

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.98.2:551.24:552.5(477/7)
DOI: 10.31471/1993-9973-2022-4(85)-7-18

ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОНОСНОСТІ ГРАВІГЕННИХ СТРУКТУР ЗОНИ КРАСНОРІЦЬКОГО СКИДУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ УКРАЇНИ

Я. Г. Лазарук

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України;
79060, Україна, м. Львів, вул. Наукова, 3а, тел. +38(032)2632541,
e-mail: lazarukjaroslav@gmail.com

В осадових товщах багатьох нафтогазоносних басейнів світу встановлено гравігенні диз'юнктивні дислокації і пов'язані з ними плікативні структури. З такими структурами пов'язані численні родовища нафти і газу. Антиклінальні підняття осадового чохла, які простягаються вздовж зони Красноріцького скиду на південному сході Дніпровсько-Донецької западини, є типовими гравігенними утвореннями. З ними пов'язані близько півтора десятка газоконденсатних родовищ. Однак, у північно-західній частині низки продуктивних структур між Євгеніївським та Борівським родовищами на ділянці довжиною майже 40 км не відкрито жодного родовища вуглеводнів. За результатами вивчення гравігенних тектонічних дислокацій зони Красноріцького скиду встановлено, що склепіння природноломних антикліналей зміщуються в плані слідом за зміщенням самих порушень. Таке зміщення склепін'я у продуктивних відкладах родовищ може становити 0,5 км і більше. Неврахування зміщення структурних планів з глибиною може бути причиною невдач пошукового буріння в зонах гравігенних дислокацій. Тому в подальшому рекомендоване буріння похило спрямованих свердловин з метою розкриття продуктивних пластів в апікальних частинах підняття. На ділянці Муратівського скиду за даними сейсмозвідки встановлено три підняття. Показано невідповідність форми підняття і форми порушень з позицій гравігенного тектогенезу. Дана рекомендація для уточнення структурних побудов. За результатами зіставлення геологічних матеріалів і космічних фотографій простежений зв'язок долини ріки Сіверський Донець з Муратівським скидом. Висловлено припущення, що гравігенні дугоподібні порушення, з яких складається цей скид, відображаються в будові річкової долини дугоподібними вигинами древніх русел. За цією ознакою нами виділено ще три прогностичні складки довжиною від 2,0 до 3,5 км. Отримані результати з прогнозування нових гравігенних структур запропоновано використати для планування сейсмозвідувальних робіт на північно-західному продовженні Муратівського скиду.

Ключові слова: перспективи газонасності, Дніпровсько-Донецька западина, гравігенні структури, пастки нафти і газу, дешифрування космічних знімків.

Gravigenic disjunctive dislocations and related plicative structures are found in the sedimentary strata of many oil and gas-bearing basins of the world. Numerous oil and gas deposits are associated with such structures. The anticlinal uplifts of the sedimentary cover, which extend along the zone of the Krasnoritsky fault in the south-east of the Dnieper-Donets basin, are typical gravigenic formations. About one and a half dozen gas-condensate fields are connected with them. However, in the north-western part of the Krasnoritsky fault, between the Evgeniivka and Borivske deposits, no hydrocarbon deposits have been discovered in a strip with a length of almost 40 km. According to the results of the study of gravigenic tectonic dislocations in the Krasnoritsky fault zone, it was established that the vaults of near-fault anticlines are displaced in plan following the displacement of the faults

themselves. Such displacement of vaults in productive deposits can be 0.5 km or more. Failure to take into account the displacement of structural plans with depth can be the reason for the failure of exploratory drilling in the zones of gravigenic dislocations. Therefore, in the future, it is recommended to drill obliquely directed wells in order to open the productive layers in the apical parts of the uplifts. Three uplifts have been established in the area of Muratove fault according to seismic data. The inconsistency of the shape of uplifts and the shape of faults from the position of gravigenic tectogenesis is shown. The recommendation is given for specify of structural constructions. According to the results of the comparison of geological materials and space photographs, the connection of the hydrographic elements of the valley of the Siverskyi Donets River with the Muratove fault was traced. It is assumed that the gravigenic arc-shaped faults that make up this discharge are reflected in the structure of the river valley by arc-shaped bends of ancient channels. Based on this feature, we have identified three more predictive folds with a length from 2.0 to 3.5 km. The obtained results from the prediction of new gravigenic structures are proposed to be used for the planning of seismic exploration works on the northwestern extension of the Muratove fault.

Key words: prospects for gas-bearing, Dnieper-Donets basin, gravigenic structures, oil and gas traps, decoding of space images.

Вступ

Структури району досліджень пов'язані з зоною Красноріцького скиду, яким північний борт Дніпровсько-Донецького авлакогена відділяється від його грабена. По поверхні фундаменту зона скиду виражена сходиноподібним зануренням у напрямку грабена.

Структури осадового чохла над зоною Красноріцького скиду є типовими гравігенними утвореннями, які простягаються вздовж генетично пов'язаних з ними розривних порушень (рис. 1). До цих структур приурочені більшість газоконденсатних родовищ північно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини: Макіївське, Євгеніївське, Борівське, Муратівське, Капітанівське, Лобачівське, Розспинянське, Кондрашівське, Марківське, Кружилівське та ін. – всього півтора десятка родовищ. Вони простягаються з північного заходу на південний схід вздовж зони Красноріцького скиду на відстань майже 140 км. Початкові сумарні балансові запаси вуглеводнів згаданих родовищ становлять близько 35 млрд м³ газу та 370 тис. т конденсату; понад 60% з них вже видобуто. Таким чином, в середньому на кожне з родовищ припадає понад 2 млрд м³ газу. Слід зазначити, що у північно-західній частині низки продуктивних структур, між Євгеніївським та Борівським родовищами у зоні довжиною майже 40 км не відкрито жодного родовища вуглеводнів. Цей феномен залишається поки що не дослідженим.

Мета роботи

Метою роботи є з'ясування низької ефективності пошукових робіт у зоні Красноріцького скиду на ділянці між Євгеніївським та Борівським родовищами і прогнозування перспективних структур для пошуків нових родовищ вуглеводнів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

В осадових товщах багатьох нафтогазоносних басейнів давно встановлено гравігенні диз'юнктивні дислокації і пов'язані з ними плікативні структури. Такі структури є об'єктами геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Гравігенні дислокації відомі у різних частинах світу. Їхнє вивчення започатковане ще з початку 70-х років минулого століття [1]. У 1978 р. В. Evamy, J. Haremboure, P. Kamerling та ін. [2] за результатами морських досліджень описані зсуви на дні Мексиканської затоки в районі авандельти ріки Міссісіпі. Вони утворилися за нахилу дна 0,7-1,5° (найчастіше до 0,5°) і мають вигляд дуг, згрупованих у ешелони. Крім того, методами сейсмозв'язки та ехолокації тут встановлено системи гравігенних дислокацій на майже горизонтальних ділянках дна басейну – 0,1-0,2°. Вони дістали назву зсувних цирків. До різних типів описаних дислокацій приурочені поклади вуглеводнів в басейнах Галф Косту, Нігера, Сан-Джордж, Кутей, Північного моря, Апшерону та ін. [1, 3, 4, 5, 6, 7, 8].

Добре вивчений палеоген-неогеновий комплекс дельтової споруди ріки Нігер. Багатьма дослідниками [9, 10, 11] у формаціях Аката, Агбада і Бенін тут виявлено системи дугоподібних скидів, які простягаються ешелонами вздовж зон максимальних градієнтів товщин одновікових пачок порід і орієнтовані упоперек регіонального занурення верств. У структурних носачах і малоамплітудних асиметричних антикліналях в опущених крилах скидів виявлено численні поклади нафти і газу [12, 2, 13].

Гравігенні дислокації в осадовому чохлі Дніпровсько-Донецької западини в межах зони Красноріцького скиду вперше ідентифіковані автором у 1981 р. [14], а далі і в інших частинах регіону [15]. Пізніше на дугоподібність порушень і специфіку плікативних дислокацій

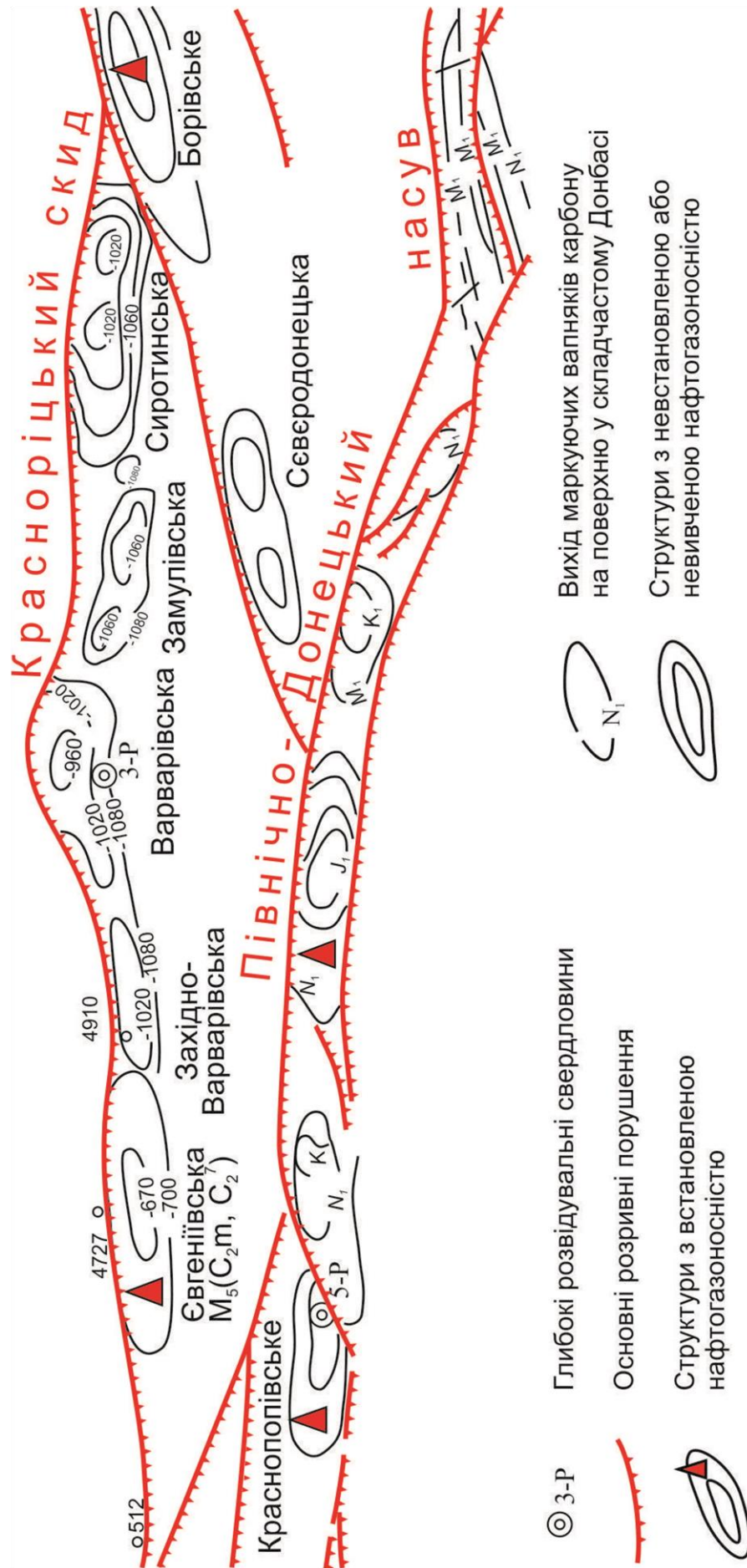


Рисунок 1 – Тектонічна схема району досліджень. За даними ДП «Укргеофізика», 2003 р.

у системі крайових розломів западини звернули увагу й інші автори [16, 17].

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

У Дніпровсько-Донецькій западині інтерпретатори первинних сейсмічних матеріалів приблизно з кінця 90-х років минулого століття теж почали виконувати структурні побудови по горизонтах відбиття карбону з позицій гравігенної тектоніки. Це стосується і об'єктів, розташованих в зоні Красноріцького скиду. Однак, вони не враховували всі особливості будови природних антикліналей. Це призводило до неточної локалізації склепінь складок і, як наслідок, низької результативності пошукового буріння.

Формулювання цілей статті

У статті вирішуються задачі із встановлення особливостей взаємовідношень між диз'юнктивною і плікативною складовими гравігенних дислокацій, визначення зон їх розвитку на недостатньо вивченій ділянці Красноріцького скиду та обґрунтування перспективних об'єктів для пошукового буріння на нафту і газ. В роботі використано структурно-тектонічний, сейсмоструктурний, геоморфологічний методи досліджень, а також метод аналогій з подібними геологічними об'єктами інших нафтогазових регіонів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Гравігенні скиди формуються в седиментаційних басейнах у товщах обводнених слабо літифікованих піщано-глинистих осадов. По суті, це різновидність зсувів, які спостерігаються у нестійких породах на земній поверхні. Вони приурочені до границь контрастних тектонічних рухів субстрату під час швидкої акумуляції теригенного матеріалу. Постійна компенсація тектонічного прогинання осадами сприяє вирівнюванню рельєфу морського дна, і гравігенні порушення виникають у товщі порід при майже горизонтальній її поверхні. Гравігенні порушення ще називають скидами росту, оскільки вони мають конседиментаційну природу, або лістричними (від грецького *listron* – лопата, совок).

На рис. 1 зображена оглядова карта по горизонту відбиття V_{b2} в нижній частині башкирського ярусу середнього карбону на ділянці від Борівського до Євгеніївського родовищ Вони пов'язані з регіональним Красноріцьким ски-

дом, простягаючись вздовж його опущеного крила.

Гравігенні порушення дугоподібні як у плані, так і в розрізі, повернуті ввігнутою стороною у напрямку падіння верств. Дугоподібність скидів осадового чохла у плані інтерпретатори-сейсміки Дніпровсько-Донецького регіону помітили вже давно, а от у розрізі – порівняно віднедавна. Донизу площини гравігенних порушень в осадових породах поступово виполюються і зливаються з поверхніми седиментації, переходячи у так званий міжплощинний зрив (рис. 2). Амплітуди вертикального зміщення по площинах гравігенних скидів з глибиною спочатку зростають, а потім знову зменшуються. До основних скидів можуть виникати антитетичні, які ще називають похідними. Вони мають падіння, протилежне до основних скидів. Внаслідок повертання верств у природній ділянці опущеного блока під час сповзання осадових порід по криволінійній площині скиду формується витягнута вздовж простягання скиду асиметрична антикліналь. Особливістю гравігенних дислокацій є те, що склепіння антикліналі з глибиною переміщується в плані слідом за зміщенням самого порушення. За результатами аналізу структурних планів родовищ зони Красноріцького скиду таке зміщення у продуктивних відкладах московського, башкирського і серпуховського ярусів може становити від 0,5 км до 1,0 км. З глибиною природна антикліналь стає вужчою, її амплітуда до певної глибини зростає, а далі знову зменшується.

З викладеного можна зробити висновок, що порушення і антикліналі зони Красноріцького скиду генетично пов'язані між собою, утворюючи комплекс гравігенних дислокацій.

На деяких гравігенних структурах зони Красноріцького скиду пробурено пошукові свердловини, в яких отримано або непромислово припливи газу, або вони виявилися в піднятих крилах скидів. Так сталося, наприклад, з декількома свердловинами Сиротинської структури, Варварівського підняття, а також Західноварварівської структури, свердловина Л4910 (рис. 3). Запланована до буріння пошукова свердловина 1 на згаданій Західноварварівській структурі не враховує зміщення апікальної частини прискидової антикліналі з глибиною. Тому розбурювання гравігенних структур Красноріцького скиду доцільно здійснювати похило спрямованим бурінням у південно-західному напрямку, що дасть змогу розкривати перспективні горизонти в апікальних частинах на всіх стратиграфічних рівнях.

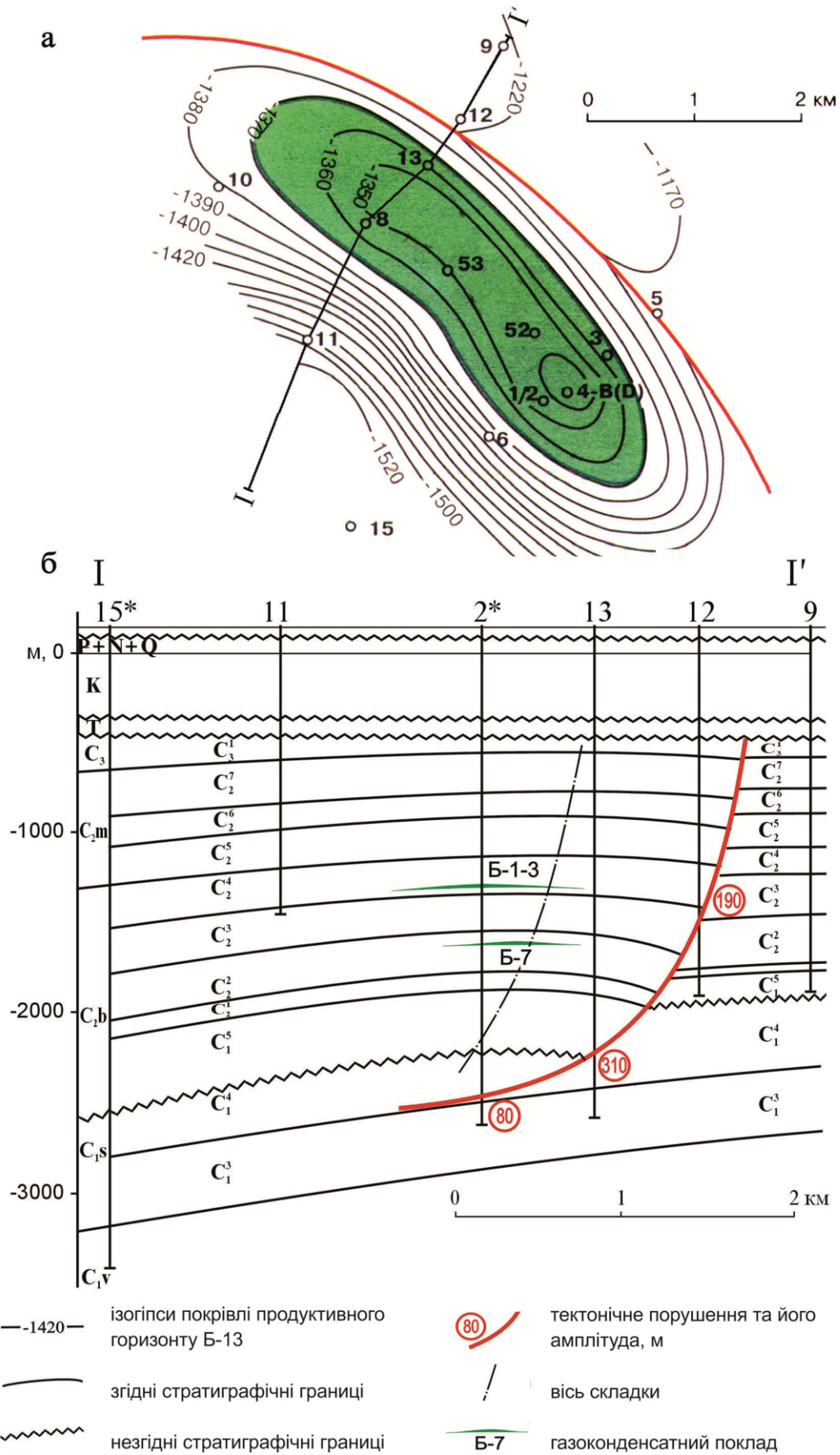


Рисунок 2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Б-13 (а) та геологічний розріз по лінії I-I' (б) Борівського родовища. За Н. С. Мякішевою [18]

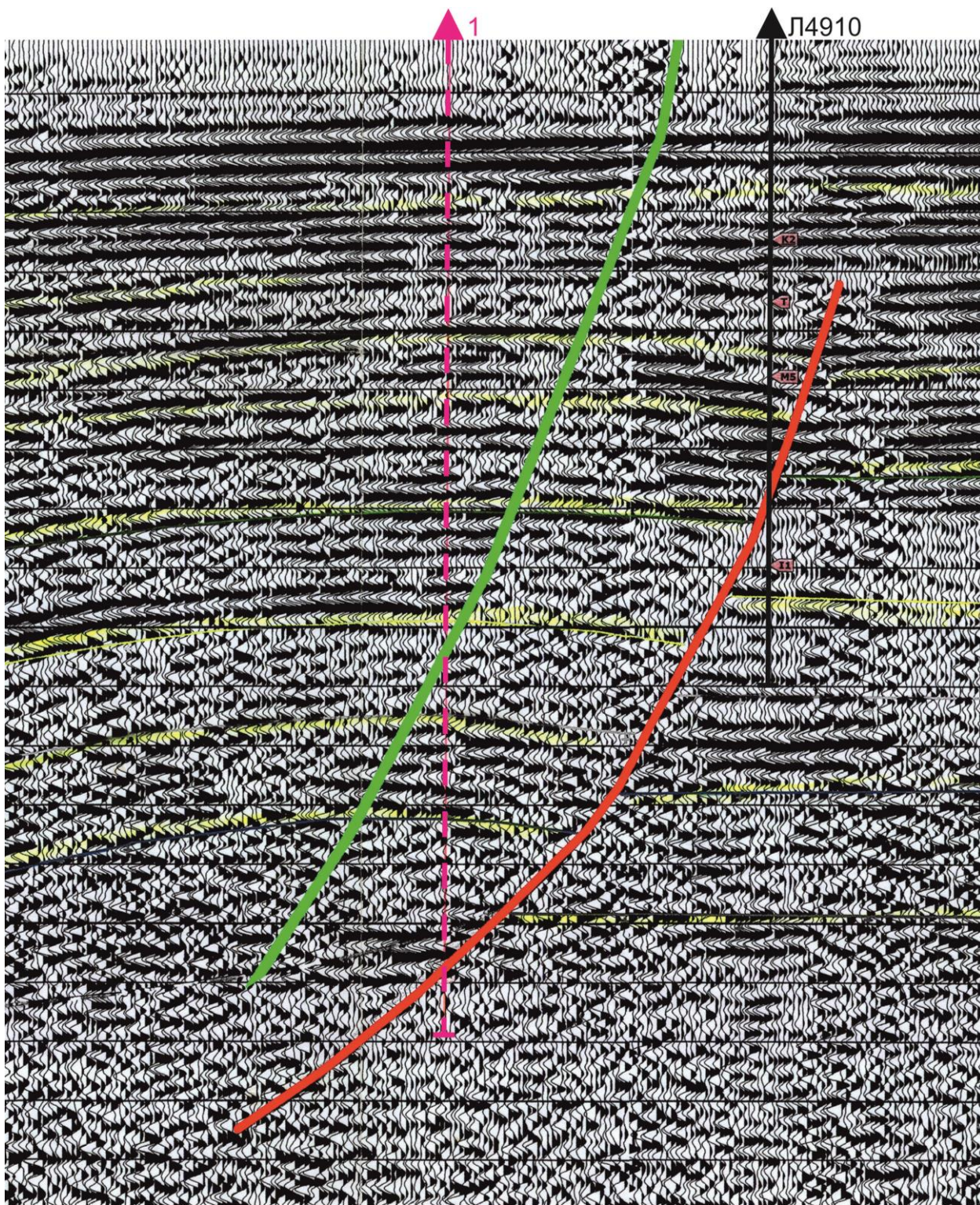


Рисунок 3 – Часовий розріз 86₂₄29306 Придніпровської геологорозвідувальної експедиції ДГП «Укргеофізика» через Західноварварівську структуру (Красноріцький скид зображений червоним кольором, вісь гравігенної складки – зеленим)

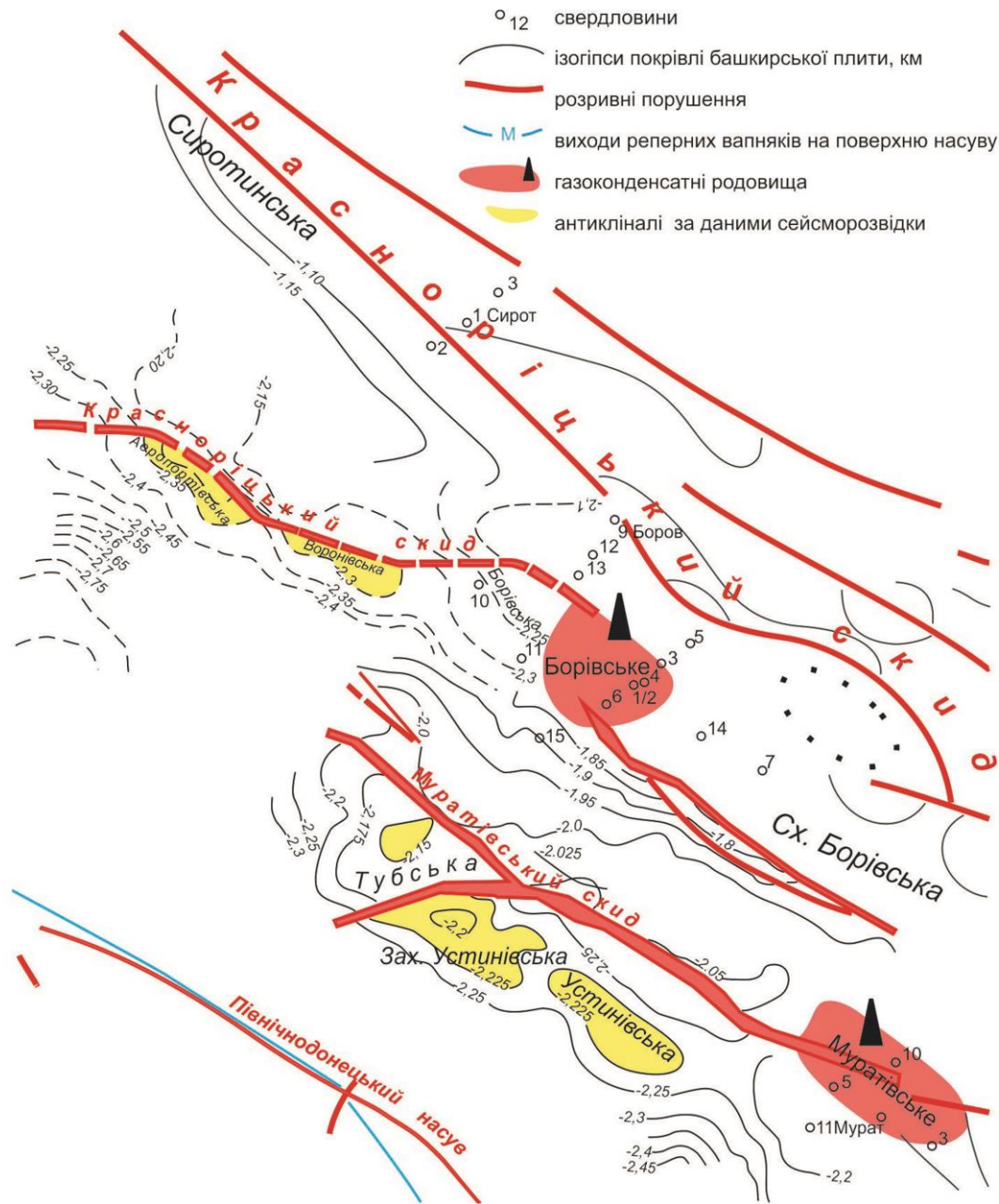


Рисунок 4 – Схематична структурна карта покрівлі башкирської плити в районі досліджень за матеріалами Придніпровської геологорозвідувальної експедиції ДГП «Укргеофізика», 2018 р.

Приблизно паралельною описаній групі піднять основного Красноріцького розлому простягається низка структур вздовж південного відгалуження цього розлому: Борівська, Воронівська, Аеропортівська (рис. 4). У 2018 році фахівцями Придніпровської геофізичної розвідувальної експедиції ДГП «Укргеофізика» для цих структур виконано сейсмозвідувальні роботи за методикою 2D і збудовано єдині структурні карти для різних горизонтів відбиття нижнього і середнього карбону. Отримані матеріали дали змогу охарактеризувати низку згаданих структур в стилі гравігенних дислока-

цій. У межах Борівської антикліналі ще у 70-х роках минулого століття виявлено газоконденсатні поклади, пов'язані з піщаними горизонтами Б-1, Б-2, Б-3, Б-4, Б-5, Б-6, Б-7, Б-8, Б-9 башкирського ярусу середнього карбону та С-6 серпуховського ярусу нижнього карбону. На Воронівському піднятті нещодавно пробурена свердловина 1-Воронівська. Газоносними в ній виявилися горизонти Б-7, Б-8 і Б-9. Є також надія на відкриття Аеропортівського родовища, де присутні такі інгредієнти гравігенних дислокацій, як криволінійний скид і прирозломна антикліналь.

Ще один ешелон структур пов'язаний з Муратівським скидом. В його опущеному крилі за результатами сейсмозвідувальних робіт закартована Устинівсько-Західноустинівсько-Тубська низка структур. Сеймоструктурні побудови видаються достатньо об'єктивними за виключенням замикання північно-західної перикліналі Західноустинівської структури на порушення. Виходячи з морфологічних особливостей гравігенних дислокацій, можемо допускати, що між структурою і порушенням є неглибокий прогин. Проте загальні обриси і орієнтування Устинівської і Західноустинівської структур заперечень не викликають. Складніше з Тубською структурою, оскільки незрозумілим є нетипове для гравігенних дислокацій орієнтування структури, довга вісь якої простягається не паралельно, а перпендикулярно до скиду. Скоріш за все, як і решта піднятих зони Красноріцьких скидів, структура простягається вздовж Тубського скиду, проте недостатня кількість сейсмопрофілів у північно-західній частині структури не дає змоги аргументувати таке твердження фактичними матеріалами.

Не виключено, що серія гравігенних порушень з низкою прирозломних піднятих простягається далі на північний захід на невивчену ділянку, яка розташована в долині ріки Сіверський Донець. Це узгоджується з відомим твердженням про контроль річкових долин тектонічними порушеннями та іншими геологічними лінеаментами [19]. У даному випадку долина ріки простягається вздовж чола Північнодонецького насуву та Муратівського скиду. Відображенням гравігенних порушень у річковій долині можуть бути старі русла Сіверського Донця. Зауважимо, що йдеться не про меандри розміром у перші сотні метрів, яких у заплаві безліч і час існування яких невеликий, а про стабільні в часі протяжні ділянки старого русла довжиною в декілька кілометрів. До уваги приймалися і менші фрагменти старих русел, згрупованих у лінії.

В районі Тубської структури знаходиться озеро Туба, яке утворилося на місці старого русла. Озеро має характерну дугоподібну форму, що може бути свідченням його генетичного зв'язку з гравігенним скидом (рис. 5). В опущеному блоці скиду може існувати антиклиналь довжиною понад 3 км. З викладених позицій ще три гравігенні скиди з супутніми підняттями прогнозуються на північний захід від Тубської складки у напрямку міста Северодонецьк. Перший з них знаходиться в районі озер Лужне і Клешня на південь від населеного пункту Сиротине, назвемо його Озерним (рис. 6). Тут ста-

риці Сіверського Донця утворюють дугоподібну систему, яка може асоціюватися з гравігенним порушенням. Довжина пов'язаної з ним складки може сягати 2,5 км. Другий скид облямовує урочище Павлоград, що розташоване на південно-західній околиці Северодонецька, де порушення може відобразитися низкою річкових стариць (рис. 7). Довжина прогнозованої складки тут сягатиме 3 км. Ще один можливий об'єкт знаходиться на південно-західній границі Рубіжного (рис. 8). Його довжина може становити близько 3 км. Геотектонічна позиція, орієнтування, форма і розміри описаних прогнозних дислокацій подібні до тих, які в районі Красноріцького скиду виявилися газоносними. Отримані результати з прогнозування нових гравігенних структур (рис. 9) доцільно використати для планування сейсмозвідувальних робіт на північно-західному продовженні Муратівського скиду.

Висновки

1. Отримані результати підтверджують висновки автора про існування гравігенних дислокацій в зоні Красноріцького скиду.
2. Встановлено, що неврахування міграції склепінь прирозломних гравігенних антикліналей з глибиною може бути причиною негативних результатів пошукових робіт на нафту і газ. В подальшому рекомендоване буріння похило спрямованих свердловин з метою розкриття продуктивних пластів у апікальних частинах піднятих.
3. З врахуванням особливостей будови гравігенних дислокацій надані рекомендації для уточнення форми тектонічних порушень Муратівського скиду та пов'язаних з ними Західноустинівської і Тубської антикліналей.
4. За геоморфологічними ознаками долини ріки Сіверський Донець спрогнозовані нові підняття на північно-західному продовженні Муратівського скиду, які рекомендуються для вивчення сейсмозвідукою.

Література

1. Hardin F. R., Hardin G. C. Contemporaneous normal faults of Gulf Coast and their relation to flexures. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1961. Vol. 45. No 2. P. 238–248.
2. Hydrocarbon habitat of Tertiary Niger delta / B. D. Evamy, J. Haremboure, P. Kamerling et al. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1978. Vol. 62. No 1. P. 1–39.

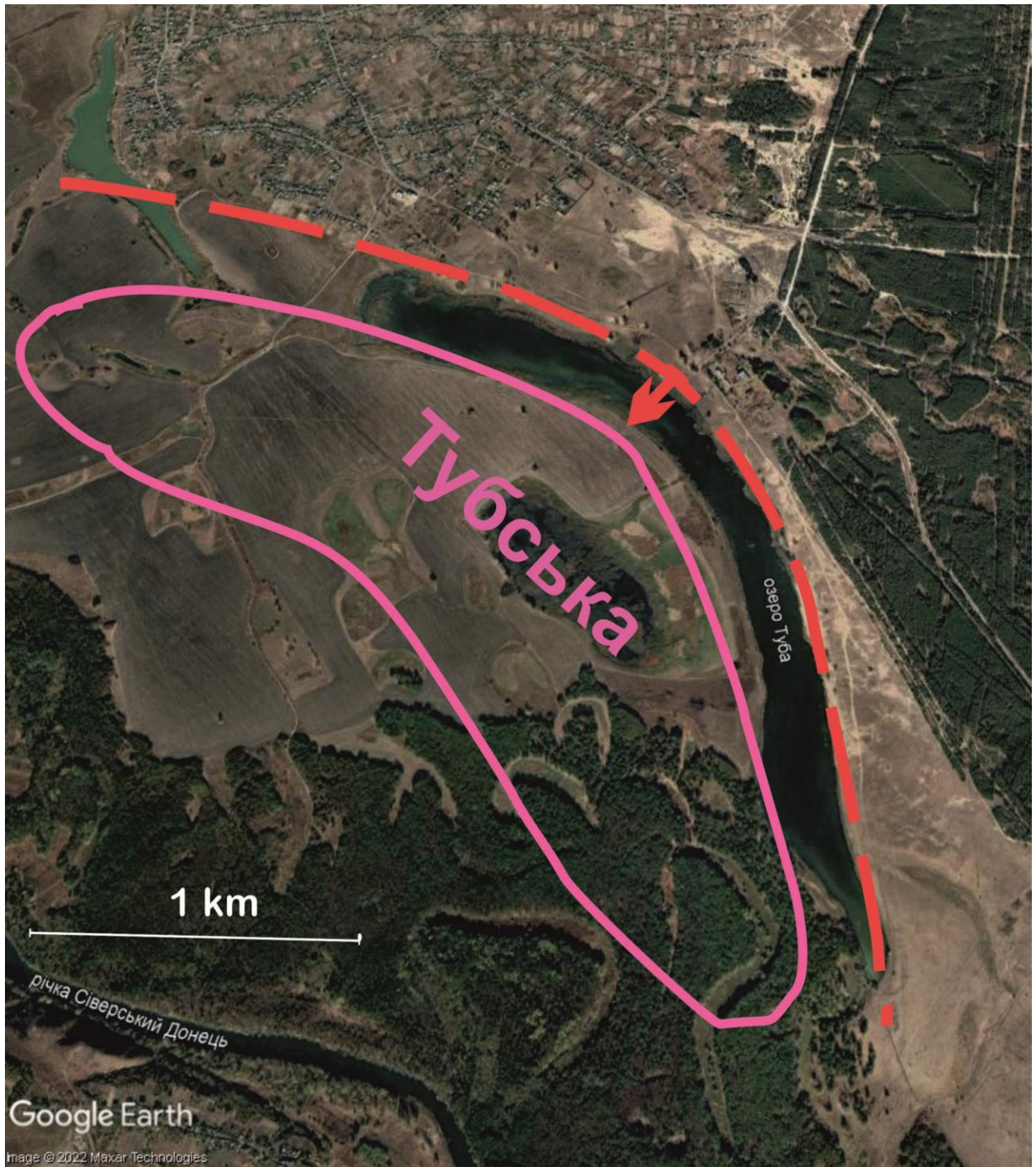


Рисунок 5 – Відображення гравігенного скиду у фрагментах старого русла р. Сіверський Донець і прогнозна Тубська антикліналь. Фото з Google

3. Geology of natural gas in South Louisiana / W. R. Paine, S. J. Spiller, K. M. Waters et al. *Natural gases of North America. AAPG, Memoir 9.* Tulsa, Oklahoma. 1968. Vol. 1. P. 376–423.

4. Shelton J. W. Role of contemporaneous faulting during basinal subsidence. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1968. Vol. 52. No 3. P. 414–419.

5. Clark R. H., Rouse J. T. A closed system for generation and entrapment of hydrocarbons in

cenozoic deltas. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1971. Vol. 55. No 8. P. 1170–1179.

6. O'Connor M. J., Gretener P. E. Quantitative modeling of the processes of differential compaction. *Bull. Canad. Petrol. Geology.* 1974. Vol. 22. No 3. P. 241–268.

7. Busch D. A. Influence of growth faulting on sedimentation and prospect evaluation. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1975. Vol. 59. No 2. P. 217–230.

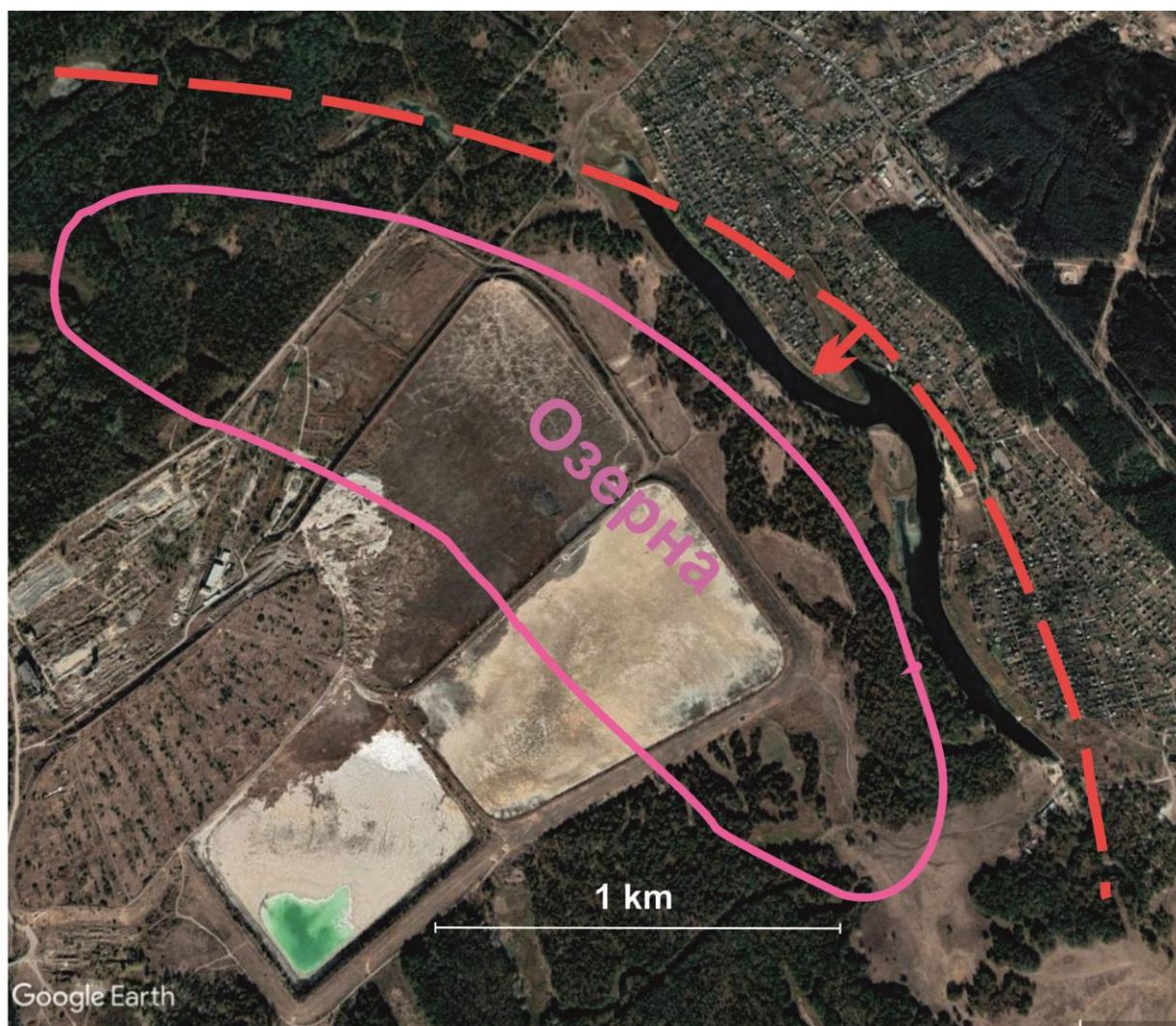


Рисунок 6 – Відображення гравігенного скиду у фрагментах старого русла р. Сіверський Донець і прогнозна Озерна антикліналь. Фото з Google

8. Shepard F. P. Delta front valleys bordering the Mississippi distributaries. *Bull. Geol. Soc. Amer.* 1955. Vol. 66. P. 1489–1498.

