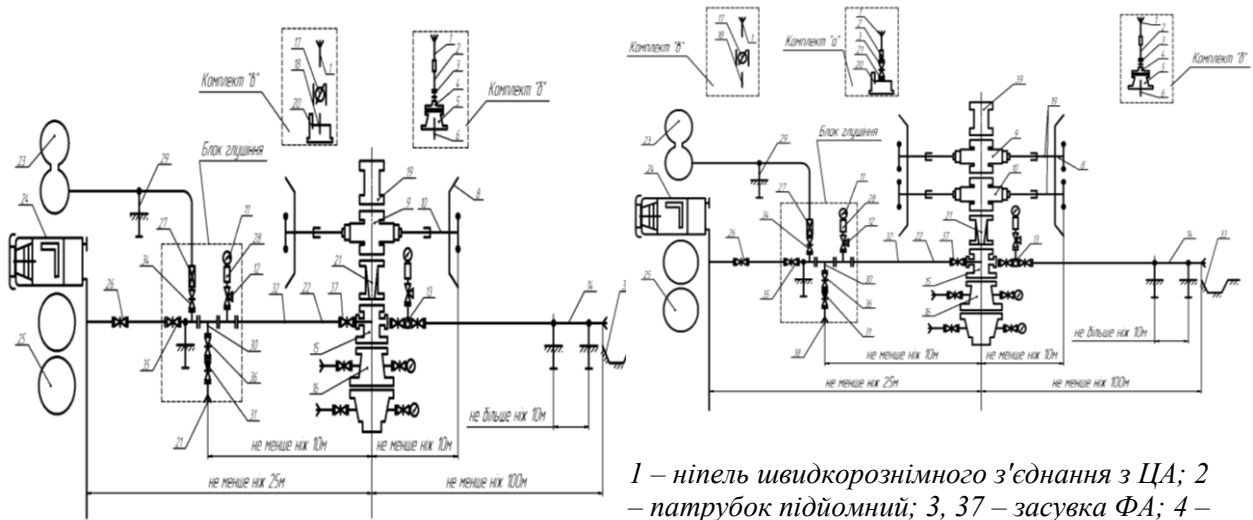
Основними елементами ОП на схемі 1 з застосуванням перфораційної засувки є: колонна головка 16, трубна головка 15, перехідна котушка з посадочним конусом 21, перфораційна засувка 9, надпревентерна котушка 7, лінія глушіння 32, трубопровід викидний 14, факельний амбар 33, блок глушіння з місткостями запасу і дегазації рідини 23, 25 (рис. 1), а на схемі 2 із застосуванням превентера з ручним керуванням основними елементами є: колонна головка 16, трубна головка 15, перехідна котушка 7 превентер з ручним керуванням з плашками для НКТ 9, надпревентерна котушка 19, лінія глушіння 32, трубопровід викидний 14, факельний амбар 33, блок глушіння з місткостями запасу і дегазації рідини 23, 25 (рис. 2). [10]

Додаткові елементи противикидного обладнання залежно від компонування поділяють на 3 комплекти:

– комплект "а" – конус для підвіски НКТ 19 із замковою різьбою 3-76, піднімальний патрубок 18, муфта бурильної труби 17;

– комплект "б" – з'єднувальний патрубок 6, перехідна котушка 5, перевідник до трубної головки 4, засувка фонтанної арматури 3, піднімальний патрубок 2, ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА 1;

– комплект "в" – з'єднувальний патрубок 18, кульовий кран 17 і ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА 1.



