

5. Davydenko, A.N., Ihnatov A.A., & Polyshchuk, P.P. (2016). Transportirovka produktov razrusheniya pri burenii skvazhin [Transporting of rock destruction at well drilling]. – Dnipropetrovsk: Derzh. vyshch. navch. zakl. «Nats. hirn. un-t» [in Russian].
6. Davidenko, A.N., & Inatov, A.A. (2013). *Abrazivno-mekhanicheskoe udarnoe burenie skvazhin [Abrasive mechanical percussion well drilling]*. – Dnipropetrovsk: Derzh. visch. navch. zakl. «Nats. girn. un-t» [in Russian].
7. Ihnatov, A.O., Koroviaka, Ye.A., Pinka, J., et al. (2021). Geological and mining-engineering peculiarities of implementation of hydromechanical drilling principles. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 1*, 11–18.
8. Curry, G.L. & Feldman, R.M. (2012). *Manufacturing systems. Modeling and analysis*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
9. Ihnatov, A.O. (2020). Do pytannya vyznachennia vybiinykh robochykh kharakterystyk prystroiv hidromekhanichnoho burinnia [To the question into determination of coalface working descriptions devices of the hydromechanics drilling]. *Instrumentalne materialoznavstvo - Tooling materials science, 23*, 78–88 [in Ukrainian].
10. А.О. Ігнатов. (2015). Patent of Ukraine 109274.
11. Ihnatov, A., Koroviaka, Y., Rastsvietaiev, V. & Tokar, L. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. IV International Scientific and Technical Conference “Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons” (GHT 2020). *E3S Web of Conferences, 230*, 01016.
12. Sharma, K.K., & Sharma L.K. (2016). *A textbook of physical chemistry*. Vikas Publishing.

УДК 622.245.4

DOI: 10.33839/2708-731X-24-1-87-102

А.О. Ігнатов¹, Є.М. Ставичний², кандидати технічних наук

¹Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»,
пр. Дмитра Яворницького, 19, 49027, м. Дніпро, Україна, e-mail: A_3000@i.ua

²ПАТ «Укрнафта», Несторівський пров., 3-5, 04053, Київ, Україна, e-mail: stavichnyi@i.ua

ГЕОЛОГІЧНІ Й ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З УРАХУВАННЯМ ФІЗИКО-ХІМІЧНОГО СТАНУ ЇХ СТОВБУРІВ

Стаття присвячена лабораторно-аналітичному аналізу і дослідженню засадничих чинників підвищення надійності проведення робіт з кріплення свердловин, за умови їх проведення в товщі хемогенних відкладень, на прикладі родовищ Дніпровсько-Донецької западини, здійсненим шляхом глибокого вивчення і інтерпретації фактичного промислового матеріалу споруджування свердловин в складних геолого-літологічних умовах.

Комплексними лабораторними і аналітичними прийомами досліджено особливості проведення циклу кріплення свердловин, відповідні обставинам, характерним для хемогенних відкладень Дніпровсько-Донецької западини; оцінений вплив технологічних параметрів і агресивних середовищ на хід і результати формування цементного каменю у свердловинних і модельних умовах.

Визначені основні напрями вдосконалення технологічних прийомів і методів кріплення свердловин в складних геолого-літологічних умовах. Шляхом аналізу фазового складу продуктів гідратації лабораторних і промислових зразків цементного каменю показано існування об'єктивного негативного впливу на його експлуатаційні властивості типових представників класу хемогенних відкладень. На підставі фактичних виробничих даних уточнені відомості про явище каверноутворення в хемогенних відкладеннях стовбура свердловини. Розглянуто особливості впливу активних шламів кавернозних інтервалів на показники схоплювання тампонажних розчинів. Вивчено явище водовіддачі

в тампонажних розчинах, а також його залежність від хімічної обробки спеціальними реагентами останнього і при введенні до складу різних мінералогічних груп глин. Доведено існування прямої залежності ефективності бурових робіт від якості проведення операцій з кріплення свердловин.

Умовам раціонального проведення і експлуатаційної ефективності операцій з кріплення стовбура свердловини, при її спорудженні в товщі хомогенних відкладень, відповідають певні параметри застосовуваних тампонажних систем і заходи, спрямовані на усунення впливу технологічних недоліків стовбура свердловини.

Отримані результати лабораторних і аналітичних досліджень, а також узагальнення промислових даних, є базовими для проектування режимних параметрів процесу цементування обсадної колони з гарантованим забезпеченням високих техніко-економічних показників. Дані з вивчення процесу каверноутворення в хомогенних відкладеннях є вихідними для обґрунтування конструктивних і технологічних параметрів пристрою для створення осевого руху промивальної рідини в ускладненій зоні свердловини.

Ключові слова: хомогенні відкладення, каверна, тампонажний розчин, кріплення, умови буріння, водовіддача, цементний камінь.

Постановка проблеми

Не потребує жодних доказів наступне твердження: економічна безпека кожної країни багато в чому визначається наявністю власних викопних ресурсів, а також ефективністю і раціональністю використання останніх, що базуються на передових, насамперед свердловинних, технологіях вилучення з надр (в даному випадку вуглеводневої сировини), глибини переробки і принципів побудови систем енергозбереження. Виходячи з існування об'єктивних явищ, що полягають в значній залежності нашої держави від імпорту енергоносіїв та неухильного зростання їх вартості, основними напрямками розвитку паливної галузі слід вважати наступні фундаментальні: збільшення власного видобутку; модернізація і оптимізація окремих технологічних операцій циклу споруджування свердловин та всього його складного комплексу в цілому [1].

Сталий інноваційний розвиток галузі промисловості з розробки родовищ вуглеводнів припускає широке використання найбільш доцільних – бурових робіт, з метою пошуку, розвідки і розробки нафтових і газових покладів. Проте, виконання зазначених вагомих задач неможливе в принципі без розгортання науково-дослідних і практичних робіт з корінного удосконалення основ техніки й технології розвідувального та експлуатаційного буріння свердловин; особливої значущості вказане набуває в розрізі значного збільшення обсягів робіт з глибокого і надглибокого буріння, у тому числі на акваторіях – перспективних для нашої країни об'єктів видобутку вуглеводнів, а також із постійно зростаючою необхідністю споруджування похило-спрямованих і горизонтальних свердловин, або їх окремих ділянок [2].

Актуальності визначеним питанням додає і те, що ґрунтовний аналіз наявних джерел науково-технічної інформації доводить наступне: у світовій практиці склалася стійка тенденція до зростання, у загальному енергетичному балансі, частки природного газу, значними наявними й прогнозними запасами якого володіє Україна, використання котрого найбільш повно відповідає вимогам енергетичної, економічної і екологічної ефективності й безпеки.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Методичний та послідовний розгляд широкого кола інформаційних платформ беззаперечно доводить широкомасштабність нинішніх теоретичних й практичних пошуків стосовно питань удосконалення існуючих і розробки нових способів руйнування гірських порід – завданням яких є формування номінального розміру стовбура свердловини в гірському масиві [3], ресурсного і інструментального забезпечення останніх; не залишається поза увагою дослідників і проблематика створення раціональних композицій бурових промивальних рідин.