9. Brusco J. M., Getz S. L., Walkice R. L. Geology will support further discoveries in Gulf of Guinea's Golden Rectangle. *Oil & Gas Journal.* 2004, Feb. 16. P. 675–684.

10. Graue K. Mud volcanoes in deepwater Nigeria. *Marine and Petroleum Geology.* 2000. No 17. P. 959–974.

11. Обстановки осадконакоплення и фации. В 2 т. Т. 1 / Под ред. Х. Рединга. М: Мир, 1990. 352 с.

12. Weber K. J. Sedimentological aspects of oil fields in the Niger delta. *Geologie en mijnbouw.* 1971. Vol. 50. No 3. P. 559–576.

13. Weber K. J., Daukoru E. Petroleum geology of the Niger delta. *Proc. 9-th World Petrol. Congf.* 1975. P. 209 – 221.

14. Бабадаглы, В.А., Лазарук, Я.Г., Кучерук, Е.В., Кельбас Б.И. Особенности геологического строения зоны мелкой складчатости Северного Донбасса. *Геология нефти и газа.* 1981. № 1. С. 34–39.

15. Лазарук Я.Г, Крейденков В.Г. Новый тип пасток углеводнів у відкладах карбону Дніпровсько-Донецької западини. *Мінеральні ресурси України.* 1995. № 3–4. С. 42–46.

16. Лебідь В.П. Геодинамічна модель та умови нафтогазнагромадження в рифтовий етап розвитку Дніпровсько-Донецької западини *Доповіді Національної академії наук України.* 2000. № 6. С.134–137.

17. Барташук, О., Суярко, В. Геодинаміка формування перехідної зони між Дніпровсько-Донецьким басейном і Донбаським складчастим поясом. Тектонічна інверсія рифтоподібної структури. *Геодинаміка.* 2021. № 2(31). С. 53–65. doi.org/10.23939/jgd2021.02.053



Рисунок 7 – Відображення гравігенного скиду у фрагментах старого русла р. Сіверський Донець і прогнозна Павлоградська антикліналь. Фото з Google

18. Атлас родовищ нафти і газу України. В 6 т. Т. 3. Східний нафтогазоносний регіон. Ю.О. Арсірій та ін.; заг. ред. М.М. Іванюти. Львів: Центр Європи, 1998. 1416 с.

19. Товстюк З.М., Єфіменко, Т.А. Титаренко О.В. Новітня розломно-блокова тектоніка Дніпровсько-Донецької западини. *Український журнал дистанційного зондування Землі*. 2014. № 2. С. 4–13.

References

1. Hardin F. R., Hardin G. C. Contemporaneous normal faults of Gulf Coast and their relation to flexures. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1961. Vol. 45. No 2. P. 238–248.

2. Hydrocarbon habitat of Tertiary Niger delta / B. D. Evamy, J. Haremboure, P. Kamerling et al. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1978. Vol. 62. No 1. P. 1–39.

3. Geology of natural gas in South Louisiana / W. R. Paine, S. J. Spiller, K. M. Waters et al. *Natural gases of North America. AAPG, Memoir 9.* Tulsa, Oklahoma. 1968. Vol. 1. P. 376–423.

4. Shelton J. W. Role of contemporaneous faulting during basinal subsidence. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1968. Vol. 52. No 3. P. 414–419.

5. Clark R. H., Rouse J. T. A closed system for generation and entrapment of hydrocarbons in cenozoic deltas. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1971. Vol. 55. No 8. P. 1170–1179.

6. O'Connor M. J., Gretener P. E. Quantitative modeling of the processes of differential compaction. *Bull. Canad. Petrol. Geology.* 1974. Vol. 22. No 3. P. 241–268.

7. Busch D. A. Influence of growth faulting on sedimentation and prospect evaluation. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1975. Vol. 59. No 2. P. 217–230.

8. Shepard F. P. Delta front valleys bordering the Mississippi distributaries. *Bull. Geol. Soc. Amer.* 1955. Vol. 66. P. 1489–1498.

9. Brusio J. M., Getz S. L., Walkice R. L. Geology will support further discoveries in Gulf of Guinea's Golden Rectangle. *Oil & Gas Journal.* 2004, Feb. 16. P. 675–684.



Рисунок 8 – Відображення гравігенного скиду у фрагментах старого русла р. Сіверський Донець і прогнозна Рубіжна антикліналь. Фото з Google

10. Graue K. Mud volcanoes in deepwater Nigeria. *Marine and Petroleum Geology*. 2000. No 17. P. 959–974.

11. Obstanovki osadkonakopleniya i facii. Vol 2. Iss. 1 / Pod red. H. Redinga. M.: Mir, 1990. 352. [in Russian]

12. Weber K. J. Sedimentological aspekts of oil fields in the Niger delta. *Geologie en mijnbouw*. 1971. Vol. 50. No 3. P. 559–576.

13. Weber K. J., Daukoru E. Petroleum geology of the Niger delta. *Proc. 9-th World Petrol. Congf.* 1975. P. 209 – 221.

14. Babadagly, V.A., Lazaruk, Ya.G., Kucheruk, E.V., Kelbas B.I. Osobennosti geologicheskogo stroeniya zony melkoj skladchatosti Severnogo Donbassa. *Geologiya nefi i gaza*. 1981. No 1. P. 34–39. [in Russian]

15. Lazaruk Ya.H, Kreidenkov V.H. Novyi typ pastok vuhlevodniv u vidkladakh karbonu Dniprovsko-Donetskoj zapadyny. *Mineralni resursy Ukrainy*. 1995. No 3–4. P. 42–46. [in Ukrainian]

16. Lebid V.P. Heodynamichna model ta umovy naftohazonahromadzhennia v ryftovyi etap rozvytku Dniprovsko-Donetskoj zapadyny. *Dopovidi Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2000. No 6. P. 134–137. [in Ukrainian]

17. Bartashchuk O., Suiarko V. Heodynamika formuvannia perekhidnoi zony mizh Dniprovsko-Donetskim basinom i Donbaskym skladchatym poiasom. Tektonichna inversiia ryftopodobnoi struktury. *Heodynamika*. 2021. No 2(31). P. 53–65. doi.org/10.23939/jgd2021.02.053 [in Ukrainian]

18. Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy. V 6 t. Iss. 3. Skhidnyi naftohazonosnyi rehion. Yu.O. Arsirii ta in.; zah. red. M.M. Ivaniuty. Lviv: Tsent Yevropy, 1998. 1416 p. [in Ukrainian]

19. Tovstiyuk Z.M., Yefimenko T.A. Titarenko O.V. Novitnia rozlomno-blokovia tektonika Dniprovsko-Donetskoj zapadyny. *Ukrainskyi zhurnal dystantsiinoho zonduvannia Zemli*. 2014. No 2, P. 4–13. [in Ukrainian]

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-4(85)-19-27

ВПЛИВ СТУПЕНЯ КОМПЕНСАЦІЇ ПОТОЧНОГО ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ НАГНІТАННЯМ СУХОГО ГАЗУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИДОБУВАННЯ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТУ

¹С. В. Матківський, ²О. Р. Кондрат¹Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,
тел./факс (044) 272-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.comІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Для підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату проведено дослідження ефективності технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу на основі неоднорідної цифрової тривимірної моделі. Згідно з результатами моделювання встановлено, що у випадку нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад знижуються питомі втрати конденсату в пласті за рахунок стабілізації та підтримання пластового тиску на вищому порівняно з розробкою на виснаження рівні. Результати моделювання свідчать про те, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску зменшується насиченість порового простору конденсатом та, відповідно, забезпечується додатковий його видобуток переважно в газовій фазі на поверхню. Зі збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу підвищується накопичений видобуток конденсату та, відповідно, кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення. За результатами проведених розрахунків підвищення коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5–3,57 %; 0,75–5,01 %; 1–6,08 %; 1,25–6,93 %; 1,5–7,70 %. На основі результатів статистичного аналізу розрахункових даних визначено оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, яке становить 0,972. Підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату для наведеного оптимального значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу дорівнює 5,96 %. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технологій підтримання пластового тиску про розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, ретроградна конденсація, технології підвищення конденсатовилучення, нагнітання сухого газу.

To increase the efficiency of development of gas condensate fields with significant reserves of retrograde condensate, a study was made of the effectiveness of the technology for maintaining formation pressure using dry gas based on a heterogeneous three-dimensional digital model. According to the simulation results, it was found that in the case of dry gas injection into a gas condensate reservoir, the specific losses of condensate in the reservoir are reduced due to stabilization and maintenance of formation pressure at a higher level compared to depletion development. The simulation results indicate that due to the introduction of formation pressure maintenance technology, the saturation of the pore space with precipitated condensate decreases and accordingly its additional production is

provided mainly in the gas phase to the surface. With an increase in the degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection, the cumulative condensate production and accordingly the final hydrocarbon coefficient increase. According to the results of the calculations, the increase in condensate recovery factors, depending on the degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection, is: 0.5 - 3.57 %; 0.75 - 5.01 %; 1 - 6.08 %; 1.25 - 6.93 %; 1.5 - 7.70 %. Based on the results of a statistical analysis of the calculated data, the optimal value of the degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection was determined, which is 0.972. The increase in the final condensate recovery factor for the optimal reduced degree of compensation for the current hydrocarbon production by dry gas injection is 5.96 %. The results of the studies carried out testify to the high technological efficiency of the introduction of formation pressure maintenance technologies for the development of gas condensate fields with significant condensate reserves.

Key words: digital modeling, gas condensate reservoir, retrograde condensation, enhanced condensate recovery technologies, dry gas injection.

Вступ

Економіка будь-якої держави ґрунтується на виробництві матеріальних і духовних благ, сукупність яких обумовлює сприятливі умови життєдіяльності людини. Особливу роль в економіці держави відіграє нафтогазова промисловість, оскільки природні вуглеводні є джерелом вироблення енергій [1].

Теперішнє суспільство повною мірою залежить від нафти і газу, а перехід на відновлювальні джерела енергії потребує великих коштів та часу. У зв'язку з цим на поточний час дуже гостро стоїть питання підвищення ефективності розробки нафтогазових родовищ України та нарощення видобутку вуглеводнів [2-3].

При проектуванні розробки родовищ вуглеводнів особливу увагу слід приділити газоконденсатним родовищам з високим початковим вмістом конденсату, переважна більшість яких розробляється на природних режимах виснаження пластової енергії.

Розробка газоконденсатних родовищ на виснаження супроводжується фазовими перетвореннями вуглеводневої суміші, що обумовлює значні втрати конденсату в поровому просторі. Сконденсовані вуглеводні перебувають в нерухомому стані, оскільки насиченість породи-колектора зазвичай не перевищує 10-20 % та є значно нижчою за критичне значення насиченості, при якому він стає мобільним [4].

Масоперенесення конденсату відбувається виключно в обмежених зонах пласта, особливо в безпосередній близькості до вибою видобувних свердловин, що обумовлено додатковими втратами конденсату в лійці депресії [5-6].

Промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату, а також результати численних лабораторних та теоретичних досліджень свідчать про те, що при розробці на режимі виснаження пластової енергії досягається низький ступінь вилучення вуглеводнів. Кінцеві коефіцієнти конденсатовилучення за таких умов становлять 15-40 % та

залежать від особливостей газоконденсатних характеристик, тобто питомих втрат конденсату на одиницю зниження пластового тиску [7-9].

Для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів нафти і газу та підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень, на основі яких будуть розроблені високоефективні технології розробки, які забезпечать високі техніко-економічні показники за мінімальних витрат.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій.

Переважає більшість газоконденсатних родовищ розробляється на виснаження. При розробці продуктивних покладів внаслідок зниження пластового тиску відбувається процес диференціальної конденсації важких вуглеводнів. У зв'язку з цим відбувається збільшення питомих і сумарних втрат конденсату в пласті та, відповідно, зменшення вмісту важких вуглеводнів у видобувній газоконденсатній суміші [10-12].

Підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату можливе за умов попередження випадіння конденсату в пластових умовах шляхом оптимізації розробки родовищ із забезпеченням рівномірного дренажу покладів, активної дії на процес розробки, а саме, на пластовий тиск, температуру, склад пластової суміші та пористе середовище [13-15].

Збільшення кінцевого вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ можливе такими способами [16-25]:

- Створенням підземних сховищ газу у виснажених газоконденсатних родовищах. Таким чином, в процесі закачування сухого газу в сховище частина конденсату з рідкої фази переходить в газову і при повторному видобуванні газу піднімається на поверхню.

- Нагнітанням в газоконденсатний пласт сухого (відбензиненого) газу (сайклінг-процес) з метою випаровування частини випалого в привибійній зоні конденсату з подальшою розробкою родовища в режимі виснаження пластової енергії.

- Витісненням ретроградного конденсату з привибійної зони пласта газом, збагаченим пропан-бутановою фракцією.

- Витіснення випалого у пласті конденсату облямівкою міцелярних розчинів, діоксидом вуглецю та різного роду вуглеводневими розчинниками (зрідженим нафтовим газом, широкою фракцією легких вуглеводнів), які змішуються з конденсатом з наступним витісненням їх сухим газом.

Результати численних досліджень на різних родовищах показали, що оброблення привибійної зони пласта різного роду розчинниками дозволяє видобути 10-17 % випалого конденсату, а у випадку використання як агенту нагнітання - збагаченого газу - до 40 %. Основний недолік при цьому полягає в необхідності проводити значну кількість оброблень привибійної зони пласта, оскільки конденсат повторно насичує поровий простір. Зважаючи на вищенаведене, даний метод доцільно застосовувати для газоконденсатних покладів з незначним вмістом конденсату [3, 26-27].

Високою технологічною ефективністю характеризується метод покращення продуктивності свердловин з використанням гідрофільних розчинів. Фізична суть даного методу полягає в створенні зони гідрофільності. Об'єм нагнітання гідрофільної речовини розраховується з урахуванням насиченості пор конденсатом. При нагнітанні гідрофільного розчину в продуктивний пласт він займає крайові частини пор, в той час як конденсат, який є гідрофобною рідиною, – центральну частину. Фільтраційний опір в центральній частині є найменшим, що обумовлює збільшення фазової проникності за конденсатом і, як результат, зменшення насиченості привибійної зони пласта конденсатом.

Результатом застосування цього методу інтенсифікації видобутку вуглеводнів є попередження накопичення випалого конденсату у привибійній зоні пласта за рахунок збільшення його рухливості. Це забезпечує стабільну роботу видобувних свердловин протягом тривалішого періоду розробки газоконденсатного покладу та, відповідно, збільшення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу та конденсату [6, 28].

Якщо привибійна зона пласта забруднена рідкими вуглеводнями, то рекомендується очищувати пористе середовище шляхом нагні-

тання вуглеводневого розчинника (широку фракцію легких вуглеводнів тощо).

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з високим початковим вмістом конденсату в пластовому газі можливе за рахунок впровадження вторинних технологій розробки, які забезпечують значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення конденсату порівняно з розробкою на виснаження. Найбільш відомими технологіями є сайклінг-процес та інші технології підтримання пластового тиску.

В Україні технології підтримання пластового тиску (а саме, сайклінг-процес) впроваджувався на Куличихінському, Тимофіївському, Котелевському та Новотроїцькому родовищах. На Березівському родовищі здійснювався внутрішньо-свердловинний перепуск пластового газу.

Промисловий досвід розробки цих родовищ свідчить про існування значних технологічних обмежень щодо реалізації такого роду технологій, що, в основному, зумовлено особливостями геологічної будови, а саме неоднорідністю продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною.

Зважаючи на вищенаведене, виникає необхідність в удосконаленні існуючих та створенні нових високоефективних технологій розробки родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі. Досягнути цього можна шляхом проведення додаткових досліджень з використанням основних інструментів цифрового моделювання відповідно до світової практики проектування розробки родовищ вуглеводнів на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей.

Мета та завдання досліджень

Основною метою та завданням даних досліджень є оптимізація технології нагнітання сухого газу в поклади з високим вмістом конденсату в пластовому газі для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів газоконденсатних родовищ та збільшення їх кінцевого вуглеводневилучення.

Виклад основного матеріалу досліджень

Дослідження з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі виконано на основі цифрової тривимірної моделі з наступними параметрами: початковий пластовий тиск – 45 МПа, пластова температура – 393 К,

товщина пласта – 15 м, коефіцієнт пористості – 0,14, газонасиченість – 0,8, коефіцієнт проникності – $7,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², глибина залягання покладу – 4500 м. Початкові запаси газу становлять 2291 млн м³, а запаси конденсату – 863,2 тис. м³.

Розрахунки виконано для різного ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу (0,5, 0,75, 1, 1,25, 1,5). Технологія підтримання пластового тиску реалізовується при виснаженості покладу на рівні 50 % впродовж 36 місяців.

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад, створено та використано в подальшому композиційну PVT модель [29-30].

За результатами моделювання встановлено, що нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад обумовлює підтримання пластового тиску на рівні, вищому порівняно з розробкою на виснаження. Аналізуючи результати проведених досліджень, встановлено, що чим більший ступінь компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, тим вищий середній пластовий тиск в продуктивному покладі.

Динаміка пластового тиску від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведено на рисунку 1.

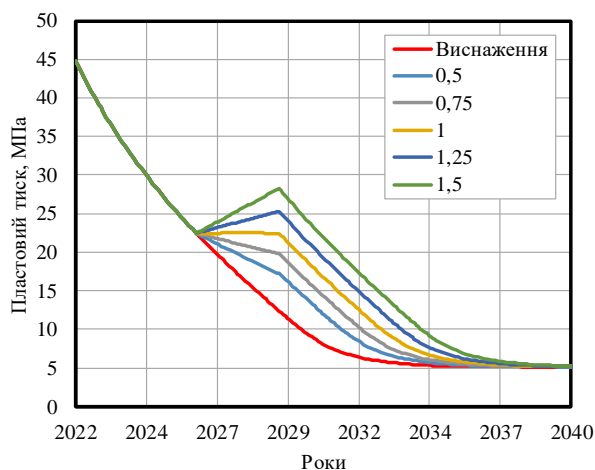


Рисунок 1 – Динаміка пластового тиску від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу. Результати розрахунків свідчать про те, що у випадку реалізації технології підтримання пла-

стового тиску забезпечуються значно вищі технологічні показники розробки порівняно з розробкою на виснаження.

Динаміка накопиченого видобутку конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведена на рисунку 2.

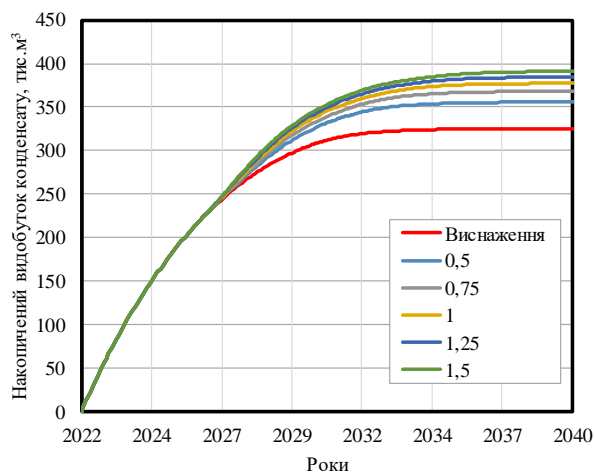


Рисунок 2 – Динаміка накопиченого видобутку конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

За результатами проведених розрахунків встановлено, що накопичений видобуток конденсату в залежності від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5–359,60 тис. м³; 0,75–374,87 тис. м³; 1–374,61 тис. м³; 1,25–370,72 тис. м³; 1,5–364,73 тис. м³. При розробці газоконденсатного покладу на виснаження накопичений видобуток конденсату дорівнює 324,90 тис. м³.

Результати досліджень свідчать про те, що збільшення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу обумовлює збільшення накопиченого видобутку конденсату. Досягається такого результату завдяки сповільненню процесу ретроградної конденсації важких вуглеводнів за рахунок підтримання пластового тиску на вищому рівні порівняно з варіантом розробки на виснаження. Таким чином досягається зменшення питомих втрат конденсату в поровому просторі при зниженні пластового тиску на 1 МПа. Чим вищий ступінь компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу в поклад, тим менші питомі втрати конденсату та, відповідно, вищий накопичений видобуток.

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що найбільше насичення порово-

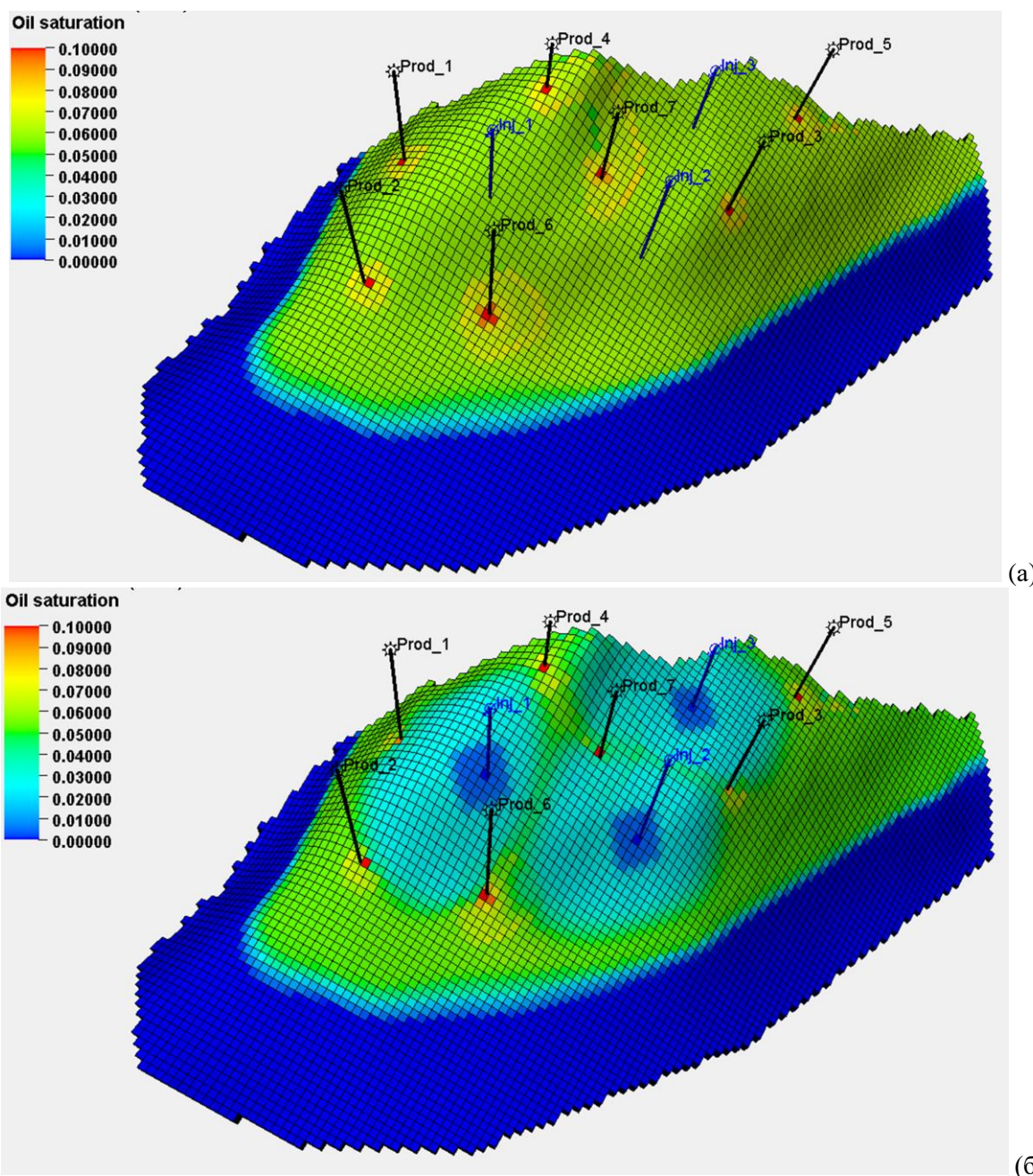


Рисунок 3 – Насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями при розробці газоконденсатного покладу на виснаження (а) та при компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу на рівні 1,5 (б) на момент зупинки процесу підтримання пластового тиску

го простору випалим конденсатом поблизу вибою видобувних свердловин. Пояснюється це характером зміни пластового тиску навколо видобувних свердловин, а саме, існуванням ліній депресії, що обумовлює додаткові втрати конденсату в привибійній зоні пласта. Розміри ліній депресії залежать від неоднорідності фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів продуктивного покладу як за площею, так і за товщиною, а також технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин.

Результати моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу зменшується насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями в зонах розміщення нагнітальних свердловин.

Насиченість порового простору сконденсованими вуглеводнями при компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу на рівні 1,5 та при розробці на виснаження на момент зупинки процесу підтримання пластового тиску наведено на рисунку 3.

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

Ступінь компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу	Коефіцієнт вилучення конденсату, %		
	Виснаження	Нагнітання	Ефект
0,5	37,64	41,21	3,57
0,75	37,64	42,65	5,01
1,0	37,64	43,72	6,08
1,25	37,64	44,57	6,93
1,5	37,64	45,34	7,70

На основі результатів моделювання слід відмітити, що завдяки впровадженню технології нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад відбувається витіснення раніше випалого в пласті нерухомого конденсату до видобувних свердловин з наступним його видобутком на поверхню.

За результатами проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження. Результати розрахунків наведено в таблиці 1.

Результати розрахунків свідчать про те, що прогнозний коефіцієнт вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5 – 41,21 % ; 0,75 – 42,65 % ; 1 – 43,72 % ; 1,25 – 44,57 % ; 1,5 – 45,34 %. При розробці покладу на виснаження накопичений видобуток конденсату при цьому становить 37,64 %.

Залежності коефіцієнтів вилучення конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження наведені на рисунку 4.

За результатами проведених розрахунків прогнозний приріст коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу становить: 0,5–3,57 % ; 0,75–5,01 % ; 1–6,08 % ; 1,25–6,93 % ; 1,5–7,70 %.

На основі результатів обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, яке становить 0,972. Підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату для наведеного оптимального значення ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу дорівнює 5,96 %.

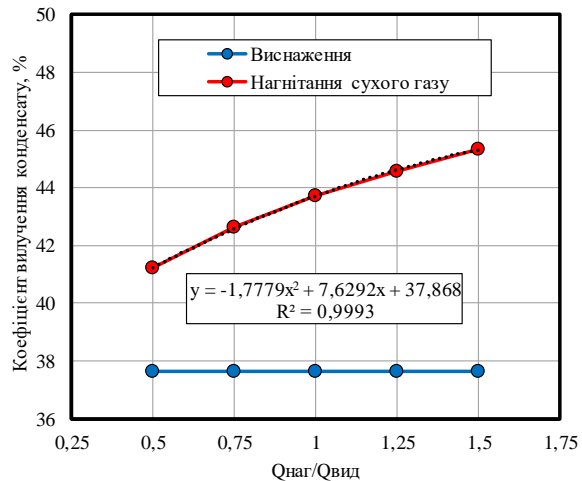


Рисунок 4 – Залежності коефіцієнтів вилучення конденсату від ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу та при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

Висновок

Для підвищення ефективності розробки виснажених газоконденсатних родовищ із значними залишковими запасами газу та конденсату проведено дослідження з використанням програмних комплексів Eclipse та Petrel компанії Schlumberger на основі цифрової тривимірної моделі.

Результати моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології нагнітання сухого газу в продуктивний поклад зменшуються питомі втрати конденсату на одиницю зниження пластового тиску. Також варто відзначити, що завдяки нагнітанням сухого газу в поклад відбувається розчинення частини випалого конденсату в газі та забезпечується ефективний його видобуток на поверхню.

Зі збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу збільшується накопичений видобуток конденсату, а отже, і кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення. Таким чином, за результа-

тами статистичного аналізу розрахункових даних визначено оптимальне значення ступеня компенсації видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу, яке становить 0,972. Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату для встановленого оптимального значення дорівнює 44,9 %, а при розробці на виснаження – 37,64 %. Збільшення прогнозного коефіцієнта конденсатовилучення становить 7,26 %.

На основі результатів проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання сухого газу при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату.

Література

1. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*. 2015, № 12. С.19-26.
2. Матківський С.В. Технології уловлювання техногенного діоксиду вуглецю та перспективи його утилізації у виснажених нафтогазових родовищах. *Нафтогазова енергетика*. 2021. № 2(36). С. 31-41. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-2\(36\)-31-41](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-2(36)-31-41)
3. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. 2020. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
4. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.
5. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату. *Матеріали Міжнар. наук.-практ. конф.* Івано-Франківськ, 8-9 грудня. 2020. С. 99-102.
6. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. Pp. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>
7. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів. 1996. 620 с.
8. Мартынова М.А., Степанова Г.С., Качалов О.Б., Расизаде Я.М. Извлечение выпавшего конденсата на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения. *Газовая промышленность*. 1976. № 6. С. 31-33.
9. Гуревич, Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов. *Ежегодник «Итоги науки и техники». Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений»*. 1985. Т.16. С. 132-184
10. Davidovskiy A., Abramochkin S., Lopatina N. Multiphase Gas-Condensate Metering Tests with Individual Fluid Properties Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2017. <https://doi.org/10.2118/187753-MS>
11. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. <https://doi.org/10.2118/208562-MS>
12. Бурачок О.В. Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ: дис. доктора філософії. Івано-Франківськ, 2021. 247 с.
13. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна. 1998. 628 с.
14. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Наука та інновації*. 2005. № 5. С. 24-39.
15. Бікман Є.С., Дячук В.В. Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів C₅₊ в пластовому газі. *Проблеми нафтогазової промисловості*. 2006. №3. С. 165–168.
16. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, И. С. Закиров, М. Н. Батанова [и др.]. М.-Ижевск. Ч. 1. 520 с.
17. Леонтьев И.А., Петренко В.И., Рассохин Г.В. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой при разработке газоконденсатных месторождений. *Газовое дело*. 1968. №3. С. 3-5.
18. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 1(6 (109), Pp. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
19. Matkivskiy S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO₂ Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. Pp. 62-68. <https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008>
20. Пешкин М.А. Вытеснение выпавшего конденсата оторочкой углеводородного мицеллярного раствора. *Газовая промышленность*. 1977. №2. С. 35-36.

21. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатотдачи. *Газовая промышленность*. 1982. №10. С. 26-28.

22. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Доготь А.А. Факторы, влияющие на углеводородоотдачу газоконденсатных месторождений в сложных геологических и термобарических условиях. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1988. №9. 50 с.

23. Басниев К.С., Ливада Г.М., Сошнин Н.М. Метод добычи выпавшего в пласте конденсата на поздней стадии разработки месторождений. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1973. №12. С. 13-20.

24. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. Pp. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>

25. Тер-Саркисов Р.М., Пешкин М.А. Применение двуокси углерода для извлечения выпавшего в пласте конденсата. *Вопросы проектир. и экспл. месторожд. со сложным составом газа*. М.: ВНИИГаз. 1983. С. 83-92.

26. Тер-Саркисов Р.М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь. *Газовая промышленность*. 1997. № 6. С. 16-18.

27. Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М., Клапчук О. В. [и др.] Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатотдачи. *Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд.* М: ВНИИЭгазпром. 1980. №. 6. 39 с.

28. Кондрат Р. М., Марчук Ю. В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1989. № 7. 38 с.

29. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 1(74). С. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)

30. Бурачок, О. В., Першин, Д. В., Матківський, С. В., Кондрат, О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі "чорної нафти" для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. № 2. С. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

1. Kudrya S.A. Stan ta perspektyvy rozvytku vidnovlyuvanoyi enerhetyky v Ukraini. *Visn. NAN Ukrainy*, 2015, No 12. P.19-26. [in Ukrainian]

2. Matkivs'kyi S.V. Tekhnolohiyi ulovl'uvannya tekhnohennoho dioksydu vuhletsyu ta perspektyvy yoho utylizatsiyi u vysnazhenykh naftohazovykh rodovyshchakh. *Naftohazova enerhetyka*. 2021. No. 2(36). P. 31-41 [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-2\(36\)-31-41](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-2(36)-31-41) [in Ukrainian]

3. Matkivskyi S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. 2020. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

4. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. М.: Nedra. 1992. 255 p. [in Russian]

5. Kryvulya S.V., Bikman YE.S., Kondrat O.R., Matkivs'kyi S.V. Perspektyvy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrohradnoho kondensatu: *materialy Mizhnar. nauk.-prakt. konf. Ivano-Frankivs'k*. 8-9 hrudnya. 2020. P. 99-102. [in Ukrainian]

6. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. P. 1-16 <https://doi.org/10.2118/208564-MS>

7. Boyko V.S., Kondrat R.M., Yaremiychuk R.S. Dovidnyk z naftohazovoyi spravy. К.: L'viv. 1996. 620 p. [in Ukrainian]

8. Martynova M.A., Stepanova G.S., Kachalov O.B., Rasizade YA.M. Izvlecheniye vypavshogo kondensata na pozdney stadii razrabotki gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Gazovaya promyshlennost*. 1976. No 6. P. 31-33. [in Russian]

9. Gurevich, G. R. Sposoby povysheniya kondensatootdachi plastov. *Yezhegodnik «Itogi nauki i tekhniki». Seriya «Razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy»*. 1985. Vol. 16. P. 132-184. [in Russian]

10. Davidovskiy A., Abramochkin S., Lopatina N. Multiphase Gas-Condensate Metering Tests with Individual Fluid Properties Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2017. <https://doi.org/10.2118/187753-MS>

11. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. <https://doi.org/10.2118/208562-MS>

12. Burachok O.V. Pidvyshchennya efektyvnosti vyluchennya vuhlevodniv na riznykh stadiyakh rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch: dys. doctora filosofii. Ivano-Frankivsk, 2021. 247 p. [in Ukrainian]
13. Zakirov S. N. Razrabotka hazovykh, hazokondensatnykh i neftekondensatnykh mestorozhdenij. M.: Struna, 1998. 628 p. [in Russian]
14. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Kompleksna tekhnolohiya zbil'shennya vuhlevodnevylyuchennya z vysnazhenykh hazokondensatnykh rodovyshch. *Nauka ta innovatsiyi*. 2005. No 5. P. 24-39. [in Ukrainian]
15. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V. Optyimizatsiya system rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch Ukrayiny z vysokym vmistom vuhlevodniv S5+ v plastovomu hazi. *Problemy naftohazovoyi promyslovosti*. 2006. No 3. P. 165–168. [in Ukrainian]
16. Zakirov S. N. Novyye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / S. N. Zakirov, I. S. Zakirov, M. N. Batanova [i dr.]. M.-Izhevsk. CH. 1. 520 p. [in Russian]
17. Leontyev I.A., Petrenko V.I., Rassokhin G.V. Ob effekte vymyvaniya kondensata plastovoy vodoy pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy. *Gazovoye delo*. 1968. No 3. P. 3-5. [in Russian]
18. Matkivskyy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109), P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
19. Matkivskyy S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO₂ Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. P. 62-68. <https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008>
20. Peshkin M.A. Vytesneniye vypavshogo kondensata otorochkoy uglevodorodnogo mitse-llyarnogo rastvora. *Gazovaya promyshlennost*. 1977. No 2. P. 35-36. [in Russian]
21. Ter-Sarkisov R.M. Ispol'zovaniye obogashchennogo gaza dlya povysheniya kondensatootdachi. *Gazovaya promyshlennost*. 1982. No 10. P. 26-28. [in Russian]
22. Petrenko V.I., Il'chenko L.A., Dogot A.Ya. Faktory, vliyayushchiye na uglevodorodotdachu gazokondensatnykh mestorozhdeniy v slozhnykh geologicheskikh i termobaricheskikh usloviyakh. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1988. No 9. 50 p. [in Russian]
23. Basniyev K.S., Livada G.M., Soshnin N.M. Metod dobychi vypavshogo v plaste kondensata na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1973. No 12. P. 13-20. [in Russian]
24. Matkivskyy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
25. Ter-Sarkisov R.M., Peshkin M.A. Primeneniye dvoukisi ugleroda dlya izvlecheniya vypavshogo v plaste kondensata. *Voprosy proyektir. i ekspl. mestorozhd. so slozhnym sostavom gaza*. M.: VNIlgaz. 1983. P. 83-92. [in Russian]
26. Ter-Sarkisov R.M. Novaya kontseptsiya vozdeystviya na gazokondensatnuyu zalezhl'. *Gazovaya promyshlennost*. 1997. No 6. P. 16-18. [in Russian]
27. Gritsenko A. I., Ter-Sarkisov R. M., Klapchuk O. V. [i dr.] Zakachka zhidkikh uglevodorodov v plast dlya povysheniya neftekondensatootdachi. *Razrab. i ekspl. gaz. i gazokondens. mestorozhd.* M: VNIIEgazprom.1980. No. 6. 39 p. [in Russian]
28. Kondrat R. M., Marchuk Yu. V. Tekhnolohyya y tekhnika ékspluatatsyy hazokondensatnykh skvazhyn v oslozhnennykh usloviyakh. *Razrabotka y ékspluatatsyya hazovykh y hazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1989. No 7. 38 p. [in Russian]
29. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskyy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorenniya rivnyannya stanu hazokondensatnykh sumishey za umovy obmezhenoyi vkhidnoyi informatsiyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 1(74). S. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88) [in Ukrainian]
30. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivskyy, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli "chornoyi nafty" dlya modelyuvannya hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrayiny*. 2020. No 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48> [in Ukrainian]

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ РУХУ ОЧИСНИХ ПОРШНІВ ІЗ ГІПЕРПРУЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ВІДВОДАМИ І ПЕРЕХІДНИКАМИ ТРУБОПРОВОДІВ

С. М. Стецюк

УкрНДІгаз; 61125, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел. (057) 7304585;
e-mail: stetsyuk.sergey@ugv.com.ua

Розглянуто труднощі, які часто виникають під час планування застосування поршнів для очищення внутрішньої порожнини різноманітних трубопроводних систем від рідинних і твердих забруднень. Виготовлено циліндричні очисні поршні із різних гіперпружних матеріалів (пінополіуретан різної густини, пружно-полімерна композиція, силіконовий герметик та силіконовий компаунд). Визначено значення модуля пружності на згин та розтяг матеріалів, із яких виготовлено поршні. З метою оцінювання ризиків щодо застрягання, руйнування поршнів із різних гіперпружних матеріалів у фасонних елементах трубопроводів розроблено і змонтовано лабораторні експериментальні установки із скляних, металевих труб, відводів різних радіусів і кутів вигину та перехідників із більшого на менший діаметр труб. Експериментально досліджено динаміку руху поршнів із гіперпружних матеріалів відводами, перехідниками трубопроводів. Описано сили, які діють на поршень під час його руху такими елементами трубопроводів. У відводах, перехідниках трубопроводів динаміку руху поршнів визначає сила тертя між бічною поверхнею циліндричних поршнів і внутрішньою стінкою та сила інерції. Рух поршня у відводі, перехіднику сповільнювався, припинявся більшою силою тертя, яка зумовлена вигинанням, стисканням поршня. На основі аналізу динаміки руху поршнів відводами, перехідниками, аналізу сил, які на них діють, описано причини тимчасової зупинки, застрягання, механізми руйнування поршнів. Визначено можливі негативні наслідки, до яких може призвести тимчасова зупинка поршнів із гіперпружних матеріалів у відводах, перехідниках трубопроводів. Одержані результати дають змогу зрозуміти закономірності руху очисних поршнів із різних гіперпружних матеріалів відводами, перехідниками трубопроводів, зрозуміти причини їх застрягання, руйнування в таких елементах.

Ключові слова: пінополіуретан; силікон; модуль пружності; сила тертя; застрягання; руйнування.

Difficulties that often arise when planning the use of pigs for cleaning the internal cavity of various pipeline systems from liquid and solid contamination are considered. Cylindrical cleaning pigs are made from various hyperelastic materials (polyurethane foam of different densities, elastic polymer composition, silicone sealant and silicone compound). The value of the modulus of elasticity for bending and stretching of the materials from which the pigs are made is determined. In order to assess the risks of jamming and destruction of pigs made of various hyperelastic materials in shaped elements of pipelines, laboratory experimental installations of glass and metal pipes, bends of different radii and bend angles, and reducers from larger to smaller pipe diameters were developed and assembled. The dynamics of the movement of pigs made of hyperelastic materials through bends and pipeline reducers were experimentally studied. The forces acting on the pig during its movement by such pipeline elements are described. In bends, pipeline reducers, the dynamics of pig movement is determined by the force of friction between the side surface of the cylindrical pigs and the inner wall and the force of inertia. The movement of the pig in the bend, the reducer slowed down, stopped due to the greater force of friction, which is caused by the bending and compression of the pig. On the basis of the analysis of the dynamics of the movement of the pigs by bends, reducers, the analysis of the forces acting on them, the causes of temporary stoppage, jamming, and the mechanisms of the destruction of the pigs are described. The possible negative consequences that can be caused by the temporary stoppage of pigs made of hyperelastic materials in bends, reducers of pipelines have been determined. The obtained results make it possible to understand the patterns of movement of cleaning pigs made of various hyperelastic materials through bends, pipeline reducers, to understand the reasons for their jamming and destruction in such elements.