- 1 – ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА; 2 – патрубок підйомний; 3, 37 – засувка ФА; 4 – перевідник до трубної головки; 5, 7 – котушка перевідна; 6, 18 – патрубок з'єднувальний; 8 – щит захисний; 9 – превентер з ручним керуванням; 10 – дистанційне керування превентером; 11 – манометр; 12 – пристрій запірно-розрядний; 13 – фланець манометричний; 14 – трубопровід викидний; 15 – головка трубна; 16 – головка колонна; 17 – кран кульовий; 19 – котушка надпревентерна; 20 – ротор підйомного агрегату; 21 – місце під'єднання лінії продування; 22 – котушка фланцева; 23 – місткості відстоювання та дегазації розчину; 24 – агрегат цементувальний; 25 – запасні місткості рідини; 26 – засувка низького тиску; 27 – дросель регульований; 28 – роздільник середовищ; 29 – якір; 30 – трійник; 31 – клапан зворотній; 32 – лінія глушіння; 33 – амбар факельний; 34, 35, 36 – засувки блоку глушіння

Рисунок 2 - Типова схема обв'язки устя свердловин ПСГ противикидним обладнанням під час капітального ремонту при $P_{пл} \leq P_{гст}$ (схема 1 із застосуванням превентера з ручним керуванням, пластовий тиск менший або рівний гідростатичному)

- 1 – ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА; 2 – патрубок підйомний; 3, 37 – засувка ФА; 4 – перевідник до трубної головки; 5, 7 – котушка перехідна; 6, 18, 21 – патрубок з'єднувальний; 8 – щит захисний; 9 – превентер з ручним керуванням з плашками для НКТ; 10 – превентер з ручним керуванням з глухими плашками; 11 – манометр; 12 – пристрій запірно-розрядний; 13 – фланець манометричний; 14 – трубопровід викидний; 15 – головка трубна; 16 – головка колонна; 17 – кран кульовий; 19 – дистанційне керування превентерами; 20 – ротор підйомного агрегату; 22 – котушка фланцева; 23 – місткості відстоювання та дегазації розчину; 24 – агрегат цементувальний; 25 – запасні місткості рідини глушіння; 26 – засувка низького тиску; 27 – дросель регульований; 28 – роздільник середовищ; 29 – якір; 30 – трійник; 31 – клапан зворотній; 32 – лінія глушіння; 33 – амбар факельний; 34, 35, 36 – засувки блоку глушіння; 38 – місце під'єднання продувальної лінії; 39 – котушка надпревентерна

Рисунок 3 - Типова схема обв'язки устя свердловин ПСГ противикидним обладнанням під час капітального ремонту при $P_{пл} > P_{гст}$ (схема 2 із застосуванням двох превентерів із ручним керуванням, пластовий тиск більше гідростатичного)

Основними елементами ОП на схемі 2 є: колонна головка 16, трубна головка 15, перехідна котушка 7, превентер з ручним керуванням з плашками для НКТ 9, превентер з ручним керуванням з глухими плашками 10,

надпревентерна котушка 39, лінія глушіння 32, трубопровід викидний 14, факельний амбар 33, блок глушіння з місткостями запасу і дегазації рідини 23, 25. [10]

Додаткові елементи на схемі 2 залежно від компонування поділяють на 3 комплекти:

– комплект "а" - з'єднувальний патрубок 21, засувка фонтанної арматури 3, піднімальний патрубок 2, ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА 1;

– комплект "б" – з'єднувальний патрубок 6, перехідна котушка 5, перевідник до трубною головки 4, засувка фонтанної арматури 3, піднімальний патрубок 2, ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА 1;

– комплект "в" – з'єднувальний патрубок 18, кульовий кран 17 і ніпель швидкорознімного з'єднання з ЦА 1.

На схемах противикидне обладнання складається з основних і додаткових елементів. Основні елементи ПО встановлюють на гирлі свердловини на весь період ремонтних робіт, а додаткові елементи розташовують на робочому майданчику у відкритому положенні і встановлюють залежно від умов виконуваних робіт і стану свердловини.

При монтажі противикидного обладнання необхідно враховувати рельєф місцевості, розташування ліній електромереж, доріг, обладнання для ремонту свердловини, допоміжного устаткування та інших споруд і комунікацій. [10]

Обв'язка гирла свердловини ОП повинна виконуватись проінструктованим персоналом. Монтаж обладнання повинний відбуватись виключно після перевіряння його комплектності, ревізії всіх вузлів і деталей, гідравлічних випробувань на робочий тиск із складенням акта і записом у паспорті обладнання. Якщо ремонтні роботи були пов'язані із зварюванням або токарним обробленням корпусу, необхідно проводити випробування опресовуванням: на міцність, на пробний тиск і на герметичність, на робочий тиск. У випадку, що діаметр прохідного отвору ОП становить до 350 мм включно, то пробний тиск дорівнює двократному робочому тиску. Якщо діаметр прохідного отвору становить більше 350 мм,

то пробний тиск повинен розраховуватись як півторакратний робочий тиск.