Значного розвитку отримала і така важлива гілка нафтогазової справи, як інженерно-технологічний контроль та супровід бурових робіт; піддані глибокому вивченню та технологічній підтримці чинники якісного кріплення стовбуру свердловини – головного фактору створення, в рамках операційної послідовності, надійного каналу транспортування вуглеводневої сировини [4]. Однак, постійне ускладнення геолого-технічних і термобаричних умов проведення свердловин, різноманітність та багатоплановість прояву внутрішньосвердловинних явищ робить технологію кріплення свердловин одним з найскладніших напрямків оптимізації, який потребує диференційованих та у вищому ступені обґрунтованих методів. З науково-практичної точки зору, серед, без перебільшення, широкого діапазону тематичної спрямованості питань досконалого кріплення стовбуру свердловини чільне місце посідають такі ключові завдання: процес підготовки стовбуру свердловини до спуску обсадної колони – в плані його технічного й технологічного змісту; розробка композицій і матеріалів тампонажних систем та спеціальних технологічних рідин; забезпечення раціональної гідравлічної програми закачування технологічних рідин, а також заключні роботи. Поштовхом до подальшого розвитку вказаних робіт є об'єктивні фактичні дані, що доводять складну підпорядкованість підсумків циклу кріплення свердловин геолого-літологічним (наявність близькорозташованих різнонапірних та різнонасичених горизонтів, присутність двох поверхів соленосних товщ, а також каліймагнієвих сольових порід) [5] і техніко-технологічним (змішування цементного розчину з глинисто-шламовими відкладеннями, що знаходяться на стінках стовбура свердловини і в кавернах, та не були видалені під час виконання підготовчих операцій) [6] чинникам.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Оскільки спрямованістю досліджень було обрано саме цикл кріплення, слід розглянути деякі його аспекти в технологічній послідовності, що буде мати по собі логічно вибудовану структуру – керівну програму дій відносно проектування ефективних заходів з подолання недоліків сучасних підходів до споруджування свердловин в складних геологічних умовах [7].

Серед значної кількості ускладнень, що неодмінно супроводжують процес поглиблення свердловини, особливо в товщах осадових порід, найбільш яскраво виділяється явище порушення цілісності стінок стовбура. Його наслідки мають кардинальний вплив на всі наступні технологічні операції, які проводяться під час подальшого споруджування свердловин, та, власне, на ефективність функціонування зазначеної гірничої виробки – каналу зв'язку між покладом і поверхнею [8].

Найбільш дієвим заходом щодо нівелювання наслідків деформаційних процесів у стінках стовбура свердловин є його закріплення обсадними трубами. Хоча вказана операція виступає потужним фактором в напрямку, наприклад, ізоляції ускладнених зон, вона, в перспективі, не вирішує усієї гами проявів геолого-технічних особливостей конкретного родовища. Доказом тому є наступні обставини. Вичерпність виконання цілей кріплення суворо підпорядкована таким ключовим чинникам: склад і технологічні властивості тампонажного розчину (з часом – каменю); спосіб тампонування; необхідність застосування ефективних заходів щодо унеможливлення виникнення фільтрації і суфозійних каналів в тампонажному розчині в період його тужавіння; повнота заміщення присутньої рідини тампонажним розчином в затрубному просторі свердловини; наявність, міцність і герметичність контакту тампонажного каменю з обсадною колоною і стінками свердловини. Очевидно, що додержання усіх висунутих, далеко не повних, вимог, можливе виключно на підставі застосування високотехнологічних композиційних тампонажних систем у поєднанні з досконало підготовчими заходами, спрямованими на максимальне усунення прояву дійсного стану стовбура свердловини [9].

Мета статті – вивчення і аналіз провідних умов забезпечення надійності кріплення свердловин за наявності складних геолого-літологічних умов, на прикладі конкретних

виробничих даних, шляхом розроблення та впровадження інноваційних техніко-технологічних прийомів і методів.

Обґрунтування вживання і опис вибраної автором методики

Дослідження особливостей споруджування свердловин на прикладі хемогенних відкладів Дніпровсько-Донецької западини, зокрема їх кріплення, виконано із застосуванням сучасних методів аналітичного аналізу й експериментальних досліджень із використанням методів математичного та фізичного моделювання, методик моделювання та обробки результатів досліджень у середовищі *SolidWorks*, *STATGRAPHICS*, *MATHCAD*, контрольно-вимірювальних приладів і матеріалів.

Хімічний склад домішок визначено рентгеноспектрометром *ARL 9800 XP*.

Вивчення реологічних властивостей тампонажних систем виконано на віскозиметрі *FANN 35*.

Рентгенівський мікроаналіз взірців цементного каменю здійснювався шляхом використання приладів «*Superprobe – 733*», *QLA*.

Лабораторними способами контролю вивчалися терміни захоплення тампонажних розчинів за допомогою приладу Віка та показників водовіддачі за допомогою спеціального приладу *BM-6*, що є робочою методикою визначення показників процесу тампонування свердловин.

Виклад основного матеріалу дослідження

Вуглеводням притаманний принцип формування родовищ у різноманітних геологічних умовах: на платформах і у геосинкліналях; на суші і у морських акваторіях; у поверхневих товщах та на великих глибинах; в осадових та кристалічних породах. Такі особливості генезу перетворюють пошук, розвідку та експлуатацію вуглеводневих покладів на складний, трудомісткий та витратний процес, що відзначається, окрім іншого, високим ступенем економічного ризику [10].

В світлі сказаного слід зазначити, що за геологічною будовою територія України належить до одного з найперспективніших регіонів для пошуків та видобування вуглеводнів на великих та надвеликих (4,5–8 км) глибинах; особливо в цьому плані вирізняється геологічна формація – Дніпровська-Донецька западина (ДДЗ). Разом з тим, вуглеводневі родовища ДДЗ індивідуалізують також і надзвичайна складність геолого-технічних умов проведення свердловин (наявність потужних товщ хемогенних відкладів) [11].

В умовах нафтогазових родовищ ДДЗ потужність відкладів галіту, сильвіну, сильвініту, карналіту, бішофіту (типових представників класу хемогенних відкладів) становить від десятків до сотень метрів. Наприклад, Кобзівське газове родовище характеризується розкриттям, при споруджуванні свердловин, відкладів нижньої пермі в інтервалі 1950–3580 м, серед яких найбільш активний негативний вплив на технологічний процес мають хемогенні відклади краматорської світи, де залягають каліймагнієві сольові породи (КМСП), а також глини соляні і глинисті карбонати слов'янської та микитівської світ [5].

Процес будівництва глибоких свердловин, у таких розрізах, супроводжується цілим комплексом ускладнень (насамперед каверноутворення), яких частково можна уникнути при достатній геологічній інформативності. Найбільша інтенсивність каверноутворення спостерігається навпроти порід, які містять бішофіт, карналіт, кізерит, тобто калій-магнієві солі, а навпроти порід, що складені кам'яною сіллю, розширення стовбура значно менше. Фізико-хімічні процеси впливу технологічних рідин на КМСП сприяють утворенню асиметричних каверн, при розмірах, що інколи навіть не піддаються існуючим методикам визначення [12]. Встановлено, що КМСП мають низьку міцність, найбільш високий коефіцієнт Пуассона серед гірських порід і високу розчинність у воді. Бішофіт характеризується

найменшими значеннями показників твердості, міцності при одноосьовому стисненні, і має найнижчу температуру плавлення. Враховуючи фізичні властивості бішофіту, об'єктивне існування порушень регламентованих вимог до проведення певних технологічних операцій зі споруджування свердловин, а також застосування матеріалів, не повною мірою адаптованих до кріплення свердловин, у даних відкладах створюються передумови для порушення цілісності стовбура в інтервалах його залягання.