Key words: polyurethane foam; silicone; modulus of elasticity; force of friction; jamming; destruction.

Вступ

Під час будівництва та експлуатації у внутрішній порожнині трубопроводів неминуче накопичуються значна кількість різноманітних твердих і рідких забруднень. Твердими забрудненнями можуть бути, наприклад, пісок чи

продукти внутрішньотрубної корозії, які накопичилися в трубопроводі, парафін або накіп, що прилипають до внутрішньої стінки трубопроводу.

У внутрішній порожнині промислових газопроводів накопичується значна кількість вуг-

леводневого конденсату, пластової води, пісок, окиси заліза [1-3]. У магістральних газопроводах через термодинамічні та гідродинамічні процес може конденсуватись рідина. У нафтопроводах парафіни прилипають до внутрішньої стінки труби [4-6].

Забруднення, як правило, накопичуються в понижених ділянках трубопроводів і призводять до зниження їх гідравлічної ефективності (зменшення пропускної здатності і збільшення втрат тиску) та посилення процесів внутрішньотрубною корозії. Зниження гідравлічної ефективності промислових газопроводів призводить до нестабільності роботи газових і газоконденсатних свердловин [7, 8]. Якщо швидкість потоку в трубопроводі достатньо велика, то забруднення можуть рухатись, що призводить до виникнення двофазних потоків і ерозійного зношування фасонних елементів. В осінньо-зимовий період накопичення води і конденсату в газопроводах може призвести до формування гідратів, що стає причиною значного зменшення пропускної здатності газопроводу [9, 10]. Також гідрати можуть легко перекрити трубопровід. У такому випадку метанол для їх розчинення неможливо закачати.

Для забезпечення безпеки і ефективності процесу транспортування і видобування трубопроводів треба регулярно технічно обслуговувати. Одним із найкращих засобів для внутрішньотрубною обслуговування трубопроводів є поршні. Очисні поршні, якими очищують трубопроводи, бувають різних конструкцій, різної форми і їх виготовляють із різних матеріалів. В основному застосовують очисні кулі, очисні поршні із гіперпружних матеріалів (силікон, пінополіуретан тощо) та манжетні чи дискові очисні поршні. Очисні кулі не є достатньо ефективними через перетікання під час їх руху газопроводом, що зумовлено малою площею контакту. Манжетні та дискові очисні поршні мають металевий корпус і є жорсткими, а тому ускладнене, доволі часто взагалі неможливе їх проходження відводами з малим радіусом вигину і перехідниками складних трубопровідних систем.

Ускладненням є те, що промислові, міжпромислові газопроводи та газові мережі спроектовані і побудовані без передбачення їх очищення і діагностування поршнями. Вони не містять вузлів запускання і приймання поршнів, мають велику кількість різноманітних фасонних елементів (відводи малого радіусу вигину, трійники, перехідники з більшого на менший діаметр і навпаки). Більше того, оскільки трубопровідні системи збирання газу газових ро-

довищ та газові мережі міст з часом розвивалися, розширювалися, багато таких трубопровідних систем є надзвичайно розгалуженими і складними. Все це суттєво ускладнює застосування поршнів.

Для вирішення цього ускладнення перспективним є використання поршнів із гіперпружних матеріалів, які вирізняються спроможністю проходити різноманітні трубопровідні елементи складної геометричної форми.

Труднощами, які часто виникають під час планування застосування поршнів із гіперпружних матеріалів, є відсутність достовірної інформації для прогнозування їх руху відводами, перехідниками і іншими елементами трубопроводів. Найбільшою проблемою є ризик застрягання поршнів, оскільки складні трубопровідні системи містять велику кількість різноманітних фасонних елементів. Фасонні елементи мають складну геометричну форму, що створює велику кількість невизначеностей. Такими фасонними елементами є відводи, трійники, перехідники з більшого на менший діаметр труб. Застрягання поршня в трубопроводі є найгіршим сценарієм і може призвести до великих витрат, пов'язаних з пошуком і видаленням поршня, зупинкою транспортування продукту, спорожненню трубопроводу. Також наслідком застрягання поршня може бути його руйнування.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Неправильно підібраний матеріал або форма поршня можуть бути причиною його застрягання під час руху трубопроводом. Одними з елементів трубопровідних систем, у внутрішній порожнині яких це можливо, є відводи, перехідники з більшого на менший діаметр труб [11]. Застрягання може призвести до виникнення великого перепаду тиску на поршні і, як наслідок, дії на поршень значної сили, що може його пошкодити або зруйнувати.

Динаміка руху поршнів відводами, перехідниками залежить від їх геометричних параметрів (довжина, діаметр), фізико-механічних властивостей матеріалу, з якого вони виготовлені. Максимально допустиму довжину жорсткого циліндричного поршня, який може проходити відвід, можна визначити, застосовуючи аналітичну геометрію [12]. Такий підхід дає можливість встановити функціональну залежність між геометричними параметрами жорсткого циліндричного поршня і геометричними параметрами відводу. Іншим широко розповсюдженим підходом є математичне моделювання динаміки руху різноманітних поршнів

відводами. В [13, 14] на основі аналізу сил, які діють на поршень під час його переміщення відводом, отримано рівняння руху. Такі рівняння дають змогу визначити сили, які діють на поршень, швидкість руху поршня в місці його входу у відвід, в середній частині відводу та в місці виходу поршня з відводу. Недоліком такого підходу є те, що під час руху поршня відводом занадто багато змінних параметрів, тому математичним, аналітичним моделюванням не можливо виконати аналіз повною мірою. Ще одним підходом є чисельне моделювання руху поршнів відводами трубопроводів у різноманітних програмних комплексах. Таке моделювання дає змогу врахувати більше параметрів і отримати чіткішу фізичну картину руху поршня відводом. У [15, 16] чисельним моделюванням досліджено динаміку руху манжетного, пінополіуретанового (середньої щільності) поршнів відводом. За результатами моделювання отримано розподіл еквівалентних напружень у манжетах поршня, пінополіуретані для різних положень поршня у відводі. Встановлено, що розподіл еквівалентних напружень у поршні, деформації поршня постійно змінюються під час його руху відводом.

У [17], щоб описати здатність поршнів проходити відводи трубопроводів, запропоновано наступні критерії:

- ефективність ущільнень поршня, яка визначається площею перетікань;
- характеристики руху, які визначаються тиском на поршень;
- можливість зштовхування, яка визначається мінімальною відстанню між передньою або задньою частиною поршня і внутрішньою стінкою трубопроводу.

Здатність поршнів проходити відводи трубопроводів послаблюється зі збільшенням коефіцієнта тертя. Встановлено, що у разі збільшення коефіцієнта тертя від 0,1 до 0,5 ефективність ущільнення поршня знижується на 27,7 %, характеристики руху збільшується на 80 %, а ймовірність зштовхування збільшується на 94 %.

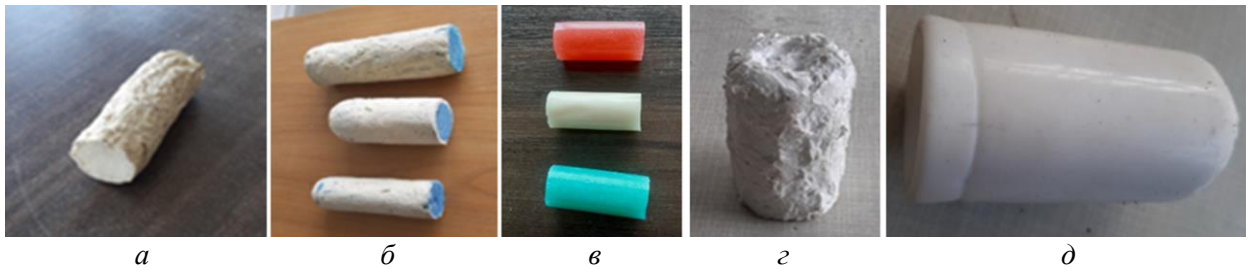
Натомість у [18] виділено наступні чинники, які впливають на здатність манжетних поршнів проходити відводи трубопроводів: довжина металевого корпусу, максимальна та мінімальна довжина ущільнення, діаметр манжет, радіус вигину ліктя, швидкість поршня, коефіцієнт тертя.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується дана стаття

Відводи, перехідники трубопроводів є більшим опором руху поршнів порівняно з прямими ділянками, що обумовлено їх геометричною формою. Коли поршень рухається у таких фасонних елементах трубопроводів, то відбувається вигинання, стискання поршня і збільшення контактних сил і, як наслідок, збільшення сил тертя. Такі зміни призводять до великої кількості невизначеностей, значно ускладнюють прогнозування без теоретичних, експериментальних досліджень.

Різні гіперпружні матеріали мають різну механічну міцність, різні модулі пружності, різну густину. Тому поршні з таких матеріалів із різною ефективністю очищують трубопроводи, можуть застрягати, пошкоджуватись, руйнуватись під час проходження фасонних елементів трубопроводів. На сьогодні практично відсутні вказівки щодо підбору поршнів із гіперпружних матеріалів для очищення трубопроводів, які містять різноманітні фасонні елементи. Неправильно підібраний матеріал може призвести до застрягання і закупорення трубопроводу або руйнування поршня. Тому, щоб цього уникнути, необхідні ґрунтовні лабораторні експериментальні дослідження, промислова апробація, тестування поршнів із різних матеріалів. Це дасть змогу переконатися, що поршень плавно проходитиме фасонні елементи трубопроводів, зокрема відводи, перехідники, а також зрозуміти динаміку руху поршнів цими елементами. Такі дослідження є надзвичайно складною комплексною задачею, оскільки необхідно враховувати багато чинників, а саме: криволінійну геометричну форму фасонного елемента; складні газодинамічні процеси, зумовлені зміною напрямку потоку; сили інерції, які залежать від густини і швидкості руху поршня; нерівномірне притискання поршня до стінки у різних місцях фасонного елемента, що впливає на коефіцієнт тертя; нелінійність зміни характеристик матеріалу поршня під дією навантаження.

Чим більше буде отримано знань про динаміку руху поршнів із різних гіперпружних матеріалів фасонними елементами, тим меншою буде вартість і час внутрішньотрубного очищення трубопроводів. Важливо визначити необхідні розміри, матеріал і форму поршня, щоб він проходив усі фасонні елементи складних трубопровідних систем.



а) пінополіуретан більшої густини; б) пінополіуретан меншої густини;
в) пружно-полімерна композиція; г) силіконовий герметик; д) силіконовий компаунд

Рисунок 1 – Поршні із гіперпружних матеріалів

Формулювання мети та завдань статті

Мета роботи – оцінювання ризиків щодо застрягання, руйнування поршнів із різних гіперпружних матеріалів у відводах і перехідниках трубопроводів шляхом експериментальних досліджень динаміки їх руху такими елементами.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- виготовлення очисних поршнів із різних гіперпружних матеріалів та визначення їх фізико-механічних характеристик;
- розроблення лабораторних експериментальних установок для дослідження динаміки руху поршнів із гіперпружних матеріалів відводами, перехідниками трубопроводів;
- експериментальні дослідження динаміки руху поршнів із різних гіперпружних матеріалів відводами, перехідниками трубопроводів;
- аналіз результатів експериментальних досліджень та визначення сил, які діють на поршні із гіперпружних матеріалів під час їх руху відводами, перехідниками трубопроводів.

Виклад основного матеріалу

Підбір матеріалу для виготовлення поршнів, призначених для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів, є надзвичайно важливим. Різні матеріали мають різну механічну міцність, різні модулі пружності, різну густину, еластичність, гнучкість тощо. Неправильно підібраний матеріал поршня може призвести до застрягання, пошкодження, руйнування поршня під час проходження фасонних елементів трубопроводів, зокрема, відводів, перехідників із більшого на менший діаметр труб. Тому для виготовлення поршнів підібрано декілька різних матеріалів, які мають різні характеристики. Це пінополіуретан різної густини, пінополіуретан, покритий уретаном, пружно-полімерна композиція, силіконовий герметик та силіконовий компаунд. Такі матеріали називають гіперпружними, оскільки, вони зазнають великих

деформацій під навантаженням і практично не змінюють при цьому об'єм [19].

Виготовлені з гіперпружних матеріалів поршні є надзвичайно цікавими щодо досліджень динаміки їх руху відводами, перехідниками. Оскільки в таких елементах трубопроводів на поршні діють великі навантаження, вони зазнають значних деформацій – згинання у відводах, стискання у перехідниках.

Пінополіуретан (поліуретанова піна) є синтетичним пористим високоеластичним спієним полімером на основі поліуретану, який на 85-90 % складається з газової фази. Поршні виготовлено із піни монтажною більшої густини (150-160 кг/м³) (рис. 1, а) та піни монтажною еластичною меншої густини (20-30 кг/м³) (рис. 1, б)). Чим більша густина пінополіуретану, тим поршень міцніший. Поршні із пінополіуретану меншої густини надзвичайно гнучкі, еластичні. Піна меншої густини гнучка, еластична і здатна повернутися до початкової форми після стиснення навіть до 75 % або розтягування до 45 %. Щоб підвищити міцність і зносостійкість поршнів, на них наносили уретанову піну. Недоліком такого покриття є те, що воно суттєво погіршує пружні характеристики поршня. Поршень стає жорстким і його здатність проходити відводи, перехідники погіршується.

Також поршні було виготовлено з пружно-полімерної композиції (рис. 1, в), яка є гуаровою каміддю загущеною боратовим зшивачем. Густина композиції – 1040 кг/м³. Такі поршні містять 1,5 % полімеру і здатні саморуйнуватися. Вони розчиняються в трубопроводі після контакту із конденсатом або водою. Час, необхідний для розчинення, зазвичай більший, ніж тривалість операції з очищення трубопроводу.

Силікони – дуже часто використовувані речовини. Причиною цього є їхні механічні властивості. Після твердіння при кімнатній температурі силікон стає міцним непроникним матеріалом, який характеризується великою плинністю, гнучкістю, еластичністю та зносо-



а



б

а) на згин; б) на розтяг

Рисунок 2 – Визначення модуля пружності поршня із силіконового компаунда

стійкістю. Тому цей матеріал є надзвичайно цікавий щодо виготовлення поршнів. Поршні виготовлено із силіконового герметика густиною 1020 кг/м^3 (рис. 1, г) та силіконового компаунду густиною 1450 кг/м^3 (рис. 1, д).

Величиною, яка характеризує здатність матеріалу чинити опір згинанню, розтягуванню, стисканню, є модуль пружності (модуль Юнга). Щоб визначити модуль пружності на згин матеріалу кожного з досліджуваних поршнів, було виготовлено наведену на рисунку 2, а експериментальну установку. Дана установка дає змогу експериментально визначити залежність стрілки прогину поршня від навантаження, яке на нього діє, і призводить до його згину. Стрілку прогину поршня після кожного додавання тягарця вимірювали індикатором годинникового типу, що дало змогу визначити модуль пружності поршня на згин.

Модуль пружності матеріалу поршнів для випадку згину рівний

$$E = \frac{4L^3P}{3\pi d^4\lambda}, \quad (1)$$

де L – віддаль між місцями затискання поршня;

P – вага навантаження, яке зумовлювало згин поршня;

d – діаметр поршня;

λ – стрілка прогину поршня, яку вимірювали індикатором годинникового типу [20].

Результати визначення модуля пружності на згин поршнів із різних гіперпружних матеріалів наведено в таблиці 1.

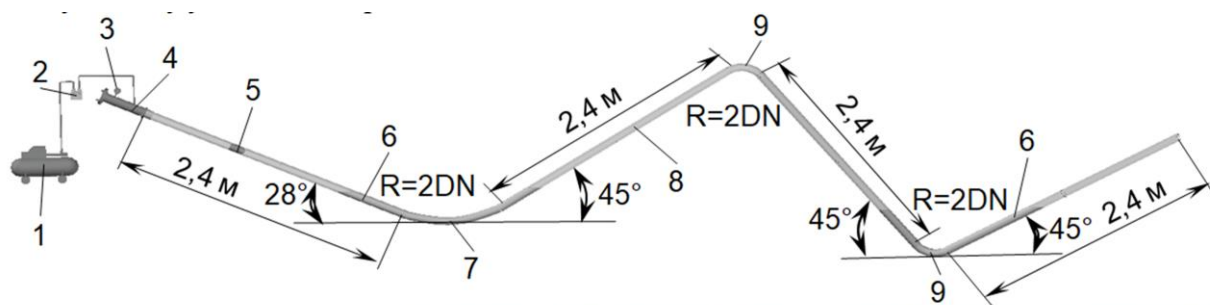
Таблиця 1 – Модуль пружності на згин поршнів із гіперпружних матеріалів

Матеріал поршня	Модуль пружності на згин, Па
Пінополіуретан більшої густини	$4 \cdot 10^6$
Пінополіуретан меншої густини	$0,6 \cdot 10^3$
Пружно-полімерна композиція	$5 \cdot 10^3$
Силіконовий герметик	$1 \cdot 10^3$
Силіконовий компаунд	$0,6 \cdot 10^6$

Модуль пружності для випадку розтягу – це відношення нормального напруження до відповідної лінійної деформації за лінійного напруженого стану. Щоб визначити модуль пружності на розтяг матеріалу кожного з досліджуваних поршнів, було виготовлено наведену на рисунку 2, б експериментальну установку. Дана установка дає змогу експериментально визначити залежність величини видовження поршня від навантаження, яке на нього діє, і призводить до його розтягування. Після кожного навантаження вимірювали віддаль між нанесеними на бічній поверхні поршня між місцями його кріплення відмітками. Вимірювана віддаль є величиною видовження поршня.

Модуль пружності матеріалу поршнів на розтяг осьовою силою рівний

$$E = \frac{P}{S} \frac{l}{\Delta l}, \quad (2)$$



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – вузол запускання поршнів; 5 – поршень із гіперпружного матеріалу; 6 – рідинні забруднення; 7 – відвід 120°; 8 – скляна труба 44×3; 9 – відвід 90°

Рисунок 3 – Експериментальна установка із двома пониженими ділянками трубопроводу

де P – вага навантаження, яке зумовлювало видовження поршня;

l – початкова довжина поршня;

S – площа поперечного перерізу поршня;

Δl – видовження поршня [21].

Результати визначення модуля пружності на розтяг поршнів із різних гіперпружних матеріалів наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Модуль пружності на розтяг поршнів із гіперпружних матеріалів

Матеріал поршня	Модуль пружності на розтяг, Па
Пінополіуретан більшої густини	$1,2 \cdot 10^6$
Пінополіуретан меншої густини	$0,1 \cdot 10^3$
Пружно-полімерна композиція	$1,3 \cdot 10^3$
Силіконовий герметик	$0,2 \cdot 10^3$
Силіконовий компаунд	$0,3 \cdot 10^6$

Гіперпружні матеріали, з яких було виготовлено очисні поршні, мають різні фізико-механічні характеристики (різну густину, різні модулі пружності тощо). Ці характеристики чинять вплив на динаміку руху поршнів відводами, перехідниками трубопроводів. Тому треба експериментально визначити, чи здатні поршні із гіперпружних матеріалів проходити

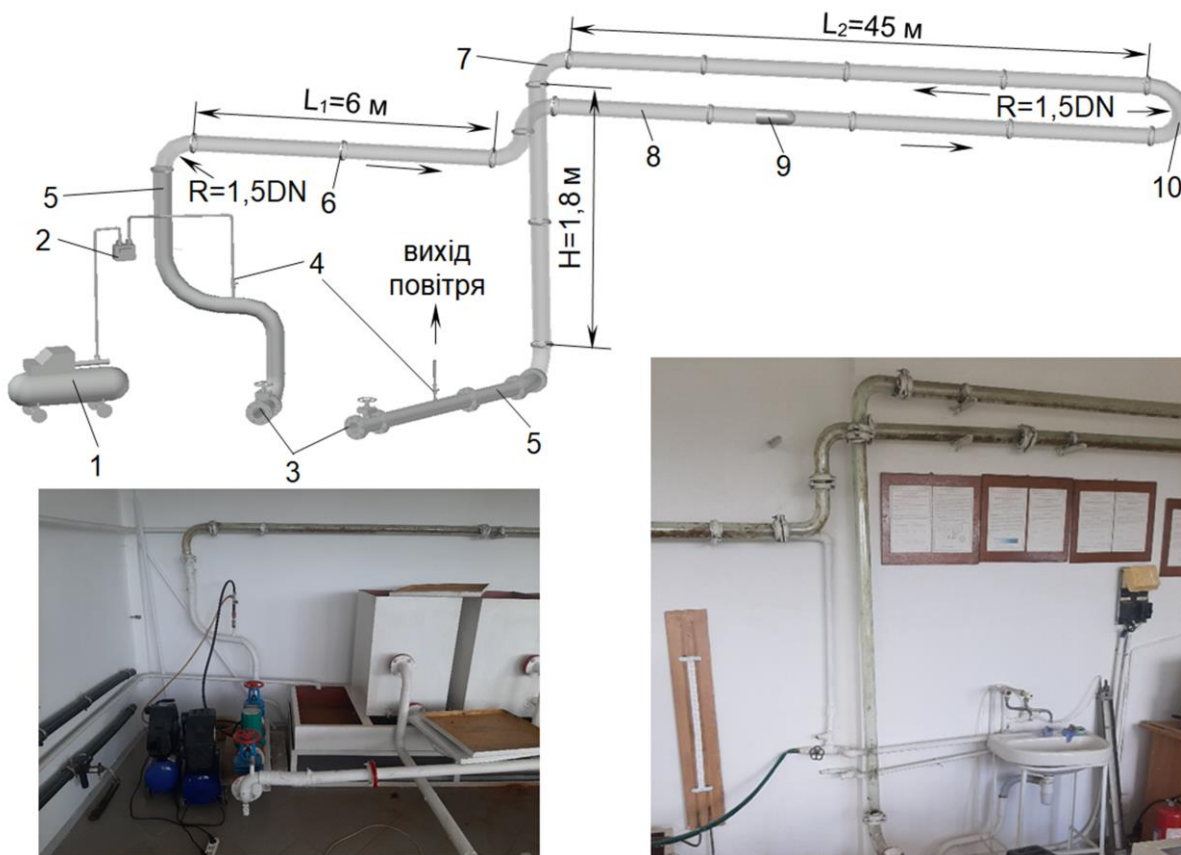
різні фасонні елементи трубопроводів, дослідити динаміку їх руху такими елементами.

Щоб визначити, чи поршні із гіперпружних матеріалів можуть проходити відводи різних радіусів та кутів вигину, та дослідити динаміку руху поршнів відводами, розроблено і змонтовано три експериментальні установки. Експериментальна установка із двома пониженими ділянками трубопроводу (рис. 3) складається із чотирьох скляних труб 8 довжиною 2,4 м і внутрішнім діаметром 38 мм, містить один відвід 7 кутом вигину 120° та два відводи 9 кутом вигину 90°. Радіус вигину усіх відводів рівний 2DN.

Експериментальна установка для дослідження руху поршнів горизонтальними ділянками трубопроводу і відводами (рис. 4) складається з скляних труб 8 загальною довжиною 100 м і внутрішній діаметром 54 мм, містить чотири відводи 7 кутом вигину 90° та один відвід 10 кутом вигину 180°. Радіус вигину усіх відводів рівний 1,5DN.

Перевагою таких установок є те, що вони складаються зі скляних труб і відводів, що забезпечує можливість візуального спостереження за динамікою руху поршня та ефективністю виконуваних операцій з очищення внутрішньої порожнини трубопроводу.

Також було розроблено і змонтовано експериментальну установку із пониженою ділянкою з сталевих труб 5 внутрішнім діаметром 47 мм (рис. 5), яка містила два відводи 6 із



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – засув; 4 – вентиль; 5 – сталеві труби 66×6;
 6 – фланець із резиновим ущільненням; 7 – відвід 90°; 8 – скляна труба 66×6;
 9 – поршень із гіперпружного матеріалу; 10 – відвід 180°

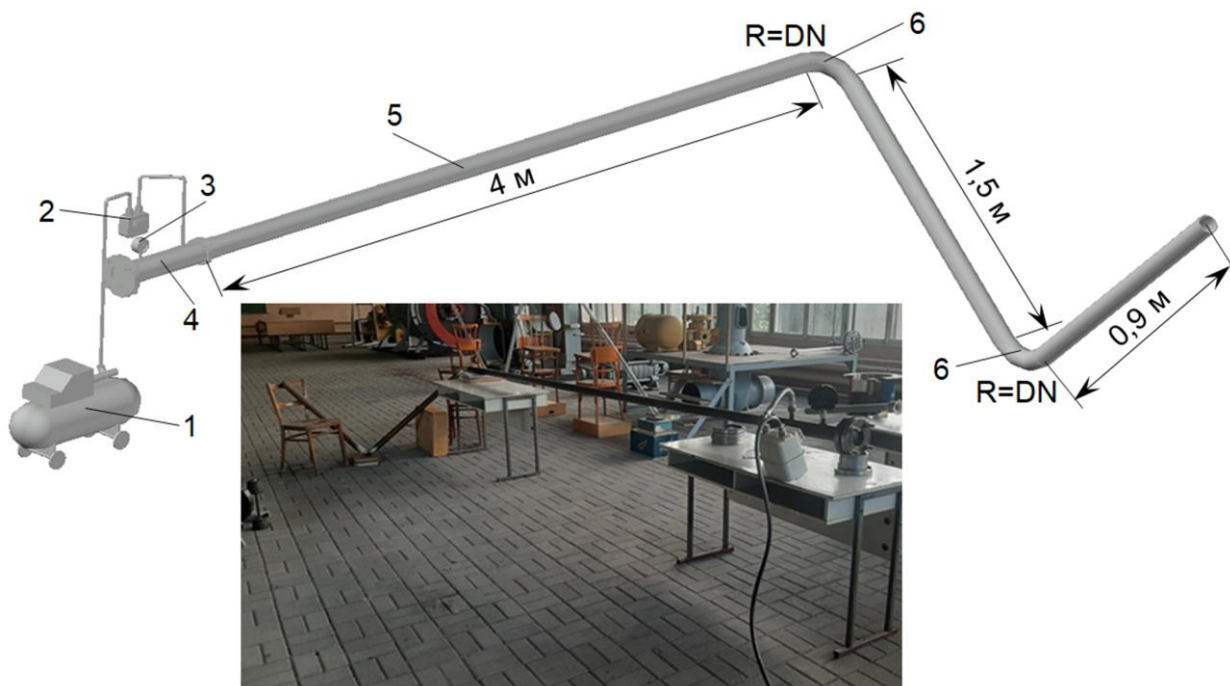
Рисунок 4 – Експериментальна установка для дослідження руху поршнів горизонтальними ділянками трубопроводу і відводами

кутом вигину 90° і радіусом вигину, рівним DN. Відводи радіусом вигину менше DN для трубопроводів не застосовують. Загальна довжина трубопроводу складає 6,5 м. Застосування сталевих труб і відводів унеможливило спостереження за динамікою руху поршнів відводами, але дало змогу виконувати дослідження при більших тисках, ніж це було можливо, коли труби були скляні.

Руйнувань, пошкоджень поршнів із усіх гіперпружних матеріалів, із яких вони були виготовлені, під час проходження відводів протягом експериментальних досліджень не було виявлено. Найкраще відводи трубопроводів проходять поршні із гіперпружних матеріалів, які мають найбільшу густину. Під час усіх експериментальних досліджень застрягання, тимчасової зупинки поршнів із пружно-полімерної композиції, силіконового герметика (рис. 6) та силіконового компаунда (рис. 7) у відводах не відбувалось. Поршні із пінополіуретану більшої густини за певних умов тимчасово зупинялись і відновлювали рух, застрягали (рис. 8) у відводах усіх експериментальних установок.

Здатність таких поршнів проходити відводи залежала від швидкості їх руху, величини перетікання повітря через поршень, довжини поршня. Зі зменшенням швидкості руху поршня, збільшенням величини перетікання повітря через поршень і довжини поршня здатність поршнів із пінополіуретану високої щільності проходити відводи зменшувалась.

Що ж до динаміки руху поршнів із гіперпружних матеріалів відводами трубопроводів, то у таких елементах відбувається багато фізичних явищ, які можна описати відповідними теоріями. Щоб зробити достовірний опис, було виконано багато експериментальних досліджень. До відводу поршень рухався з постійною швидкістю, тож сила тиску та сила тертя ковзання були врівноважені. У відводі динаміку руху поршнів із гіперпружних матеріалів визначає сила тертя між бічною поверхнею циліндричних поршнів і внутрішньою стінкою відводу та сила інерції. Рух поршня у відводі сповільнювався, припинявся більшою силою тертя, яка зумовлена деформуванням (вигинанням) поршня на величину ϵ (рис. 9, а). У



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – вузол запускання поршнів; 5 – сталеві труба 57×5; 6 – відвід 90°

Рисунок 5 – Експериментальна установка із пониженою ділянкою зі сталевих труб



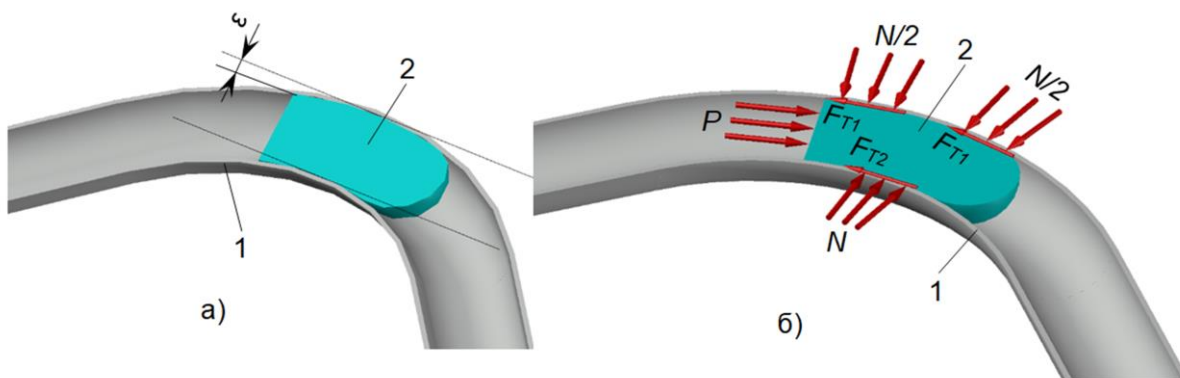
Рисунок 6 – Рух поршня із силіконового герметика відводами



Рисунок 7 – Вилітання поршня із силіконового компаунда з трубопроводу



Рисунок 8 – Застрягання поршня із пінополіуретану більшої густини у відводі



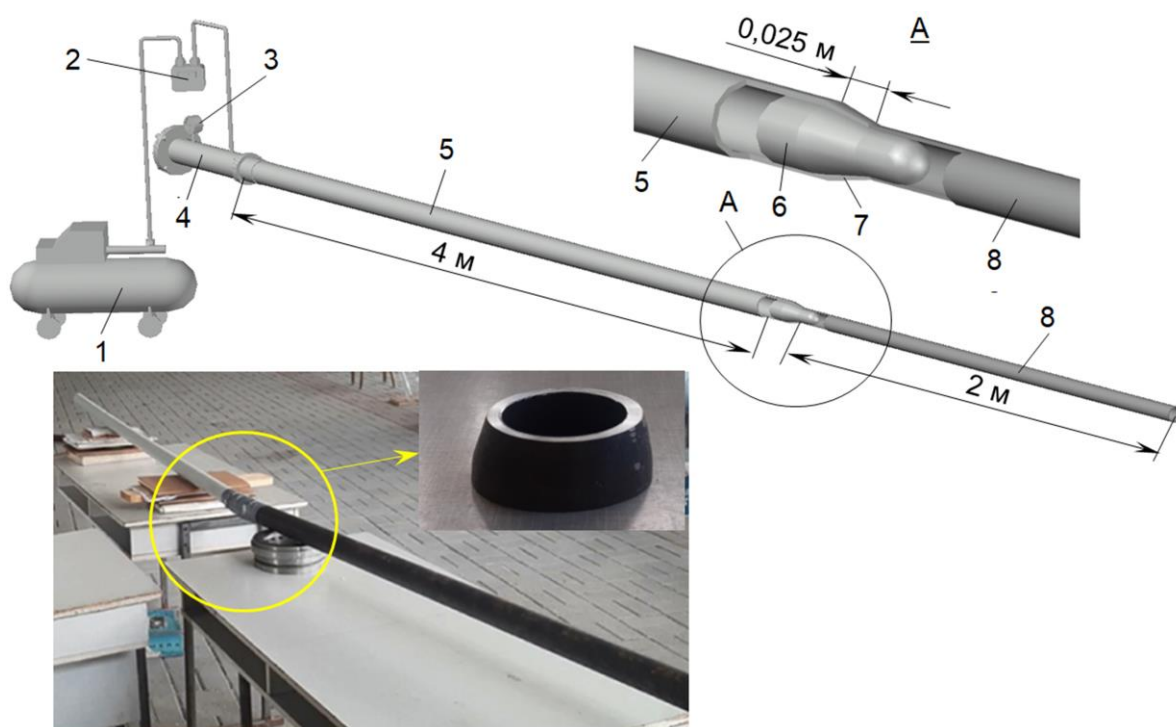
а) схема деформування поршня; б) схема дії сил; 1 – відвід; 2 – поршень

Рисунок 9 – Рух циліндричного поршня із гіперпружного матеріалу відводом

результаті вигинання поршнів із гіперпружних матеріалів у відводі виникають значні контактні сили N (рис. 9, б), які залежать від довжини поршня, модуля пружності матеріалу поршня. Контактні сили призводять до збільшення сили тертя між поршнем та внутрішньою стінкою відводу. Якщо сума сил, зумовлених тиском повітря в запоршневому просторі і силою інерції, яка діє на рухомий поршень, більші, ніж сила тертя між бічною поверхнею поршня і внутрішньою стінкою відводу, то поршень проходить відвід. Тому поршні із гіперпружних матеріалів, які мають найбільшу густину, без зупинок проходили відводи, оскільки сила інерції, яка діє на рухомий поршень, залежить від маси поршня. Якщо сума сил, зумовлених тиском повітря в запоршневому просторі і силою інерції, яка діє на рухомий поршень, менші за силу тертя між бічною поверхнею поршня і внутрішньою стінкою відводу, то поршень зупиняється у відводі. Тому поршень із пінополіуретану більшої густини, який має малу густину (порівняно із поршнями з силікону), при недостатній швидкості його руху зазнавав недостатньої дії сили інерції, щоб пройти відвід без

зупинки. Поршні із пінополіуретану меншої густини, які мають ще меншу густину, не зупинялись у відводах, тому що їх модуль пружності є надзвичайно малий і вони мають велику гнучкість, еластичність. Гнучкість і еластичність поршнів із пінополіуретану меншої густини призводила до того, що у результаті їх вигинання у відводі контактні сили, а отже сили тертя, були не такі значні, тож поршень проходив відводи.

У разі зупинки поршня у відводі в результаті його вигинання і з різною силою притискання до внутрішньої стінки відводу у різних місцях може збільшитись величина перетікання повітря через поршень (рис. 8). Таке перетікання впливає на процеси, які далі відбуваються. Якщо перетікання значне, то необхідного тиску для подолання збільшеної за рахунок вигинання поршня сили тертя спокою в запоршневому просторі не набиралось, і поршень застрягав. Якщо ж, не зважаючи на перетікання, тиск за поршнем досягав таких значень, що зумовлена ним сила, яка діяла на поршень, була більшою сили тертя спокою між бічною поверхнею вигнутого поршня у відводі та внутрішньою стін-



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – вузол запускання поршнів;
5 – стальна труба 57×5 ($D_{в}=47$ мм); 6 – поршень із гіперпружного матеріалу;
7 – концентричний перехідник; 8 – пластикова труба 50×9 ($D_{в}=32$ мм)

Рисунок 10 – Схема експериментальної установки з перехідником трубопроводу з більшого на менший діаметр труб

кою відводу, відбувалось зрушення поршня і його прискорення за відводом, відтак незначне сповільнення і стабілізування швидкості.

Щоб визначити, чи поршні із гіперпружних матеріалів можуть проходити перехідники з більшого на менший діаметр труб, було змонтовано експериментальну установку (рис. 10), яка складається з вузла запускання поршнів у трубопровід, металевої труби внутрішнім діаметром 47 мм і довжиною 4 м, металевого концентричного перехідника 47/39 довжиною 25 мм, пластикової труби внутрішнім діаметром 39 мм і довжиною 2 м.

Проблемою досліджень руху поршнів із гіперпружних матеріалів у лабораторних умовах є забезпечення міцного з'єднання труби та перехідника. Спочатку з'єднання було виконано липкою стрічкою (скотчем). У такому разі після запускання поршень зупинявся в перехіднику, після чого відбувалось збільшення тиску в запоршневому просторі і руйнування з'єднання (рис. 11, а). Коли з'єднання було підсилено і виконано армованою липкою стрічкою із фіксуванням хомутами, відбулось те ж саме (рис. 11, б). Можна помітити: якщо з'єднання сталевої труби, перехідника та пластикової труби було міцнішим, виконано армованою ли-

пкою стрічкою, то поршень на більшу віддаль заходив у пластикову трубу.

Щоб забезпечити ще більшу міцність з'єднання сталевої труби, перехідника та пластикової труби, було виконано намотуванням бинта і його армуванням епоксидним клеєм та намотуванням зовні армованої липкої стрічки. У такому разі після запускання поршні із пінополіуретану, пружно-полімерної композиції тимчасово зупинялись в перехіднику, тоді відбувалось збільшення тиску в запоршневому просторі і вилітання із великою швидкістю поршня із пластикової труби експериментальної установки. Поршні були зруйновані.

Поршні із силіконового герметика, силіконового компаунда також тимчасово зупинявся в перехіднику, після чого збільшувався тиск в запоршневому просторі і відбулось руйнування резинового запобіжника камери запускання. Було зруйновано два резинових ущільнення, кожне з яких мало товщину 8 мм.

Оскільки для проходження поршнів із силіконового герметика, силіконового компаунда перехідниками потрібно надзвичайно великий тиск (розрахункових моделей для визначення його величини не існує), а швидкість вилітання поршня із експериментальної установки є великою, що зумовлює ризик небезпечного рикоше-

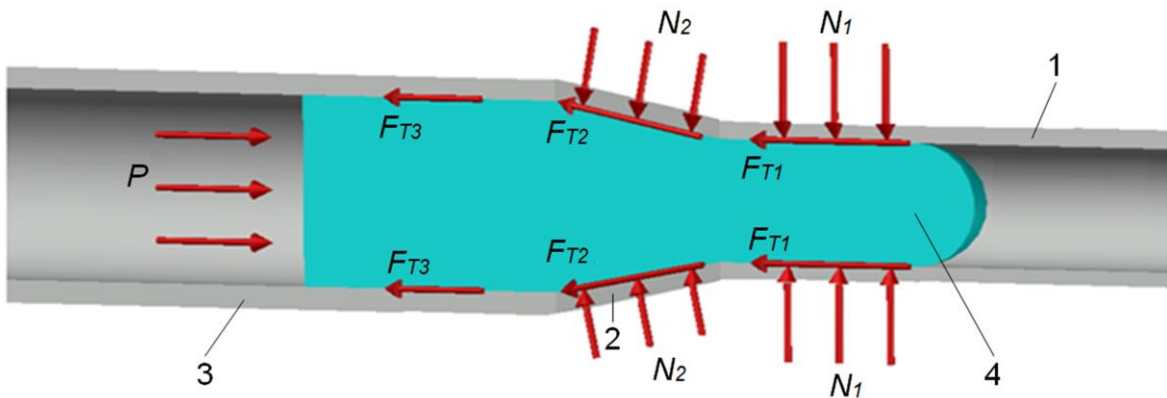


а



б

а) з'єднання виконано липкою стрічкою; б) з'єднання виконано армованою липкою стрічкою
Рисунок 11 – Зруйноване з'єднання сталеві труби, переходника та пластикові труби



1 – труба меншого діаметра; 2 – переходник; 3 – труба більшого діаметра; 4 – поршень
Рисунок 12 – Схема дії сил на поршень із гіперпружного матеріалу у переходнику з більшого на менший діаметр труб

ту поршня, то такі дослідження не є лабораторними, а їх треба виконувати на дослідницьких полігонах.

Аналогічні результати було одержано під час промислового апробування поршнів із пружно-полімерної композиції. Шлейф свердловини у місці виходу з ґрунту містив переходник із більшого діаметра труби на менший. Перехідник був розміщений недалеко від місця виходу поршня зі шлейфу. Перед підходом поршнів із пружно-полімерної композиції до переходника було відчутно шум, зумовлений рухом поршня. Далі шум припинявся, причиною чого була зупинка поршня у переходнику. Тоді відбувалось збільшення тиску у запоршневому просторі, і при певному його значенні було чути різкий звук, який також був чутний під час лабораторних досліджень у момент розривання поршнів із гіперпружного матеріалу у переходнику. Після цього шматки поршня із великою швидкістю

вилітали із шлейфа. Промислова апробація була виконана для двох поршнів із пружно-полімерної композиції. Причому перший рухався із суттєво більшою швидкістю, ніж другий. У результаті у переходнику поршні руйнувалися на декілька циліндричних частин.