При визначенні стану превентерів перевіряють:

– ступінь ступеня зношення ствольової частини превентера і надпревентерної котушки;

– кріплення гумових елементів плашок до їх корпусу;

– працездатності привода;

– стан всіх елементів і деталей (зокрема кільцевих канавок, плашок превентера, ущільнювальних металевих кілець і бокових кришок);

– чистоти робочих порожнин і відсутності сторонніх предметів у них.

Заміну всі вузлів і деталей слід виконувати відповідно до інструкції заводу.

Для виконання робіт з монтажу ОП на гирлі свердловини насамперед обладнують викидну лінію до факельного амбару і лінію глушіння з блоком глушіння. Сама свердловина повинна бути заглушена. Вимогою є і той факт, що об'єм факельного амбару повинний бути не менший об'єму свердловини. В кінці викидної лінії можливе встановлення відкритої місткості при неможливості обладнання земляного факельного амбару. Об'єм даної місткості повинний бути не менше об'єму свердловини. Довжина викидної лінії від гирла до факельного амбару повинна бути не меншою 100 м. При високій щільності розташування свердловин на ПСГ і невеликих їх дебітах (до 100 тис.м³/добу) довжина викидної лінії допускається менше 100 м, але не менше 40 м.

Прокладання лінії глушіння і викидної лінії повинно споруджуватись похило від гирла, подалі від проїзних доріг, мереж електропередач, котельних та інших споруд. Лінії заборонено прокладати під приймальними містками і спорудами.

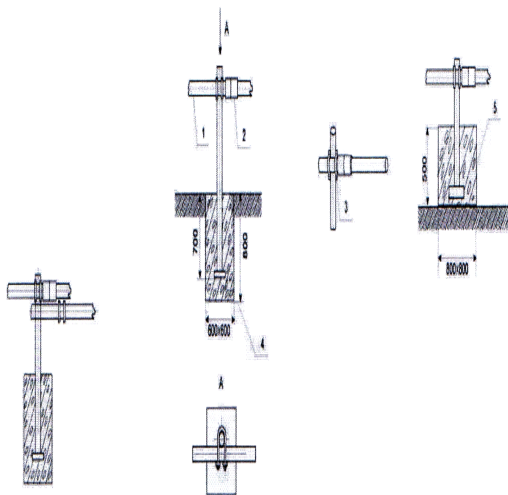
У виняткових випадках дозволяються повороти викидної лінії і лінії глушіння. Схема поворотів ліній повинна бути узгоджена зі спеціалізованою організацією, яка має відповідні дозволи Держгірпромнагляду. Вони виконуються із застосуванням кованих косинців на різьбових фланцях або трійників з буферним пристроєм.

До установаження їх слід опресувати на робочий тиск.

Діаметри внутрішніх діаметрів відводів трубної головки та встановлених на них засувок повинні відповідати діаметрам викидної лінії і лінії глушіння.

У зручному для обслуговування місці потрібно розміщувати викидну лінію і лінію глушіння. Кріпити її потрібно на спеціальних опорах, забетонуваних у ґрунт, або пересувних тумбах-опорах (рис. 4).

Не більшою 10 м повинна бути відстань між опорами (при умові встановлення якорів кріплення на гладкій частині кожної труби). 1 м не повинна перевищувати відстань останнього стояка від кінця відводу. Також для надійності поруч з останнім стояком (у бік гирла) встановлюється ще один стояк. У випадку повороту лінії встановлюються два стояки (в місці повороту).