Галіт і сильвін не мають правильної кристалічної структури і включають породи (мінерали) інших речовин, воду та газу, що визначають дефекти як у мікроскопічних, так і у макроскопічних масштабах. Для них характерний іонний зв'язок між частинами кристалу, обумовлений кулонівськими силами. У свою чергу, дефекти кристалічної решітки залежно від вмісту домішок та їх природи знижують міцнісні характеристики речовини [13].

До основних факторів впливу КМСП на технологічний процес будівництва свердловин [12], що скорочують тривалість її існування як інженерної споруди, відносяться: висока розчинність на контакт з буровою промивальною рідиною (БПР), що спричиняє утворення каверн великого діаметра (більше 1 м); негативний вплив солей на властивості БПР; висока корозійна активність солей, що призводить до руйнування цементного каменю; пластичне деформування і течія масиву солей, в результаті чого відбувається передача повного гірського тиску на обсадну колону [14].

За певних обставин, під час формування системи кріплення навпроти КМСП в окремих локальних зонах можуть виникати великі надлишкові тиски. Зокрема, при кріпленні свердловини № 71 Кобзівського родовища в інтервалі залягання КМСП 2195–2220 м застосовано обсадні труби марки Р-110 діаметром 168 мм з товщиною стінки 12,06 мм, при допустимому змінюючому тиску 91 МПа. З врахуванням внутрішнього протитиску від БПР 26,1 МПа обсадна колона могла б витримати зовнішній надлишковий тиск близько 117,1 МПа, який у 2,3 рази перевищує гірський. Однак під час буріння свердловини було виявлено деформацію обсадної колони. За даними геофізичних досліджень свердловини (ГДС), на момент проведення робіт встановлено зім'яття в інтервалі 2195–2220 м.

В процесі кріплення свердловин, ускладнених наявністю каверн, виникає завдання забезпечення максимально можливого заповнення кільцевого простору тампонажним матеріалом. Як правило, для кріплення нестійких хомогенних відкладів як буферну рідину застосовують рідину замішування тампонажного матеріалу – мінералізовану воду, при використанні якої об'єм зони змішування може змінюватись у межах 33–75% від об'єму закачуваного тампонажного розчину [15].

Дослідження фазового складу та структури цементного каменю здійснювалося на взірцях, відібраних у свердловинах 55-Ярошівська, 52-Росільнянська, 122-Леляківська та 4-Лисовицька (табл. 1).

Таблиця 1. Порівняльний компонентний склад тампонажних матеріалів

Свердловина / тип матеріалу	Компонентний склад матеріалу										
	CaO	BaO	SiO ₂	SO ₃	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	MgO	TiO ₂	K ₂ O	P ₂ O ₅	Інші
55-Ярошівська	30,05	30,7	14,95	15,4	3,04	3,35	0,43	0,19	0,21	0,18	1,5
52-Росільнянська	32,27	28,1	14,36	15,93	2,94	3,12	0,33	0,17	0,192	0,176	2,412
122-Леляківська	31,32	28,8	14,2	16,5	3,01	3,1	0,3	0,21	0,189	0,169	2,2
4-Лисовицька	44,6	16,8	16,21	13,2	3,12	3,74	0,424	0,326	0,186	0,163	1,231
Контрольний взірець ПЦТ І-100	66,36	–	21,3	0,91	3,5	5,25	0,71	0,18	0,86	0,26	0,67
Баритовий обважнювач	0,17	56,9	4,04	35,8	0,698	0,825	0,314	–	–	0,171	1,082

Відбір взірців цементного каменю, сформованого в умовах свердловини, проведено під час ліквідації ускладнень з вилучення зацементованого допускного інструменту і фрагментів обсадної

труби, розбурювання цементних мостів та вирізання вікна в обсадній колоні. Контрольний зрієць цементного каменю на основі ПЦТ 1-100 сформовано в лабораторних умовах.

Порівняно з контрольним зрієм (ПЦТ I-100) цементний камінь зі свердловин 55-Ярошівська і 52-Росільнянська містить меншу кількість CaO (замість 66,36% лише 30,05% і 32,27%, відповідно), SiO₂ (замість 21,3% лише 14,95% і 14,36%) та Al₂O₃ (замість 5,25% лише 3,35% і 3,12%). У той же час у камені додатково з'явився BaO (30,7% і 28,1% відповідно) та збільшився вміст SO₃ від 0,91% до 15,4% та 15,93%, відповідно, що вказує на присутність у камені значної кількості баритового обважнювача. Зрієць цементного каменю зі свердловини 4-Лисовицька та 122-Леляківська також містить меншу кількість CaO (замість 66,36% лише 44,6% і 31,32%), SiO₂ (замість 21,3% лише 16,21% та 14,2%) та Al₂O₃ (замість 5,25% лише 3,74% і 3,1%). Одночасно зросла концентрація BaO (16,8 % і 28,8 %) та SO₃ (13,2% і 14,2%), що вказує на присутність у камені від 40% до 60% БПР.

Додатково, в лабораторних умовах, проводилися дослідження, завданням яких було визначення термінів схоплювання тампонажних розчинів за присутності в них деяких різновидів глинистих порід, що моделювало обставини, відповідні змішуванню тампонажного розчину з глинисто-шламовими утвореннями і уламками порід при його потраплянні в кавернозну зону свердловини. Спосіб визначення термінів схоплювання, який дає лише якісну характеристику зміни стану тампонажного розчину, заснований на періодичному вимірі глибини занурення в розчин, поміщений в кільце з підставкою, голки з площею поперечного перерізу 1 мм² під дією навантаження 3 Н. При цьому початком схоплювання розчину вважається час, що пройшов від початку змішування до того моменту, коли голка не доходить до підставки на 1–2 мм, а кінцем відповідно той момент, коли голка занурюватиметься в розчин не більше ніж на 1 мм [16]. У табл. 2 приведені усереднені інтервали наростання твердості розчинів, приготованих на основі тампонажного портландцементу (ДСТУ Б В. 2.7–88–99) за допомогою модельної установки, яка імітувала роботу цементно-змішувальної машини. Умови проведення досліджень відрізнялись варіюванням концентрацій *c* активних домішок в широкому спектрі (від 1 до критичних 35%) та водоцементного відношення *m* (від 0,4 до 0,6).

Таблиця 2. Усереднені часові інтервали параметрів схоплювання

Найменування активних домішок	Відсотковий вміст активних домішок											
	1	3	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
	Період тужавіння, хв.											
Монтморилонітова глина	195	210	219	226	238	247						
Літова глина	240	245	249	255	260	263	270	275	286			
Каолінова глина	212	225	230	275	290	300	312	318	326			
Глинистий сланець	205	214	228	250	253	259	260	265	268			
Фільтраційна кірка	237	242	246	257	260	277	287	292	313	321	330	361

Виходячи з даних табл. 2, можна зробити висновок, що активний шлам і підвищене водоцементне відношення чинять істотний вплив на тривалість періоду наростання міцності тампонажного розчину; особливо це явище показує при змішуванні останнього із зруйнованою фільтраційною кіркою і каоліновими глинами навіть в умовах малих концентрацій. Звідси слідує, що таке збільшення термінів схоплювання буде причиною тривалої взаємодії тампонажного розчину, що знаходиться в каверні, з глинисто-шламовими утвореннями, результатом якого буде проникнення і розподіл в об'ємі тампонажного розчину,

а пізніше і в структурі цементного каменю, що формується, активних домішок, з усіма негативними наслідками, які витікають з подібного контакту. Саме тому сформований за таких умов цементний камінь не здатний забезпечити необхідного експлуатаційного рівня надійності кріплення свердловини як інженерної споруди [15].