Що ж до динаміки руху поршнів із гіперпружних матеріалів переходниками трубопроводів, то у переходниках відбувається суттєве стискання поршнів, яке визначає усі процеси (рис. 12). До переходника поршень рухався з постійною швидкістю, і сила тиску та сила тертя ковзання були врівноважені. У переходнику динаміку руху поршнів із гіперпружних матеріалів визначає сила тертя між бічною поверхнею циліндричних поршнів і внутрішньою стінкою переходника та сила інерції. У результаті поступового зменшення внутрішнього діаметра трубопроводу у переходнику 2 і суттєво меншого внутрішнього діаметра труби 1 від діаметра

поршня відбувається значне збільшення контактних сил N і, як наслідок, сил тертя між поршнем і внутрішньою стінкою перехідника 2 (F_{T2}), внутрішньою стінкою труби 1 (F_{T1}) (рис. 12). Таке збільшення контактних сил призводить до суттєвого збільшення сил тертя.

Збільшення сил тертя настільки суттєве, що, не залежно від величини сили інерції, яка діє на поршень, усі поршні із гіперпружних матеріалів зупинялись у перехіднику. Сила інерції визначала тільки те, наскільки далеко поршень пройде перехідником і прилеглою до нього трубою меншого діаметра. Після зупинки поршня у перехіднику відбувалось збільшення тиску у запоршневому просторі. Щоб подолати надзвичайно велике тертя спокою, зумовлене суттєвим збільшенням контактних сил через стискання поршня, потрібен надзвичайно великий тиск, який не усі гіперпружні матеріали можуть витримати. Поршні із пінополіуретану, пружно-полімерної композиції мають невелику міцність. Тому під час експериментальних досліджень і промислової апробації вони руйнувались у перехідниках. Причому, ймовірно, руйнування відбувалось таким чином, що відривалась та частина поршня, яка протиснулася в трубу меншого діаметра, оскільки шматки поршня були циліндричної форми. Ймовірно, через частину поршня у трубі більшого діаметра, частково в перехіднику відбувалось перетікання газу, а через частину поршня у трубі меншого діаметра газ не перетікав через надзвичайно великі контактні сили. Саме ця частина під великим тиском відривалась. Далі незруйнована частина поршня знову тиском вже на меншу величину затискала у трубу меншого діаметра і знову відривалась.

Якщо ж матеріал поршня міцний (силіконовий герметик, силіконовий компаунд) і поршень не буде руйнуватись у перехіднику після суттєвого наростання тиску у запоршневому просторі через необхідність подолати значну силу тертя спокою, зумовлену великими контактними силами, то він може ще більше заклинитись і застрягнути, закупоривши трубопровід, або зрушиться.

Сильне заклинювання поршня може призвести до того, що його неможливо буде зрушити тиском і в зворотному напрямку, тоді необхідно буде вирізати перехідник з поршнем і виконати ремонт трубопроводу.

Подолання великих сил тертя спокою і зрушення поршня призведе до раптового суттєвого прискорення поршня. Суттєвому збільшенню швидкості руху поршня буде сприяти зміна сил тертя спокою на сили тертя ковзання,

а також те, що діаметр трубопроводу зменшується і, як наслідок, збільшиться швидкість потоку. Суттєве прискорення поршня може призвести до його пошкодження, наприклад, у відводах, трійниках розміщених за перехідником, у місцях різних виступів у внутрішню порожнину. Також якщо трубопровід прокладений надземно, і за перехідником розміщений відвід або трійник, то таке суттєве збільшення швидкості руху поршня може призвести до виникнення значних інерційних сил у фасонних елементах і зміщення трубопроводу з опор.

Висновки

Під час руху поршнів із усіх досліджуваних гіперпружних матеріалів (пінополіуретан, пружно-полімерна композиція, силіконовий герметик, силіконовий компаунд) відводами їх руйнувань, пошкоджень не відбувалось. Здатність поршнів проходити відводи залежить від швидкості їх руху, модуля пружності на згин, величини перетікання повітря через поршень, довжини поршня. Рух поршня у відводі сповільнювався, припинявся більшими контактними силами, які зумовлені деформуванням (вигинанням) поршня, і, як наслідок, більшими силами тертя. Якщо сума сил, зумовлених тиском повітря в запоршневому просторі і силою інерції, яка діє на рухомий поршень, були більші, ніж сила тертя між бічною поверхнею поршня і внутрішньою стінкою відводу, то поршень проходив відвід. Тому найкраще відводи трубопроводів проходили поршні із гіперпружних матеріалів, які мають найбільшу густину (застрягання, тимчасової зупинки поршнів із пружно-полімерної композиції, силіконового герметика та силіконового компаунда у відводах не відбувалось). Поршні із пінополіуретану, який має великий модуль пружності на згин і малу густину, при недостатній швидкості їх руху зазнавали недостатньої дії сили інерції, щоб пройти відвід, і зупинялись.

У перехідниках усі поршні зупинялися через суттєве збільшення контактних сил у результаті стискання поршнів і, як наслідок, збільшення сил тертя. Після зупинки поршнів збільшувався тиск у запоршневому просторі і відбулось руйнування поршнів із пінополіуретану, пружно-полімерної композиції. Під час випробування поршнів із силіконового герметика, силіконового компаунда (значно міцніших, ніж із пінополіуретану, пружно-полімерної композиції) відбувалось руйнування резинового запобіжника камери запускання після зупинки поршнів у перехіднику і збільшення тиску в запоршневому просторі. Оскільки, для встанов-

лення, чи можуть поршні із силікону проходити перехідники, потрібно забезпечити надзвичайно великий тиск у запоршневому просторі (розрахункових моделей для визначення його величини не існує), а швидкість вилітання поршня із експериментальної установки є надзвичайно великою, що зумовлює ризик небезпечного рикошету поршня, то такі дослідження не є лабораторними, а їх треба виконувати в умовах дослідних полігонів.

Література

1. Doroshenko Ya., Rybitskyi I. Investigation of the influence of the gas pipeline tee geometry on hydraulic energy loss of gas pipeline systems. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2020. Vol. 1. No 8 (103). P. 28-34. <http://doi.org/10.15587/1729-4061.2020.192828>
2. Developing a complex of measures for liquid removal from gas condensate wells and flowlines using surfactants / V. B. Volovetskyi, Ya. V. Doroshenko, G. M. Kogut, I. V. Rybitskyi, J. I. Doroshenko, O. M. Shchyrba. *Archives of Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 108, Iss. 1. P. 24-41. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0015.0250>
3. Experimental effectiveness studies of the technology for cleaning the inner cavity of gas gathering pipelines / V. B. Volovetskyi, Ya. V. Doroshenko, O. S. Tarayevs'kyu, O. M. Shchyrba, J. I. Doroshenko, Yu. S. Stakhmych. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 105, Iss. 2. P. 61-77. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0015.0518>
4. Дорошенко Я. В., Карпаш О. М., Гожаєв Б. Н. Дослідження складу трубопровідних газорідинних потоків та впливу наявних у них шкідливих домішок на режими перекачування, енерговитрати на транспортування. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 4(73). С. 35-45. [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4\(73\)-35-45](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4(73)-35-45)
5. Грудз В.Я., Дорошенко Я.В., Васадзе А.В. Аналіз властивостей накопичень в порожнині газопроводів. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2004. Вип. 31. С. 90-94.
6. Якимів Й. В. Вплив відкладень парафіну на пропускну здатність магістральних нафтопроводів. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2 (32). С. 59-64.
7. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів та вибір способів її підвищення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 3(48). С. 147-156.
8. Developing a set of measures to provide maximum hydraulic efficiency of gas gathering pipelines / V. Volovetskyi, A. Uhrynovskyi, Ya. Doroshenko, O. Shchyrba, Yu. Stakhmych. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2020. Vol. 101. Iss. 1. P. 27-41. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0014.4088>
9. Developing measures to eliminate of hydrate formation in underground gas storages / V.B. Volovetskyi, Ya.V. Doroshenko, A.O. Bugai, G.M. Kogut, P.M. Raiter, Y.M. Femiak, R.V. Bondarenko. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2022. Vol. 111, Iss. 2. P. 64-77. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0015.9996>
10. Mamasani A., Azari A., Izadpanah A., Jamali M. Prediction of hydrate formation in llam gas refinery pipeline using computational fluid dynamic. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*. 2019. Vol. 6. No 1. P. 63-81. <http://doi.org/10.22034/jogpt.2020.179133.1053>
11. O'Donoghue A. Why pigs get stuck and how avoid it. Glasgow. UK: Pipeline Research Limited, 2003. 16 p.
12. Moghaddama M., Jerbanb S. On the in-pipe inspection robots traversing through elbows. *International Journal of Robotics*. 2015. Vol. 4. No. 2. P. 19-27.
13. Nguyen T., Kim D., Rho Y., Kim S. Dynamic Modeling and Its Analysis for PIG Flow through Curved Section in Natural Gas Pipeline. *IEEE International Symposium on Computational Intelligence in Robotics and Automation*, Banff, Alberta, Canada, 29 July - 01 August 2001. P. 492-497. <http://doi.org/10.1109/CIRA.2001.1013250>
14. Liu C., Yuguang C., Jinzhong C., Chaolei D., Renyang H., Zhenggan Z. The blockage risk in the elbow of the bi-directional pig used for submarine pipeline based on the modified burgers-frenkel (Mb-F) model. *Ocean Engineering*. 2022. Vol. 268. P. 1-29. DOI:10.1016/j.oceaneng.2022.113508
15. Stress distribution of the power section cup of pipeline inspection gauges by finite element method / Y. Cao, Y. Zhen, Y. Shi, S. Zhang, Y. Sun, W. Nie. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. 2018. Vol. 9, Iss. 2. P. 1-10. [http://doi.org/10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000308](http://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000308)
16. Nshuti R. Dynamic analysis and numerical simulation of pig motion in pipeline. Ph.D. dissertation, Chonnam National University. Gwangju. South Korea, 2016.

17. Traveling ability of pipeline inspection gauge (PIG) in elbow under different friction coefficients by 3D FEM / C. Liu, Y. Wei, Y. Cao, S. Zhang, Y. Sun. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 75. P. 103-134. <http://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103134>

18. Guo F., Xu F., Deng Z., Peng M. Research on driving force of pipeline robot in elbow of pipeline. *Journal of Harbin Institute of Technology*. 2006. Vol. 8. P. 1264-1266.

19. Elgström E. Practical implementation of hyperelastic material methods in FEA models. *Master of Science thesis in Mechanical Engineering*. Karlskrona. Sweden, 2014. 49 p.

20. Determining elastic modulus of the material by measuring the deflection of the beam loaded in bending / J. Miljojković, I. Bijelić, N. Vranić, N. Radovanović, M. Živković. *Tehnički vjesnik*. 2017. Vol. 24. Iss. 1. P. 1227-1234. <http://doi.org/10.17559/TV-20170609133537>

21. Williams H. Measuring Young's modulus with a tensile tester. *Physics Education*. 2022. Vol. 57. 5 p. <http://doi.org/10.1088/1361-6552/ac3f75>

References

1. Doroshenko Ya., Rybitskiy I. Investigation of the influence of the gas pipeline tee geometry on hydraulic energy loss of gas pipeline systems. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2020. Vol. 1. No 8 (103). P. 28-34. <http://doi.org/10.15587/1729-4061.2020.192828>

2. Developing a complex of measures for liquid removal from gas condensate wells and flowlines using surfactants / V. B. Volovetskiy, Ya. V. Doroshenko, G. M. Kogut, I. V. Rybitskiy, J. I. Doroshenko, O. M. Shchyrba. *Archives of Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 108, Iss. 1. P. 24-41. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0015.0250>

3. Experimental effectiveness studies of the technology for cleaning the inner cavity of gas gathering pipelines / V. B. Volovetskiy, Ya. V. Doroshenko, O. S. Tarayevskyy, O. M. Shchyrba, J. I. Doroshenko, Yu. S. Stakhmych. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 105, Iss. 2. P. 61-77. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0015.0518>

4. Doroshenko Ya. V., Karpash O. M., Gozhayev B. N. Doslidzhennya skladu truboprovodnih gazoridinnih potokiv ta vplivu nayavnih u nih shkidlivih domishok na rezhimi perekachuvannya, energovitrati na transportuvannya. *Rozvidka ta rozrobka naftovih i gazovih rodovish*.

2019. No 4(73). P. 35-45. [http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4\(73\)-35-45](http://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4(73)-35-45) [in Ukrainian]

5. Grudz V. Ya., Doroshenko Ya. V., Vasadze A. V. Analiz vlastivostej nakopichen v porozhnini gazoprovodiv. *Pitannya rozvitku gazovoyi promislivosti Ukrayini*. 2004. Vip. 31. P. 90-94. [in Ukrainian]

6. Yakimiv J. V. Vpliv vidkladen parafinu na propusknuyu zdavnist magistralnih naftoprovodiv. *Naukoviy visnik IFNTUNG*. 2012. No 2 (32). P. 59-64. [in Ukrainian]

7. Voloveckij V. B., Shirba O. M., Vityaz O. Yu., Doroshenko Ya. V. Analiz prichin znizhennya gidravlichnoyi efektnosti mizhpromislovih gazoprovodiv ta vibir sposobiv yiyi pidvishennya. *Rozvidka ta rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2013. No 3(48). P. 147-156 [in Ukrainian]

8. Developing a set of measures to provide maximum hydraulic efficiency of gas gathering pipelines / V. Volovetskiy, A. Uhrynovskiy, Ya. Doroshenko, O. Shchyrba, Yu. Stakhmych. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2020. Vol. 101. Iss. 1. P. 27-41. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0014.4088>

9. Developing measures to eliminate of hydrate formation in underground gas storages / V.B. Volovetskiy, Ya.V. Doroshenko, A.O. Bugai, G.M. Kogut, P.M. Raiter, Y.M. Femiak, R.V. Bondarenko. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2022. Vol. 111, Iss. 2. P. 64-77. <http://doi.org/10.5604/01.3001.0015.9996>

10. Mamasani A., Azari A., Izadpanah A., Jamali M. Prediction of hydrate formation in llam gas refinery pipeline using computational fluid dynamic. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*. 2019. Vol. 6. No 1. P. 63-81. <http://doi.org/10.22034/jogpt.2020.179133.1053>

11. O'Donoghue A. Why pigs get stuck and how avoid it. Glasgow. UK: Pipeline Research Limited, 2003. 16 p.

12. Moghaddama M., Jerbanb S. On the in-pipe inspection robots traversing through elbows. *International Journal of Robotics*. 2015. Vol. 4. No. 2. P. 19-27.

13. Nguyen T., Kim D., Rho Y., Kim S. Dynamic Modeling and Its Analysis for PIG Flow through Curved Section in Natural Gas Pipeline. *IEEE International Symposium on Computational Intelligence in Robotics and Automation*, Banff, Alberta, Canada, 29 July - 01 August 2001. P. 492-497. <http://doi.org/10.1109/CIRA.2001.1013250>

14. Liu C., Yuguang C., Jinzhong C., Chaolei D., Renyang H., Zhenggan Z. The blockage risk in the elbow of the bi-directional pig used for submarine pipeline based on the modified burgers-

frenkel (Mb-F) model. *Ocean Engineering*. 2022. Vol. 268. P. 1-29. DOI:10.1016/j.oceaneng.2022.113508

15. Stress distribution of the power section cup of pipeline inspection gauges by finite element method / Y. Cao, Y. Zhen, Y. Shi, S. Zhang, Y. Sun, W. Nie. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. 2018. Vol. 9, Iss. 2. P. 1-10. [http://doi.org/10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000308](http://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000308)

16. Nshuti R. Dynamic analysis and numerical simulation of pig motion in pipeline. Ph.D. dissertation, Chonnam National University. Gwangju. South Korea, 2016.

17. Traveling ability of pipeline inspection gauge (PIG) in elbow under different friction coefficients by 3D FEM / C. Liu, Y. Wei, Y. Cao, S. Zhang, Y. Sun. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 75. P. 103-134. <http://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103134>

18. Guo F., Xu F., Deng Z., Peng M. Research on driving force of pipeline robot in elbow of pipeline. *Journal of Harbin Institute of Technology*. 2006. Vol. 8. P. 1264-1266.

19. Elgström E. Practical implementation of hyperelastic material methods in FEA models. *Master of Science thesis in Mechanical Engineering*. Karlskrona. Sweden, 2014. 49 p.

20. Determining elastic modulus of the material by measuring the deflection of the beam loaded in bending / J. Miljojković, I. Bijelić, N. Vranić, N. Radovanović, M. Živković. *Tehnički vjesnik*. 2017. Vol. 24. Iss. 1. P. 1227-1234. <http://doi.org/10.17559/TV-20170609133537>

21. Williams H. Measuring Young's modulus with a tensile tester. *Physics Education*. 2022. Vol. 57. 5 p. <http://doi.org/10.1088/1361-6552/ac3f75>

СКІНЧЕННО-ЕЛЕМЕНТНИЙ АНАЛІЗ З'ЄДНАНЬ ГІБРИДНОЇ НАСОСНОЇ ШТАНГИ

Б. В. Копей, І. Б. Копей, В. В. Канівець, Б. М. Бакун

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: n d l n g i @ n i n g . e d u . u a

Насосні штанги є складовою одиницею свердловинного обладнання штангових свердловинних насосних установок і використовуються для передачі зворотньо-поступального руху від верстата-качалки до плунжера заглибного насоса. Насосні штанги експлуатуються в складних умовах знакозмінних навантажень розтягу/стискування, згину, тертя до внутрішньої поверхні колони насосно-компресорних труб, впливу корозійно-активного середовища, формування асфальто-смоло-парафінових відкладів. З метою підвищення ресурсу колони насосних штанг пропонується замість сталевих використовувати штанги з полімерно-композиційних матеріалів (склопластиковий, вуглепластиковий, гібридний стрижень з двома сталевими головками). Застосування гібридних насосних штанг дає чимало економічних й експлуатаційних переваг в порівнянні зі сталевими та склопластиковими штангами. Із збільшенням глибини спуску колони насосних штанг зростає навантаження на штангу, а отже, і на з'єднання сталевої головки із полімерно-композиційним стрижнем. Вплив пружних характеристик матеріалу гібридного стрижня (параметра ортотропії, параметра зсувної податливості, величини зчеплення) та особливостей контактної взаємодії його зі сталевою головкою на величину та розподіл тиску і, як наслідок цього, на міцність та працездатність розглянутого конструктивного з'єднання, має практичний інтерес при проектуванні з'єднання. Ставиться задача підвищення міцності з'єднання гібридної насосної штанги та його надійності. В роботі запропоновано використання скінченно-елементного аналізу в програмному середовищі SolidWorks методом кінцевих елементів при проектуванні оптимальної конструкції з'єднання сталевої головки з композиційним тілом гібридної насосної штанги. На основі проведеного аналізу пропонується до застосування конструкція з'єднання з циліндричною частиною сталевої головки змінної товщини, з прорізами у цій циліндричній частині у вигляді пелюсток та виконання галтелі на виході з контакту головки та стрижня штанги.

Ключові слова: штангова свердловинна насосна установка, колона насосних штанг, полімерно-композиційний матеріал, гібридна штанга, скінченно-елементний аналіз.

Sucker rods are very important components of the borehole equipment of sucker rod pumping units and serve for transfer the back and forth motion from the surface pumping jack to a plunger of the deep pump. Operation of sucker rods takes place in difficult conditions of alternative loadings of stretching/compression, a bending loading due buckling, friction on internal surface of a tubing column, influences of the corrosive and active environment, deposits of asphalt-resin-paraffin on sucker rods and tubing. For the purpose to increase a resource of a column of sucker rods it is offered instead of steel to use the sucker rods made of polymere composite materials (a fiberglass, carbon fiber, hybrid with two steel heads). Application of hybrid sucker rods gives many economic and operational advantages in comparison with steel and fiberglass rods. With increase of running depth of a column of sucker rods the load on the rods, and, therefore, on connections of a steel head with a polymeric composite body increases. Influence of elastic characteristics of material of a hybrid core (parameter of an ortotropiya, parameter of pliability of shift, coupling size) and features of its contact interaction with a steel head at a size and distribution of pressure and, as a result of it, on durability and operability of the considered constructive connection has practical interest at connection design. The task of increasing the durability of connection of a hybrid sucker rod and its reliability is set. In work we are using the finite element analysis in the program SolidWorks. Environment of finite element method is offered to design an optimum connection of a steel head with a composite body of a hybrid sucker rod. On the basis of the carried-out analysis the design of connection with a cylindrical part of a steel head of variable thickness, with cuts in this cylindrical part in the form of petals and performance galtel at the exit from contact of a head and a core of a rod is offered.

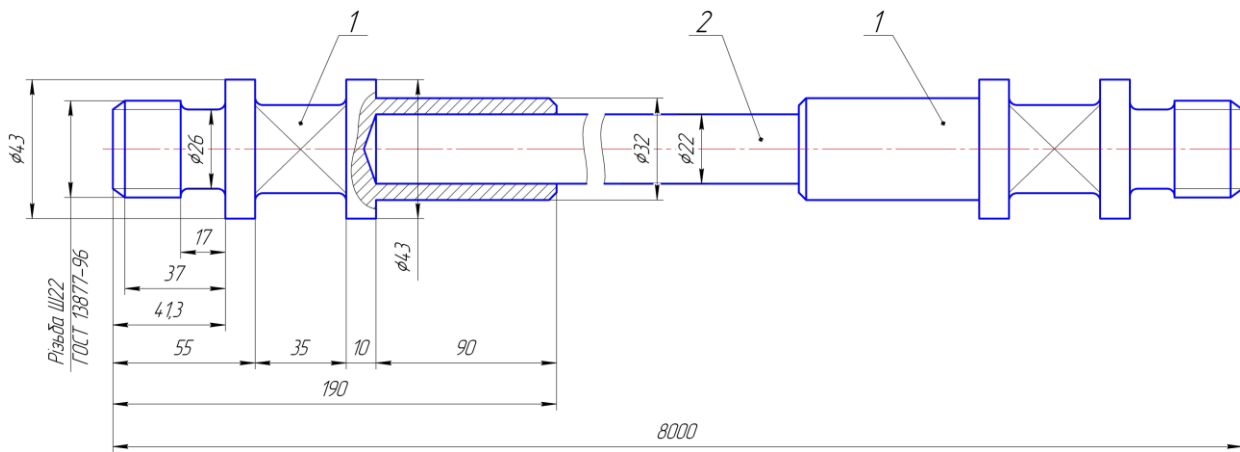
Keywords: sucker rod pumping unit, column of sucker rods, polymeric composite material, hybrid rod, finite element method.

Вступ

На території України і в світі видобування нафти штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ) є найбільш розповсю-

жене як за кількістю свердловин, ними обладнаних, так і за тривалістю їх експлуатації.

Найбільш відповідальним елементом ШСНУ є колона насосних штанг (НШ), яка



1 – сталева головка; 2 – склопластиковий стрижень

Рисуюнок 1 – Склопластикова насосна штанга [2]

сприймає в процесі відкачування рідини зі свердловини складний комплекс змінних за величиною навантажень, одночасно контактуючи з агресивним середовищем, яке нерідко містить сірководень і мінералізовану воду.

Колона НШ являє собою довгий стержень, який складається з насосних штанг, з'єднаних штанговими муфтами, і призначена для передачі зворотно-поступального руху від приводу (балансира ШСНУ) до плунжера свердловинного насоса при видобуванні нафти [1]. Найбільш розповсюдженим матеріалом для виготовлення НШ є сталь. Насосні штанги виготовляють із середньовуглецевих, вуглецево-марганцевих, нікельмолібденових та хромо-нікелевих сталей для експлуатації в корозійних і некорозійних [2] середовищах.

Міцність і довговічність штанг обумовлюють надійність усієї установки. Колона насосних штанг зазнає впливу багатьох факторів, що ведуть до її корозійно-втомного руйнування. Змінні навантаження розтягу та згину, вплив корозійно-активного середовища, тертя об колону насосно-компресорних труб (особливо в похило-спрямованих свердловинах) та інші експлуатаційні чинники призводять до появи та інтенсивного розвитку корозійно-втомних тріщин і, як наслідок, до руйнування колони штанг. Такі аварії пов'язані з великими матеріальними витратами на ремонт і відновлення експлуатації свердловин. Кількість підземних поточних ремонтів, пов'язаних з ліквідацією обривів колони штанг, складає 15-20% від усіх підземних ремонтів [3].

Запроваджувались технологічні і конструктивні способи підвищення ресурсу колони насосних штанг: захисні покриття, поверхнєво-пластичне деформування, гартування струмами високої частоти, удосконалення конструкції

муфтового з'єднання. Їх загальним недоліком є неспроможність комплексно і ефективно вирішити проблеми спрацювання, згину колони і відкладеннями смолисто-парафінистих утворень.

Одним з найбільш перспективних шляхів підвищення ресурсу ШСНУ є застосування полімерних композиційних матеріалів (ПКМ) для виробництва насосних штанг, що вже тривалий час підтверджується світовою практикою.

НШ з ПКМ відрізняються високою корозійною стійкістю, меншою масою, високою міцністю на розтяг та високою пружністю. Застосування штанг з ПКМ дозволяє зменшити навантаження на головку балансира верстатка-качалки, використовувати електродвигуни меншої потужності, тим самим зменшуючи експлуатаційні витрати та збільшуючи термін експлуатації обладнання. Невелика вага штанг полегшує маніпуляцію та забезпечує більш економічне транспортування [3].

В якості ПКМ для виготовлення НШ застосовують склопластик, вуглепластик та їх поєднання (так звані гібридні насосні штанги).

Склопластикові НШ виготовляються згідно з нормативними документами ГОСТ 31825-2012 (рис. 1), API Spec 11B, ГОСТ Р 51161-98, ТУ У 29.5-13741713-002:2006 [2, 4-6].

Застосування гібридних насосних штанг, що являють собою полімерно-композиційний стрижень з вуглепластиковим осердям та склопластиковою оболонкою, дають чимало економічних й експлуатаційних переваг в порівнянні зі сталевими та склопластиковими штангами в зв'язку з хорошою міцністю при невисокій густині, корозійною стійкістю та іншими важливими фізико-механічними характеристиками матеріалу [7].

Однак, при численних позитивних якостях гібридних насосних штанг питання надійного з'єднання полімерно-композиційного стрижня зі сталеву головою залишається актуальним [8-13].

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Вивченням умов роботи колони насосних штанг для підвищення її ресурсу займалися такі вчені: Баграмов Р.О., Вірновський О.С., Фаєрман І.Л., Круман Б.Б., Копей Б.В., Тараєвський С.Й., Федорович Я.Т. та ін.

Широке застосування в інженерній справі армованих, анізотропних, композиційних і інших матеріалів привело до виникнення нових задач математичної фізики. Значний інтерес представляють постановки і розв'язки контактних задач теорії оболонок. Значні результати в цьому напрямку отримані українськими вченими і достатньо повно систематизовані в роботах [14-18].

В основу досліджень контактних напружень циліндричної труби – склопластикової штанги покладено узагальнену теорію оболонок і стержнів С.П. Тимошенка, яка враховує зсувну жорсткість і анізотропію фізико-механічних властивостей матеріалу [19]. Застосовані в даній роботі математична модель контактної взаємодії труби-оболонки та методика дозволяють дослідити розподіл контактних напружень залежно від механічних та геометричних чинників оболонки при контактній взаємодії, а також при дії зовнішнього навантаження.

Постановка задачі та мета роботи

Аналіз впливу пружних характеристик матеріалу оболонки (стержня) та особливостей контактної взаємодії її з бандажем на величину та розподіл тиску і, як наслідок, на міцність та працездатність розглянутого конструктивного з'єднання має практичний інтерес при проектуванні.

Як показують результати обчислень [19, 20], цілеспрямованою зміною, зокрема, розглянутих пружних характеристик оболонки параметра ортотропії, параметра зсувної податливості, величини зчеплення, можна істотно впливати на міцність з'єднання сталеву головки з склопластиковою штангою.

На основі методики розрахунків контактних напружень при взаємодії циліндричної труби-оболонки із жорсткими бандажами [19, 20] запропоновано ряд конструктивних рішень, які можуть бути реалізовані в з'єднанні сталеву головки з полімерним композиційним тілом НШ.

На цей час найбільше практичне використання знайшли клейове з'єднання і з'єднання шляхом обтискання сталеву бандажу. Перше з них рекомендовано стандартом АРІ і витримує досить високі розтягувальні навантаження, проте технологія виготовлення сталеву головки досить складна. З'єднання шляхом пластичного деформування сталеву бандажу технологічно значно простіше, але потребує оптимального зусилля обтискання (залежно від матеріалів і геометрії з'єднання) для досягнення ним максимальної міцності під дією осьового розтягувального навантаження [3, 7, 8].

З'єднання сталеву головки та стержня з армованого волокнами композиційного матеріалу є конструктивною необхідністю в гібридних штангах. Застосування такого варіанту пов'язане умовами і технологією видобування нафти за допомогою ШСНУ, а саме, частими операціями скручування-розкручування штанг між собою за допомогою сталевих муфт при їх складанні в колону. Також сталеві деталі виконують роль протекторів і є елементами, що підвищують жорсткість колони. Дослідження з'єднань сталевих головок і полімерно-композиційних стержнів на основі конструкції гібридних насосних стало головним завданням роботи.

Мета роботи полягає в розробленні теоретичних засад створення з'єднань композитного тіла гібридних насосних штанг зі сталеву головою.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

В роботі виконано скінченно-елементний аналіз конструкції з'єднання сталеву головки з композиційним тілом гібридної насосної штанги методом кінцевих елементів у програмному середовищі SolidWorks.

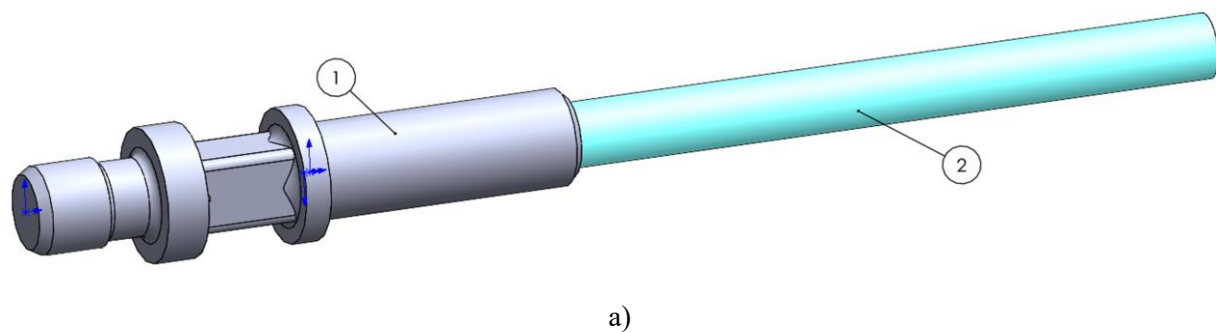
Для дослідження побудовано тримірні моделі з'єднання композитного тіла штанги та сталеву наконечника (рис. 2).

Основною відмінністю у їх конструкціях є товщини стінок сталеву наконечника (рис. 3)

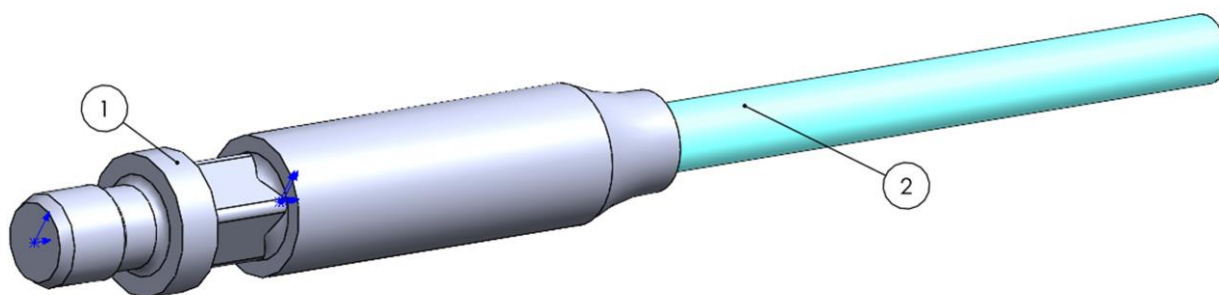
З метою дослідження напружено-деформованого стану вищенаведених конструкцій з'єднань необхідно провести їх імітаційні дослідження. Для цього використано програму Simulation, що є модулем програми SolidWorks.

Матеріалами, що вибрані для проведення досліджень, є вуглепластикові тіло, склопластикову оболонка та сталь. Фізичні властивості цих матеріалів наведено у таблицях 1 та 2.

Сітка кінцевих елементів, яка була побудована для двох досліджуваних конструкцій з'єднань, показана на рисунку 4.



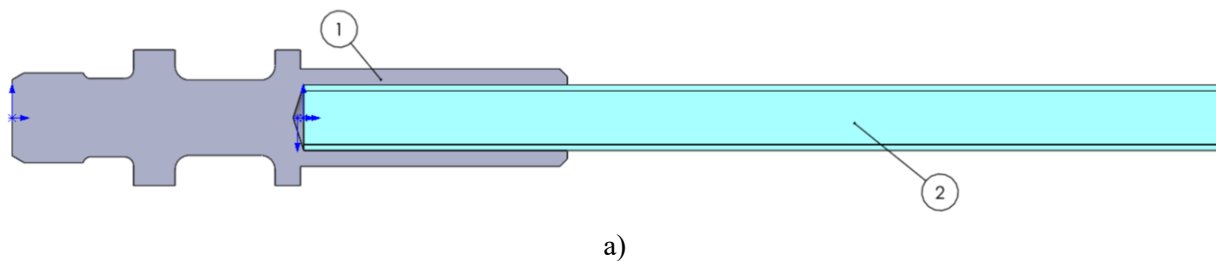
а)



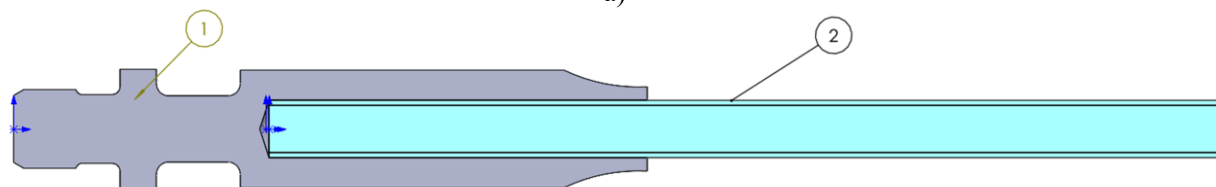
б)

а) наконечник стандартний; б) наконечник з потовщенням;
1 – сталевий наконечник; 2 – тіло штанги

Рисунок 2 – Тривимірні моделі з'єднання тіла штанги та сталевого наконечника



а)



б)

а) наконечник стандартний; б) наконечник з потовщенням;
1 – сталевий наконечник; 2 – гібридне тіло штанги

Рисунок 3 – Тривимірні моделі з'єднання тіла штанги та сталевого наконечника у розрізі

На рисунку 5 наведено розрахункову схему, що застосована під час імітаційних досліджень.

Слід зауважити, що для дослідження взято насосні штанги діаметром 22 мм; довжина гібридного тіла рівна 220 мм.

Щодо контакту деталей з'єднання, то під час моделювання він задавався як «зв'язано», тобто поверхні деталей ніби ідеально приклеєні одна до одної.

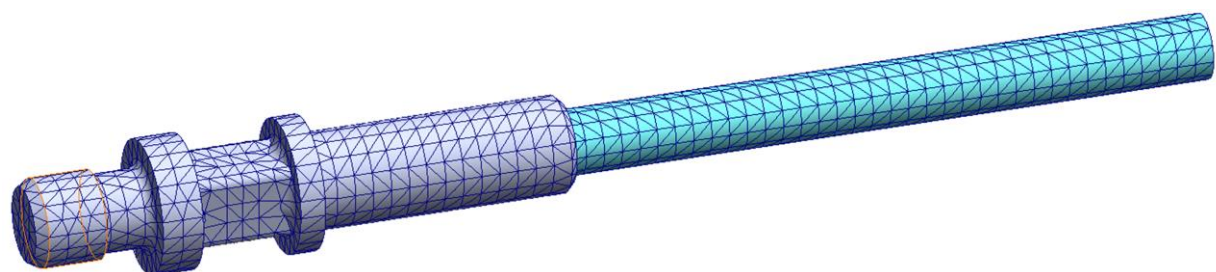
Із рисунка 6 можна зробити висновок, що у наконечнику із меншою товщиною стінки максимальне значення напружень складає 507 МПа, а у наконечнику із більшою товщиною стінки – 433 МПа (менше за рахунок більшої довжини отвору металевого наконечника, менший момент згину за однакової довжини моделі). Проте розподіл напружень по тілу гібридної штанги є більш рівномірним при використанні наконечника з меншою товщиною стінки.