1 – трубопровід викидний; 2 – муфта; 3 – вузол кріплення викидного трубопроводу до опору; 4 – опора; забетонувана в ґрунт; 5 – труба-опора

Рисунок 4– Кріплення вихідних трубопроводів на опорах, забетонуваних в ґрунт або на пересувних тумбах-опорах

Лінією продування повітрям від компресора піднімального агрегату або пересувного компресора потрібно обладнати обв'язку викидного трубопроводу. Після кожного відкриття

засувки на трубній головці, але не рідше одного разу на 10 діб необхідно проводити продування. При цьому потрібно робити відмітку в буровому журналі.

Збільшення діаметрів відводів лінії глушіння дозволяється можливе, але не більше ніж на 30 мм після блоку засувок. Заборонено виготовляти відводи з легкосплавних бурильних труб.

Трубопроводи від трубної головки до блоку засувок необхідно з'єднувати на фланцях, а після блоку засувок дозволено з'єднувати на замках або муфтах заводського виготовлення.

На відстані не менше 10 м від гирла свердловини необхідно встановлювати блок глушіння. Манометри на викидній лінії і лінії глушіння необхідно встановлювати на котушках або спеціальних фланцях з кранами високого тиску, з масляними роздільниками середовищ і шкалою тиску, що на 50 % перевищує тиск опресування обсадної колони.

Вимогою є і те, що необхідно встановлювати табличку, на якій водостійкою фарбою зазначено тиск опресування експлуатаційної колони. Розташовують її на видному місці блоку глушіння.

У випадку наявності переїзду через викидну лінію і лінію глушіння трубопроводи повинні бути закладені у труби діаметром не менше 219 мм. При цьому, потрібно (на ширину проїзду) виконувати обвалування. Проїжджу частину позначають віхами.

Одна з місткостей запасу промивальної рідини має бути відградуваною кожні 0,1 м³, обладнаною рівнемірром встановлена на висоті, що забезпечувала б доливання свердловини самопливом.

Монтаж ОП необхідно виконувати, забезпечуючи співвісність вишки, ротора і гирла свердловини.

Металевими кільцями ущільнюють фланцеві з'єднання всіх вузлів обв'язки. Не допускається застосування прокладок з інших матеріалів. Шпильки фланцевих з'єднань після кріплення повинні виступати над гайками на 1-3 нитки різі.

Дистанційним має бути керування превентером (перфораційною засувкою). Переважно його розміщують у пересувній металевій будці або під навісом, який

монтують з дощок товщиною не менше 50 мм, з металевим облицюванням завтовшки 2 мм, або з металевого листа товщиною не менше 5 мм із стіною, повернутою в бік свердловини. Стрілки, що вказують напрямки обертання штурвалу на закриття і відкриття, цифри, що вказують кількість обертів штурвалу до повного закриття, мітка, суміщення якої з міткою на валу штурвалу відповідає повному закриттю превентера; тиск опресування колони; діаметр встановлених плашок повинні бути нанесені перед кожним штурвалом на стіні водостійкою фарбою. У будці має бути освітлення у вибухобезпечному виконанні і зберігатися комплект ключів для фланцевих з'єднань превентера (перфораційної засувки).

На відстань не менше 10 м від гирла свердловини повинні виводитись штурвали ручного керування превентером (перфораційною засувкою) у легкодоступне безпечне місце. Приводи ручного керування превентером (перфораційною засувкою) розташовуються на спеціальних стояках. При цьому, їх заборонено встановлювати на відбійному щиті.

У напрямку місця встановлення штурвалів ручного керування превентером (перфораційною засувкою) потрібно розміщувати карданні вали приводів плашок. Так необхідно встановлювати, оскільки повинна бути можливість провести їх під основою. Кут між віссю карданного вала і віссю гідравлічного циліндра превентера не повинний перевищувати 8 градусів.

Противикидне обладнання повинно мати заводський паспорт. Всі нестандартні елементи обв'язки повинні виготовлятися відповідно до технічних умов, які узгоджені та затверджені в установленому порядку і мати паспорт.

Противикидне обладнання повинне бути розміщене на твердій основі, яка має невеликий схил для стікання рідини. Для роботи в темний час доби блок глушіння повинен мати належне освітлення.