Дані проведених досліджень додатково підтверджено результатами рентгенівського мікроаналізу («Superprobe-733», QLA, Японія, $\times 860$) зразків цементного каменю зі свердловини 55-Ярошівська, де у

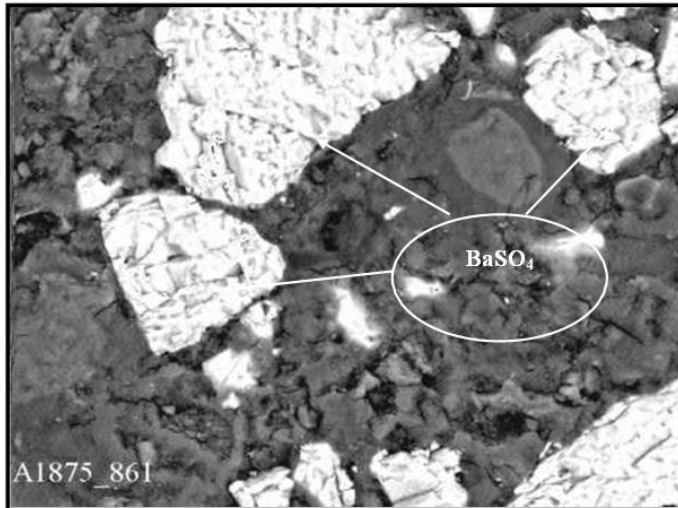


Рис. 1. Дані рентгенівського мікроаналізу зразків цементного каменю зі свердловини 55-Ярошівська

структурі цементного каменю зафіксовано включення бариту (рис. 1).

Звичайні, необроблені хімічними реагентами-стабілізаторами тампонажні суспензії мають порушену седиментаційну стійкість і високий показник фільтрації, що призводить до значної втрати рідини замішування внаслідок відфільтровування в проникні пласти. Один із напрямків зниження водовіддачі та підвищення седиментаційної стійкості тампонажного розчину – введення добавок глини та полімерів. На рис. 2

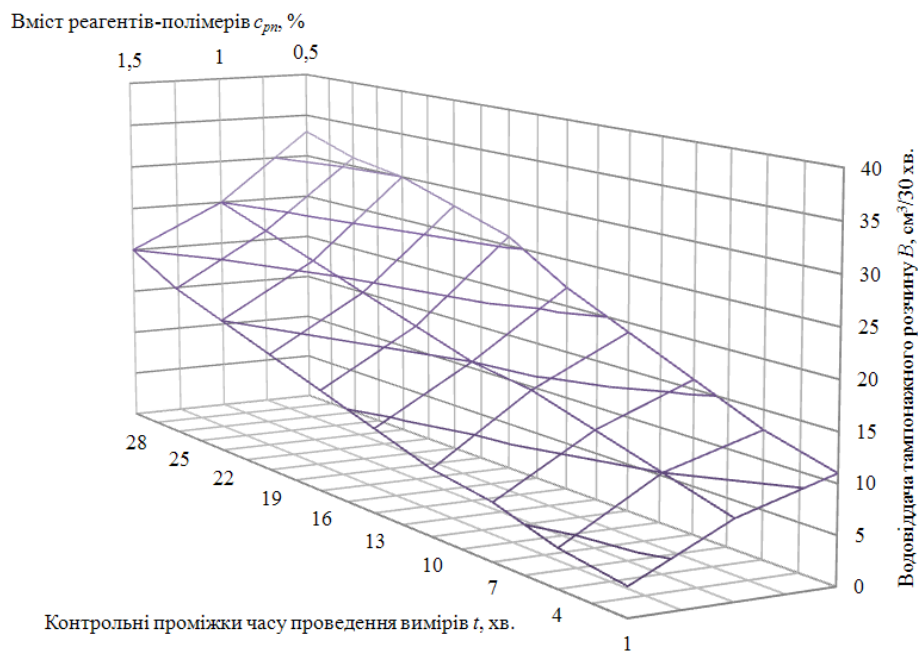


Рис. 2. Залежність показника водовіддачі при введенні в тампонажний розчин глинистих включень до 20% і полімерних реагентів до 1,5%

показано графічну залежність впливу монтморилонітової глини на показники водовіддачі тампонажного розчину, а також результати його хімічної обробки реагентами на основі водорозчинних ефірів целюлози, лігносульфонатів і акрилових полімерів, широко вживаних в практиці споруджування свердловин.

У зв'язку з великим обсягом даних на рис. 2 показано тільки характеристичну залежність, отриману при дослідженні

властивостей тампонажних сумішей, але в комплексі вони дозволяють простежити певні закономірності [17]. Передусім, необхідно відмітити, що глини різних мінералогічних груп чинять на водовіддачу значний вплив. Для монтморилонітової групи він виражається в зниженні

водовіддачі тампонажного розчину, в протилежність ілітовій і каоліновій групам, які її значно підвищують, причому така їх дія проявляється як у разі введення в розчин поодинокі, так і у поєднанні з монтморилонітом, що вкрай важливо. У другому випадку відбувається лише деяке зменшення показника водовіддачі, практично незалежно від співвідношення концентрації глин. Інтерес представляє також механізм впливу спеціальних реагентів: їх застосування у разі наявності у складі розчину монтморилонітової фази частково знижує швидкість водовіддачі і її абсолютні значення. При введенні ж реагентів-регулювальників в тампонажні розчини, що містять інші глинисті групи (у поєднанні з монтморилонітом і без нього), істотного зменшення показників водовіддачі досягти не вдається. В той же час застосування перерахованих реагентів сприяє уповільненню термінів захоплення тампонажних сумішей, що не завжди допустимо.

Також буде тут доречно відмітити, що подібний до описаного метод регулювання структурно-реологічних та седиментаційних властивостей знайшов широке застосування при виготовленні полегшених тампонажних цементів.

Необхідно звернути увагу, що при високій швидкості і значній абсолютній величині водовіддачі та порушенні седиментаційної стійкості в об'ємі тампонажного розчину виникають численні фільтраційні потоки, внаслідок чого тампонажний камінь виявляється пронизаним каналами, що істотно впливають на показники його міцності, проникності та корозійної стійкості. Крім того, потрапляння в зону контакту тампонажного розчину із стінками свердловини і обсадної колони БПР сприяє різкому падінню зчеплення тампонажного каменю з оточуючими його поверхнями.

На рис. 3 представлені фотографії структури тампонажного каменю, в якому відбувалися фільтраційні рухи рідини.