Таблиця 1 – Фізико-механічні властивості матеріалів, що застосовуються для виготовлення насосних штанг

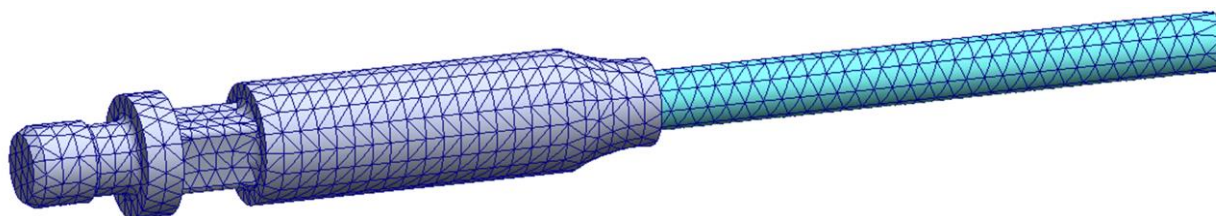
Найменування показника	Значення		
	Склопластик	Вуглепластик	Сталь
Густина, кг/м ³	2000	1800	7850
Міцність на розрив, МПа	1600	2000	900
Модуль пружності, МПа	50 000	160 000	210 000
Теплопровідність, Вт/м×К	0,15	-	50
Коефіцієнт шорсткості, ум. од.	0,0015	-	0,03
Робоча температура, °С	до 130	до 130	до 300
Морозостійкість, °С	-60	-	-
Корозійна стійкість	Дуже висока	Дуже висока	Низька
Стійкість до кручення	Низька	Низька	Висока
Стійкість до стирання	Низька	Низька	Висока
Характер деформації	Пружна	Пружна	Пружно-пластична

Таблиця 2 – Фізико-механічні властивості вуглепластика, вибрані для моделювання

Модуль пружності в напрямі X	3,95e+05	МПа
Модуль пружності в напрямі Y	6000,0	МПа
Модуль пружності в напрямі Z	6000,0	МПа
Коефіцієнт Пуассона в напрямі XY	0,20000	
Коефіцієнт Пуассона в напрямі YZ	0,40000	
Коефіцієнт Пуассона в напрямі XZ	0,20000	
Модуль зсуву в напрямі XY	8000,0	МПа
Модуль зсуву в напрямі YZ	2142,9	МПа
Модуль зсуву в напрямі XZ	8000,0	МПа



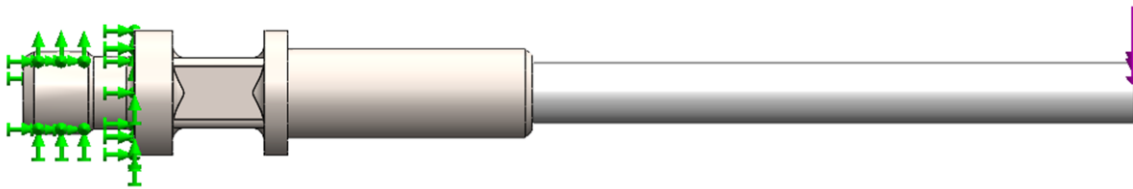
а)



б)

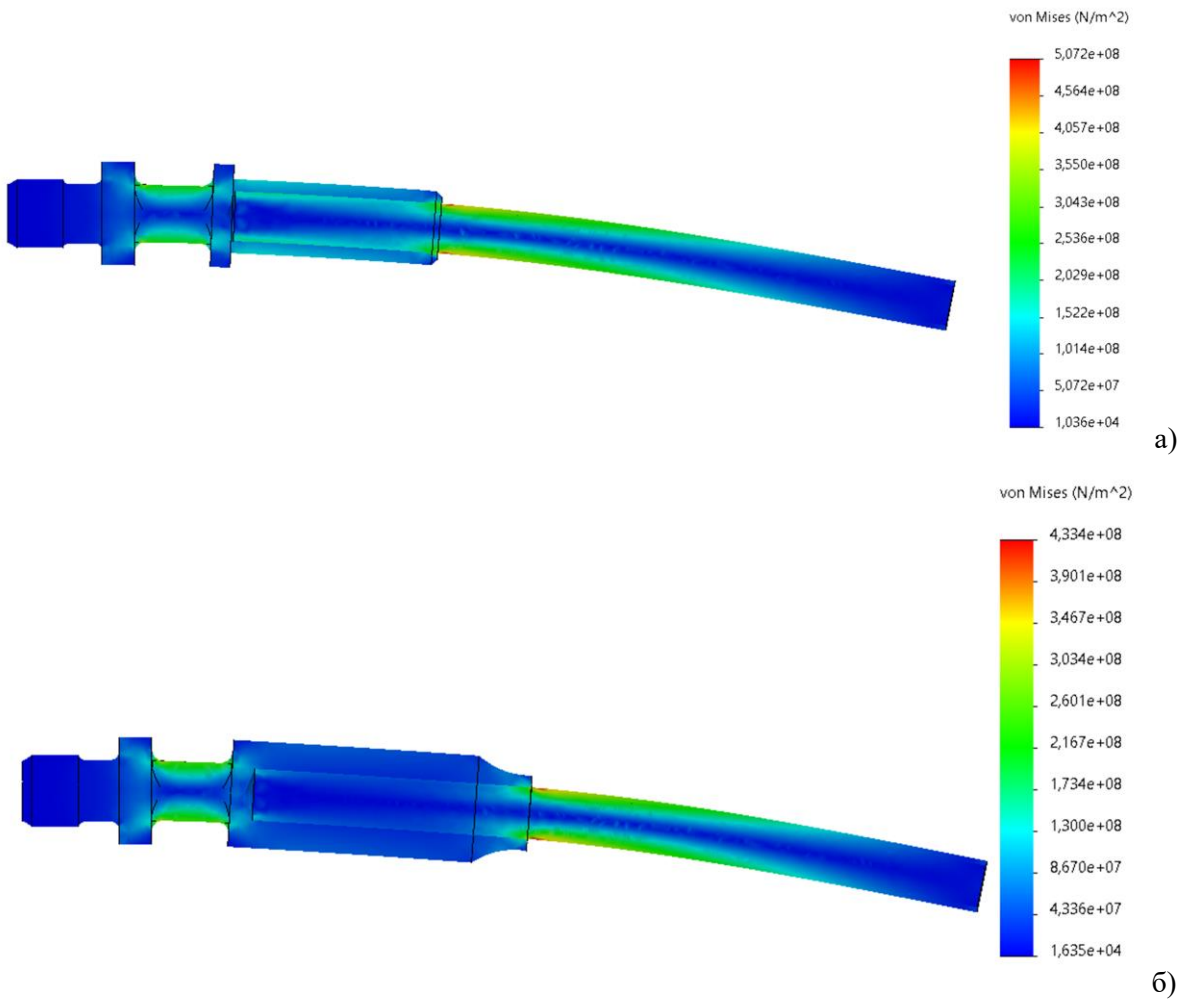
а) наконечник стандартний; б) наконечник з потовщенням

Рисунок 4 – Сітка кінцевих елементів



стрілки зеленого кольору – обмеження переміщення закріпленої деталі;
стрілки фіолетового кольору – прикладене навантаження

Рисунок 5 – Розрахункова схема для проведення імітаційних досліджень



а) наконечник стандартний; б) наконечник з потовщенням

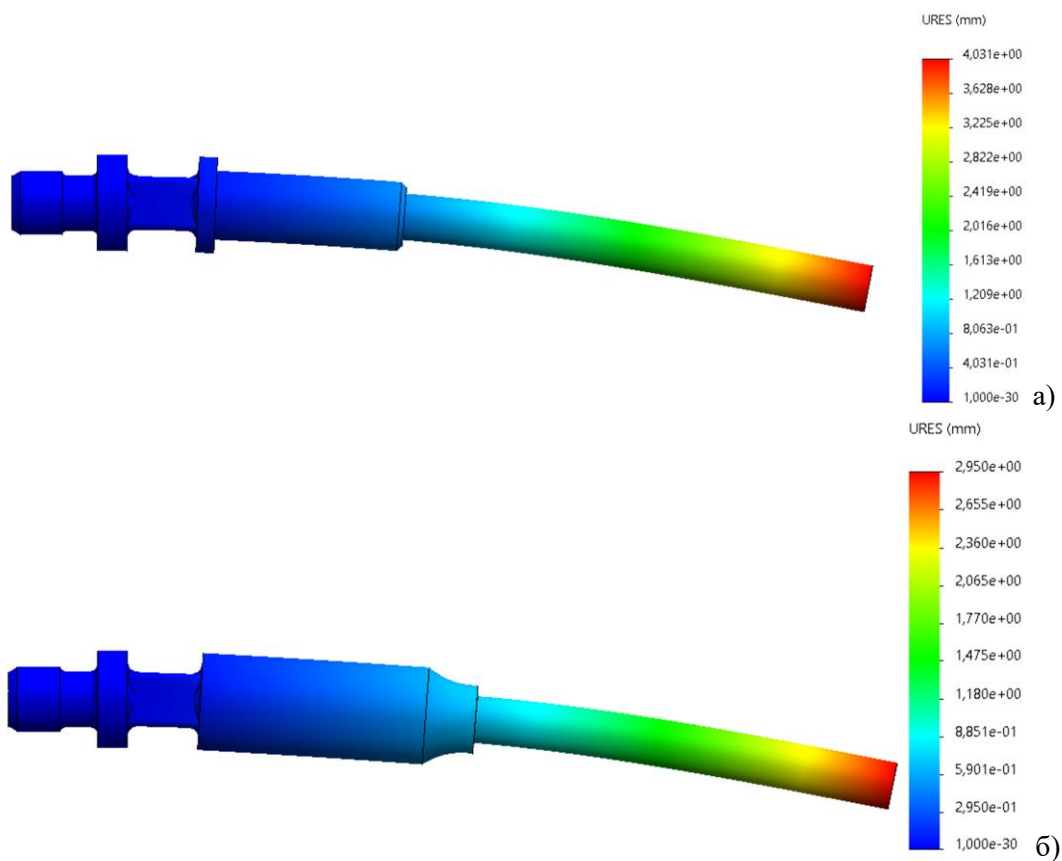
Рисунок 6 – Епюра еквівалентних напружень

На рисунках 7-8 наведено результати, отримані за допомогою імітаційного моделювання.

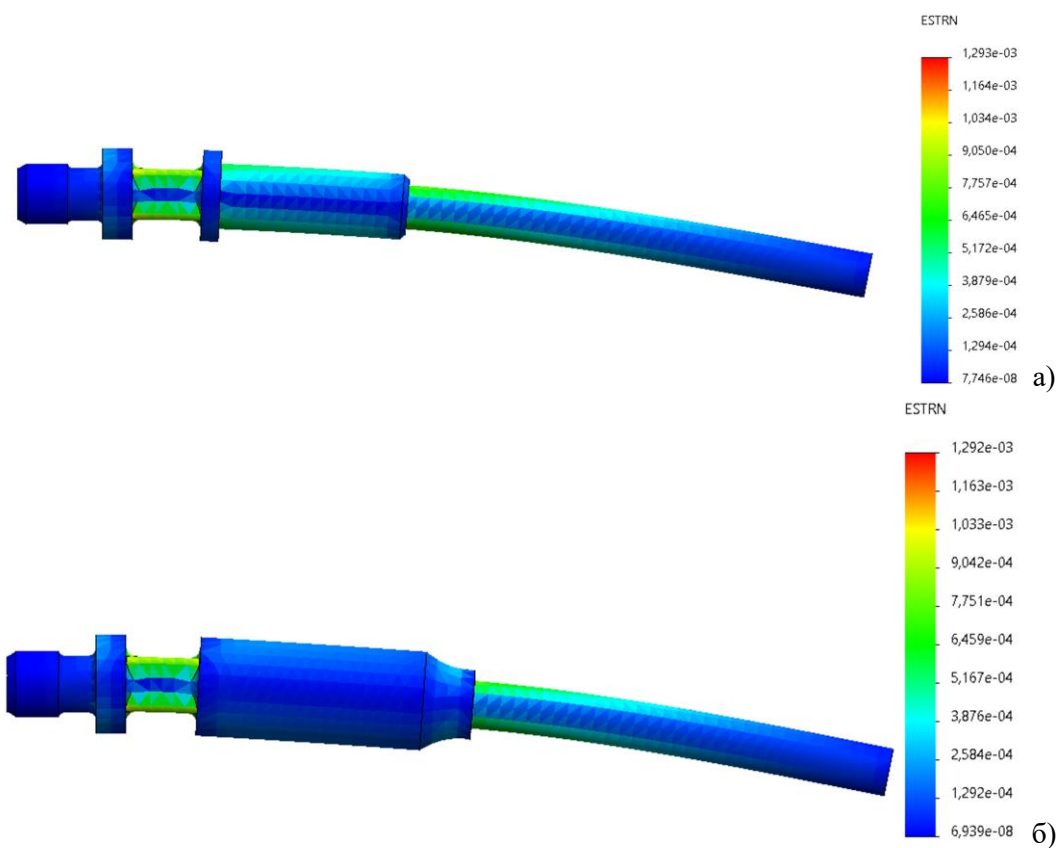
Також слід зазначити, що досліджувана конструкція з'єднання із застосуванням тільки циліндричного отвору для приклеювання циліндричного тіла гібридної штанги є доволі недосконалою для сприйняття нею значних осьових навантажень. Це пояснюється тим, що податливість металевго наконечника та тіла насосної штанги є різними (різні фізичні властивості матеріалів). Тому варто розглянути, як ідею, нака-

тування гвинтової поверхні як у середині отвору металевго наконечника, так і на тілі гібридної штанги. Причому гвинтова поверхня повинна бути змінного кроку, величну якого можна дослідити згідно алгоритму, що висвітлений у даному дослідженні.

Варта також зауважити, що глибина отвору, виконаного у металевому наконечнику, також впливає на його напружено-деформований стан. Тому проаналізуємо його більш конкретно (рис. 9).



а) наконечник стандартний; б) наконечник з потовщенням
Рисунок 7 – Епюра переміщень



а) наконечник стандартний; б) наконечник з потовщенням
Рисунок 8 – Епюра деформацій

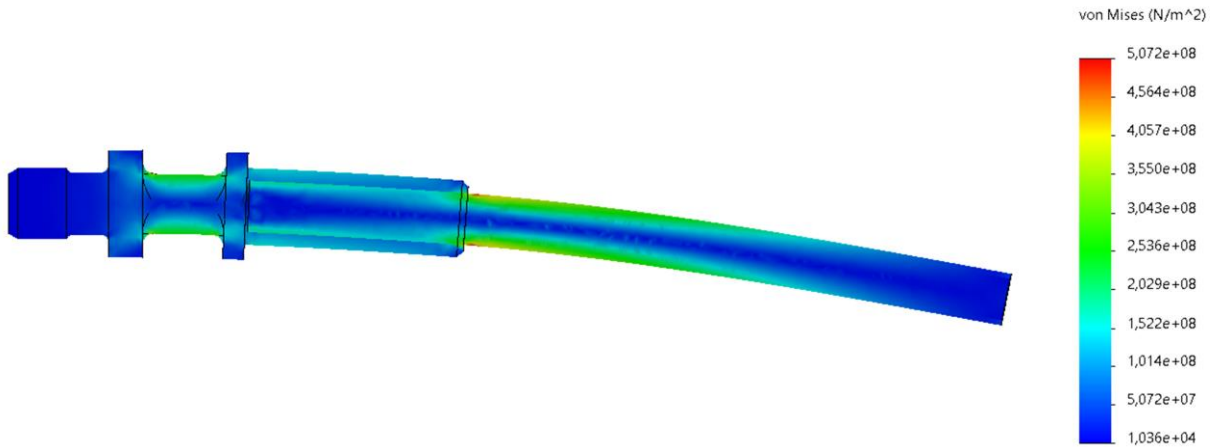


Рисунок 9 – Розподіл еквівалентних напружень у з’єднанні

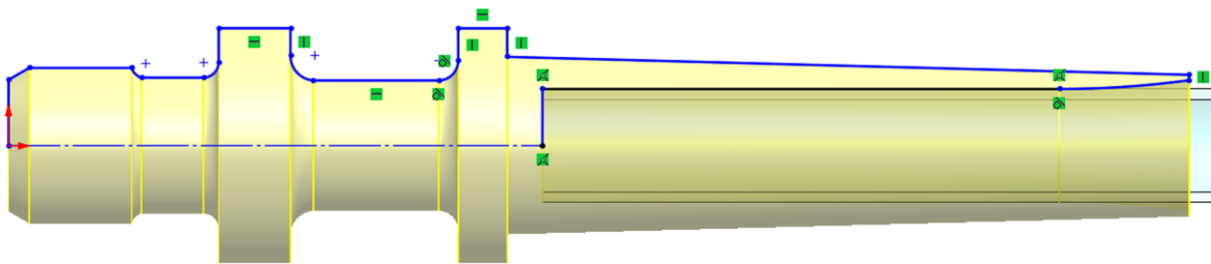


Рисунок 10 – Ескіз вдосконаленої конструкції наконечника

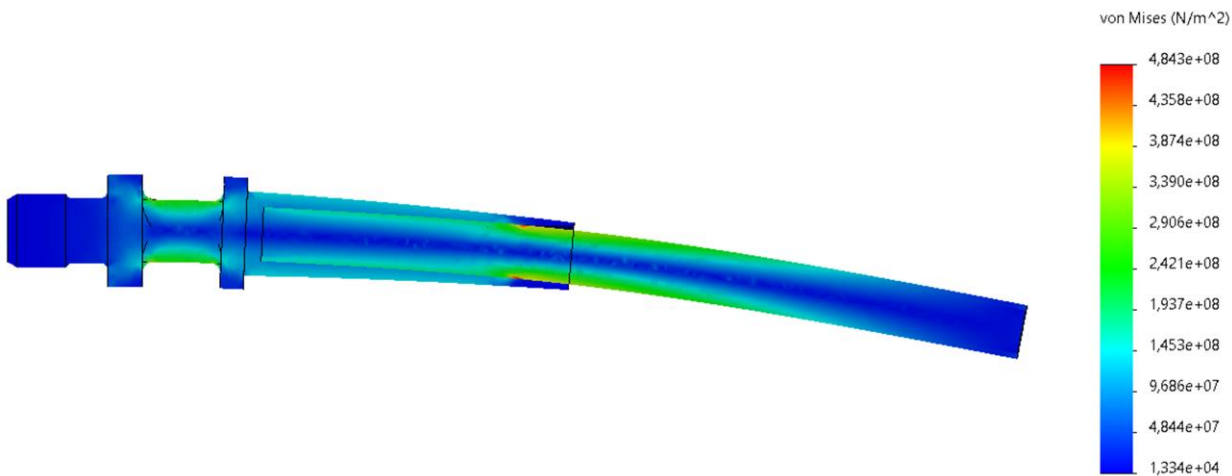


Рисунок 11 – Епіюра еквівалентних напружень вдосконаленого з’єднання

Отже, якщо виконати отвір у металевому наконечнику ще більшої глибини, то у результаті збільшимо величини напружень, що будуть концентруватись у зоні переходу під ключ. Проте більшою проблемою є концентрація напружень у тілі гібридної штанги у зоні виходу її із металевого наконечника. За таких значень напружень та за умов роботи при знакозмінних циклічних навантаженнях довговічність з’єднання буде доволі низькою.

Можливими варіантами вирішення вищеписаної проблеми може бути виконання циліндричної частини металевого наконечника змін-

ної товщини, виконання прорізів у цій циліндричній частині у вигляді пелюсток (для зменшення жорсткості) тощо.

Далі наведено пропоновану конструкцію наконечника. Її відмінністю від конструкції наконечника з меншою товщиною стінки (що розглядалася у вищенаведеному дослідженні) є виконання наконечника змінної товщини та виконання галтелі на виході з контакту наконечника та тіла штанги (рис. 10).

На рисунку 11 наведено результати імітаційного дослідження пропонованої конструкції наконечника.

Висновки

Скінченно-елементний аналіз в програмному середовищі SolidWorks має практичний інтерес при проектуванні конструкцій з'єднання сталеві головки з композиційним тілом гібридної насосної штанги методом кінцевих елементів.

Пропонована конструкція з'єднання має більш рівномірний розподіл напружень по довжині тіла штанги та менші значення максимальних напружень – 483 МПа.

У подальшому можливо провести оптимізацію пропонованої конструкції з'єднання, а саме: оптимізувати величину радіуса галтелі (щоб відбувалося плавне прилягання до неї тіла вуглепластикової штанги залежно від прикладеного навантаження згину).

Створене з'єднання полімерно-композиційного тіла з сталевією головою гібридної штанги має високі характеристики міцності та опору втомі для використання в свердловинах при глибині спуску насоса більше 2000 м.

Література

1. Ивановский В. Н., Дарищев В. И., Сабиров А. А., Каштанов В. С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. М: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. Ч. 1. 768 с.
2. ГОСТ 31825-2012. Штанги насосные, штоки устьевые и муфты к ним. Технические условия.
3. Копей І.Б. Оцінка, прогнозування та підвищення надійності обладнання штангових свердловинних насосних установок. Рукопис. Дис. канд. техн. наук: 05.05.12, м. Івано-Франківськ, 2020.
4. API Spec 11B: Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinker Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes, and Pumping Tees.
5. ГОСТ Р 51161-98 Штанги насосные стеклопластиковые. Технические условия.
6. ТУ У 29.5-13741713-002:2006. Штанги насосні металопластикові. Технічні умови. Введ. 19.04.2007. Без обмеження терміну дії. Івано-Франківськ, 2006.
7. Юй Шуанжуй. Підвищення працездатності насосних штанг з полімерних композитних матеріалів. Рукопис. Дис. канд. техн. наук: 05.05.12, Івано-Франківськ, 2018.
8. Копей Б. В., Копей В. Б. Копей І. Б. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти. Монографія. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. 406 с.
9. Насосні штанги та труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок, та випробування [Текст] / Б. В. Копей [та ін.] ; Інститут прикладних проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача НАН України, Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. Л.: [б.в.], 2003. 352 с.: рис. Бібліогр.: с. 349-350. ISBN 966-02-3071-0
10. Патент України № 35751А Спосіб з'єднання сталевієї головки з полімерним композиційним тілом глибинно-насосної штанги / Копей Б.В., Копей В.Б., Копей І.Б. Заявл. № 98042004 від 22.04.98.
11. Патент України № 35781А Спосіб складання вузла кріплення полімерного стержня / Кіндрачук С.Б., Копей Б.В., Попович О.М. Заявл. № 98084478 від 18.08.98. Бюл.№ 3, 16.04.01.
12. Патент України № 50094А З'єднання сталевієї головки з полімерно-композиційним тілом насосної штанги / Крижанівський Є.І., Копей Б.В., Стеліга І.І., Копей В.Б. Заявл. № 200107 5462 від 31.07.01. Бюл.№10, 15.10.02.
13. Патент України № 50093А. З'єднання головки насосної штанги з склопластиковим тілом / Копей Б.В., Стеліга І.І., Копей В.Б., Петрина Ю.Д. Заявл. № 2001075460 від 31.07.01. Бюл.№10, 15.10.02.
14. Щербина Н.М. Методи розв'язування контактних задач для пружних анізотропних шаруватих циліндричних оболонок. Препр. НАН України. Ін-т прикл. проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача, №7, 1994. 58 с.
15. Пелех Б.Л., Сухорольский М.А. Контактные задачи теории упругих анизотропных оболочек. К.: Наук. думка, 1980. 216 с.
16. Григолюк З.И., Толкачев В.М. Контактные задачи теории пластин и оболочек. М.: Машиностроение, 1980. 416 с.
17. Пелех Б.Л., Максиму А.В., Щербина Н.Н. Контактная жесткость слоистых цилиндрических оболочек. Матричный метод решения контактних задач для многослойных оболочек. *Механика композитных материалов*, 1986, № 2, С. 276-280.
18. Попов Г.Я., Толкачев В.М. Проблема контакта тел с тонкостенными элементами. *Изв. АН СССР. Механика твердого тела*. 1980. №4. С.192-206.
19. Дослідження контактних напружень у з'єднанні сталевієї головки з склопластиковою штангою / Копей Б. В., Максимук О. В., Щербина Н. М., Копей І. Б. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 1996. № 33. С. 166-178.

20. Development of steel head joints with fiberglass sucker rod on the base of contact stresses investigation / Kopey B. V., Kopey I. B., Maksymuk A. V., Shcherbyna N. M. VTT SYMPOSIUM : Proceedings of Int. Symp. Fatigue Design 1998. (Espoo, Finland. 26-29 May 1998). 1998. 182. Vol. II. P. 603-612. ISSN 0357-9387.

References

1. Yvanovskiy V. N., Daryshchev V. Y., Sabyrov A. A., Kashtanov V. S., Pekyn S.S. *Oborudovanye dlia dobuchy nefty y haza: V 2 ch. M: «Nef't i haza», RHU nefti i haza im. I.M. Hubkyna, 2002. Ch. 1. 768 p. [in Russian]*
2. HOST 31825-2012. *Shtanhy nasosnue, shtoky ustevue y muftu k nym. Tekhnicheskyye usloviya. [in Russian]*
3. Kopei I.B. *Otsinka, prohnozuvannia ta pidvyshchennia nadiinosti obladnannia shtanhovykh sverdlovyynykh nasosnykh ustanovok. Rukopys. Dys. kand. tekhn. nauk: 05.05.12, m. Ivano-Frankivsk, 2020. [in Ukrainian]*
4. API Spec 11B: Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinkers, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes, and Pumping Tees.
5. HOST R 51161-98 *Shtanhy nasosnue stekloplastykovue. Tekhnicheskyye usloviya. [in Russian]*
6. TU U 29.5-13741713-002:2006. *Shtanhy nasosni metaloplastykovyi. Tekhnichni umovy. Vved. 19.04.2007. Bez obmezhenia terminu dii. Ivano-Frankivsk, 2006. [in Russian]*
7. Iui Shuanzhui. *Pidvyshchennia pratsezd-tnosti nasosnykh shtanh z polimernykh kompozytnykh materialiv. Rukopys. Dys. kand. tekhn. nauk: 05.05.12, Ivano-Frankivsk, 2018. [in Ukrainian]*
8. Kopei B. V., Kopei V. B. Kopei I. B. *Nasosni shtanhy sverdlovyynykh ustanovok dlia vydobuvannia nafty. Monohrafiia. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2009. 406 p. [in Ukrainian]*
9. *Nasosni shtanhy ta truby z polimernykh kompozytiv: proektuvannia, rozrakhunok, ta vyprobuvannia [Tekst] / B. V. Kopei [ta in.] ; Instytut prykladnykh problem mekhaniky i matematyky im. Ya.S.Pidstryhacha NAN Ukrainy, Ivano-Frankivskiy natsionalnyi tekhnichnyi un-t nafty i hazu. L.: [b.v.], 2003. 352 p.: rys. Bibliohr.: p. 349-350. - ISBN 966-02-3071-0 [in Ukrainian]*
10. Patent Ukrainy No 35751A *Sposib ziednannia stalnoi holovky z polimernym kompozytsiinym tilom hlybynno-nasosnoi shtanhy / Kopei B.V., Kopei V.B., Kopei I.B. Zaiavl. No 98042004 vid 22.04.98. [in Ukrainian]*
11. Patent Ukrainy № 35781A *Sposib skladannia vuzla kriplennia polimernoho sterzhnia / Kindrachuk S.B., Kopei B.V., Popovych O.M. Zaiavl. No 98084478 vid 18.08.98. Biul. No 3, 16.04.01. [in Ukrainian]*
12. Patent Ukrainy № 50094A. *Ziednannia stalnoi holovky z polimerno-kompozytsiinym tilom nasosnoi shtanhy / Kryzhanivskiy Ye.I., Kopei B.V., Steliha I.I., Kopei V.B. Zaiavl. No 200107 5462 vid 31.07.01. Biul. No 10, 15.10.02. [in Ukrainian]*
13. Patent Ukrainy № 50093A. *Ziednannia holovky nasosnoi shtanhy z skloplastykovym tilom / Kopei B.V., Steliha I.I., Kopei V.B., Petryna Yu.D. Zaiavl. No 2001075460 vid 31.07.01. Biul. No 10, 15.10.02. [in Ukrainian]*
14. Shcherbyna N.M. *Metody rozviazuvannia kontaktnykh zadach dlia pruzhnykh anizotropnykh sharuvatykh tsylindrychnykh obolochok. Prepr. NAN Ukrainy. In-t prykl. problem mekhaniky i matematyky im. Ya.S.Pidstryhacha, No 7, 1994. 58 p. [in Ukrainian]*
15. Pelekh B.L., Sukhorolskiy M.A. *Kontaktne zadachy teoryy upruhykh anizotropnykh obolochek. K.: Nauk. dumka, 1980. 216 p. [in Russian]*
16. Hryholiuk Z.Y., Tolkachev V.M. *Kontaktne zadachy teoryy plastyn y obolochek. M.: Mashynostroenye, 1980. 416 p. [in Russian]*
17. Pelekh B.L., Maksymu A.V., Shcherbyna N.N. *Kontaktnaia zhestkost sloystukh tsylindrycheskykh obolochek. Matrychnui metod resheniya kontaktnykh zadach dlia mnohosloinykh obolochek. Mekhanyka kompozytnykh materialov. 1986. No 2. P. 276-280. [in Russian]*
18. Popov H.Ia., Tolkachev V.M. *Problema kontakta tel s tonkostennymi elementami. Yzv. AN SSSR. Mekhanyka tverdoho tela. 1980. No 4. P. 192-206. [in Russian]*
19. *Doslidzhennia kontaktnykh napruzhen u ziednanni stalevoi holovky z skloplastykovoioiu shtanhoioiu / Kopei B. V., Maksymuk O. V., Shcherbyna N. M., Kopei I. B. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. 1996. No 33. P. 166-178. [in Ukrainian]*
20. Development of steel head joints with fiberglass sucker rod on the base of contact stresses investigation / Kopey B. V., Kopey I. B., Maksymuk A. V., Shcherbyna N. M. VTT SYMPOSIUM : Proceedings of Int. Symp. Fatigue Design 1998. (Espoo, Finland. 26-29 May 1998). 1998. 182. Vol. II. P. 603-612. ISSN 0357-9387.

Наука — виробництву

УДК 624.131.1

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-4(85)-53-61

ПРОГНОЗУВАННЯ ЗМІН ІНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ДІЛЯНОК ПРИ БУДІВНИЦТВІ ПРИВИШКОВИХ СПОРУД СВЕРДЛОВИН НА ПРИКЛАДІ СВЕРДЛОВИНИ 914-ПАСІЧНЯНСЬКА

Н. В. Гонтарьова, І. І. Попович, Н. В. Броніцька, О. В. Палійчук, Л. В. Узрак,
А. М. Стиславська*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: linapinchuk92@gmail.com*

*НГВУ «Надвірнанафтогаз», 78400, м. Надвірна, вул. Михайла Грушевського, 13,
e-mail: Ivan.Porovych@Ukrnafta.com*

Актуальність досліджень зумовлена необхідністю забезпечення промисловості вуглеводневою сировиною. На сьогодні для забезпечення потреб промисловості та збільшення енергонезалежності України доцільно проводити розробку родовищ вуглеводнів, тому виникає потреба в бурінні і освоєнні нових свердловин. Однією з таких є нафтова свердловина 914-Пасічнянська, навколо якої планується будівництво комплексу привишкових споруд з метою її обслуговування. Відповідно до цієї мети слід провести комплекс інженерно-геологічних досліджень та робіт, спрямованих на детальне вивчення геологічних умов території будівництва. Основним завданням роботи є вивчення природних умов майданчика свердловини 914-Пасічнянська із розміщеними на ньому привишковими спорудами, оцінка взаємодії привишкових споруд із навколишнім середовищем, обґрунтування їх інженерного захисту. Об'єктом досліджень є процес взаємодії споруд із ґрунтовою основою, явища їх можливого просідання та несуча здатність інженерно-геологічних елементів (ІГЕ). Предметом досліджень є інженерно-геологічні умови території. У більш вузькому значенні – це характеристики всіх виділених ІГЕ, визначення рівня ґрунтових вод, оцінка зсувонебезпечності схилу та прогноз розвитку несприятливих фізико-геологічних процесів. В роботі використовувались такі дослідження, як буріння свердловин з відбором монолітів і проб ґрунту; лабораторні дослідження фізико-механічних властивостей ґрунтів; камеральна обробка матеріалів. Завдяки бурінню свердловин з відбором монолітів і проб ґрунту були отримані: схема розташування свердловин, позначки границь ІГЕ, нашарування ґрунтів, зразки ґрунту для лабораторних досліджень. Результати, одержані в роботі, рекомендуються застосовувати при будівництві привишкових споруд свердловини № 914. Ці результати доповнюють знання про геологічну будову даного регіону та Скибової зони складчастої області Українських Карпат.

Ключові слова: свердловина; привишкові споруди; інженерно-геологічний елемент; моноліт; ґрунт.

The relevance of research is due to the need to provide the industry with hydrocarbon raw materials. Today, to meet the needs of the industry and increase the energy independence of Ukraine, it is advisable to develop hydrocarbons. Therefore, there is a need for drilling and development of new wells. One of these is the 914-Pasichnyanska oil well, around which it is planned to build a complex of near-rig structures to service it. In accordance with this, a complex of engineering and geological studies and works should be carried out aimed at a detailed study of the geological conditions of the construction area. The main task of the work is to study the natural conditions of well 914-Pasichnyanska with near-tower structures located on it, assess the interaction of near-tower structures with the environment, and substantiate their engineering protection. The object of research is the process of interaction of structures with the base, the phenomenon of their possible subsidence and the bearing capacity of engineering-geological elements (EGE). The subject of research is the engineering and geological conditions of the

territory. In a narrower sense - the characteristics of all selected EGE (their porosity, lithological and granulometric composition, consistency and other parameters determined by laboratory and field methods), determination of the groundwater level, assessment of a slope landslide and forecast of the development of unfavorable physical-geological processes. The work used analytical research methods (analysis of literature and fund materials) and experimental. The latter include such studies as drilling wells with the selection of monoliths and soil samples; laboratory studies of the physical and mechanical properties of soils; office processing of materials. Thanks to the drilling of wells with the sampling of monoliths and soil samples, the following were obtained: a layout of wells, marks of the boundaries of the EGE, soil layering, soil samples for laboratory research. Laboratory studies of the physical and mechanical properties of soils made it possible to obtain their physical and mechanical characteristics, and thanks to office processing - an engineering and geological section. The results obtained in the work are recommended to be used in the construction of near-tower structures of well No. 914. Also, these results complement the knowledge about the geological structure of this region and the Skibova zone of the folded region of the Ukrainian Carpathians.

Key words: well; near-rig structures; engineering-geological element; monolith; soil.

Вступ

Виконуючи інженерно-геологічні дослідження, зазвичай дають інженерно-геологічну характеристику умов будівництва тієї чи іншої споруди. Інженерно-геологічні умови території визначаються, насамперед, її рельєфом, складом та властивостями ґрунту, складом та розташуванням підземних вод. Зі зміною цих умов можуть бути пов'язані різноманітні процеси, такі, як ущільнення порід в основах споруд, просадкові явища внаслідок протікань з водогонів та фільтрації води з каналів, деформація штучних відкосів, зміна берегів річок та водосховищ, обвали та зсуви гірських порід при підземних роботах [1].

В нашому випадку мова йде про оцінку інженерно-геологічних умов будівництва привишкових споруд свердловин в гористій місцевості Карпатського регіону. Тому, цілком ймовірно, що основними несприятливими фізико-геологічними процесами будуть соліфлюкційні зміщення, зсуви, осипи та ерозійні процеси.

Відповідно, метою досліджень є вивчення геологічної будови ділянки проєктного будівництва, дослідження фізико-механічних та фільтраційних властивостей ґрунтів, визначення рівня ґрунтових вод, оцінка та прогноз розвитку несприятливих фізико-геологічних процесів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

З огляду на актуальність цієї проблематики, значний внесок у її вирішенні зробили науковці відділу інженерної геології Інституту геологічних наук (ІГН) НАН України: М.Г. Демчишин, Г.І. Рудько та ін., які вивчали зміни інженерно-геологічних умов на території України, змін тримальної спроможності ґрунтів основ споруд, спричинених впливом господарської діяльності в зонах, прилеглих до об'єктів, а також загроз активізації небезпечних екзогенних геологічних процесів [2].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Встановлення змін інженерно-геологічних умов ділянок, прилеглих до нафтогазових свердловин, та загроз активізації екзогенних процесів.

Формулювання цілей статті

Вивчення природних умов ділянки проведення інженерно-геологічних вишукувань та відбір зразків проб ґрунту для лабораторного визначення фізико-механічних характеристик. Визначення несприятливих геологічних процесів, пов'язаних зі зміною інженерно-геологічних умов та передбачення запобіжних заходів.

Для проведення досліджень з метою прогнозування зміни інженерно-геологічних умов при будівництві привишкових споруд була вибрана ділянка експлуатаційної свердловини № 914-Пасічнянська. В адміністративному відношенні ділянка вишукувань знаходиться на землях Битківської сільської ради Надвірнянського району. У геоморфологічному відношенні район досліджень розташований в межах Надвірнянського структурно-ерозійного низькогір'я Передкарпаття [3]. У ландшафтному відношенні описувана територія являє собою низькогір'я, зайняте переважно післялісовими луками та мішаними лісами на бурих гірсько-лісових щербенисто-глинистих ґрунтах. Ділянка розвідувань знаходиться в гористій місцевості з низькими, полого-опуклими вершинами вододілу малих гірських річок Битківець та Битківчик. Майданчик будівництва експлуатаційної свердловини № 914-Пасічнянська розташований на східному схилі однієї з вершин. Вказаний схил відноситься до області водозбору річки Битківчик. Рельєф місцевості, охопленої вишукуваннями, полого-похилий, окремі ділянки схилу західної території мають штучно створені обривисті уступи середньої крутості.

Внаслідок спорудження майданчиків (полиць) для розміщення бурового обладнання та споруд, поверхня схилу ускладнена локальними фрагментами підрізок та відсипань переміщеного ґрунту на корінному схилі. Вишко-лебідковий блок та привишкові споруди розміщені на нижній широкій полиці, що характеризується значним розвитком насипних ґрунтів.

На час вишукувань на ділянці проведені земляні роботи, пов'язані з облаштуванням на схилі тривірневих полиць для розміщення бурового обладнання, допоміжних споруд виробничого характеру та побутових приміщень. На нижній широкій полиці, більша частина якої створена за рахунок відсипки насипного ґрунту, вирито котлован під спорудження амбару для зберігання відходів буріння. В підніжжі схилу розпочато роботи з облаштування каналу для перехоплення та відводу схилових вод за межі майданчика вишко-лебідкового блоку та привишкових споруд.

Під час проведення рекогносцирувального обстеження майданчика робіт та прилягаючої території виявлено ознаки підтоплення майданчика вишко-лебідкового блоку та привишкових споруд. Ознаки вказаного фізико-геологічного явища з'явилися в значному розповсюдженні водонасичених техногенних ґрунтів та розвитку соліфлюкційних зміщень (локальних поверхневих переміщень перезволожених ґрунтів) в східній бровці відкосу ($h=3,0$ м), складений насипними ґрунтами. Основною причиною розвитку підтоплення та часткового прояву супутніх несприятливих фізико-геологічних процесів є відсутність організованого перехоплення та відведення схилових і атмосферних вод з основного майданчика будівництва, створеного в результаті проведення планувальних робіт значною мірою з насипних ґрунтів.

В ході проведення польових інженерно-геологічних робіт пробурено 5 технічних свердловин з відбором проб ґрунтів для лабораторних досліджень.

Геодезичною службою НДПІ гірничі виробки прив'язані в плановому і висотному відношенні та нанесені на викопіювання з топографічного плану М 1: 500 (рис. 1).

Інженерно-геологічний розріз майданчика проектних робіт розвіданий до глибини 10,0 м. і представлений четвертинними елювіально-делювіальними, уламково-глинистими відкладами, які залягають на менілітових породах нижнього олігоцену.

Параметри свердловин наведені у таблиці 1.

В розрізі виділено 5 інженерно-геологічних елементів (ІГЕ).

ІГЕ № 1 – Насипний ґрунт складений галькою, гравієм, щебенем, жорствою, суглинком. Розповсюдження техногенних ґрунтів зумовлене проведенням врізок в схилі з наступним плануванням виробничих майданчиків. Потужність шару описуваних відкладів, що мають локальне розповсюдження, становить від 0,0 м до 3,8 м.

У цих ґрунтах поступово відбуваються різноманітні фізичні, фізико-хімічні, біологічні та інші процеси, що призводить, з одного боку, до їх самоущільнення, зміцнення, а з іншого, – до розпаду, розкладання, а отже, знеміцнення, тому їм більш властиві особливості дисперсних ґрунтів [4].

Оскільки глибина промерзання ґрунту для даного району досліджень сягає 0,9 м, то будівництво на ділянках поширення насипного ґрунту із його товщиною менше 0,9 м, можливе лише при виборі «плаваючого» плитного фундаменту, міцності якого буде достатньо для того, щоб від дії нерівномірних сил морозного пучення фундамент не деформувався.

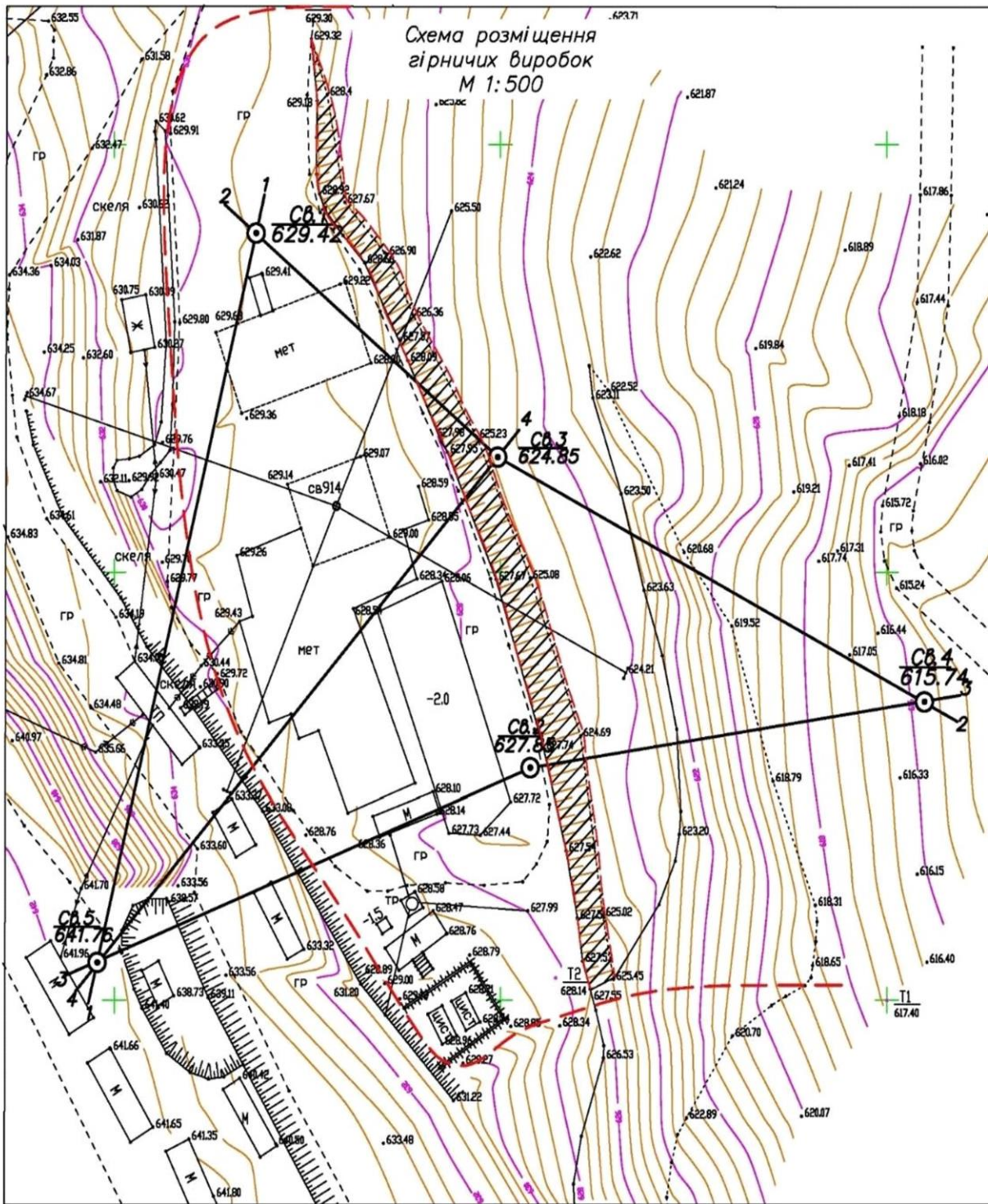
ІГЕ № 2 – Ґрунтово-рослинний шар коричнево-бурого, коричнево-сірого кольору, оглеєний. Вказані нашарування зустрінуті в розвідувальних свердловинах пробурених в нижній частині майданчика. Потужність буроземного шару становить від 0,0 м до 0,5 м.

Під ґрунтовим шаром залягає товща уламково-глинистих ґрунтів елювіально-делювіального походження.

Судячи із лабораторних досліджень фізико-механічних властивостей ІГЕ №2, не можна рекомендувати для будівництва, оскільки при надмірному зволоженні даний ґрунт може надміру просідати і тому становити небезпеку для споруд, розташованих на ньому.

ІГЕ № 3 – Суглинок делювіальний, жовтого кольору, зі щебенем та жорствою (18 %), в окремих інтервалах щербистий, твердий, в підшві місцями до напівтвердого. В межах ділянки досліджень описувані ґрунти залягають малопотужним (0,0-1,2 м) покривним шаром на елювіально-делювіальних глинах в підніжжі крутосхилу. Даний тип ґрунту може служити цілком задовільною основою для будинків і споруд завдяки достатнім показникам міцності та консистенції.