Розміщувати цементувальні агрегати потрібно на спеціально підготовленому майданчику не ближче 25 м від гирла. Приєднання до обв'язки гирла свердловини відбувається через зворотні клапани.

Весь комплекс робіт та випробувань на ремонтній базі підприємства відповідно до вимог технологічних регламентів продовження терміну експлуатації ОП необхідно проводити, якщо термін амортизації обладнання закінчився перед установленням його на гирлі свердловини. Усі трубопроводи, арматура і засувки, які належать до комплексу ОП, після монтажу треба опресувати на робочий тиск.

Герметичність змонтованого імпортного ОП слід перевіряти відповідно до вимог щодо вітчизняного. На змонтоване обладнання складають у двох примірниках відомість, де зазначають:

- заводський та інвентарний номери обладнання;
- тип обладнання, рік випуску;
- тиск опресування на ремонтній базі (акт);
- внутрішні діаметри відводів;
- внутрішній діаметр, товщина стінки, марка сталі і довжина верхньої труби експлуатаційної колони;
- діаметр прохідного отвору обладнання;
- тиск, на який розраховано превентер;
- розміри плашок у превентері;
- розміри перехідних котушок;
- приєднувальні розміри фланців;
- тип і діаметр встановлених засувок;
- тиск опресування на гирлі (акт);
- копія сертифікату на кріплення деталей, виготовлених підприємством;
- перелік нестандартних деталей і вузлів з ескізами й актами про проведення дефектоскопії і на відповідність чинним технічним умовам;
- акт на виконання робіт з кріплення стояків викидної лінії і лінії глушіння;
- фактична схема обв'язки гирла з зазначенням розмірів по вертикалі і горизонталі, відстань від верхнього фланця ОП до роторних балок;
- тиск опресування кульових кранів (акт);
- тиск опресування викидної лінії і лінії глушіння (акт);
- дозвіл спеціалізованої організації на подальше продовження робіт. Один примірник відомості зберігає головний інженер, другий - майстер.

Противикидне обладнання повинно постійно перебувати в режимі оперативної готовності при експлуатації. [10]

Перед експлуатацією противикидне обладнання необхідно перевірити на справність та проінструктувати бригаду КРС щодо правил експлуатації обладнання і вимог фонтанної безпеки. Порядок перевірки противикидного обладнання перед його експлуатацією має відповідні вимоги:

- перевірити правильність монтажу ОП, наявність всієї документації (паспорти, акти на опресування) та необхідні написи на захисному щиті;
- перевірити технічну справність ОП;
- перевірити(у разі обладнання гирла свердловини превенторами) працездатність двох кранів кульових (одного на аварійній трубі, другого – запасного, розташованого в зручному місці біля поста бурильника);
- перевірити наявність на робочому майданчику всіх перевідників і патрубків.

Теми інструктажу обов'язково повинні враховувати такі особливості:

- причини та ознаки газопроявлень під час ремонту свердловин;
- дії бригади у разі виникнення газопроявлення.

Буровий майстер і начальник оперативно-виробничої служби щотижня зобов'язані перевіряти ОП у такому порядку:

- перевірити справність усіх манометрів;
- перевірити відповідність фактичної кількості обертів штурвалів ручного привода до повного закриття;
- перевірити герметичність кілець ущільнення штока привода плашок;
- перевірити затягування гайок кріплення обладнання на фланцях і хомутах;
- перевірити справність додаткових герметизувальних елементів ОП.

Плашки превентерів повинні відповідати діаметрам труб. У разі застосування колони труб різного діаметра плашки превентерів повинні відповідати діаметру верхньої секції бурильної колони (колони НКТ). На містках треба мати трубу, яка за діаметром і міцнісними характеристиками відповідає верхній секції бурильної колони (колони НКТ). Труба повинна мати кульовий кран, що перебуває у відкритому положенні, і

перевідник, які були піддані опресуванню в зборі і пофарбовані у червоний колір. На аварійній трубі фарбою наноситься мітка, яка відповідає відстані від ротора до плашок превентора, при цьому муфтове з'єднання повинно розташовуватися на 0,2-0,3 м нижче плашок превентора.