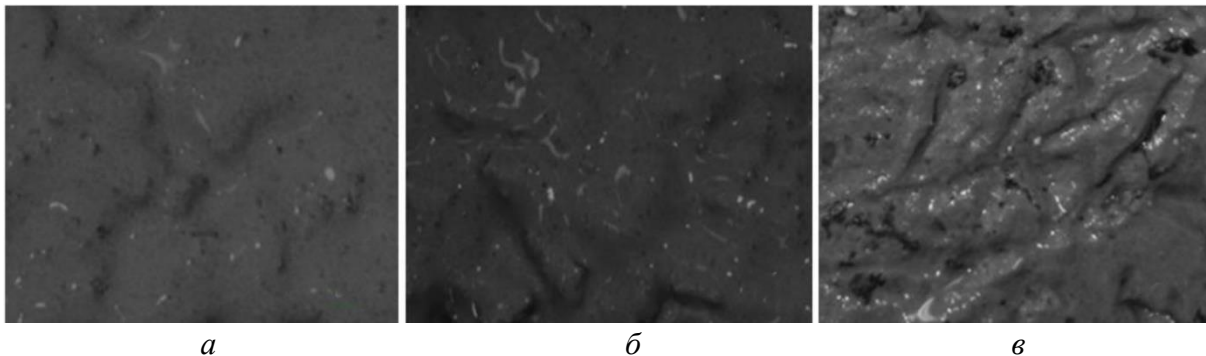


Рис. 3. Структура тампонажного каменю (збільшено $\times 2,5$) за наявності в його складі монтморилонітової (а), ілітової (б) і каолінової (в) фаз

При розгляді фотографій структури тампонажного каменю (рис. 3) простежується закономірність збільшення інтенсивності фільтраційного каналоутворення в ланцюжку глин: монтморилоніт \rightarrow іліт \rightarrow каолін. З введенням до складу тампонажних розчинів інших глинистих добавок каналоутворення залишається на рівні ілітової, а в більшій частині каолінової фази. Наявність фільтраційних каналів в цементному камені завідомо створює передумови для зниження надійності кріплення свердловини. Тому на практиці необхідно мінімізувати вплив глинисто-шламових матеріалів на параметри тампонажних систем і забезпечити ефективне очищення стовбура свердловини.

Крім того, отримані комплексні результати свідчать, що для цементування свердловин в складних гірничо-геологічних умовах потрібно максимально забезпечити стабільність тампонажних і буферних розчинів та обмежити параметр фільтрації даних систем.

У випадку цементування свердловин в умовах залягання хомогенних відкладів встановлені підвищені вимоги як щодо параметрів тампонажного розчину, так і до фізико-механічних властивостей цементного каменю.

Яскравим прикладом важливості розглядуваних питань є аналіз походження ускладнень, що виникли під час цементування проміжної колони у свердловині 55-Ярошівська, де за результатами ГДС у розкритому розрізі, в інтервалі 2592 – 2602 м відмічено високопроникні до $5 \cdot 10^{-13}$ м² та з пористістю 23% пісковики. Дослідження термінів прокачування тампонажних суспензій для заданих термобаричних умов цементування показали наступне: при водосумішевому відношенні В/С = 0,54 густина тампонажної суспензії становила 1800 кг/м³, розтічність 230 мм, а час загуснення – 5 год 10 хв. Тампонажна суспензія, з якої було відфільтровано 20% рідини замішування, тобто В/С = 0,43, мала густину 1900 кг/м³ і розтічність 160 мм і була такою, що прокачується впродовж 5 год. За умови відфільтрування 28% води з тампонажної суспензії (В/С = 0,39) її густина становила 1940 кг/м³ і розтічність 140 мм, і вже через 40 хв була такою, що не прокачується. Тампонажна суспензія, яка втратила 32% води (В/С = 0,36) при густині 1960 кг/м³ і розтічності 100 мм, стала миттєво не прокачуваною. Таким чином, втрата тампонажною суспензією більше 20% рідини замішування провокує передчасне загуснення тампонажної суспензії.

Результати цементування свердловини 55-Ярошівська, а також дослідження кернавого матеріалу хомогенних відкладів (табл. 3), вказують на необхідність застосування седиментаційно-стабільних тампонажних розчинів з обмеженою водовіддачею, що добре узгоджується з [18].

Таблиця 3. Результати досліджень кернавого матеріалу під час буріння свердловини № 20 Кобзівська в інтервалі 2198-2231 м

№	Інтервал буріння, м	Винесення керна		Результати досліджень	
		м	%	опис породи	хімічний склад
1	2	3	4	5	6
1	2198–2206	7,2	90	Кам'яна сіль, крупнокристалічна, прозора і напівпрозора	NaCl з незначними домішками CaCl ₂ , MgSO ₄
2	2206–2214	5	62,5	Зразок 2-1 товщиною 0,35 м. Бішофіт-карналітова порода. Безколірна, місцями рожевувата, текстура масивна. Гігроскопічна	MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				Зразок 2-2 товщиною 0,2 м. Бішофіт-карналіт-галітова порода, прозора, рожева, дрібно-крупно-кристалічна. Відзначається нечітка субгоризонтальна шаруватість, утворена тонкими прошарками крупнокристалічного галіту	MgCl ₂ ×6H ₂ O + NaCl
3	2215–2223	4,4	55	Зразок 3-1 товщиною 0,9 м. Кізерит сніжно-білий, утворений прошарками бішофіту, карналіту і галіту.	MgSO ₄ ×H ₂ O
				Зразок 3-2 товщиною 1,2 м. Карналіто-бішофітова порода, напівпрозора, місцями рожевувата. Відзначається домішками кізериту і галіту	KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O + MgCl ₂ ×6H ₂ O

Закінчення табл. 3

1	2	3	4	5	6
4	2223 - 2231	8	100	Сіль кам'яна біла, дрібно-крупнокристалічна з окремими прошарками напівпрозорої крупнокристалічної.	NaCl з незначними домішками MgCl ₂ ×6H ₂ O + CaCl ₂ ×6H ₂ O

Застосування нестабілізованих тампонажних систем ініціює формування «водяних поясів» вздовж стовбура свердловини; наслідком наявності останніх (табл. 3), в типовому для ДДЗ розрізі, є збільшення розчинності солей; в свою чергу КМСП в кавернах, не заповнених тампонажним розчином, піддаються деформаційним процесам, та в подальшому стають факторами інтенсивного нарощування зовнішнього тиску в ізольованій ділянці, який передається на обсадну трубу.

Ефективними полімерами для зв'язування вільної води при цементуванні свердловин в умовах залягання хомогенних відкладів є спеціальні модифікатори-стабілізатори на основі ефірів целюлози. Стереорегулярна будова макромолекули й стійкість конфірмаційної форми її елементарної ланки виділяє целюлозу із усього ряду полісахаридів, у тому числі її найбільшою стійкістю до хімічних впливів.

В тампонажних і буферних сумішах найбільш широко застосовують метилгідроксиетилцелюлозу, основною властивістю якої є високий рівень водоутримуючої здатності. Молекули розчиненої целюлози утворюють аквакомплекси. Енергія утримання води молекулами ефірів целюлози знаходиться в межах 1250 – 2500 кДж/кг. Водоутримання зберігається протягом часу, необхідного для завершення ранніх стадій процесів гідратації в'язучого.