ІГЕ № 4 – Глина елювіально-делювіальна жовто-сірого, в підшві темно-сірого кольору, з включенням щебеню та жорстви (12%), в окремих інтервалах з прошарками суглинків. Переважають тверді різновиди глин, в підшві шару – напівтверді. Включення щебеню та жорстви в глинах представлені уламками осадових порід



Умовні позначення до схеми

○ СВ.1 Розвідувальна свердловина абсолютна відмітка 138.10 та її № гирла

- 1—1 Лінія інженерно-геологічного розрізу та її номер
- Контури рекомендованої системи водовідведення
- ▨ Ділянки ухилу, що потребують укріплення

Рисунок 1 – Схема розміщення гірничих виробок

Таблиця 1 - Відомість інженерно-геологічних виробок

№ з/п	Найменування і № виробки	Діаметр виробки, мм (переріз м ²)	Глибина виробки, м	Абсолютна відмітка устя	Дата буріння (проходки)	Рівень ґрунтових вод, що встановився		
						На глибині, м	Абс. відм., м	Дата заміру
1	св 1	127	10,0	629,42	09.08	2,5	626,92	10.08
2	св 2	127	10,0	627,85	10.08	1,8	626,05	11.08
3	св 3	127	10,0	624,85	10.08	3,6	621,25	11.08
4	св 4	127	10,0	615,74	11.08	2,0	613,74	12.08
5	св 5	127	5,0	641,76	11.08	-	-	-

менілітової формації. Описувані ґрунти залягають на материнських скельних та напівскельних породах східної, менш крутосхилої частини майданчика. Потужність шару глин сягає 3,5 м (св. №3). Даний тип ґрунту може служити цілком задовільною основою для будинків і споруд завдяки достатнім показникам міцності та консистенції.

ІГЕ №5 Скельні та напівскельні ґрунти представлені чергуванням темно-сірих аргілітизованих глин, аргілітів та малопотужних прошарків сірих пісковиків. Відслонення описуваних порід відмічені в бортах підрізаного схилу західної та південно-західної частини ділянки. Максимально пройдена потужність в корінних породах становить 7,0 м (св. №1). Даний горизонт найбільше вдалині як природна основа для будівництва привишкових споруд. Модуль загальної деформації напівскельних ослаблених порід – менше 20000 кгс/см², а менш ослаблених – від 20000 до 100000 кгс/см². Тимчасовий опір стискові в міцних змінюється від 150 до 500 кгс/см², середньої міцності – від 25 до 150 кгс/см² і в порід малої міцності він менший 25 кгс/см². Коефіцієнт зрушення бетону по цих породах змінюється від 0,3 до 0,50–0,55, сейсмічна твердість – від 2,9–4,7 до 10–12. Однак породи цієї групи можуть мати підвищену тріщинуватість або закарстованість і в той же час характеризуватися високою міцністю в зразку.

З результатів лабораторних досліджень фізико-механічних властивостей ґрунтів видно, що вологість для більшості проб ґрунту сягає 22–24%, та збільшується із глибиною відбору проб, що пов'язано з більшою водонасиченістю глибших горизонтів. В пробах № 16 і № 17 із свердловини №4, вологість сягає 38 та 41% відповідно. Такі великі показники відбору спостерігаються на глибині нижче рівня ґрунтових вод, який для свердловини № 4 сягає 2 м. Водонасичені глини із цих проб перебувають у пластичному стані. При надмірному зволожен-

ні даний ґрунт може становити небезпеку для споруд, розташованих на ньому.

Одним із найважливіших параметрів ґрунту, що характеризує щільність його будови (чим він менший, тим щільніший ґрунт, а отже, кращі його будівельні властивості) і безпосередньо використовується в розрахунках, є коефіцієнт пористості [4].

Пористість всіх ґрунтів зберігається приблизно в одних і тих же межах – 40–44%. Вирізняється із цієї множини проба №18 пористістю 50 %. Такі високі показники можуть вказувати на можливі просадочні властивості даного ґрунту. Це негативно відбивається на виборі його, як основи для різного роду будівництва.

За результатами бурових та лабораторних робіт побудовані інженерно-геологічні розрізи (рис. 2).

Ґрунтуючись на результатах проведених робіт, оцінено стійкість масиву насипного ґрунту на передбачуваній площині ковзання найбільш ослабленого сегмента ґрунтової основи майданчика, який знаходиться між виритим котлованом та бровкою відкосу. Розрахунки проведено на фрагменті розрізу 3-3 (св. №2) методом М. М. Маслова [5] (рис. 3). З огляду на результати раніше проведених вишукувань в районі робіт, передбачуваною площиною ковзання може служити прошарок ґрунтово-рослинного шару, що похило залягає на уламково-глинистих елювіально-делювіальних відкладах під товщею водонасичених насипних ґрунтів.

Розрахунок проведений з врахуванням сполучення несприятливих факторів, що сприяють прояву зсувних пластичних деформацій, а саме:

- сейсмічної складової, направленої в бік нахилу передбачуваної площини ковзання;
- гідродинамічної сили фільтраційного потоку, створеного рухом ґрунтових вод типу «верховодки», при значному їх розвитку в дощові періоди;

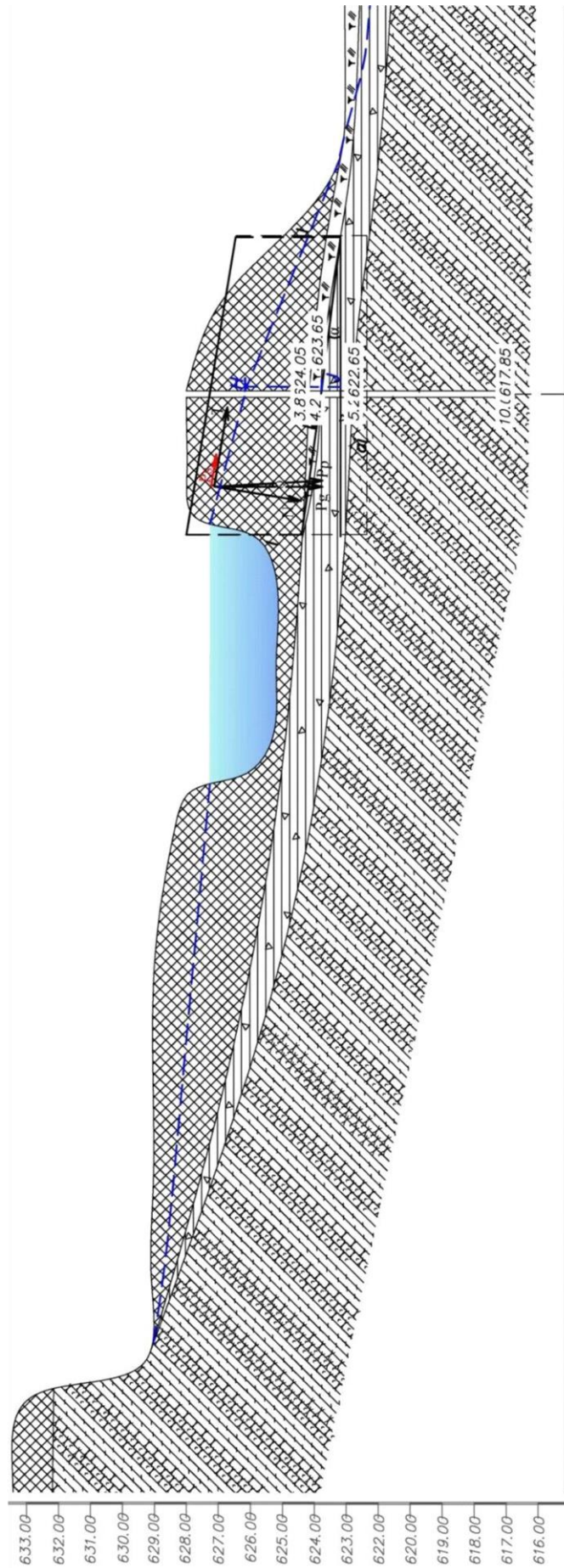


Рисунок 3 – Розрахунок стійкості масиву ґрунту

- збільшення щільності ґрунтів розрахункового масиву в результаті тривалої інфільтрації атмосферних опадів та заповнення всіх пор водою;

- значним зменшенням показників міцності ґрунтово-рослинного шару з передбачуваної зони ковзання при тривалому зволоженні.

З врахуванням вказаних чинників розрахунковий коефіцієнт стійкості масиву ґрунту на передбачуваній площині ковзання становить $0,89 < 1$. В даному випадку зсувні зусилля переважають затримуючі, що вказує на здатність насипних ґрунтів до пластично повзучих деформацій, які локально проявились у формі соліфлюкційних зміщень та відмічені під час рекогносцирувального обстеження.

За відсутності інженерного захисту зростання інтенсивності прогнозованих зсувних пластичних деформацій в періоди сильних злив може призвести до руйнування бровки відкосу та зсуву-спливу найбільш ослабленого сегмента ґрунтової основи.

З метою запобігання розвитку ерозійних процесів, пов'язаних з розливом схиловими водами поверхні майданчика, доцільно заборонити спорудження каналів, необлаштованих захисним вимощенням, на схилі в напрямку його нахилу.

Висновки

На ділянці будівництва експлуатаційної свердловини 914-Пасічянська доцільно передбачити:

- організоване відведення поверхневих та схилових вод з ділянки робіт, що виключає витік стічних вод на підрізани та відсипані схили;

- протизсувні заходи, пов'язані з привантаженням відкосу майданчика вишкво-лебідкового блоку, спорудженого з насипних ґрунтів, брилами та валунами скельних порід;

- протиерозійні заходи, пов'язані зі збереженням стійкості природніх схилів під час прокладання підземних комунікацій, з проведенням підрізків схилів до споруд, що проектуються на майданчику робіт;

- заходи для постійного нагляду за станом прилягаючих схилів і підтримання спеціального режиму, який сприяє збереженню їх стійкості.

Розрахунок стійкості схилу з врахуванням поєднання всіх несприятливих складових, що спричиняють зміщення ґрунтів (сейсмічна складова, гідродинамічні сили, щільності водонасичених порід та міцнісних характеристик для замочених ґрунтів з передбаченої зони ослаблення)

Сила тяжіння P_g – загальна вага порід можливого тіла зсуву по площині J–J шириною смуги 1 м.

V – об'єм тіла передбачуваного зсуву насипних ґрунтів $S \times 1\text{ м}$, $V \approx 19,5 \text{ м}^3$

γ – щільність середня водонасиченого уламково-глинистого насипу, $\gamma_{cp} = 1,90 \text{ т/м}^3$

$$P_g = 19,5 \times 1,90 = 37,05 \text{ тс}$$

Сейсмічна сила P_s спрямована у найбільш несприятливому напрямку

$$P_s = P_g \times a$$

a – прискорення сейсмічної сили (ДБН В.1.1-12:2006 табл.2.5), $a = 0,1$

$$P_s = 37,05 \times 0,1 = 3,7 \text{ тс}$$

$$P_{\text{рівн.}} = \sqrt{P_g^2 + P_s^2} = 37,23$$

$$\text{tg} Q = \frac{P_s}{P_g} = \frac{3,7}{37,23} = 0,1,$$

де $Q = 4^\circ 35'$ (кут нахилу рівнодійної сили до вертикалі);

T – складова сили тяжіння, що намагається змістити масив ґрунту;

$$T = P_{\text{рівн.}} \times \sin(\alpha + Q) = 37,23 \times 0,19 = 7,07 \text{ тс};$$

α – кут нахилу передбачуваної поверхні ковзання (7°);

N – складова сили тяжіння, що старается утримати масив ґрунту схильний до сповзання

$$N = P_{\text{рівн.}} \times \cos(\alpha + Q) = 37,23 \times 0,98 = 36,5 \text{ тс}$$

На досліджуваному схилі внаслідок градієнту напору (нахилу рівня ґрунтових вод) діють гідродинамічні сили

$$D_{\text{гдр}} = \gamma_v (H_i - Y_i) \frac{a_i}{\cos \alpha}$$

γ_v – щільність води;

$(H - Y)$ – діючий напір;

l – ширина блоку;

α – кут нахилу поверхні передбачуваного ковзання до дотичної

$$D_{\text{гдр}} = 1(4,22 - 1,83) \frac{9,3}{0,99} = 22,44 \text{ тс.}$$

Коефіцієнт стійкості зсувонебезпечного схилу

$$\eta = \frac{f(N - D) + cL}{T}$$

де $f = \text{tg} \varphi$ (φ – кут внутрішнього тертя порід в зоні передбачуваної поверхні ковзання);

c – зчеплення порід у зоні, що прилягає до передбачуваної поверхні ковзання;

L – довжина поверхні ковзання ($I - I$);

φ_{II} і c_{II} – беруться для другого граничного стану за результатами даних зрізових випробувань замочених зразків ґрунту (ДСТУ Б.В.2.1-4-96), відібраних в зоні, що прилягає до передбачуваної поверхні ковзання чи ослаблення (грунтово-рослинний шар)

$$\eta = \frac{0,32(36,5 - 22,44) + 0,19 \cdot 9,5}{7,07} = 0,89 < 1.$$

При сполученні всіх несприятливих факторів згідно з розрахунками (1.1) – схил характеризується як зсувонебезпечний $\eta = 0,89$. Найбільш вагомим фактором, що сприяє зростанню небезпеки пластичних зсувних переміщень насипного масиву ґрунту, є тривале замочення ґрунтів зони ослаблення (прошарку ґрунтово-рослинного шару) та гідродинамічний тиск.

Література

1. Демчишин М.Г. Техногенні впливи на геологічне середовище України. К.: ІГН НАН України, 2004. 156 с.

2. Демчишин М. Г. Современная динамика склонов на территории Украины: инженерно-геологические аспекты. К.: Наукова думка, 1992. 256 с.

3. Габинет М.П., Кульчицький Я.О., Матковський О.І. Геологія і корисні копалини Українських Карпат. Львів: Вища школа, 1976. 200 с.

4. Ґрунти. Методи лабораторного визначення характеристик міцності і реформованості / ДСТУ Б В.2.1-4-96. Київ: Державний комітет України у справах містобудування і архітектури, 1997.

5. Зоценко М. Л. Інженерна геологія. Механіка ґрунтів, основи і фундаменти: Підручник / М. Л. Зоценко, В. І. Коваленко, А. В. Яковлев, О. О. Петраков, В. Б. Швець, О. В. Школа, С. В. Біда, Ю. Л. Винников. Полтава: ПНТУ, 2003. 446 с.: іл.

References

1. Demchishin M.G. Technogenical influences on the geological environment of Ukraine. K.: IGS NAS of Ukraine, 2004. 156 p. [in Ukrainian]

2. Demchishin M.G. Modern dynamics of slopes on the territory of Ukraine: engineering and geological aspects. K. : Naukova Dumka, 1992. 256 p. [in Russian]

3. Gabinet M.P., Kulchytsky Ya.O., Matkovsky O.I. Geology and mineral resources of the Ukrainian Carpathians. Lviv: Vischa Shkola, 1976. 200 p. [in Ukrainian]

4. Soils. Methods of laboratory determination of strength and deformation characteristics. DSTU B V.2.1-4-96. Kyiv: State Committee of Ukraine for Urban Planning and Architecture. 1997. [in Ukrainian]

5. Zotsenko M.L. Engineering geology. Soil Mechanics, Fundamentals and Foundations: Textbook / M.L. Zotsenko, V.I. Kovalenko, A.V. Yakovlev, O.O. Petrakov, V.B. Shvets, O.V. Shkola, S.V. Bida, Yu. L. Vinnikov. Poltava: PNTU, 2003. 446 p. [in Ukrainian]

ВИБІР ТЕХНОЛОГІЧНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС ВВЕДЕННЯ У НКТ ТВЕРДИХ ПІНОУТВОРЮВАЛЬНИХ ПАР

Р. М. Кондрат, Л. І. Матійшин*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Розглянуто особливості експлуатації газових свердловин в умовах обводнення. Наведено способи введення у свердловину піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР), в т.ч. твердих для інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню. Обґрунтовано сферу застосування твердих ПАР в обводнених свердловинах. Під час введення твердих ПАР у діючу обводнену свердловину швидкість їхнього падіння в насосно-компресорних трубах (НКТ) повинна перевищувати швидкість руху газорідного потоку на гирлі, а дебіт газу повинен бути більшим мінімально необхідного дебіта для винесення рідини з вибою. Охарактеризовано залежності для визначення швидкості руху газу на гирлі і на вході в НКТ, критичної швидкості руху газу на гирлі для винесення частинок твердої фази, критичної швидкості руху газу на вході в НКТ для винесення рідини в крапельному вигляді і мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловини. З врахуванням наведених залежностей, а також двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і формули Адамова Г. А. для руху в НКТ двофазного газорідного потоку розроблено методику вибору технологічного режиму роботи обводненої газової свердловини під час введення у НКТ твердих ПАР. Методика апробована на трьох свердловинах з різною геолого-технічною характеристикою, розміщених на різних родовищах України. Згідно з результатами досліджень на двох свердловинах не потрібно змінювати технологічний режим їх роботи під час введення у НКТ твердих ПАР. На одній свердловині потрібно збільшити на певну величину гирловий тиск, щоб зменшити швидкість руху газу на гирлі і щоб тверді ПАР потрапили на вибій. Наведено режимні параметри роботи свердловин під час введення у НКТ твердих ПАР.

Ключові слова: свердловина, вода, газ, конденсат, експлуатація, обводнення, дебіт газу, тиск, водний фактор, тверді ПАР, піноутворення, інтенсифікація.

The features of well operation under flooding conditions are considered. Methods for introducing foaming surface-active substances (surfactants) into the well, incl. solid surfactants to intensify the removal of liquid from the bottomhole to the surface. The area of application of solid surfactants in flooded wells is substantiated. When introducing solid surfactants into an operating flooded well, their rate of fall in tubing (tubing) must exceed the velocity of the gas-liquid flow at the wellhead, and the gas flow rate must be greater than the minimum required flow rate to carry fluid from the bottomhole. Dependences for determining the gas velocity at the wellhead and at the input to the tubing, the critical gas velocity at the wellhead for the removal of solid phase particles, the critical gas velocity at the inlet to the tubing for the removal of liquid in a droplet form, and the minimum required gas flow rate for the removal of liquid from wells. Taking into account the above dependencies, as well as the two-term formula for gas inflow to the bottom of the well and the formula of G. A. Adamov for the movement of a two-phase gas-liquid flow in the tubing, a method has been developed for choosing the technological mode of operation of a watered gas well when solid surfactants are introduced into the tubing. The technique was tested on three wells with different geological and technical characteristics, located in different fields of Ukraine. According to the results of studies on two wells, it is not necessary to change the technological mode of their operation when solid surfactants are introduced into the tubing. On one well, it is necessary to increase the wellhead pressure by a certain amount in order to reduce the velocity of gas movement at the wellhead and solid surfactants get to the bottomhole. The operating parameters of wells are given when solid surfactants are injected into the tubing.

Key words: well, water, gas, condensate, operation, watering, gas flow rate, pressure, water factor, solid surfactants, foaming, intensification.

Постановка проблеми

В умовах водонапірного режиму розробки газових покладів відбувається закономірне обводнення видобувних свердловин. З появою води в продукції свердловин знижується дебіт газу, що пов'язано із зменшенням фазової про-

никності пористого середовища для газу, обводненням частини газовіддавального інтервалу пластів і зростанням втрат тиску у НКТ і системі збору газу під час руху двофазного газорідного потоку порівняно з рухом тільки газу. У міру зростання водного фактора і відповідно-

го зменшення дебіту газу робота свердловин поступово стає нестабільною з частими зупинками для накопичення енергії, необхідної щоб винести воду з вибою на поверхню. Зі зменшенням дебіта газу нижче певного (мінімально необхідного) значення природне фонтанування свердловин припиняється. Період природного фонтанування обводнених газових свердловин можна штучно продовжити шляхом введення у газорідинний потік піноутворювальних ПАР (в т.ч. твердих) по НКТ. Тверді ПАР доцільно вводити у діючі обводнені свердловини, оскільки можливі ускладнення з освоєнням свердловин і відновленням їхньої продуктивності після зупинки. При цьому швидкість падіння твердих ПАР повинна бути більшою швидкості руху газорідинного потоку на гирлі, а дебіт пластового газу повинен бути достатнім для винесення води з вибою на поверхню, щоб не відбувалося зупинки свердловини під час введення ПАР у НКТ. Вибір режимних параметрів роботи свердловини під час введення твердих ПАР вимагає проведення додаткових досліджень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Значна кількість газових покладів приурочена до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах надходження в газонасичену зону законтурної пластової води та обводнення свердловин. Для отримання високих значень поточних відборів газу і кінцевого газовилучення в умовах водонапірного режиму потрібно забезпечити повне, безперервне видалення з вибою всієї води, що надходить із пласта. У початковий період обводнення свердловин вода виноситься на поверхню потоком пластового газу, і свердловини фонтанують. Із збільшенням водного фактора свердловини починають працювати нестабільно, з періодичними зупинками для накопичення енергії, щоб винести накопичену на вибої воду, і поступово перестають фонтанувати.

Період природного фонтанування обводнених газових свердловин можна штучно продовжити введенням у газорідинний потік піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР). При введенні ПАР у пластову воду в стовбурі свердловини і проходженні через неї газу утворюється піна, для винесення якої потрібна значно менша швидкість руху газу, ніж для винесення води. Можливі такі способи введення піноутворювальних ПАР у газорідинний потік: централізоване запомповування в затрубний простір з УКПГ по інгібіторопроводах;

дозоване введення ПАР у затрубний простір з пригирлових бачків; періодичне запомповування в затрубний простір за допомогою пересувних насосних агрегатів розведених і в'язких розчинів ПАР; дозування ПАР шляхом використання НКТ як контейнера для зберігання ПАР і експлуатації свердловини по затрубному простору; запомповування ПАР по капілярних трубах, змонтованих всередині НКТ; введення у свердловину по НКТ твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів, кульок, конусів та іншої форми та інші способи. Тверді піноутворювальні ПАР застосовують у тих випадках, коли інші способи введення ПАР у газорідинний потік є технічно неможливими або економічно недоцільними.

У разі застосування твердих ПАР потрібно, щоб швидкість падіння твердих ПАР у НКТ під час їхнього введення у свердловину перевищувала швидкість руху газорідинного потоку на гирлі, а дебіт газу був більшим за мінімально необхідний дебіт для винесення води з вибою на поверхню. Інакше тверді ПАР не потраплять на вибій або свердловина зупиниться внаслідок скупчення на вибої рідини. Тобто під час введення твердих ПАР свердловину необхідно перевести у відповідний технологічний режим роботи.

Розглянемо відповідні аналітичні залежності, які потрібні для вибору технологічного режиму експлуатації свердловини під час введення твердих ПАР.

Швидкість руху газу на вибої і на гирлі свердловини [1]:

$$W_{виб} = 5,0975 \cdot 10^{-6} \frac{q_e \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}, \quad (1)$$

$$W_y = 5,0975 \cdot 10^{-6} \frac{q_e \cdot Z_y \cdot T_y}{P_y \cdot d_{вн}^2}, \quad (2)$$

де $W_{виб}$, W_y – швидкість руху газу відповідно на вибої і гирлі свердловини, м/с;

$P_{виб}$, P_y – відповідно вибійний і гирловий тиски, МПа;

$T_{виб}$, T_y – відповідно вибійна і гирлова температури, К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$Z_{виб}$, Z_y – коефіцієнт стисливості газу відповідно за $P_{виб}$, $T_{виб}$ і P_y , T_y .

Мінімально необхідний дебіт газу для винесення води з вибою на поверхню:

– за формулою ВНДіГазу[2]:

$$q_{м.н.} = 8480 \cdot d_{вн}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{рід}}{\rho_2 \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}; \quad (3)$$

– за формулою Кондрата Р.М., Петришака В.С. [3]:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{рід}}{\rho_2 \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}, \quad (4)$$

$q_{м.н.}$ – мінімально необхідний дебіт газу, тис.м³/доб;

q_p – дебіт рідини, м³/доб;

$\rho_{рід}$ – густина рідини, кг/м³;

$\bar{\rho}_2$ – відносна густина газу.

Згідно з даними роботи [4] значення мінімально необхідного дебіта газу за формулами (3) і (4) дещо більші значення критичного дебіта газу за формулою Тернера, нижче якого припиняється природне фонтанування свердловини.

Для забезпечення попадання твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів на вибій потрібно, щоб фактична швидкість руху газу на гирлі свердловини була меншою критичної швидкості руху газу, за якої частинка твердої фази (у нашому випадку циліндричний стержень або кулька твердого ПАР) знаходиться у рівновазі під дією швидкісного напору газового потоку і сил тяжіння. Запропоновано низку залежностей для визначення критичної швидкості руху газу:

– формула Леонова Е.Г. [5]:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{4}{3} g \frac{d_u (\rho_u - \rho_2)}{C_D \cdot \rho_2}} = 3,62 \sqrt{\frac{d_u (\rho_u - \rho_2)}{C_D \cdot \rho_2}}, \quad (5)$$

$$\text{де } \rho_2 = 1,205 \cdot \bar{\rho}_2 \cdot \frac{P_{виб} \cdot T_{виб}}{Z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{ст}}, \quad (6)$$

d_u – діаметр частинок твердої фази, м;

ρ_u – густина частинок твердої фази, кг/м³;

ρ_2 – густина газу за вибійного тиску і вибійної температури, кг/м³;

C_D – коефіцієнт лобового опору сфери,

$C_D = 0,40$;

$P_{ат}$ – 0,1023 МПа – атмосферний тиск;

$T_{ст}$ – 293 К – стандартна температура;

– формула Ріттенгера [6]:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{2 (\rho_u - \rho_2) g \cdot d_u}{\rho_2 \cdot \varphi}} = 2,557 \sqrt{\frac{(\rho_u - \rho_2) d_u}{\rho_2 \cdot \varphi}}, \quad (7)$$

де φ – аеродинамічний коефіцієнт ковзання, значення якого залежить від форми частинок твердої фази, для частинок кульової форми $\varphi = 0,25$;

– формула Стокса, якщо діаметр частинок твердої фази $d_u < 0,08$ мм [7]:

$$W_{кр} = \frac{d_u^2 (\rho_u - \rho_2) g}{18 \mu_2}, \quad (8)$$

де μ_2 – динамічний коефіцієнт в'язкості газу за $P_{виб}$ і $T_{виб}$, Па·с;

– формула Аллена, якщо діаметр частинок твердої фази $d_u = 0,3 - 0,8$ мм [7]:

$$W_{кр} = 0,153 \frac{d_u^{1,14} (\rho_u - \rho_2)^{0,71} g^{0,71}}{(\mu_2 / \rho_2)^{0,49} \rho_2^{0,71}}; \quad (9)$$

– формула Ньютона, якщо діаметр частинок твердої фази $d_u > 0,8$ мм [7]:

$$W_{кр} = 1,75 \sqrt{\frac{d_u (\rho_u - \rho_2) g}{\rho_2}}; \quad (10)$$

– формула Тернера (стосовно винесення із свердловини рідини у крапельному вигляді) [8]:

$$W_{кр} = \frac{0,583 \cdot (\sigma \cdot 1000)^{1/4} \left(\frac{\rho_{рід}}{16,02} - \frac{\rho_2}{16,02} \right)^{1/4}}{\left(\frac{\rho_2}{16,02} \right)^{1/2}}, \quad (11)$$

де σ – поверхневий натяг на межі розділу газ-рідина, Н/м (для конденсату – 0,02 Н/м, для води – 0,06 Н/м).

Критичну швидкість руху газу залежно від режиму руху газового потоку визначають також за формулами [9]:

– для ламінарного режиму руху

$$Re \leq 2 \text{ або } Ar \leq 36$$

$$W_{кр} = d_u^2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_u - \rho_2)}{18 \mu_2}; \quad (12)$$

– для перехідного режиму руху

$$2 < Re \leq 500 \text{ або } 36 < Ar \leq 83000$$

$$W_{кр} = \frac{0,78 \cdot d_u^{0,43} \cdot (\rho_u - \rho_2)^{0,715}}{\rho_2^{0,2855} \cdot \mu_2^{0,43}}; \quad (13)$$

– для турбулентного режиму руху

$$Re > 500 \text{ або } Ar > 83000$$

$$W_{кр} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_u \cdot (\rho_u - \rho_2)}{\rho_2}}, \quad (14)$$

$$Re = W \cdot d_u \frac{\rho_2}{\mu_2} \quad (15)$$

або

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \rho_2}{d_u \cdot \mu_2}, \quad (16)$$

$$Ar = d_u^3 \cdot \rho_2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_u - \rho_2)}{\mu_2^2}, \quad (17)$$

де Re – критерій Рейнольдса;

Ar – критерій Архімеда.

За результатами експериментальних досліджень із винесення частинок піску різного фракційного складу потоком газу і пінними системами з моделі свердловини Кондратом Р.М., Дремлюх Н.С., Угриновським А.В. отримано такі залежності для критичної швидкості руху газу [10,11]:

– при винесенні піску потоком газу:

$$W_{кр} = 11,63d_u^3 - 33,68d_u^2 + 36d_u - 3,859; \quad (18)$$

– при винесенні піску піною:

$$W_{кр} = 0,02d_u^2 + 0,02d_u + 0,014, \quad (19)$$

де d_u – мм; $W_{кр}$ – м/с.

Наведені залежності дозволяють визначити фактичну швидкість руху газу на вході у НКТ і на гирлі свердловини, критичну швидкість руху газу для винесення зі свердловини рідини у крапельному вигляді і частинок твердої фази, а також мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Вони покладені в основу розроблення методики вибору технологічного режиму експлуатації обводнених газових свердловин під час введення в них твердих піноутворювальних ПАР.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є розроблення методики вибору технологічного режиму роботи обводнених газових свердловин під час введення в НКТ твердих піноутворювальних ПАР.

Методика досліджень

В основу методики досліджень покладені двочленна формула припливу газу до вибою свердловини, формула Адамова Г.А. для руху у вертикальних трубах газу з вмістом рідкої фази, залежності для визначення швидкості руху газу на вибої і гирлі свердловини, критичної швидкості руху газу на вході у НКТ для винесення рідини у крапельному вигляді і на гирлі свердловини для винесення частинок твердої фази і мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню.

При фільтрації газу за двочленным законом приплив його до вибою свердловини описується формулою:

$$P_{nl}^2 - P_{виб}^2 = Aq_z + Bq_z^2, \quad (20)$$

де P_{nl} , $P_{виб}$ – відповідно пластовий і вибійний тиски, МПа;

q_z – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта (A , МПа²·доб/тис.м³, B , (МПа·доб/тис.м³)²).

Для невеликого діапазону зміни депресії на пласт, пов'язаного із зміною технологічного режиму експлуатації свердловини, можна записати:

$$P_{nl}^2 - P_{виб}^2 = Aq_z, \quad (21)$$

або

$$q_z = K_{н.р.} (P_{nl}^2 - P_{виб}^2), \quad (22)$$

$$P_{виб}^2 = P_{nl}^2 - \frac{q_z}{K_{н.р.}}, \quad (23)$$

де $K_{н.р.}$ – коефіцієнт продуктивності свердловини тис.м³/доб/МПа², значення якого визначають за результатами дослідження свердловини.

Під час руху НКТ газорідинної суміші формула Адамова Г.А. записується у вигляді:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_{см}} + \theta_{см} q_{см}^2}, \quad (24)$$

де

$$q_{см} = \frac{q_z \rho_{г.см} + q_k \rho_k + q_v \rho_v}{\rho_{г.см}} = \frac{(\rho_{г.см} + \Phi_k \rho_k + \Phi_v \rho_v) q_z}{\rho_{г.см}}. \quad (25)$$

Тут $q_{см}$, q_z , q_k , q_v – дебіт відповідно газорідинної суміші, газу, конденсату і води, тис.м³/доб;

$\rho_{г.см}$, ρ_k , ρ_v – густина відповідно газу за стандартних умов, конденсату і води, кг/м³ (якщо конденсатний фактор визначають у масових одиницях (кг/м³), то густину конденсату ρ_k із залежності (25) виключають);

Φ_k , Φ_v – відповідно конденсатний і водний фактор, 10⁻³ см³/м³;

$S_{см}$, $\theta_{см}$ – комплексні параметри, значення яких під час руху у НКТ газорідинної суміші визначають за формулами, наведеними в роботах [12-13].

Дебіт газу можна виразити через швидкість його руху на гирлі свердловини:

$$q_z = W_y \frac{0,785 \cdot d_{гн}^2 \cdot P_y \cdot T_{см}}{Z_y \cdot P_{ам} \cdot T_y}. \quad (26)$$

Прирівнявши праві частини рівнянь (23) і (24) і враховуючи залежність для дебіту газу (26), отримаємо:

$$P_{nl}^2 - W_y \frac{0,785 \cdot d_{гн}^2 \cdot P_y \cdot T_{см}}{Z_y \cdot P_{ам} \cdot T_y} = P_y^2 e^{2S_{см}} + \quad (27)$$

$$+ \theta_{см} \left[\frac{(\rho_{г.см} + \Phi_k \rho_k + \Phi_v \rho_v) W_y \frac{0,785 \cdot d_{гн}^2 \cdot P_y \cdot T_{см}}{Z_y \cdot P_{ам} \cdot T_y}}{\rho_{г.см}} \right]^2$$

або

$$P_{nl}^2 - N \frac{P_y}{Z_y \cdot T_y \cdot K_{n.p.}} W_y =$$

$$= P_y^2 e^{2S_{cm}} + \theta_{cm} \left(\frac{D \cdot N \cdot P_y}{Z_y \cdot T_y} \right)^2 W_y^2, \quad (28)$$

де

$$N = \frac{0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot T_{cm}}{P_{ат}};$$

$$D = \frac{\rho_{z.cm} + \Phi_k \rho_k + \Phi_e \rho_e}{\rho_{z.cm}}. \quad (29)$$

Рівняння (28) є квадратичним відносно швидкості руху газу на гирлі свердловини W_y і розв'язується стандартним методом.

До початку проведення розрахунків перевіряють тотожність значень W_y , визначеного за формулою (2) і рівнянням (28). Якщо значення W_y відрізняється між собою, то потрібно уточнити значення вхідних параметрів у формулі (28), наприклад, коефіцієнта продуктивності свердловини $K_{n.p.}$, конденсатного Φ_k і водного Φ_e факторів.

Розрахунки з вибору технологічного режиму роботи обводненої газової (газоконденсатної) свердловини під час введення в НКТ твердих ПАР проводять у такій послідовності:

1. За фактичними промисловими даними про роботу свердловини (гирловий тиск, дебїти газу, конденсату і води уточнюють вибійний тиск за формулою (24) з врахуванням руху у НКТ двофазної газорідинної суміші.

2. Визначають швидкості руху газу на вході у НКТ $W_{виб}$ (за формулою (1)) і на гирлі W_y (за формулою (2)), критичну швидкість руху газу на вході у НКТ $W_{кр.виб}$ (за формулою (8)), критичну швидкість руху на гирлі $W_{кр.y}$ (за формулами (5), (7), (10) та іншими і мінімально необхідний дебїт газу $q_{м.н.}$ (за формулами (3), (4)).

3. Якщо швидкість руху на вході у НКТ перевищує критичну швидкість $W_{виб} > W_{кр.виб}$, а дебїт пластового газу більший мінімально необхідного дебїту $q_z > q_{м.н.}$, то свердловина стабільно фонтанує з повним винесенням рідини з вибою на поверхню завдяки використанню власної енергії пластового газу.

4. Якщо $W_{виб} < W_{кр.виб}$, а $q_z < q_{м.н.}$, то свердловина не може працювати через скупчення рідини на вибої. Тому необхідно застосовувати методи інтенсифікації винесення рідини із свердловини, зокрема введенням у НКТ твердих піноутворювальних ПАР.

5. Якщо швидкість руху газу на гирлі менша критичної швидкості $W_y < W_{кр.y}$, то тверді ПАР падатимуть на вибій у потоці газорідинної суміші в НКТ.

6. Якщо $W_y > W_{кр.y}$, то тверді ПАР підніматимуться потоком газу, що не дозволить їм потрапити на вибій свердловин. Тому на період введення твердих ПАР у НКТ потрібно збільшити на певну величину тиск на гирлі. В результаті зменшиться дебїт газу і швидкість його руху на гирлі.

Потрібне (оптимальне) значення тиску на гирлі під час введення твердих ПАР у НКТ знаходять методом послідовних наближень. У першому наближенні задаються значенням гирлового тиску P'_y , більшим за фактичний тиск приблизно на 0,5 – 1 МПа. Для заданого значення P'_y послідовно обчислюють швидкість руху газу на гирлі W'_y (за формулою (28)), дебїт газу q'_z (за формулою (26)), вибійний тиск $P'_{виб}$ (за формулою (24)), критичну швидкість руху газу на гирлі (за формулами (5), (7), (10) та іншими), швидкість руху газу на вибої $W'_{виб}$ (за формулою (1)), критичну швидкість руху газу на вибої $W'_{кр.виб}$ (за формулою (8)) і мінімально необхідний дебїт для винесення рідини з вибою на поверхню $q_{м.н.}$ (за формулами (3), (4)).

Порівнюють між собою розраховані значення швидкості руху газу на гирлі W'_y і критичної швидкості руху газу на гирлі $W'_{кр.y}$. Якщо $W'_y > W'_{кр.y}$ задаються більшим значенням гирлового тиску P''_y і продовжують процес послідовних наближень до тих пір, поки фактична швидкість руху газу на гирлі не буде меншою критичної швидкості на 10-20 %.

7. Після введення ПАР у НКТ свердловину переводять на попередній режим роботи (з попереднім значенням гирлового тиску).

Значення швидкості руху газу на вибої $W_{виб}$, критичної швидкості руху газу на вибої $W_{кр.виб}$ і мінімально необхідного дебїта газу $q_{м.н.}$ потрібно мати для оцінювання можливості природного фонтанування свердловин до застосування в них твердих ПАР або при значній тривалості періоду між введенням твердих ПАР у НКТ, коли розчин ПАР повністю виноситься зі свердловини.

Таблиця 1 – Геолого-технічна характеристика досліджуваних свердловин

Параметри	№ свердловин	Св. 100-С	Св. 42-Б	Св. 67-3
1. Довжина НКТ, L, м		4211,9	2700	2094,21
2. Внутрішній діаметр НКТ, $d_{\text{вн}}$, м		0,062	0,062	0,062
3. Дебіт газу, $q_{\text{г}}$, тис.м ³ /доб		80	29,2	9
4. Водний фактор, $\Phi_{\text{в}}$, см ³ /м ³		12,5	25,414	97,115
5. Конденсатний фактор, $\Phi_{\text{к}}$, г/м ³		79,2	5,525	0,00
6. Пластовий тиск, $P_{\text{пл}}$, МПа		14,78	5,11	8,9
7. Вибійний тиск, $P_{\text{вб}}$, МПа		9,87	2,09	3,13
8. Гирловий тиск, $P_{\text{г}}$, МПа		2,6	1,0132	1,372
9. Вибійна температура, $T_{\text{вб}}$, К		370	345,4	329
10. Гирлова температура, $T_{\text{г}}$, К		291	291	291
11. Відносна густина газу, $\bar{\rho}_{\text{г}}$		0,611	0,6095	0,5627
12. Густина води, $\rho_{\text{в}}$, кг/м ³		1070	1070	1007
13. Густина конденсату, $\rho_{\text{к}}$, кг/м ³		715	730	0

Таблиця 2 – Критеріальні параметри досліджуваних свердловин

Параметри	№ свердловин	Св. 100-С	Св. 42-Б	Св. 67-3
1. Дебіт газу, $q_{\text{г}}$, тис.м ³ /доб		80	29,2	9
2. Вибійний тиск (розраховано), МПа		5,333	1,672	1,631
3. Критична швидкість руху газу на вході у НКТ, $W_{\text{вб}}$, м/с		6,849	7,752	2,334
4. Критична швидкість руху газу на вході у НКТ $W_{\text{кр.вб}}$ за формулою Тернера, м/с		2,328	5,351	5,761
5. Фактична швидкість руху газу на гирлі, $W_{\text{г}}$, м/с		11,111	10,822	2,447
6. Критична швидкість руху газу на гирлі (Швидкість падіння стержня), $W_{\text{пад}}$, м/с за формулами:				
<i>Леонова</i>		8,458	13,91	12,392
<i>Ріттінгера</i>		7,557	12,428	11,071
<i>Ньютона</i>		8,099	13,321	11,866
7. Мінімально необхідний дебіт газу, $q_{\text{м.н.}}$, тис.м ³ /доб за формулами:				
<i>ВНДіГазу</i>		20,525	23,365	24,48
<i>Кондрата Р.М., Петришака В.С.</i>		42,054	28,696	29,43

Результати досліджень

Дослідження з вибору параметрів роботи свердловин під час введення у НКТ твердих ПАР проведені на прикладі трьох обводнених газових і газоконденсатних свердловин, розміщених на різних родовищах України: 67-3 газового і 100-С, 42-Б газоконденсатних родовищ.

Фактичні параметри роботи свердловин наведені в таблиці 1.

Для вибраних свердловин дебіт газу змінюється від 9 тис.м³/доб (свердловина 67-3) до 80 тис.м³/доб (свердловина 100-С), водний фак-

тор – від 12,5 см³/м³ (свердловина 100-С) до 97,115 см³/м³ (свердловина 67-3), конденсатний фактор – від 5,525 г/м³ (свердловина 42-Б) до 79,2 г/м³ (свердловина 100-С).