На початку зміни бригада КРС повинна перевіряти:

- стан ОП і підходів до нього;
- наявність аварійної труби з краном кульовим і необхідним перевідником, стан і захищеність різи на аварійній трубі та на перевіднику;
- наявність мітки на аварійній трубі;
- наявність та місце зберігання ключа керування краном кульовим;
- наявність та стан другого кульового крана;
- наявність запасного об'єму промивальної рідини відповідних параметрів кількістю, що дорівнює одному об'єму свердловини;
- місце зберігання та стан конуса для підвішування труб у котушці (якщо гирло обладнане перфораційною засувкою);
- місце зберігання та стан планшайби із засувкою та допускним патрубком. Особливу увагу необхідно звернути на стан та захищеність від ушкоджень ущільнювального металічного кільця та шпильок;
- наявність комплекту ключів для кріплення ОП;
- освітленість гирла, штурвалів ручного привода плашок та блоку дроселювання;
- положення засувок обв'язки ОП;
- положення штурвалів ручного привода плашок превентерів або перфораційної засувки. Інформацію про перевірку записують у буровий журнал.

Експлуатація обладнання повинна відповідати інструкції заводу-виробника.

Колона труб повинна бути підвішена на талевій системі у випадку закриття превентера. Гладку частину труби необхідно розміщувати проти плашок превентера, а засувки на викиді мають бути відкриті. [7]

Замінюючи деталі превентера, що вийшли з ладу, замінюючи плашки або сам превентер, ОП треба опресувати на тиск, визначений технічною службою

підприємства, враховуючи ступінь зношення колон.

Якщо температура нижче мінус 5 градусів за Цельсієм експлуатація ОП можлива при розігріванні його паром.

Бригади КРС потрібно забезпечити "Інструкцією з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих газових і нафтових фонтанів" та надійним двостороннім радіо- або телефонним зв'язком.

При проведенні ремонтних робіт колонної головки свердловину потрібно загерметизувати установленням цементного моста або спеціального пакера.

При виявленні газопроявлення свердловину потрібно загерметизувати. У разі виникнення відкритого фонтану потрібно сповістити адміністрацію підприємства, спеціалізовану організацію, яка має відповідні дозволи Держгірпромнагляду і вжити заходи відповідно до плану ліквідації аварії.

Один раз на тиждень необхідно перевіряти співвісність вишки і ротора відносно гирла свердловини. Виконання даної умови проводиться для попередження пошкодження ОП, а також відсутність пошкоджень в місці кріплення колонної головки до технічної колони. Перевірку обов'язково потрібно оформляти актом.

Робочі бригади, які виконують капітальний ремонт свердловин повинні бути проінструктовані і мати практичні навички дій, які потрібно проводити у разі виникнення газопроявлення і відкритого фонтанування свердловини. Для набуття навичок практичних дій бригади КРС з герметизації гирла свердловини за максимально короткий час необхідно проводити навчальні тривоги "Викид" відповідно до вимог інструкції з дій обслуговуючого персоналу у випадку газопроявлень. Навчальні тривоги "Викид" буровий майстер повинен проводити 1 раз на місяць з кожною вахтою, інженерно-технічні працівники цеху КРС–1 раз на квартал за затвердженими графіками.

З причини вимушеного простою або ремонту наземного обладнання виникає необхідність перервати процес КРС. У всіх таких випадках потрібно вживати заходів для забезпечення фонтанної безпеки:

- бурильний інструмент або НКТ повинні бути спущені до максимально можливої глибини. За цих умов мінімальну глибину спуску труб (L), за якої вага колони труб перевищувала б виштовхувальну силу у випадку спорожнення стовбура свердловини від промивальної рідини у випадку газопроявлень, визначають за відповідною формулою;

- у разі обладнання гирла свердловини превентером із трубними плашками потрібно закрити превентер, кульовий кран та кінцеві засувки на відведеннях з хрестовини фонтанної арматури;

- у разі обладнання гирла свердловини перфораційною засувкою труби, розташовані у свердловині, треба підвісити на конусі у сидлі котушки; перфораційну засувку закрити, установити на ній планшайбу із засувкою, засувку на планшайбі закрити.