Ефіри целюлози, як неіоногенні поверхнево-активні речовини (ПАР) [19], володіють високою стабілізуючою здатністю, забезпечуючи седиментаційну стабільність суспензій.

Застосування ефірів целюлози сприяє підвищенню адгезійних властивостей тампонажних систем і зниженню проникності цементного каменю, оскільки відбувається кольматація і перекриття капілярних пор структури каменю целюлозним гелем, що має надзвичайно вагомий вплив для формування щільної упакованої структури цементного каменю для комплексної протидії впливу агресивного середовища.

На основі експериментальних досліджень і методів статистичної обробки, за використання інноваційних матеріалів, розроблено адаптовану до наявності хомогенних відкладів рецептуру тампонажного розчину (табл. 4) [20].

Таблиця 4. Рецептури тампонажного розчину та його параметри для цементування обсадних колон в умовах залягання хомогенних відкладів

Назва показника	КРТМ-ПВ – 100 м.ч. НТФК – 0,08 м.ч. В/С (1120 кг/м ³) – 0,52
	значення показника
1	2
Густина цементного розчину, кг/м ³	1810
Розтічність цементного тіста, мм	220

Закінчення табл. 4

1	2	
Водовідділення, мл	0	
Водовіддача, см ³ /30 хв	36	
Температура досліджень, °С	60	
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв	5–10	
Терміни тужавлення, год-хв, (початок / кінець)	6–50 / 7–45	
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці однієї доби	при вигинанні	5,2
	при стисканні	14,2
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці двох діб	при вигинанні	7,02
	при стисканні	20,6
Розширення, %	0,6	
Проникність, 10 ⁻¹⁵ м ²	0,0127	
Тепловиділення, кДж/кг	122	
Адгезія, МН/м ²	1,8	
Коефіцієнт крихкості	2,93	
Коефіцієнт корозійної стійкості	1,0–1,09	

Зазначимо наступне: детально охарактеризований (табл. 4) тампонажний розчин відзначається високою седиментаційною стабільністю та регламентованим показником водовіддачі, забезпечує необхідні технологічні умови цементування свердловин, а сформований на його основі цементний камінь – з ефектом розширення – відрізняється переконливими показниками міцності, деформативних властивостей та корозійної стійкості.

Отже, використовуючи високоефективні буферні системи у поєднанні з тампонажними матеріалами, адаптованими для умов конкретної свердловини, можна забезпечити надійне кріплення свердловин.

Висновки

1. На основі вивчення керна встановлено основні закономірності залягання хомогенних відкладів родовищ ДДЗ, зокрема показано, що останні представлені перешаруваннями мінералів, схильних до деформаційних процесів (кізериту, бішофіту і карналіту), а також кам'яної солі.

2. Показано, що дисперсійне середовище тампонажного розчину ПЦТ І-100 здатне до активної взаємодії з хомогенними відкладами, характерними для родовищ ДДЗ; при цьому спостерігається руйнування кристалічної решітки мінералів, що може призвести до порушення цілісності КМСП. Прослідковано походження і результати прояву явища водовіддачі та водовідділення в тампонажних розчинах, а також його залежність від хімічної обробки спеціальними реагентами останнього.

3. За результатами вивчення взірців цементного каменю зі свердловин встановлено, що вони різняться за складом і структурою, а за експлуатаційними параметрами суттєво поступають своїм прототипам, сформованим за аналогічних термобаричних умов. Зокрема, вміст оксидів СаО у цементному камені зі свердловин зменшився від 67 % до 30 %, а SiO₂ – від 21 % до 14,2 %. Зафіксовано присутність ВаО у концентрації до 31 %, та зростання вмісту SO₃ більш, ніж у 5 раз. Коефіцієнт насичення матеріалу зі свердловини 55-Ярошівська у 1,69 раза менший, ніж контрольного взірця із цементу ПЦТ І-100. Сформований за таких умов цементний камінь не здатний забезпечити необхідного експлуатаційного рівня надійності кріплення свердловини як інженерної споруди.

4. Експериментально-теоретичні дослідження властивостей тампонажних матеріалів та умов очищення стовбура від шламових накопичень повинні продовжуватися у напрямках створення алгоритмів пошуку ефективних тампонажних систем та підготовчих заходів

кріплення відповідно до гірничо-геологічних і техніко-технологічних особливостей цементування конкретної свердловини. Крім того, дослідження кінетики процесів гідrataції і тверднення цементів, а також генезису мікроструктури цементного каменю з активними мінеральними додатками, має велике значення, оскільки відкриває шлях до наукового прогнозування його властивостей.

A.O. Ihnatov¹, Ye.M. Stavychnyi²

¹Dnipro University of Technology

²Public joint-stock company «Ukrnafta»

GEOLOGICAL AND TECHNICAL-AND-TECHNOLOGICAL FEATURES OF CASING OIL AND GAS WELLS, TAKING INTO ACCOUNT THE PHYSICAL AND CHEMICAL STATE OF THEIR WELLBORE

The article is devoted to laboratory-analytical analysis and research of the fundamental factors for increasing the reliability of well casing, provided that they are conducted in the thickness of chemogenic deposits, using the example of the deposits of the Dnieper-Donetsk depression, carried out by in-depth study and interpretation of the actual field material of well construction in difficult geological and lithological conditions.

The peculiarities of the well casing cycle, corresponding to the circumstances characteristic of the chemogenic deposits of the Dnieper-Donetsk depression, have been investigated by complex laboratory and analytical techniques; the influence of technological parameters and aggressive media on the course and results of the formation of a cement stone in borehole and model conditions was evaluated.

The main directions of improvement of technological methods and methods of well casing in difficult geological and lithological conditions are determined. By analyzing the phase composition of the hydration products of laboratory and industrial samples of cement stone, the existence of an objective negative effect on its operational properties of typical representatives of the class of chemogenic deposits is shown. On the basis of actual production data, information on the phenomenon of capping in the chemogenic deposits of the wellbore was refined. The features of the influence of active cuttings of cavernous intervals on the setting of cement slurries are considered. The phenomenon of fluid loss in cement slurries, as well as its dependence on chemical treatment with special reagents of the latter and when added to the composition of various mineralogical groups of clays, has been studied. The existence of a direct dependence of the efficiency of drilling operations on the quality of well casing operations has been proved.

The conditions for the rational conduct and operational efficiency of wellbore casing operations, during its construction in the thickness of chemogenic deposits, correspond to certain parameters of the used grouting systems and measures aimed at eliminating the influence of technological shortcomings of the wellbore.

The obtained results of laboratory and analytical studies, as well as generalization of field data, are basic for the design of operating parameters of the casing string cementing process with guaranteed provision of high technical and economic indicators. The data on the study of the process of cavitation in chemogenic deposits is the initial one for substantiating the design and technological parameters of the device for creating the axial movement of the drilling fluid in the complicated zone of the well.

Key words: well, chemogenic deposits, cavern, grouting slurry, fastening, drilling conditions, fluid loss, cement stone.

А.А. Игнатов¹, Е.М. Ставичний²

¹Национальный технический университет «Днепровская политехника», г. Днепр, Украина

²ЧАО «Укрнафта», Киев, Украина,

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ИХ СТВОЛОВ

Статья посвящена лабораторно-аналитическим анализу и исследованию основополагающих факторов повышения надежности проведения работ по креплению скважин, при условии их проводки в толще хемогенных отложений, на примере месторождений Днепровско-Донецкой впадины, осуществленным путем глубокого изучения и интерпретации фактического промышленного материала сооружения скважин в сложных геолого-литологических условиях.