В таблиці 2 наведено результати розрахунків критеріальних параметрів роботи досліджуваних свердловин. Дослідження виконано для умови введення у НКТ твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів діаметром 0,04 м, довжиною 0,470 м і масою 0,677 кг.

Згідно з результатами розрахунків у свердловинах 42-Б і 67-3 за фактичних параметрів

їхньої роботи відбуватиметься падіння на вибій твердих ПАР (стержнів), введених на гирлі у НКТ. У цих свердловинах фактична швидкість руху газу на гирлі W_y менша критичної швидкості руху газу (швидкості падіння стержнів) $W_{кр.у}$, визначеної за тиску і температури на гирлі з використанням залежностей Леонова Е.Г. (5), Рітгінгера (7) і Ньютона (10). У свердловині 67-3 фактична швидкість руху газу на вході у НКТ менша критичної швидкості руху газу за вибієного тиску і вибієної температур $W_{кр.виб}$ за формулою Тернера (11), яка необхідна для винесення рідини з вибою на поверхню, а фактичний дебіт газу менший мінімально необхідного дебіта газу за формулами ВНДіГазу (3), Кондрата Р.М. і Петришака В.С. (4). Тому свердловина 67-3 не може фонтанувати і в ній потрібно застосовувати тверді ПАР для винесення рідини з вибою. У свердловині 42-Б фактична швидкість руху газу на вході у НКТ більша критичної швидкості газу за формулою Тернера (11) ($W_{виб} > W_{кр.виб}$), а фактичний дебіт газу більший за мінімально необхідний дебіт газу за формулами ВНДіГазу (3) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (4) ($q_e > q_{м.н.}$). Свердловина 42-Б може експлуатуватися фонтанним способом з використанням власної енергії пластового газу, без застосування ПАР. У разі введення у свердловину 42-Б твердих ПАР буде створена однорідна високодисперсна структура газорідинної суміші у НКТ, що призведе до зменшення втрат тиску у НКТ і збільшення дебіту газу.

У свердловині 100-С фактична швидкість руху газу на гирлі перевищує критичну швидкість падіння твердих ПАР, а фактичний дебіт газу і фактична швидкість його руху на вході у НКТ більші за критичні значення. Тому на цій свердловині для введення у НКТ твердих ПАР потрібно збільшити тиск на гирлі. При цьому зменшиться дебіт газу і швидкість його руху на гирлі. З використанням методу послідовних наближень знайдено нові параметри роботи свердловини на період введення у НКТ ПАР: тиск на гирлі $P_y=3,902$ МПа; дебіт газу $q_f=73,39$ тис.м³/доб; вибієний тиск $P_{виб}=6,643$ МПа; швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{виб}=4,982$ м/с; критична швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{кр.виб}=2,067$ м/с; мінімально-необхідний дебіт газу $q_{м.н.}$ за формулою ВНДіГазу – 39,77 тис.м³/доб, за формулою Кондрата Р.М., Петришака В.С. – 50,89 тис.м³/доб; швидкість руху газу на гирлі $W_y=6,601$ м/с; критична швидкість руху газу на гирлі (швидкість падіння твердих ПАР у НКТ)

$W_{кр.у}=6,754$ м/с. За вказаних параметрів тверді ПАР падатимуть у НКТ на вибій, а свердловина під час введення в НКТ твердих ПАР працюватиме стабільно без накопичення рідини на вибої. Для розглянутої свердловини з метою забезпечення надійності потрапляння твердих ПАР на вибій доцільно було би збільшити гирловий тиск на ще більшу величину.

Висновки

В умовах водонапірного режиму розробки газових покладів відбувається поступове обводнення видобувних свердловин, що призводить до зниження дебітів газу. У початковий період обводнення свердловин вода виноситься з вибою на поверхню потоком пластового газу. У міру зростання водного фактора свердловини починають працювати нестабільно і в подальшому зупиняються. Період природного фонтанування свердловин можна штучно продовжити введенням у газорідинний потік піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР). Одним із способів застосування ПАР для інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин є введення у НКТ твердих ПАР.

Тверді ПАР доцільно вводити в діючу свердловину, оскільки у разі зупинки свердловини під час введення у НКТ ПАР можливі ускладнення з подальшим її освоєнням і відновленням продуктивності. Під час введення твердих ПАР у свердловину потрібно, щоб швидкість падіння твердих ПАР у НКТ перевищувала швидкість руху газу на гирлі, а дебіт пластового газу був більшим мінімально необхідного дебіту для винесення рідини з вибою на поверхню. Інакше тверді ПАР не потраплять на вибій і можлива зупинка свердловини під час введення ПАР.

Розроблено методику вибору технологічного режиму роботи свердловини під час введення у НКТ твердих ПАР. Вона ґрунтується на використанні двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули Адамова Г.А. для руху у НКТ двофазної газорідинної суміші, залежностей для визначення швидкості руху газу на гирлі і на вході у НКТ, критичної швидкості руху газу на гирлі для винесення частинок твердої фази і на вході у НКТ для винесення крапельної рідини і мінімально необхідного дебіту газу. Методика апробована для умов реальних обводнених газових і газоконденсатних свердловин. За результатами апробації методики зроблено практичні рекомендації щодо вибору технологічного режиму експлуатації свердловин під час введення у НКТ твердих ПАР.

Література

1. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.
2. Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. Экспериментальные исследования потер давления в малодобитных газовых скважинах, работающих с жидкостью. *Тр. ВНИИГАЗа*. 1974, вып. 2. С. 60-69.
3. Кондрат Р. М., Петришак В. С., Гальян Н. Н. Совершенствование технологии эксплуатации обводненных скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения. *Обзор. инф.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ВНИИГазпром, 198. Вып. 7. 58 с.
4. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4(84). С. 32-39.
5. Леонов Е. Г. Гидравлический расчет промывки скважин пеной. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2004. № 7. С. 22–25.
6. Требин Ф. А., Макогон Ю.В., Басниев К.С. Добыча природного газа. Москва: Недра, 1976. 367 с.
7. Гужов А. И., Титов В. Г., Медведев В. Ф., Васильев В. А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Москва: Недра, 1978. 405 с.
8. Ли Джеймс, Никенс Генрі, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. М.: ООО «ПремиумИнжиниринг», 2008. 384 с.
9. Арбузов В. Н., Курганова Е. В. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 60 с.
10. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловин на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3 (56). С. 106–112.
11. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3. С. 90–96.
12. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под. ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. М.: Недра, 1980, 301 с.
13. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.

References

1. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Dremliukh N. S. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: navch. posib. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2015. 288 p. [in Ukrainian]
2. Buzinov S.N., Shulyatikov V.I. Eksperimentalnye issledovaniya poter davleniya v malodebitnyih gazovih skvazhinah, rabotayuschih s zhidkostyu. *Tr. VNIIGAZa*. 1974, Vol. 2. P. 60-69. [in Russian]
3. Kondrat R. M., Petrishak V. S., Galyan N. N. Sovershenstvovanie tehnologi ekspluatatsii obvodnennykh skvazhin Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Obzor. inf.: ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. М.: VNIIEgazprom, 198. Vol. 7. 58 p. [in Russian]
4. Kondrat R.M., Matiishyn L.I. Analiz umov stabilnoi roboty obvodnennykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 4(84). P. 32-39. [in Ukrainian]
5. Leonov E. G. Gidravlicheskiy raschet promyivki skvazhin penoy. *Stroitelstvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2004. No 7. P. 22–25. [in Russian]
6. Trebin F. A., Makogon Yu.V., Basniev K.S. Dobyicha prirodnogo gaza. Moskva: Nedra, 1976. 367 p. [in Russian]
7. Guzhov A. I., Titov V. G., Medvedev V. F., Vasilev V. A. Sbor, transport i hranenie prirodnih uglevodorodnykh gazov. Moskva: Nedra, 1978. 405 p. [in Russian]
8. Li Dzheyms, Nikens GenrI, Uells Maykl. Ekspluatatsiya obvodnyayuschihskvazhin. Tehnologicheskie resheniya po udaleniyu zhidkosti iz skvazhin / Perevod s angliyskogo. М.: ООО «Premium Inzhiniring», 2008. 384 p. [in Russian]
9. Arbuzov V. N., Kurganova E. V. Sbornik zadach po tehnologii dobyichi nefti i gaza v oslozhnennykh usloviyah. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2013. 60 p. [in Russian]
10. Kondrat R. M., Dremliukh N. S., Uhrynovskiy A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalne doslidzhennia shvydkosti vynesennia hazovym

potokom tvrdoj fazy z vyboiu sverdlovin na poverkhniu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykhrodovyshch.* 2015. No 3 (56). P. 106–112. [in Ukrainian]

11. Kondrat R. M., Dreliukh N. S., Uhrynovskyi A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalni doslidzhennia kharakterystyk protsessu vynesennia tvrdoj fazy z vyboiu hazovoi sverdlovinny zastosuvanniam pinnykh system. *Rozvidka ta rozrobkanaftovykh i hazovykhrodovyshch.* 2017. No 3. P. 90–96. [in Ukrainian]

12. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniiu gazovyih i gazokondensatnyih plastov i skvazhin. / Pod. Red. G. A. Zotova, Z. S. Alieva. M.: Nedra, 1980, 301 p. [in Russian]

13. Gritsenko A. I., Aliev Z. S., Ermilov O. M., Remizov V.V., Zotov G.A. Rukovodstvo po issledovaniiu skvazhin. M.: Nauka, 1995. 523 p. [in Russian]

Виробничий досвід

УДК 622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86

ГОРИЗОНТАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ — ДОСВІД БУРІННЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ДЛЯ НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

Є. М. Ставичний³, Д. Ю. Агафонов¹, А. О. Пошивак², С. П. Тивончук², Д. А. Кекух²,
О. М. Придачина², Н. В. Бобаль², Б. А. Тершак³, С. А. П'ятківський³, М. М. Плитус³

¹ ПАТ "Укрнафта", Україна, 04053, м. Київ, Несторівський провулок, 3-5,
e-mail: daniiyl.agafonov@ukrnafta.com

² Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта",
Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2,
e-mail: andrii.poshyvak@ukrnafta.com, serhii.tyvonchuk@ukrnafta.com,
dmytro.kekukh@ukrnafta.com, olena.prydachyna@ukrnafta.com,
nina.bobal@ukrnafta.com

³ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: yevhen.stavychnyi@ukrnafta.com, bogdan.tershak@nung.edu.ua,
stanislav.piatkivskyi@ukrnafta.com, mykhailo.plytus@ukrnafta.com

Наведено короткий огляд історичного розвитку буріння похило-спрямованих та горизонтальних свердловин. На основі аналізу буріння горизонтальних свердловин в Україні встановлено, що успішність реалізації проектів зі споруджування свердловин складного профілю може бути досягнута шляхом побудови детальної цифрової геологічної та гідродинамічної моделі цільового об'єкта, інтерактивного геолого-геофізичного супроводу (геонавігації) та впровадження сучасних технологічних рішень у процесі їх буріння. Показано, як використання якісно нового рівня цифрового геологічного та гідродинамічного моделювання продуктивних горизонтів Б-9 та Б-10 Великобубнівського родовища на основі детальної динамічної переобробки та переінтерпретації сейсмічних матеріалів із залученням всієї наявної геофізичної та промислово-геологічної інформації дозволило з високою точністю вибрати оптимальне місце для розташування горизонтальної свердловини та провести геолого-геофізичний моніторинг її буріння. На прикладі свердловини 119Г-Великобубнівська описано основні технологічні етапи робіт для її планування, проектування та буріння. Охарактеризовано вимоги до промивальних рідин для буріння похило-спрямованої та горизонтальної ділянок профілю. Встановлено, що для свердловин зі складною просторовою архітектурою параметри бурових промивальних рідин повинні мати необхідні структурно-реологічні та триботехнічні властивості, високі інгібуючі та мінімальні фільтраційні властивості, а також забезпечити стійкість пристовбурного масиву гірських порід, безаварійне поглиблення та мінімізувати негативний вплив на колекторські властивості продуктивних горизонтів. На основі системного аналізу підтверджено необхідність застосування розширених дисперсно-армованих стабілізованих тампонажних матеріалів на основі композиційних цементів та спеціалізованих буферних рідин. Охарактеризовано основні функціональні критерії застосовуваних буферних систем. Наведено графічну інтерпретацію дослідження тампонажного розчину та його рецептуру. Встановлено необхідність використання надійного ізолювання за колонного простору. Розглянуто реалізацію проекту 119Г-Великобубнівська та проаналізовано результати буріння горизонтальних свердловин

в ПАТ "Укрнафта". Успішне споруджування горизонтальних свердловин підтверджує ефективність їх буріння в умовах родовищ України для збільшення видобутку вуглеводнів.

Ключові слова: цифрова геологічна та гідродинамічна модель, буріння, профіль свердловини, бурові промивальні рідини, тампонажний розчин, цементний камінь.

A brief overview of the historical development of directional and horizontal well drilling is given. Based on the analysis of horizontal wells drilling in Ukraine, it was established that the success of projects for the construction of wells with a complex profile can be achieved on the basis of the construction of a detailed digital geological and hydrodynamic model of the target object, interactive geological and geophysical support of the well drilling process (geo-navigation) and the introduction of modern technological solutions in the process of drilling. It is shown how the use of a qualitatively new level of digital geological and hydrodynamic modeling of the productive horizons B-9 and B-10 of the Velykobubniv field, based on detailed dynamic processing and reinterpretation of seismic materials with the involvement of all available geophysical and industrial-geological information, made it possible to choose with high accuracy the optimal location of a horizontal well and conduct geological and geophysical monitoring of its drilling. Using the example of well 119Г-Velykobubnivska, the main technological stages of work for its planning, design and drilling are described. The requirements for drilling flushing fluids for drilling directional and horizontal sections of the profile are characterized. It was established that for wells with a complex spatial architecture, the parameters of drilling flushing fluids should have the necessary structural, rheological and technical tube properties, high inhibitory and minimal filtration properties, and should also ensure the stability of the near-bore rock mass, accident-free deepening, and minimize the negative impact on the reservoir properties of productive horizons. On the basis of the system analysis, the necessity of using expanded dispersion-reinforced stabilized tamponage materials based on composite cements and specialized buffer liquids has been confirmed. The main functional criteria of the used buffer systems are characterized. A graphic interpretation of the tamponage solution research and its formulation is given. The necessity of using composite cements to ensure high-quality demarcation of horizons and reliable insulation of the occupied space was established. The implementation of the project 119 Г-Velykobubnivska was considered and the results of drilling horizontal wells in PJSC "Ukrnafta" were analyzed. The successful construction of horizontal wells confirms the effectiveness of their drilling in the conditions of deposits of Ukraine to increase hydrocarbon production.

Key words: digital geological and hydrodynamic model, drilling, well profile, drilling fluids, plugging solution, cement stone.

Вступ

Прогресивним методом збільшення видобутку нафти є відновлення малодобітних свердловин чи свердловин з недіючого фонду шляхом буріння бокового стовбура. Окрім того, споруджування горизонтальних ділянок є одним із найбільш ефективних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів і збільшення нафтовідачі пластів.

Ефективність такого відновлення зумовлена меншими матеріальними і часовими витратами порівняно з бурінням нової свердловини. Проведення робіт із відновлення свердловин також дозволяє уникнути проблем щодо землевідведення, пов'язаних зі зміною структури і форми власності, а також оптимізувати розробку родовищ тощо.

Попередній досвід споруджування горизонтальних свердловин та горизонтальних ділянок бокових стовбурів

Вперше у світі з поверхні землі похило-скеровану свердловину пробурено ударним способом у 1895 році. У тому ж році пробурено першу скеровану нафтову свердловину роторним способом (США, Техас).

В Україні буріння свердловин складної просторової архітектури було розпочато в 1957 р. на Бориславському родовищі при глибинах 2800 – 2900 м [1]. Дебіти таких свердловин в декілька разів перевищували дебіти вертикальних.

У 70-х роках минулого століття буріння свердловин складного профілю з горизонтальними ділянками (зокрема двостовбурними) започатковано Долинською спеціалізованою конторою електробуріння. На Долинському родовищі із застосуванням електробурів пробурено дев'ять розгалужено-горизонтальних свердловин, зокрема свердловина 801-Долинська закінчена п'ятьма стовбурами [2]. Більшість похило-скерованих свердловин, пробурених із застосуванням електробурів на родовищах ПАТ "Укрнафта", мають глибину 2500–3000 м, найглибша серед них – 4562 м, а максимальне зміщення вибою становить 1140 м (свердловина 239-Долинська).

В США протягом 1988 – 1992 рр. пробурено 4529 горизонтальних свердловин, а в Канаді – понад 5000 горизонтальних свердловин та бокових горизонтальних ділянок [1].

Активний розвиток "в черговому новому диханні" буріння горизонтальних свердловин в

Україні знайшов на Яблунівському родовищі. Свердловини № 152 і № 153 були запроєктовані як горизонтальні для розкриття нафтових пластів Б-5 та Б-6 з перетином продуктивної частини стовбуром довжиною не менше 300 м. Свердловина № 152 при бурінні під експлуатаційну колону перетнула продуктивний горизонт Б-6 (потужність пласта 45 м) на глибині близько 11 м вище очікуваного (по вертикалі), а свердловина № 153 пласт Б-5 – на 35 м вище, ніж передбачалось, при зенітному куті 47° [1]. Очевидно, що повністю виконати поставлені завдання не вдалось як через відсутність на той час достовірної геологічної моделі родовища, так і через відсутність або недостатню детальність геолого-геофізичного супроводу в режимі реального часу процесу буріння горизонтальних свердловин.

Також важливо правильно спроектувати технологічні особливості буріння свердловини з урахуванням геологічних умов, що тісно пов'язані зі стійкістю стовбура свердловини. Практика свідчить, що з досягненням певного значення кута нахилу свердловини для різних порід виникають ускладнення при її поглибленні. При цьому при зменшенні проходки відбувається інтенсивне зростання виносу шламового матеріалу, що свідчить про порушення стійкості стовбура свердловини, спричиненого осипанням порід. При первинному розкритті масиву гірських порід в пристовбуровій зоні відбувається перерозподіл напружень, що пов'язано з порушенням рівноваги у гірському масиві. Фактор стійкості масиву обов'язково повинен бути врахований при бурінні горизонтальних ділянок.

Так, особливості геологічного розрізу та неврахування повною мірою технологічних аспектів стало причиною буріння для свердловини 545-Бугруватівська чотирьох стовбурів (без урахування пілот-стовбура). Аналогічна ситуація виникла і у процесі буріння свердловини 553-Бугруватівська із залученням провідних сервісних компаній. Не врахувавши досвід буріння попередньої горизонтальної свердловини, на даній свердловині № 553 неодноразово було втрачено основний та додаткові стовбури, що пов'язано зі стійкістю стінок свердловини. Дану свердловину власними силами ПАТ "Укрнафта" пізніше було перебурено за J-подібним профілем

При проектуванні горизонтальної ділянки важливе значення має обґрунтування довжини стовбура, що обумовлено успішністю та ефективністю її буріння та закінчування. Відомо, що дебіт свердловини нелінійно залежить від дов-

жини її горизонтальної ділянки та створеної депресії. Максимальне значення приросту дебіту в 2–4 рази можливо, коли відношення товщини пласта до довжини горизонтальної ділянки складає менше 0,1.

Отже, вибір та обґрунтування доцільності буріння горизонтальних свердловин та горизонтальних ділянок повинні базуватись на детальному аналізі геологічної інформації з побудовою цифрової моделі родовища, а також на впровадженні високоєфективних геонавігаційних та технологічних рішень для їх успішного споруджування.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Сьогодні в Україні велика кількість нафтогазових родовищ перебуває на завершальній стадії розробки і характеризується високим рівнем обводнення продукції та низькими дебітами.

Ці родовища відносяться до категорії родовищ із важковидобувними запасами, однак є значним резервом нарощування власного видобутку вуглеводнів та забезпечення на цій основі потреб держави в енергоносіях. До важковидобувних відносяться понад 72 % запасів нафти, 10–15 % запасів природного газу. Окрім цього, 45 % газових родовищ мають початкові видобувні запаси менше за 1 млрд м³, 88 % нафтових родовищ мають запаси менше 1 млн т і за класифікацією відносяться до "дуже дрібних" [3].

Одним із методів збільшення видобутку вуглеводнів, зокрема на родовищах із важковидобувними запасами, є буріння горизонтальних ділянок.

За останні роки значну увагу під час проведення пошуково-розвідувальних робіт, зокрема буріння свердловин, зосереджено на вивченні та оцінці нетрадиційних скупчень вуглеводнів, літологічно чи стратиграфічно екранованих пасток нафти і газу.

Суттєво підвищити якість та ефективність геологорозвідувальних робіт, зокрема одного з найбільш їх капіталомістких етапів – спорудження свердловин, можливо тільки шляхом комплексного поєднання сучасних методів моделювання геологічних об'єктів з використанням комп'ютерних технологій, залучення висококваліфікованого персоналу та впровадження сучасних технологічних рішень під час споруджування свердловин.

Таблиця 1 – Результати буріння горизонтальних свердловин ПАТ "Укрнафта"

Свердловина	Рік буріння	Продуктивний горизонт	Початковий дебіт нафти, т/д	Довжина активної горизонтальної ділянки, м
510-Бугруватівська	2006	В-18	145,7	175
525-Бугруватівська	2013	В-16	75	245,7
530-Бугруватівська	2013	В-18	94,5	223
535-Бугруватівська	2016	В-16	68,7	54,1
700-Мільківська	2007	К-4	169,5	254
100-Верхньомасловецька	2014	Менілітовий (Бориславський пісковик)	57	101,3
101-Верхньомасловецька	2017	Менілітовий (горизонт п'яти пластів)	18,1	140,2

Формування цілей статті

Забезпечити успішне спорудження горизонтального стовбура свердловини в умовах тонкошаруватих карбонатних відкладів Великобубнівського родовища можливо завдяки побудові детальної цифрової геологічної та гідродинамічної моделей цільового об'єкта, детальній оцінці геологічних умов буріння, плануванню оптимальної траєкторії стовбура свердловини, інтерактивному геолого-геофізичного супроводу під час буріння свердловини (геонавігації), а також застосуванню методів і засобів первинного розкриття та кріплення.

Метою статті є висвітлення сучасних технологічних рішень та результатів їх апробації в промислових умовах.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Частка світових запасів традиційної нафти, що пов'язані з карбонатним відкладами, зазвичай оцінюється в обсязі близько 60 %. Проте, в Україні основний видобуток нафти відбувається з теригенних колекторів. Складність видобування нафти з карбонатних відкладів на родовищах ПАТ "Укрнафта" пов'язана з невеликими товщинами розуцільнених зон, значною неоднорідністю їх ємнісних та фільтраційних властивостей, що погано прогножуються та слабо пов'язані між собою. Досвід вивчення видобувного потенціалу карбонатних відкладів в умовах України показав, що традиційними методами розробляти такі колектори малоефективно. Натомість досвід горизонтального розкриття продуктивних пластів ПАТ "Укрнафта" показав значну ефективність в теригенних відкладах як на родовищах Дніпровсько-Донецької запа-

дини (ДДЗ) [4–6], так і в умовах Передкарпатського прогину [7].

Впродовж останніх 16 років на родовищах ПАТ "Укрнафта" успішно пробурено ряд свердловин з горизонтальними ділянками. Результати їх буріння (табл. 1) підтвердили технологічну можливість реалізації таких проектів та ефективність буріння свердловин зі складною просторовою будовою з метою збільшення видобутку вуглеводнів [8–9]. При цьому, на відміну від попередніх спроб реалізації таких складних проектів, певним стандартом стало застосування цифрового геологічного моделювання з обов'язковим залученням переобробки та переінтерпретації наявних сейсмічних матеріалів, алгоритмами підвищення їх роздільної здатності та постійний геолого-геофізичний супровід буріння свердловини на основі отриманих під час буріння геолого-геофізичних і технологічних даних для прогнозування просторової поведінки цільового пласта [10]. Використання такого підходу значною мірою знижувало геологічні ризики та підвищувало ймовірність успіху на всіх етапах реалізації проекту – від планування та моніторингу буріння до введення в експлуатацію та отримання результатів.

На Великобубнівському родовищі вивчення можливості видобування нафти з карбонатних пластів продуктивних горизонтів Б-9 та Б-10 в башкирських відкладах, які до цього не вважались промислово перспективними, розпочалося з проведення комплексу геологічних досліджень у процесі буріння похило-скерованих розвідувальних свердловин № 119 та № 139. При цьому свердловину № 119 було пробурено з можливістю подальшого використання як пілотного стовбура саме для горизонтального розкриття продуктивного горизонту. З дослі-

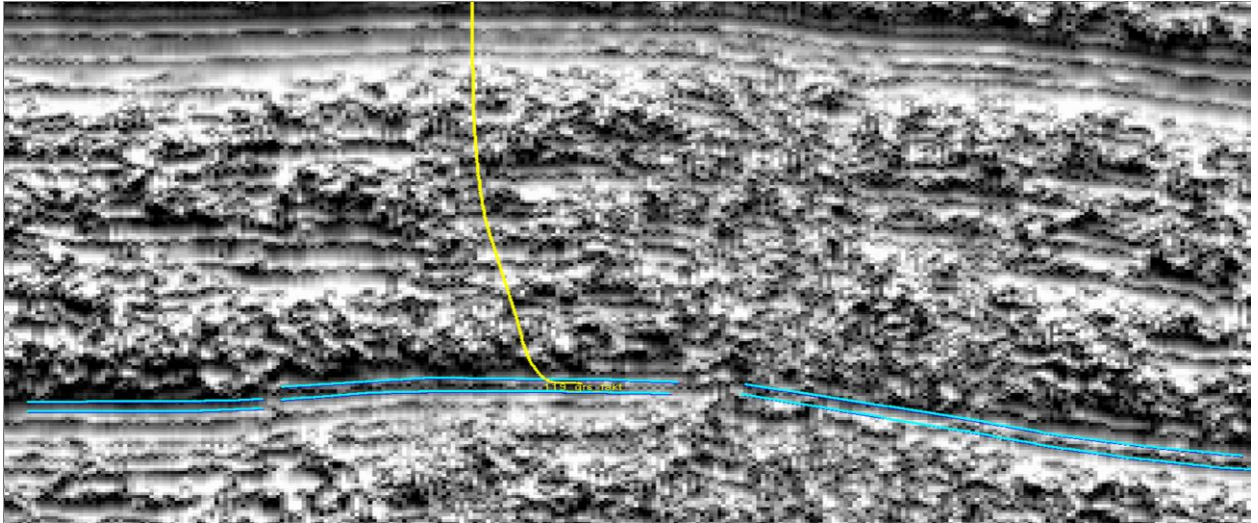


Рисунок 1 – Результати динамічної переобробки сейсмічних 2D даних

джень виконано відбір та аналіз керн, випробування у відкритому стовбурі в процесі буріння та перфорацію в колоні, відбір глибинних проб нафти. Під час випробувань отримано припливи нафти з продуктивних горизонтів Б-9н та Б-10. Отримана інформація дала змогу краще зрозуміти потенціал цих відкладів та лягла в основу детальної цифрової 3D геологічної та гідродинамічної моделі продуктивних горизонтів Б-9 та Б-10 Рогинцівського підняття Великобубнівського родовища.

Для визначення оптимального розташування горизонтальної частини проектного стовбура в плані було виконано динамічну переобробку наявної сейсмічної 2D інформації (рис. 1), що дало змогу деталізувати геологічну будову в межах ділянки закладання свердловини та визначити оптимальне місцеположення горизонтальної частини стовбура з максимальним врахуванням структурних і тектонічних особливостей башкирських відкладів.

З метою мінімізації ризиків, що можуть бути пов'язані з неврахуванням малоамплітудних порушень та відносно невеликої потужності цільових горизонтів (5–6 м), фільтрову частину свердловини було запроєктовано в склепінній частині Рогинцівського підняття та максимально близько орієнтовано вздовж наявного сейсмічного профілю, що підвищувало контроль гіпсометрії та непорушеності горизонтів у межах горизонтальної ділянки проектного свердловини. Для оцінки зміни характеристик карбонатних відкладів башкиру проведено детальну кореляцію та переінтерпретацію даних ГДС по свердловинах Рогинцівського склепіння, в яких виконано детальний комплекс геофізичних досліджень. Визначені за даними ГДС значення фільтраційно-ємнісних властивостей

(ФЄВ) використано для прогнозування їх за площею та, відповідно, отримання карт параметрів для кожного прошарку. Для найбільш достовірної побудови прогнозних карт ФЄВ використано технологію детального розподілу параметрів по латералі, що базується на побудові карт параметрів з урахуванням геометричного фактора та пов'язаними з ним геомеханічними напруженнями в пласті (рис.2 та рис.3).

Одними з основних інструментів вибору положення та обґрунтування доцільності буріння горизонтальної свердловини є результати гідродинамічного моделювання, що дають змогу:

- визначити геологічні та видобувні запаси нафти в зоні дренавання;
- за результатами адаптації гідродинамічної моделі спрогнозувати технологічні показники проектного свердловини та провести економічний аналіз доцільності її буріння;
- на основі проведеного моделювання обґрунтувати місцеположення та довжину горизонтальної ділянки, виходячи з найбільш оптимальної динаміки її прогнозу роботи.

Гідродинамічну модель нафтових покладів горизонтів Б-9 і Б-10 Великобубнівського родовища (рис. 4) побудовано за допомогою програми "Eclipse 2004" компанії "Schlumberger". Результати отриманих розрахунків та їх аналіз підтвердив оптимальне розташування горизонтального стовбура на горизонт Б-9н.

Наявність детальної цифрової геологічної та гідродинамічної моделі забезпечує прийняття правильних та ефективних рішень як в процесі розробки родовищ, так і під час буріння свердловин, особливо складної просторової будови. Дизайн гідродинамічної моделі кожного родовища – це одне з пріоритетних завдань, що постає перед фахівцями Науково-дослід-

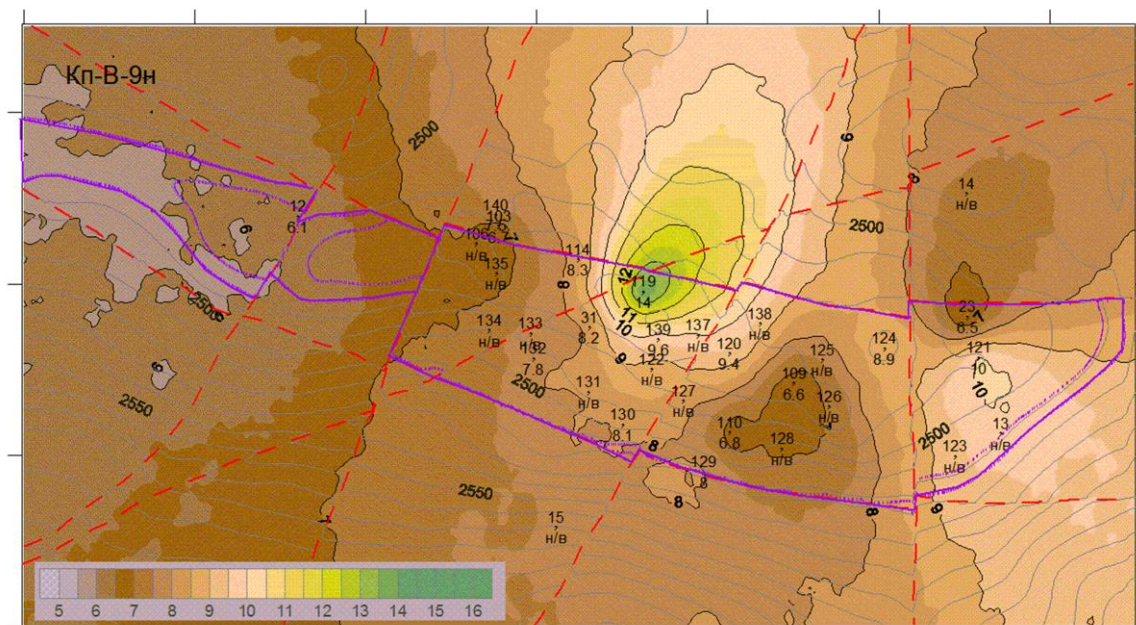


Рисунок 2 – Прогнозна карта пористості горизонту Б-9н Великобубнівського родовища

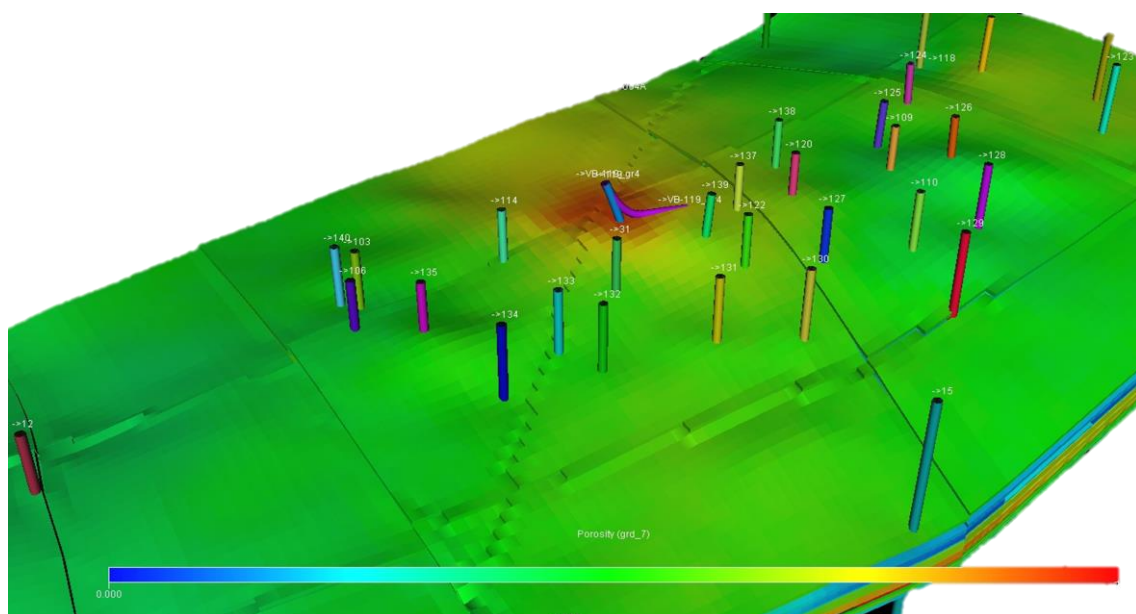


Рисунок 3 – Об'ємна модель пористості горизонту Б-9н Великобубнівського родовища

ного і проектного інституту ПАТ "Укрнафта". Створення детальних тривимірних гідродинамічних моделей потребує залучення висококваліфікованого персоналу для здійснення детального аналізу геофізичних та гідродинамічних досліджень, вивчення геологічної будови родовищ за наявним фондом свердловин, якісно нового оцінювання та переінтерпретації існуючих сейсмічних даних та проведення додаткових сейсмічних досліджень, а у процесі буріння свердловини, (особливо горизонтальної ділянки) своєчасного аналізу та інтерпретації геолого-геофізичних даних для прийняття обґрунтованих рішень у режимі реального часу. Для постійної підтримки гідродинамічних моделей в

актуальному стані систематично проводиться їх оновлення та наповнення новими актуальними даними.

На основі детального комплексного аналізу наявних матеріалів та гідродинамічної моделі цільових покладів було заплановано буріння розвідувальної свердловини 119Г-Великобубнівська другим (горизонтальним) стовбуром у розвідувальній свердловині № 119 Великобубнівського родовища. Основне завдання свердловини № 119Г – вивчення на Рогинцівському піднятті видобувного потенціалу продуктивного горизонту Б-9н, складеного карбонатною товщею, при горизонтальному його розкритті.

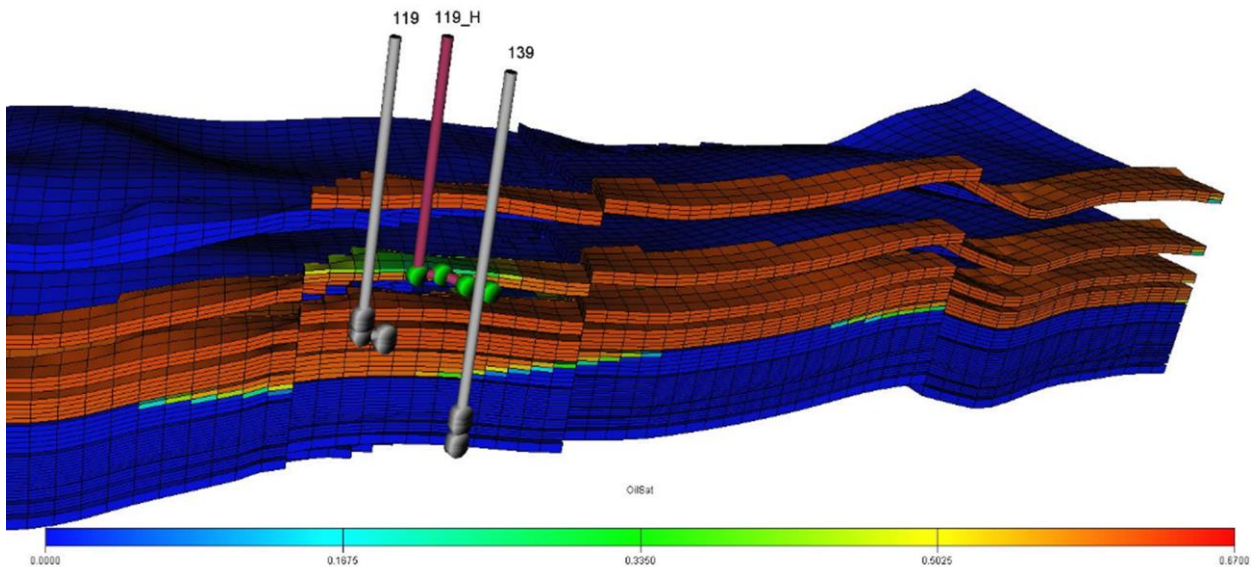


Рисунок 4 – Гідродинамічна модель нафтових покладів горизонтів Б-9 та Б-10

Буріння свердловини другим стовбуром запроєктовано з глибини 2540 м на глибину 2595 м по вертикалі (2985 м по стовбуру свердловини) з розкриттям перспективного продуктивного горизонту Б-9н горизонтальним стовбуром довжиною 165 м в азимуті $117^{\circ}10'$ із загальним зміщенням вибою від вертикалі 683 м.

Враховуючи особливість будови родовища та незначну потужність пласта, для успішної реалізації проєкту та проведення горизонтальної ділянки в даному горизонті проведено замір траєкторії основного стовбура свердловини № 119 з використанням гіроскопічного інклінометра СугоTracer. За результатами замірів гіроскопом траєкторії основного стовбура свердловини № 119 фактичне положення свердловини "змістилось" на 87 м в південно-західному напрямку (порівняно з базовими значеннями). Отриманий результат замірів потребував оперативної оцінки впливу такого зміщення на структурно-тектонічні побудови та їх коригування з урахуванням нових даних.

Для буріння свердловини застосовано наявний в ПАТ "Укрнафта" буровий верстат ZJ40/2250L.

Технологія проведення робіт передбачала:

- вилучення частини обсадної колони 168×146 мм та ліквідацію старого стовбура свердловини;
- встановлення уїстока та вирізання вікна в заданому азимуті;
- розкриття проєктного горизонту Б-9н горизонтальним стовбуром;
- спуск та кріплення експлуатаційної колони 168×146 мм;
- освоєння свердловини.

Перед початком забурювання другого стовбура встановлено ізоляційно-ліквідаційні мости в інтервалі 2740–2901 м. На поверхню піднято обсадні труби діаметрами 168 та 146 мм загальною довжиною 2562 м. "Голова" залишеної у свердловині частини обсадної колони діаметром 146 мм – орієнтовно на глибині 2563 м.

В зоні "вікна" встановлено опорний ізоляційно-ліквідаційний цементний міст в інтервалі 2400–2495 м (по довжині) для перекриття існуючого стовбура свердловини. Проведено встановлення уїстока та зарізання в проміжній колоні на глибині 2400 м (рис. 5). Таким чином, проміжну колону діаметром 244,5 мм обмежено вікном зарізання.

Для виконання запланованих робіт було залучено ряд підрядних компаній ТОВ "Везерфорд Україна" (послуги зарізання бічного стовбура, похило-скерованного буріння), ТОВ "Шлюмберже Сервісез Україна" (долотний сервіс та сервіс по бурових промивальних рідинах – БПР), ПЕГДС "Укргеофізика" (послуги станції ГТД), ПРАТ "Карпатське УГР" (геофізичні дослідження) та ТОВ "Бурова компанія "Горизонти" (послуги вимірювання гіроскопом).

Вибір профілю свердловини обумовлений комплексними завданнями з врахуванням як технологічних особливостей експлуатації свердловини, так і її споруджування. Проєктний профіль стовбура свердловини № 119Г наведено на рис. 6.