Планшайба до перфораційної засувки має бути закріплена на усі шпильки, гайки затягнуті з необхідним моментом.

У процесі закріплення:

- необхідно контролювати проміжок між фланцями;

- за свердловиною мають постійно наглядати члени вахти.

Заборонено припиняти роботи, коли ведуча труба, замок бурильної труби або муфта НКТ розташовані у роторі або проти плашок превентера.

Відновлення виконання робіт з КРС можливе і після тривалих перерв. Але, тоді слід вжити таких заходів із забезпечення фонтанної безпеки:

- встановити поточний пластовий тиск і переконатися, що створена на пласт репресія відповідає вимогам НПАОП 11.2-1.18;

- перевірити згідно з показами манометрів, чи немає надлишкового тиску на гирлі свердловини;

- відкрити засувки на місткість і переконатися у відсутності потоку розчину із свердловини;

- відновити циркуляцію, промити свердловину протягом одного циклу, контролюючи параметри розчину, переконатися, що ці параметри відповідають плановим і забезпечують необхідну репресію на пласт;

- якщо густина розчину, яким заповнена свердловина, недостатня для створення репресії на пласт, то необхідно підготувати розчин потрібної густини кількістю, що дорівнює двом об'ємам свердловини, і замінити розчин у свердловині на новий.

Якщо необхідно провести зміни типових схем об'язки гирла свердловин противикидним обладнанням, то дане питання потрібно погоджувати з територіальним органом Держгірпромнагляду та спеціалізованою організацією, яка виконує профілактичні та оперативні роботи з попередження та ліквідації протифонтанної безпеки на договірній основі та затвердити в організації, що експлуатує ПСГ.

Висновки. Підземні сховища відносяться до категорії найбільш ефективних і безпечних в екологічному відношенні засобів регулювання нерівномірності і забезпечення газопостачання промислових і комунально-побутових потреб. Але, процеси створення і подальшої експлуатації сховищ тягнуть за собою витрати газу. Питання вивчення втрат газу при експлуатації сховищ з метою їх зменшення потребує постійного аналізу у зв'язку з сучасними вимогами до газотранспортної системи.

Для зменшення втрат при експлуатації підземних сховищ при проведенні ремонтних робіт необхідно встановлювати ОП. Противикидне обладнання призначене для герметизації гирла нафтових і газових свердловин. Також його необхідно встановлювати для попередження відкритих фонтанів у ході капітального ремонту та герметизації гирла для ремонту. Основна вимога до противикидного обладнання – забезпечення високої герметизаційної здатності. Виконання цих умов зменшить втрати при проведенні ремонтних робіт на свердловинах.

Аналіз типових схем об'язки гирла свердловин противикидним обладнанням показує, що їх вибір необхідно проводити з урахуванням геолого-технічних характеристик сховища та параметрів режиму роботи свердловин. Також врахування потребує співвідношення пластового і гідростатичного тисків (які в певній мірі визначають дебіт свердловини). Від вибраної

типової схеми противикидного обладнання залежить методика експлуатації свердловини, а також технологія проведення ремонтних робіт, експлуатації свердловини в екстремальних умовах, виведення її з режиму роботи і повторне включення.

Важливо, щоб схема забезпечувала надійне функціонування і ремонт свердловини в умовах даного ПСГ. Тому до вибору кожної свердловини сховища повинний бути індивідуальний підхід, який базується на параметрах експлуатації.