Комплексними лабораторними і аналітичними прийомами досліджено особливості проведення циклу кріплення скважин, що відповідають умовам, характерним для хемогенних відкладень Дніпровсько-Донецької впадини; оцінено вплив технологічних параметрів і агресивних серед на ход і результати формування цементного каменя в скважинних і модельних умовах.

Визначено основні напрями удосконалення технологічних прийомів і методів кріплення скважин в складних геолого-літологічних умовах. За допомогою аналізу фазового складу продуктів гідратації лабораторних і промислових зразків цементного каменя показано існування об'єктивного негативного впливу на його експлуатаційні властивості типових представників класу хемогенних відкладень. На основі фактичних виробничих даних уточнені дані про явище каверноутворення в хемогенних відкладеннях ствола скважини. Розглянуто особливості впливу активних шламов кавернозних інтервалів на показники схваткування тампонажних розчинів. Досліджено явище водоотдачі в тампонажних розчинах, а також його залежність від хімічної обробки спеціальними реагентами останнього і при введенні в склад різних мінералогічних груп глин. Доведено існування прямої залежності ефективності бурових робіт від якості виконання операцій по кріпленню скважин.

Умовам раціонального проведення і експлуатаційної ефективності операцій по кріпленню ствола скважини, при її спорудженні в товщі хемогенних відкладень, відповідають певні параметри застосовуваних тампонажних систем і заходів, спрямованих на усунення впливу технологічних недоліків ствола скважини.

Отримані результати лабораторних і аналітичних досліджень, а також узагальнення промислових даних, є базовими для проектування режимних параметрів процесу цементування обсадної колонни з гарантованим забезпеченням високих техніко-економічних показників. Дані про вивчення процесу каверноутворення в хемогенних відкладеннях є вихідними для обґрунтування конструктивних і технологічних параметрів пристрою для створення осевого руху бурового розчину в ускладненій зоні скважини.

Ключевые слова: скважина, хемогенные отложения, каверна, тампонажный раствор, кріплення, умови буріння, водоотдача, цементний камінь.

Література

1. Ihnatov A.O., Koroviaka, Ye.A., Pinka, J., Rastsvietaiev V.O., Dmytruk O. O. Geological and mining-engineering peculiarities of implementation of hydromechanical drilling principles // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2021. – V. 1. – P. 11–18.
2. Ihnatov, A., Koroviaka, Y., Rastsvietaiev, V. & Tokar, L. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling / IV International Scientific and Technical Conference «Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons» (GHT 2020) // E3S Web of Conferences. – 2021. – V. 230. – 01016.
3. Ігнатів А.О. До питання визначення вибієвих робочих характеристик пристроїв гідромеханічного буріння // Інструментальне матеріалознавство: зб. наук. пр. – Вип. 23. – Київ: ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2020. – С. 78–88.
4. Ігнатів А.О., Ставичний Є.М. Лабораторні та промислові дослідження процесу цементування нафтогазових свердловин в умовах товщі осадових порід // Інструментальне матеріалознавство: зб. наук. пр. – Вип. 23. – Київ: ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2020. – С. 88 – 103.
5. Ставичний Е.М. Опыт кріплення скважин в хемогенных отложениях, склонных к пластической деформации (на примере нефтегазовых месторождений Днепрово-Донецької впадини) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 12. – С. 32–37.

6. Игнатов А.А. Исследование параметров процесса удаления глинисто-шламовых образований из кавернозных зон скважин // *Mining of Mineral Deposits*. – 2016. – Вып. 1(10). – С. 63–68.
7. Ставичний Є.М., Ігнатов А.О. Особливості кріплення стовбура свердловини у хомогенних відкладах // Пащенко, В. І. Лавриненко, В. Н. Ткач // *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. Сб. науч. тр. – Выпуск 22. – Киев: ИСМ им.В.Н.Бакуля, НАН Украины, 2019. – С. 164 – 174.*
8. Hossain M.E. *Fundamentals of drilling engineering*. – Wiley & Sons, Incorporated, John, 2016. – 736 p.
9. Игнатов А.А. Технологические характеристики устройства по очистке ствола скважины // *Mining of Mineral Deposits*. – 2016. – Вып. 2(10). – С. 85–90.
10. Vaddadi, N. *Introduction to oil well drilling*. – Bathos (U Vee Infosystems), 2015. – 204 p.
11. Єгурнова М.Г. Зайковський М.Я. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини. – Київ: Наукова думка, 2005. – 196 с.
12. Ставичний Є.М., Магун М.Я., Зіньков Р.В. Досвід спорудження свердловин на Волошківській площі в умовах проявлення текучості калієво-магнієвих солей // *Нафтова і газова промисловість*. – 2008. – № 4. – С. 34– 6.
13. Sharma, K.K., Sharma L.K. *A textbook of physical chemistry*. – Vikas Publishing, 2016. – 880 p.
14. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. *Закінчування свердловин*. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
15. Булатов А.И., Габузов Г.Г., Макаренко П.П. *Гидромеханика углубления и цементирования скважин*. – Москва: Недра, 1999. – 438 с.
16. Булатов А.И. *Формирование и работа цементного камня в скважине*. – Москва: Недра, 1990. – 408 с.
17. Davidenko, A. Ighnatov, A. Basic results of researches of lining and plugging processes at wells construction // *Metallurgical and Mining Industry*. – 2016. –N 9, 58–64.
18. Применение безусадочных тампонажных материалов для повышения качества крепления скважин / А.А. Перейма, Н.М. Дубов, В.С. Барыльник и др. // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2005. – № 10. – С. 41–45.
19. Гупало О.П., Тушницький О.П. *Органічна хімія*. – Київ: Знання, 2010. – 431 с.
20. Ставичний Є.М. Оптимізація складів тампонажних систем // *Sworld*. – 2015. – Т. 4. Вып. № 1 (1). – С. 8–12.

Надійшла 16.07.21

References

1. Ighnatov, A.O., Koroviaka, Ye.A., Pinka, J., et al. (2021). Geological and mining-engineering peculiarities of implementation of hydromechanical drilling principles. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 1, 11–18.
2. Ighnatov, A., Koroviaka, Y., Rastsvietaiev, V. & Tokar, L. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. IV International Scientific and Technical Conference “Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons” (GHT 2020). *E3S Web of Conferences*, 230, 01016.
3. Ighnatov, A.O. (2019). Do pytannia vyznachennia vybiinykh robochykh kharakterystyk prystroiv hidromekhanichnoho burinnia [To the question of determining