Література

1. Навроцький Б. І. Сухін Є. І. Про втрати природного газу. Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу, 2004. № 2 (8). С. 168–171.
2. Федутенко А. М. Проблеми та перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні. Науковий вісник. Стан і перспективи підземного зберігання газу в Україні, 2004. 2(8). С.9-14.
3. Перович І. Л., Олесків Р.Є. Теоретичні аспекти моделювання процесів напружено-деформованого стану свердловин підземних сховищ газу. Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва, 2012. II (24). С. 126-129.
4. Olijnyk A. P., Chernova O. T. Estimation of gas losses based on the character of the state of wells of dashava storage. Eastern-evropean journal of enterprise technologyologies), 2017. 6/8(90). P. 25-32.
5. Бойко, В. С. Підземний ремонт свердловин: підручник. Івано-Франківськ: Факел, 2002. 465 с.
6. Сгупов Ю. А. Організація виробництва на промисловому підприємстві: навч. посіб. К.: центр навчальної літератури, 2006. 488 с.
7. Федутенко А. М. Проблеми та перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні. Науковий вісник. Стан і перспективи підземного зберігання газу в Україні, 2004. 2(8). С.9-14.
8. Шимко Р. Я., Вечерік Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Федутенко А. М., Шваченко І. І. Забезпечення надійного функціонування ПСГ ДК "Укртрансгаз". Нефть и газ, 2002. № 4. С. 40–43.

9. Костриба І. В., Мосора Ю.Р., Дорохов М.А. Підвищення ефективності випробування противикидного обладнання. Міжнародна науково-технічна конференція "Нафтогазова енергетика", 2017 р., С. 157-159.

10. Підземні сховища газу. Монтаж і експлуатація противикидного обладнання при проведенні капітального ремонту свердловин. Технологічний регламент. Київ. ДК "УКРТРАНСГАЗ", 2004. 32 с.

11. Методика нормування витрат природного газу на компресорних станціях АТ "Укргазпром". УкрНДІГаз. Введ. 28.06.98. Харків: УкрНДІГаз, 1998. 52 с.

12. Бойко В. С. Підземний ремонт свердловин: підручник. Івано-Франківськ: Факел, 2002. 465 с.

REFERENCES

1. Navrotsky B. I. Sukhin, Y. I. About Natural Gas Losses. Scientific herald of the National Technical University of Oil and Gas, 2004. No. 2 (8). Pp. 168-171.

2. Fedutenko A. M. Problems and prospects of underground storage of gas in Ukraine. Scientific Herald Status and prospects of underground gas storage in Ukraine, 2004. 2 (8). P.9-14.

3. Perovich I. L., Oles'kov R. Ye. Theoretical aspects of simulation of stress-strain state of wells of underground gas storage. Modern achievements of geodesic science and production, 2012. II (24). Pp. 126-129.

4. Olijnyk A. P., Chernova O. T. Estimation of gas losses based on the character of the state of wells of dashava storage. Eastern-evropean

journal of enterprise technologyologies), 2017. 6/8 (90). P. 25-32.

5. Boyko, V.S. Underground repair of wells: textbook. Ivano-Frankivsk: Fакel, 2002. 465 с.

6. Yegupov Yu.A. Organization of production at an industrial enterprise: teaching manual K .: Center for Educational Literature, 2006. 488 с.

7. Fedutenko A. M. Problems and prospects of underground storage of gas in Ukraine. Scientific Herald Status and prospects of underground gas storage in Ukraine, 2004. 2 (8). Pp. 9-14.

8. Shimko R. Ya., Vecheryk R. L., Khayetsky Yu. B., Fedutenko A. M., Shvachenko I. I. Ensuring reliable functioning of the UGS Ukrtransgas. Oil and gas, 2002. No. 4. P. 40-43.

9. Kostriба IV, Mosora Yu. R., Dorokhov MA Improvement of the effectiveness of anti-theft equipment testing. International scientific and technical conference "Oil and Gas Industry", 2017, pp. 157-159.

10. Underground gas storage. Installation and operation of anti-theft equipment during major overhaul of wells. Technological regulations. Kiev. ДК "УКРТРАНСГАЗ", 2004. 32 p.

11. Method of normalization of natural gas consumption at compressor stations АТ "Ukrgazprom". UkrNIIGaz Introduction 28.06.98. Kharkiv: UkrNIIGaz, 1998. 52 p.

12. Boyko V.S. Underground repair of wells: a textbook. Ivano-Frankivsk: Torch, 2002. 465 p.