- bottom-hole performance characteristics of hydromechanics drilling devices]. *Instrumental materialoznavstvo – Tooling materials science*, 23, 78–88 [in Ukrainian].
4. Ihnatov, A.O., & Stavychnyi, Ye.M. (2020). Laboratorni ta promyslovi doslidzhennia protsesu tsementuvannia naftohazovykh sverdlovyh v umovakh tovshch osadovykh porid [Laboratory and industrial research of cementation process of oil-and-gas bore holes in the conditions of sedimentary rock beds]. *Instrumental materialoznavstvo – Tooling materials science*, 23, 88–103 [in Ukrainian].
 5. Stavychnyi, Ye.M. (2014). Opyt krepenniia skvazhin v hemogenykh otlozheniyah, sklonnyh k plasticheskoi deformacii (na primere neftegazovyh mestorozhdenii Dneprovo-Donetskoi vpadiny) [Experience of fastening of bore holes in chemogenic sedimentations apt to the flowage (on the example of oil and gas deposits of the Dnepr-Donetsk cavity)]. *Stroitelstvo neftyanyh i gazovykh skvazhin na sushe i na more – Building of petroleum and gas bore holes on land and at the seaside*, 12, 32–37 [in Russian].
 6. Ihnatov, A.A. (2016). Issledovanie parametrov processa udaleniia glinisto-shlamovykh obrazovaniy iz kavernozykh zon skvazhin [Research into parameters characterizing the process of withdrawing clay-mud formations from bore hole vuggy zones]. *Mining of Mineral Deposits*, 1, 10, 63–68 [in Russian].
 7. Stavychnyi, Ye.M., & Ihnatov, A.A. (2019). Osoblyvosti kriplenniia stovbura sverdlovyh u khemohennykh vidkladakh [Fastening features barrel of bore hole in chemogenic deposits]. *Porodorazrushaiushchii i metalloobrabatyvaiushchii instrument – tekhnika i tekhnologiya ego izgotovleniia i primeneniia – Rock Destruction and Metal-Working Tools – Techniques and Technology of the Tool Production and Applications*, 22, 164–174 [in Ukrainian].
 8. Hossain, M.E. (2016). *Fundamentals of drilling engineering*. Wiley & Sons, Incorporated, John.
 9. Ihnatov, A.A. (2016). Tekhnologicheskie kharakteristiki ustroystva po ochistke stvola skvazhiny [Technological characteristics of the device for bore hole cleaning]. *Mining of Mineral Deposits*, 2, 10, 85–90 [in Russian].
 10. Vaddadi, N. (2015). *Introduction to oil well drilling*. Bathos (U Vee Infosystems) publishing.
 11. Iehurnova, M.H., & Zaikovskiy, M.Ia. (2005). *Naftohazonosnist ta osoblyvosti litoheofizychnoi budovy vidkladiv nyzhnoho karbonu i devonu Dniprovsko-Donetskoi zapadyny [Oil-bearing-and-gas-bearing capacity and features of the lithological and geophysical structure of the Lower Carboniferous and Devonian sediments of the Dnieper-Donetsk depression]*. Kyiv: Naukova dumka [in Ukrainian].
 12. Stavychnyi, Ye.M., Mahun, M.Ia., & Zinkov, R.V. (2008). Dosvid sporudzhennia sverdlovyh na Voloshkivskii ploshchi v umovakh proiavlenniia tekuchosti kaliievo-mahniievykh solei [The experience of construction of wells in the Voloshkovskaya area in the conditions of manifestation of fluidity of potassium-magnesium salts]. *Naftova i hazova promyslovisht – Oil and gas industry*, 4, 34–36 [in Ukrainian].
 13. Sharma, K.K., & Sharma L.K. (2016). *Physical Chemistry*. Vikas Publishing.
 14. Kotskulych, Ya.S., & Tyshchenko, O.V. (2004). *Zakinchuvannia sverdlovyh [Well completion]*. Kyiv: Interpres LTD [in Ukrainian].
 15. Bulatov, A.I., Gabuzov, G.G. & Makarenko, P.P. (1999). *Gidromekhanika uglubleniia i tsementirovaniia skvazhin [Hydromechanics of deepening and cementing wells]*. Moscow: Nedra [in Russian].
 16. Bulatov, A.I. (1990). *Formirovanie i rabota tsementnogo kamnia v skvazhine [Formation and operation of cement stone in the well]*. Moscow: Nedra [in Russian].
 17. Davidenko, A. Ighnatov, A. (2016). Basic results of researches of lining and plugging processes at wells construction. *Metallurgical and Mining Industry*, 9, 58–64.

18. Pereima, A.A., Dubov, N.M., Barylnik, V.S., et al. (2005). Primenenie bezusadochnykh tamponazhnykh materialov dlia povysheniia kachestva krepleniia skvazhin [The use of non-shrinking grouting materials to improve the quality of well casing]. *Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more – Building of petroleum and gas bore holes on land and at the seaside*, 10, 41–45 [in Russian].
19. Гупало, О.П., & Тушницький, О.П. (2010). *Органічна хімія [Well completion]*. Kyiv: Znannia [in Ukrainian].
20. Stavychnyi, Ye.M. (2015) Оптимізація складів тампонажних систем [Optimization of compositions of the tamponing systems]. *Sworld*, 1, 1, 4, 8–12 [in Ukrainian].

УДК 622.143

DOI: 10.33839/2708-731X-24-1-102-113

Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, В.О. Расцветаєв, кандидати технічних наук

*Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»,
пр. Дмитра Яворницького, 19, 49027, м. Дніпро, Україна, e-mail: koroviaka.ye.a@ntu.one*

ОСОБЛИВОСТІ БУРОВИХ РОБІТ ПРИ ІНЖЕНЕРНИХ ВИШУКУВАННЯХ І ПІДГОТОВЦІ ТЕРИТОРІЙ

Робота присвячена створенню окремих раціональних елементів комплексного регламенту виконання інженерно-геологічних вишукувань та робіт з інженерної підготовки територій.

Експериментальними та аналітичними прийомами досліджено особливості техніко-технологічного регламенту виконання бурових та супутніх робіт, при проведенні геологічних вишукувань та інженерної підготовки території, а також проектування ефективної системи інженерно-геологічного випробування свердловин.

Запропоновано окремі структурні елементи технології проведення комплексних свердловинних інженерно-геологічних досліджень породного масиву із складними літологічними властивостями, для умов промислових ділянок нафтогазового сектору, функціонування яких пов'язане із спорудженням та експлуатацією об'єктів видобування і переробки сировини. Розроблено засадничі принципи побудови циклу інженерно-геологічних робіт; розраховано параметри технології спорудження гідрогеологічних понижувальних свердловин; складено регламент проведення заходів з інженерної підготовки території; розглянуто гірничо-геологічні особливості спорудження свердловин в товщах осадових порід.

Підвищення геологічної інформативності і надійності виконання бурових та супутніх робіт при проведенні вишукувань та інженерної підготовки промислових територій базується на якнайповнішому вивченні і прогнозуванні розвитку всього різноманіття властивостей ґрунтів та гідрологічного режиму.

Створено окремі складові удосконаленої техніко-технологічної методики виконання робіт при проведенні геологічних вишукувань та інженерної підготовки території, що базується на сучасних прогресивних промислових принципах і високих економічних показниках; розроблено основи ефективної системи інженерно-геологічного випробування свердловин. Отримані дані є основою для подальших розробок в напрямку підвищення якості і надійності виконання бурових і супутніх робіт при проведенні геологічних вишукувань та інженерної підготовки території.

Ключові слова: буріння свердловин, інженерно-геологічні вишукування, зворотна промивка, підготовка території, kern, водопониження, набивна паля, ґрунтовий масив.

Постановка проблеми

Відповідно до діючих норм [1], проекти спорудження об'єктів цивільного та промислового призначення, проекти будівництва основ і фундаментів нових об'єктів, а також