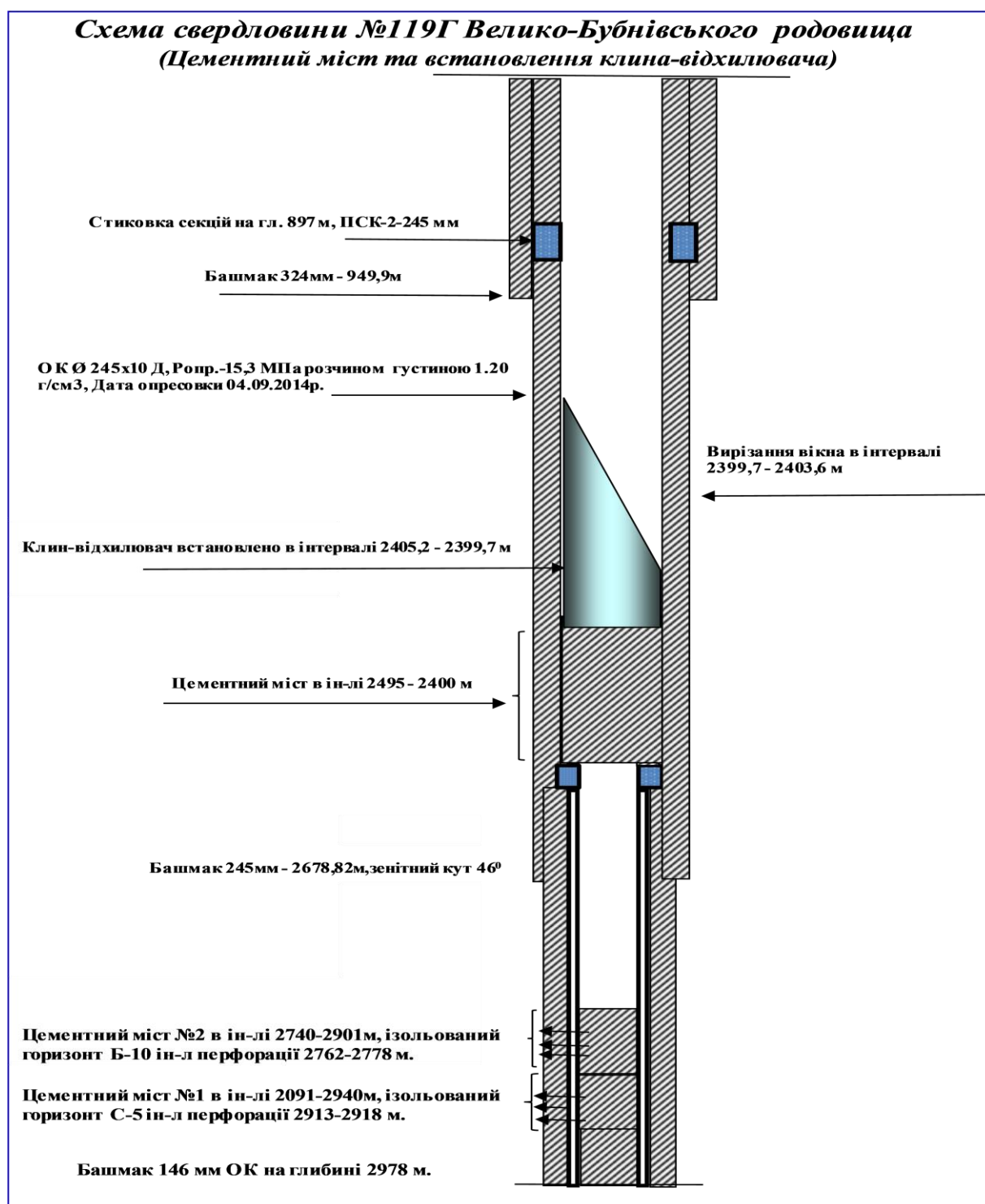


Рисунок 5 – Схема конструкції свердловини для забурювання бокового стовбура

Процес реалізації проектного профілю передбачав, що після виходу з вікна 245 мм колони проведено буріння ділянки стовбура з незначним падінням зенітного кута та азимута (від глибини MD 2400 м до MD 2540 м (TVD 2461 м) зенітний кут змінювався від 40,5° до 32,4°, а азимут – від 124,2° до 105,0°. На ділянці буріння до глибини MD 2814 м (TVD 2594 м) здійснено набір зенітного кута до 88,6° і азимута до 114,7° з подальшим поглибленням зі ста-

білізацією. Під час поглиблення свердловини по цільовому пласту виконано необхідні корективи траєкторії з метою розташування стовбура свердловини в оптимальних умовах. Проведенню цілодобового геологічного моніторингу під час проходження пластом сприяло забезпечення кожні 4 – 4,5 м буріння замірами траєкторії та кривої ГК, а також технологічними параметрами буріння в режимі реального часу.

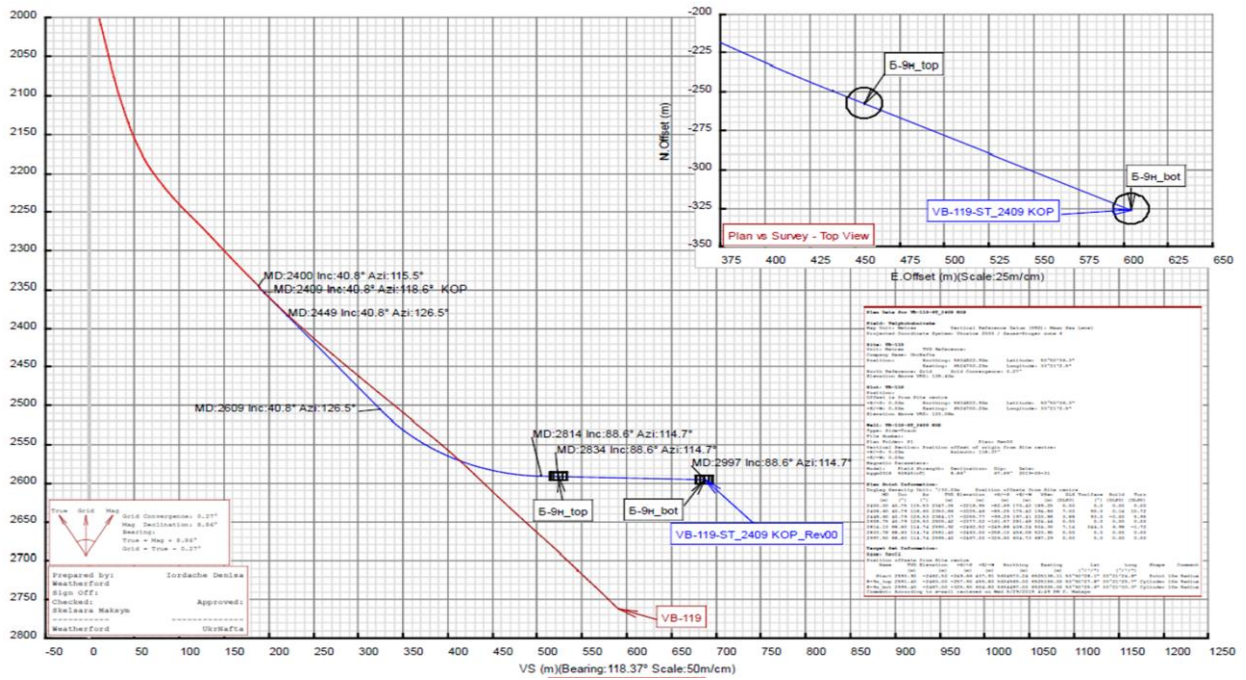


Рисунок 6 – Проектний профіль стовбура свердловини № 119Г

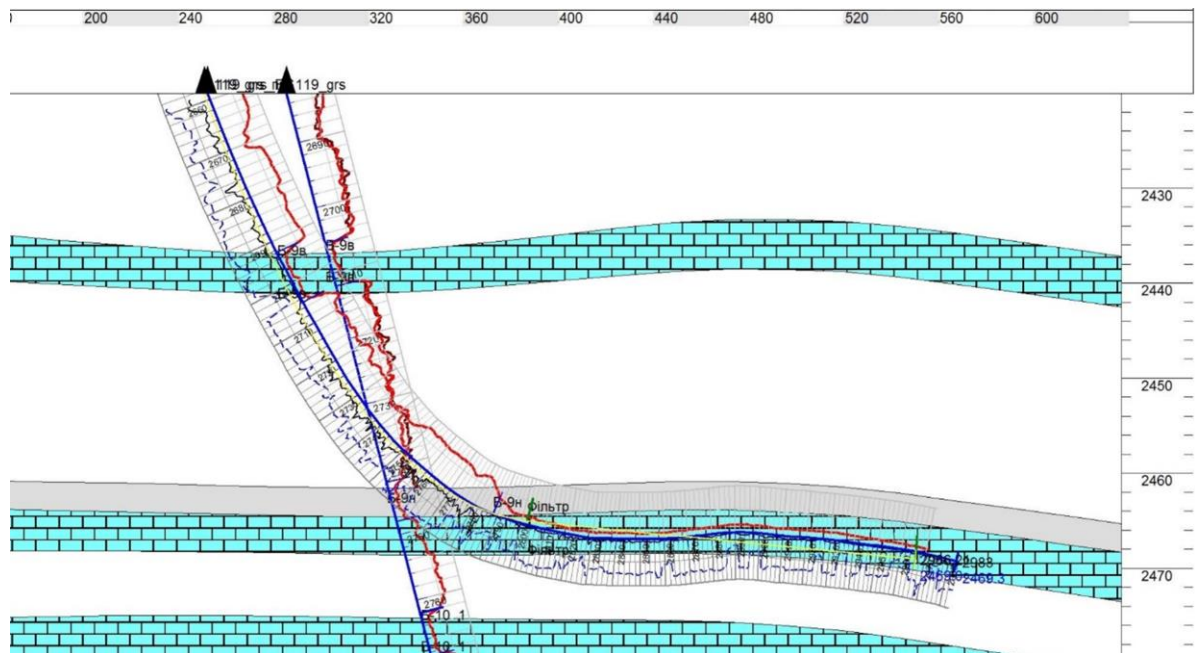


Рисунок 7 – Горизонтальна ділянка свердловини № 119Г

Структурно-тектонічну модель за результатами розкриття цільового пласта було підтверджено з точністю до 0,7 м по вертикалі. В результаті довжину горизонтальної ділянки в цільовому пласті вдалося збільшити до 196 м (рис. 7), що становить 119 % відносно її проектної довжини.

Реалізація доволі складного профілю свердловини та підтвердження прогнозних параметрів структурної моделі свідчать про високий рівень кваліфікації фахівців всього геологічного та бурового напрямків ПАТ "Укрнафта".

Середня механічна швидкість буріння свердловини № 119Г становила 2,85 м/год.

Доволі важливим чинником реалізації проекту буріння горизонтальної свердловини є використання спеціальних БПР. Використання БПР для буріння похило-спрямованої та горизонтальної ділянки повинно передбачати врахування таких додаткових факторів, як зниження стійкості пристовбурового масиву гірських порід, ускладнення руху бурильної колони за рахунок диференційних прихоплень та осипань порід, інтенсивного зашлямування сверд-

Таблиця 2 – Параметри БПР

Параметри розчину	Проектні значення	Фактичні значення при вибої			
		2405м	2680 м	2868м	2984 м
Густина, кг/м ³	1180 – 1200	1170	1195	1190	1200
Умовна в'язкість (воронка Марша), с	65 – 100	115	90	88	65
СНЗ (GEL) через 10с/1хв/10хв, дПа (Ofite 800)	30 – 45/– /50 – 120	76/86/96	49/67/76	57/72/96	43/57/74
Показник фільтрації АНІ за 30 хв, см ³	≤5	3,7	3,0	2,8	3,0
Товщина фільтраційної кірки, мм	≤1	Плівка	плівка	плівка	плівка
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,0524	0,03	0,0568	0,07
Водневий показник розчину, рН	8,5 – 10,5	10,75	10,59	10,35	10,5
Загальна мінералізація, %	–	9,05	8,91	10,25	9,4
Концентрація іонів кальцію, мг/л	–	100,4	200	150	200
Концентрація іонів магнію, мг/л	–	0	0	60	0
Вміст колоїдної фази, % / МВТ кг/м ³	≤20	0,016/0,35	0,51/11	0,23/4,97	0,23/4,97
Концентрація карбонатних іонів CO ₃ ²⁻ , мг/л	–	480	640	840	500
Концентрація бікарбонатних іонів HCO ₃ ⁻ , мг/л	–	488	2164	6466	6938
Вміст змащувальної домішки, %	≥2	1,5	2,0	2,0	2,0
Вміст піску, %	≤1	0,2	0,3	0,6	0,6
Вміст хлориду калію, %	5 – 10	7,6	7,4	10,2	9,2
Пластична в'язкість, (t °С 20/70), мПа·с	15 – 30	28/18	20/17	34/18	17/15
Динамічна напруга зсуву, (t °С 20/70), дПа	80 – 160	249/163	192/143	240/144	168/138
3RPM (t °С 20/70)	≥10/–	16/10	14/8	12/9	11/9
6 RPM (t °С 20/70)	–	19/12	17/10	14/11	12/11
LSYP (t °С 20/70)	–	13/8	11/7	10/7	10/7
Показник стабільності, кг/м ³	–	0	0	0	0
Показник седиментації, %	–	0	0	0	0
Вміст твердої фази по реторті, %	–	10	12	10	12
Показник нелінійності (t °С 20/70)	–	0,4/0,396	0,45/0,4	0,45/0,425	0,4/0,4
Міра консистенції, Па·с ⁿ	–	3,2/2,04	2,1/1,8	2,08/1,73	1,9/1,5

ловини та виникнення жолобних виробок. При цьому склад та параметри БПР повинні мінімізувати негативний вплив на колекторські властивості продуктивних горизонтів. Запобігти впливу різних типів ускладнень у процесі буріння можна тільки впровадженням високо-ефективних БПР.

Буріння свердловини № 119Г проведено в умовах потенційних ризиків ускладнень, що пов'язані з порушення цілісності стовбура та наявністю високопроникних горизонтів, здатних до інтенсивних поглинань.

Основними критеріями вибору рецептури БПР при бурінні свердловини № 119Г були:

- забезпечення екологічної безпеки під час буріння;
- утримання стабільності стінок свердловини;
- створення доброї виносної здатності розчину;

– попередження прихоплень, затягнень і посадок в інтервалах залягання проникаючих порід;

– забезпечення максимально можливої швидкості проходки;

– сприяння якісному кріпленню свердловини;

– забезпечення високого коефіцієнта відновлення проникності.

Для буріння свердловини використано БПР FLO-THRU, параметри якої наведено в табл. 2.

Контрольні тестування проб БПР в ПАТ "Укрнафта" підтвердили, що дана система характеризується необхідними фільтраційними, триботехнічними та структурно-реологічними показниками. Одержані значення 3 RPM/6 RPM та LSYP також підтверджують високу виносну здатність БПР.

Таблиця 3 – Характеристика досліджуваного кернового матеріалу

Номер керна	Діаметр, см	Довжина, см	Об'єм, см ³	Пористість, %	Проникність ×10 ⁻³ , мкм ²
06	2,8	5,04	31	9,75	13,65

Крім того, проведено дослідження з визначення впливу БПР FLO-THRU при вибої свердловини 2945 м на зміну проникності порід-колекторів (табл. 3).

Тестування проведено у змодельованих термобаричних умовах:

- тиск гідравлічного обтискування керна – 10 МПа;
- температура робочої зони – 70 °С;
- перепад робочого тиску на керні – 0,9 МПа.

БПР прокачували через керн впродовж 3 год. Об'єм фільтрату при цьому склав 3,2 см³. Кірка, намита на робочому торці керна, полімерна, середньої щільності, товщиною 1 мм.

Відновлення проникності керна було рівне 94 % після прокачування 30 порових об'ємів вуглеводневої рідини протягом 34,7 хв. Швидкість фільтрації коливалась в межах значення від 0,075 см/с до 0,073 см/с. За результатами досліджень встановлено, що застосовувана БПР Flo-Thru не спричиняє негативного впливу на фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів.

Завдяки оптимально спроектованим значенням структурно-реологічних та триботехнічних властивостей, високим інгібуючим та мінімальним фільтраційним властивостям використання даної системи БПР дозволило ефективно провести буріння горизонтальної ділянки.

Досягненню високих результатів із буріння свердловин сприяє дотримання принципу "тандему технологій", який базується на технологічних заходах, що забезпечують тісний ланцюговий зв'язок між різними етапами споруджування свердловин (БПР – цементування свердловин, БПР – освоєння свердловин), інженерної взаємодії між перехідними етапами (наприклад, підготовка відповідальним інженером параметрів БПР, оптимальних для проведення спуску обсадної колони та цементування). При споруджуванні свердловин в ПАТ "Укрнафта" багаторічно дотримуються інноваційного принципу "тандему технологій". Успішне споруджування свердловин, при дотриманні даного принципу на практиці, реалізовано завдяки наявності сучасної наукової бази для оцінки та пошуку хімічних реагентів та матеріалів; їх тестувань за складеним алгоритмом в зазначених умовах та в індивідуальних системах, що можуть бути поєднані

та проводити взаємодоповнюючу та підсилюючу дію; наявності висококваліфікованого інженерно-технічного персоналу з багаторічним досвідом споруджування свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Забезпечити якісне розмежування продуктивних горизонтів та провести надійне ізолювання за колонного простору можна тільки за умови використання розширених стабілізованих тампонажних матеріалів. Застосування таких систем є обов'язковим у світовій практиці цементування свердловин у складних умовах, оскільки вони сприяють збереженню колекторських властивостей продуктивних пластів, скороченню витрат на освоєння свердловин та дозволяють уникнути передчасного схоплення тампонажного розчину завдяки відфільтруванню рідини замішування.

Перевагою стабілізованих систем є відсутність водовідділення і мінімальна водовіддача, висока міцність та седиментаційна стійкість.

Одним із важливих резервів покращення міцнісних характеристик цементного каменю та підвищенню його стійкості до агресивного середовища є зменшення міжзернової та капілярної пористості каменю та поглиблення процесів гідратації [11]. Зменшення водосумішевого відношення також сприяє формуванню більш щільної структури каменя.

Необхідно відмітити, що оптимізувати протікання реакцій гідратації та збільшення їх швидкості можна зменшенням розміру частинок в'язучого до мінімально можливих. Зі збільшенням питомої поверхні тампонажного матеріалу константа швидкості реакції зростає обернено пропорційно квадрату радіуса частинок. Зростання дисперсності тампонажних сумішей сприяє збільшенню хімічно-активної поверхні матеріалу, і це дозволяє вивільнити частини внутрішньої енергії речовини, що потім реалізується в фізичних і хімічних перетвореннях [11]. При цьому необхідно враховувати вплив термобаричних умов на процес структуроутворення та його керованість в умовах свердловини. Тонина помелу, складові модифікатори та їх вміст, урахування вищесказаного повинно проектуватись під конкретну свердловину.

Тампонажні матеріали на базі композиційних цементів під час гідратації забезпечують формування термодинамічно-стійких сполук

уже на перших стадіях процесу тверднення, що забезпечує високу щільність і герметичність цементного каменю. Саме такі сполуки з добрими кристалоутворюючими властивостями є основою для отримання цементного каменю з низькою проникністю та високою міцністю як при вигині, так і стисканні [12].

Використання тампонажних матеріалів на базі композиційних цементів із модифікаторами поліфункціональної дії (регулювання седиментаційної стійкості та стабільності, підвищення пружно-деформаційних властивостей, оптимізація реологічних показників) дають змогу як оперативно керувати технологічними властивостями тампонажних матеріалів (за рахунок зміни водосумішевого відношення чи кількості сповільнювача тужавіння), так і забезпечити структурний синтез каменю на мікрорівні з високими фізико-механічними та експлуатаційними властивостями цементного каменю та ізоляційного кільця на його основі.

Вміст армувальних волокон різного генезису у композиції матеріалу формує тісний зв'язок зі структуроутворюючою функцією матриці каменю на ранній стадії тверднення. Спершу відбувається прискорення коагуляційних процесів, а потім – кристалізаційних в каркасі композиту, що обумовлено поверхневими явищами на межі розділу фаз. Фізико-хімічна взаємодія складових системи поблизу поверхні армуючих домішок порівняно із загальним об'ємом у короткі терміни в системі утворюють фіброцементний каркас, що має підвищені міцнісні характеристики. Крім того, в деяких ділянках, які можна вважати еквівалентом центрів зародження і росту кристалів, формується зчеплення матриці цементного в'язучого з армуючим волокном. Продуктами гідратації навколо волокон є гідрати силікатів кальцію і портландит. Ділянка контакту між армуючою складовою і матрицею каменю характеризується відсутністю тріщин.

Такі системи призводять до формування щільного, однорідного за фізико-механічними властивостями ізоляційного екрану, з високими адгезією та стійкістю до агресивного впливу флюїдів, низькими проникністю та крихкістю каменю.

Запроектований склад тампонажних систем з пластифікуючими добавками та добавками-стабілізаторами для зв'язування вільної води сприяє оптимізації їх реологічних характеристик. А для цементного каменю – підвищення адгезійних властивостей і зниження проникності, оскільки відбувається екранування та перекриття капілярних пор.

Для свердловини №119 Г першу секцію експлуатаційної колони спущено в інтервалі 2984–1906 м (фільтрова частина 146 мм колони в інтервалі 2984–2792 м). Перехід діаметрів 168 × 146 мм на глибині 2306 м. Цементування даної секції проведено в інтервалі 2792–1906 м двопорційним тампонажним розчином з диференційованими термінами схоплення на основі композиційного цементу розширною тампонажною сумішшю з пониженою водовіддачею YNG-Cem-EA100LF та із застосуванням стабілізованої буферної суміші YNG-Cem-DSM.

Для надійного розмежування технологічних рідин застосовано буферну рідину на основі YNG-Cem-DSM, що характеризується покращеними технологічними показниками: підвищеною розділяючою, відмиваючою та виносною здатністю.

Буферна суміш YNG-Cem-DSM завдяки оптимальному дизайну та дотриманню принципу "тандему технологій" забезпечує:

- надійне розмежування БПР і тампонажного розчину;
- не впливає на час загуснення і терміни схоплення тампонажних розчинів;
- має понижено фільтратовіддачу, що забезпечує стабільність її властивостей;
- має підвищену термостійкість (до 150 °С) та не викликає коагуляцію бурового і тампонажного розчинів у вказаному інтервалі температур;
- не викликає корозію обсадних колон у випадку, коли вона залишається у затрубному просторі;
- не спричиняє негативного впливу на продуктивні пласти;
- легко видаляється тампонажним розчином;
- приготування буферної рідини в промислових умовах є технологічно зручним.

Підбір рецептур тампонажного розчину для першої секції експлуатаційної колони проведено згідно з графіками термобаричних умов цементування 146 × 168 мм експлуатаційної колони (рис. 8, рис.9).

На основі проведених досліджень розроблено рецептури тампонажних розчинів (ТР), що відповідають умовам цементування 146 × 168 мм експлуатаційної колони у свердловині 119Г-Великобубнівська, результати підбору рецептур наведено у таблиці 4.

Технологічний процес цементування (після спуску колони) передбачав активацію пакермуфти МСЦГМ-146, що використовується для розмежування фільтрової та цементованої час-

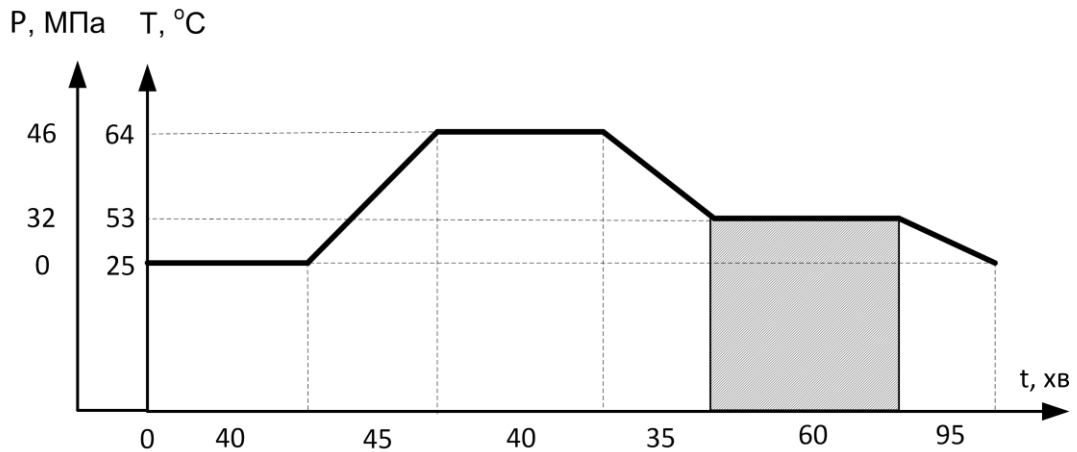


Рисунок 8 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань першої порції тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EA100LF

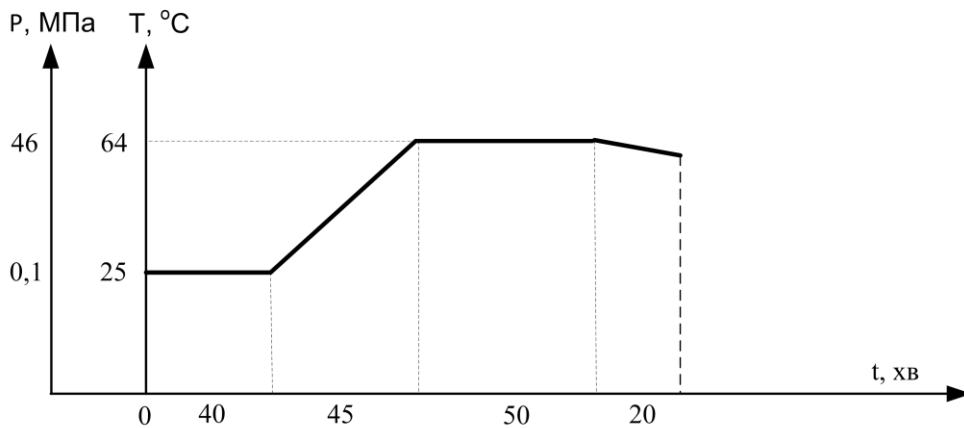


Рисунок 9 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань другої порції тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EA100LF

тин експлуатаційної колони. Приготовлено буферний розчин і ТР. Відповідно до гідравлічної програми ПАТ "Укрнафта" закачано перший буфер – 5,5 м³ густиною 1550 кг/м³, першу порцію ТР – 12,5 м³ густиною 1820 кг/м³, другу порцію ТР – 11,8 м³ густиною 1830 кг/м³, рідину протискування (другий буфер – 2 м³ густиною 1000 кг/м³ + буровий розчин – 10,8 м³ + третій буфер – 4,2 м³ густиною 1000 кг/м³ + буровий розчин – 0,7 м³), сходження пробок Р = 10,5 МПа, закачування бурового розчину – 17,4 м³, отримано сигнал "СТОП". Тиск при закачуванні – 20 – 10 ат, кінцевий тиск – 90 ат, тиск "СТОП" – 140 ат. Плавним підняттям тиску до 190 ат закрито "вікна" пакер-муфти. За результатами опресувань тиском 14,0 МПа – колона герметична. В подальшому тиском 14,0 МПа відкрито циркуляційні отвори та проведено змивання залишків тампонажного розчину першої секції. Після ОТЦ проведено кріплення верхньої секції. Порушень технологічного процесу під час кріплення свердловини не зафіксовано.

Оцінка якості цементування обсадної колони за результатами геофізичних досліджень (АКЦ) є задовільною.

За результатами освоєння дебіт свердловини (при замірі через ємність) становив близько 73 т/д, через трубний простір при штуцері діаметром 4 мм, а в експлуатацію свердловину було введено з дебітом 119 т/д.

Необхідно відмітити, що основні чинники досягнення поставлених цілей при бурінні горизонтальної ділянки свердловини № 119 Г полягали в наступному:

- ефективне планування процесу буріння та залучення провідних сервісних компаній;
- висококваліфікована командна робота усіх геологів, буровиків та розробників;
- постійний моніторинг, своєчасне та фахове корегування технологій ведення робіт з урахуванням зміни гірничо-геологічних умов буріння.

Таблиця 4 – Результати дослідження рецептур тампонажного розчину для цементування нижньої секції 146 × 168 мм експлуатаційної колони у свердловині 119Г-Великобубнівська

Тип ТМ, інтервал розташування	Склад тампонажного розчину, масова частка					Розчинність тампонаж- ного розчину, г/см ³	Розчинність тампонаж- ного розчину, мм	Умови досліджень		Строки схоплення, год-хв	Час загуснення, год-хв	Мішність каменю при вигині (24 год), МПа	Масова частка доважки на 1 м ³ , кг	Примітки
	кількість ТМ	назва	кількість	густина, г/см ³	рН			кількість	температура, °С					
Буферна суміш YNG-Cem-DSM	100	НТФК	1,07	1,0	7,9	75	230	20	0,1	-	-	-	1,43	вихід розчину – 1,11 м ³ /т; водовідділення – 0 мл; водовіддача – 59 см ³ /30 хв; титр для 50 мл – 4,9 мл 0,2 норм NaOH
YNG-Cem- EA100-LF 1 порція (1905 – 2370 м)	100	НТФК	0,07	1,0	7,9	49	250	64/ 53*	46,0	10-00	10-30	5-15	1,43	вихід розчину – 0,81 м ³ /т; водовідділення – 0 мл; водовіддача – 22 см ³ /30хв; розширення – 1,0 %; титр для 50 мл – 4,9 мл 0,2 норм NaOH
YNG -Cem- EA100-LF 2 порція (2370 – 2792 м)	100	НТФК	0,048	1,0	7,9	45	240	64/ 73**	46,0	4-15	4-30	2-20	1,07	вихід розчину – 0,76 м ³ /т; водовідділення – 0 мл; водовіддача – 9 см ³ /30 хв; розширення – 1,5 %; титр для 50 мл – 3,3 мл 0,2 норм NaOH

Примітка:

53* – статична температура в зоні розташування стикувального пристрою;
73** – статична температура в зоні розташування пакер-муфти.

Успішно проведені роботи на свердловині 119 Г-Великобубнівська дозволяють розглянути перспективу буріння як нових свердловин на даному родовищі, так і бокових стовбурів із уже існуючих, а також підтверджують ефективність споруджування горизонтальних свердловин для підвищення видобутку вуглеводнів загалом.

Висновки

1. Практика цифровізації ресурсної бази ПАТ "Укрнафта" та побудови цифрових моделей родовищ дозволила, а також забезпечить в майбутньому, прийняття ефективних рішень щодо подальшої дорозвідки та розробки родовищ як з питань прогнозування видобутку вуглеводнів, так і планування буріння свердловин. За результатами споруджування свердловини 119Г-Великобубнівська структурно-тектонічна модель розкриття цільового пласта була підтверджена з точністю до 0,7 м по вертикалі, що підтверджує досконалість структурно-тектонічних побудов та висококваліфікований кадровий потенціал інженерів напряму геологічного та гідродинамічного моделювання.

2. Впровадження передових технологічних рішень та сучасних технічних засобів сприяють швидкому споруджуванню свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

3. Оптимально спроектовані та впроваджені значення структурно-реологічних та триботехнічних властивостей БПР, високі інгібуючі та мінімальні фільтраційні властивості забезпечують безаварійне поглиблення свердловини і створюють передумови для якісного первинного розкриття продуктивних горизонтів.

4. Впровадження інноваційних тампонажних систем на базі композиційного цементу і стабілізованих буферних сумішей забезпечують успішне кріплення та надійне розмежування горизонтів.

5. Результати буріння горизонтальних свердловин підтверджують високу фахову кваліфікацію геофізиків, геологів, розробників, буровиків ПАТ "Укрнафта", а також сервісних компаній, та акцентують на можливості нарощування видобутку вуглеводнів на діючих ліцензійних ділянках.

Література

1. Кунцяк Я.В., Кунцяк Р.Я. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин у нестійких породах. *Розвідка і розроб-*

ка нафтових і газових родовищ. 2011. № 1 (38). С.62 – 68.

2. Коцкулич Я.С., Ставичний Є.М., Пятківський С.А., Коцкулич Є.Я. Застосування електробурів при спорудженні похило-скерованих свердловин. *Прикарпатський вісник НТШ.* Число. 2013. No 1(21). С.138 – 148.

3. Карпенко О., Михайлов В., Карпенко І. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка.* 2015. №1(68). С.49 – 54.

4. Палий А.С., Тивончук С.П., Филатов В.Ю. Результаты геолого-гидродинамического моделирования и мониторинга бурения горизонтальной скважины. *GEOPETROL-2006. Zakopane, 18–21.09.2006: Recovery of Oil and Gas and Sustained Economical Development: Wydanie konferencyjne.* Krakow, 2006. С. 639–646.

5. Прокопів В.Й., Тивончук С.П., Придчина О.М., Ковалюк Н.В. Досвід проектування та застосування горизонтального розкриття покладів вуглеводнів. *Нафтова і газова промисловість.* 2008. № 6. С. 20–23.

6. Тивончук С.П. Проектування та геолого-геофізичний супровід у режимі реального часу буріння горизонтальної свердловини № 700 Мильківського родовища. *Проблеми нафтогазової промисловості.* 2009. Вип. 7. С. 60–66.

7. Прокопів В.Й., Тивончук С.П. Досвід геонавігації та перспективи застосування горизонтального розкриття нафтогазоносних пластів в умовах складчастих споруд Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України.* 2017. № 1. С. 7–10.

8. Прокопів В.Й., Тивончук С.П. Збільшення обсягів видобутку нафти і газу за рахунок буріння горизонтальних свердловин на основі геологічного моделювання. *Нафтова і газова промисловість.* 2011. № 2. С. 27–28.

9. Прокопів В.Й., Кекух Д.А., Музичко Т.І., Тивончук С.П. Сучасні геологічні здобутки ПАТ "Укрнафта". *Нафтогазова галузь України.* 2018. № 2. С. 12–16.

10. Tyvonchuk S.P. Predicting of the Geometrical Behavior of Formations in Subsurface Based on the Analysis of LWD/MWD Data While Drilling Horizontal Wells. *SPE-208511-MS; Eastern Europe Subsurface Conference.* Kyiv, Ukraine. 23–24 November 2021.

11. Саницький М.А., Соболев Х.С., Марків Т.Є. Модифіковані композиційні цементы. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 132 с.

12. Сенюшкович М.В., Тершак Б.А., Витвицький І.І., Марцінків О.Б. Спеціальні тампонажні системи. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2022. 407с.

References

1. Kuntsiak Ya.V., Kuntsiak R.Ia. Eksperimentalni ta promyslovi doslidzhennia i prohnozuvannia stiikosti stovburiv horyzontalnykh sverdlovyh u nestiikykh porodakh. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2011. No 1 (38). P.62 – 68. [in Ukrainian]

2. Kotskulych Ya.S., Stavychnyi Ye.M., Piativskyi S.A., Kotskulych Ye.Ia. Zastosuvannia elektroburiv pry sporudzhenni pokhylo-skerovanykh sverdlovyh. *Prykarpatskyi visnyk NTSh.* Chyslo. 2013. No 1(21). P.138 – 148. [in Ukrainian]

3. Karpenko O., Mykhailov V., Karpenko I. Do prohnozu osvoiennia vuhlevodnykh resursiv skhidnoi chastyny DDZ. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka.* 2015. No 1(68). P. 49–54. [in Ukrainian]

4. Paliy A.S., Tyvonchuk S.P., Filatov V.Yu. Rezultaty geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya i monitoringa bureniya gorizontально skvazhyni. *GEOPETROL-2006. Zakopane, 18–21.09.2006: Recovery of Oil and Gas and Sustained Economical Development: Wydanie konferencyjne.* Krakow, 2006. P. 639–646. [in Russian]

5. Prokopiv V.I., Tyvonchuk S.P., Prydachyna O.M., Kovaliuk N.V. Dosvid proektuvannia ta zastosuvannia horyzontalnoho rozkryttia pokladiv vuhlevodniv. *Naftova i hazova promyslovist.* 2008. No 6. P. 20–23. [in Ukrainian]

6. Tyvonchuk S.P. Proektuvannia ta heolohohofizychni suprovid u rezhymi realnoho chasu burinnia horyzontalnoi sverdlovyh No 700 Milkivskoho rodovyshcha. *Problemy naftohazovoi promyslovosti.* 2009. Vol. 7. P. 60–66. [in Ukrainian]

7. Prokopiv V.I., Tyvonchuk S.P. Dosvid heonavihatsii ta perspektyvy zastosuvannia horyzontalnoho rozkryttia naftohazonosnykh plastiv v umovakh skladchastykh sporud Peredkarpatskoho prohynu. *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2017. No 1. P. 7–10. [in Ukrainian]

8. Prokopiv V.I., Tyvonchuk S.P. Zbilshennia obsiahiv vydobutku nafty i hazu za rakhunok burinnia horyzontalnykh sverdlovyh na osnovi heolohichnoho modeliuвання. *Naftova i hazova promyslovist.* 2011. No 2. P. 27–28. [in Ukrainian]

9. Prokopiv V.I., Kekukh D.A., Muzychko T.I., Tyvonchuk S.P. Suchasni heolohichni zdobutky PAT "Ukrnafta". *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2018. No 2. P. 12–16. [in Ukrainian]

10. Tyvonchuk S.P. Predicting of the Geometrical Behavior of Formations in Subsurface Based on the Analysis of LWD/MWD Data While Drilling Horizontal Wells. *SPE-208511-MS; Eastern Europe Subsurface Conference.* Kyiv, Ukraine. 23–24 November 2021.

11. Sanytskyi M.A., Sobol Kh.S., Markiv T.Ie. Modyfikovani kompozytsiini tsementy. Lviv: Vydavnytstvo Lvivskoi politekhniki, 2010. 132 p. [in Ukrainian]

12. Seniushkovych M.V., Tershak B.A., Vytvytskyi I.I., Martynkiv O.B. Spetsialni tamponazhni systemy. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2022. 407 p. [in Ukrainian]

ІНЖЕНЕРНЕ ПРОГНОЗУВАННЯ РОЗВИТКУ ПОРТАТИВНИХ СИСТЕМ ВЕРХНЬОГО ПРИВОДА

А. М. Бучинський

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;
36011, Першотравневий проспект, 24, м. Полтава, Україна,
e-mail: abuchynskiy@ukr.net

Перед тим, як придбати чи розробити нову ефективну модель системи верхнього привода, необхідно ґрунтовно проаналізувати ринок та спрогнозувати його розвиток. Тому важливу роль інженерного, науково-технічного прогнозування відіграють передбачення і «пророцтва». Це не перебирання відомих варіантів, це оцінка сучасного стану машин, передбачення змін новітніх технологічних потреб, прогнозування тенденцій розвитку техніки. Тому тут показано весь модельний ряд лідерів ринку систем верхнього привода 2004 та 2021 років – п'яти основних європейських та північноамериканських виробників. Використовуючи принципи розвитку технічних систем та методи оцінки технічного рівня, ми пропонуємо процедури обґрунтованого вибору ефективного технічного забезпечення капітального ремонту свердловин портативними системами верхнього привода, які полягають в: аналізі ринку; визначенні комплексу показників сучасного технічного рівня; виявленні тенденцій та напрямку розвитку систем верхнього привода; прогнозі розвитку технологічних показників та структури технічної системи в перспективі. Показуємо шляхи покращення технологічної ефективності за рахунок технічних рішень з підвищення надійності, ремонтпридатності, безпеки, монтажпридатності, покращення та розширення технологічних можливостей, автоматизації процесів. Встановлено функціональні залежності для визначення показників сучасного технічного рівня моделей. Прогнозуємо, що інтенсивний розвиток систем верхнього привода в межах параметричного циклу буде сповільнюватись. Водночас настав час для розробки нового зразка техніки через зміну структурної побудови, тобто переходом на наступний структурний цикл розвитку. Відбудеться це інтегруванням функцій талевої системи та лебідки в систему верхнього привода шляхом застосування лінійних електродвигунів для вертикальних переміщень системи. Така система буде ефективнішою не тільки технологічно, а й за «принципом найменшої дії». Робота призначена для фахівців нафтогазової інженерії, які експлуатують системи верхнього привода, для інженерів нафтогазового машинобудування та творців нових технічних систем. Результати забезпечують інженерів необхідними даними для вибору ефективної моделі задля її подальшої експлуатації чи для формування конкурентного технічного завдання на розробку машин.

Ключові слова: технічний рівень; ефективність; капітальний ремонт свердловин; ефективне технічне забезпечення.

Thorough information analysis of the market and forecasting of its development is necessary for choosing the system of the top drive before acquisition or development of new effective model. There is an important role of engineering, scientific and technical forecasting - prediction and "prophecy". This is not a search of known options, it is an assessment of the current state of machinery, anticipation of changes in new technological needs, forecasting trends in technology. Therefore, the full range of top-of-the-range market leaders in 2004 and 2021 is considered – five major European and North American manufacturers. By using the principles of development of technical systems and methods of technical level assessment, the procedures of reasonable choice of effective technical support for well workovers with portable top-drive systems are proposed: market analysis; determining a set of indicators of modern technical level; identification of trends and directions of development of top drive systems; forecast of development of technological indicators and structure of technical system in the future. Ways to improve technological efficiency through technical solutions to increase reliability, maintainability, safety, installation suitability, improvement and expansion of technological capabilities, process automation are shown. Functional dependences for definition of indicators of a modern technical level of models are established. It is predicted that the intensive development of upper drive systems within the parametric cycle will slow down. At the same time, the time has come to develop a new model of technology by changing the structural structure, i.e. the transition to the next structural cycle of development. This will be done by integrating the functions of the hoisting equipment and drawworks into the upper drive system by using linear electric motors for vertical movements of the system. Such a system will be more efficient not only technologically, but also on the principle of "least action". The work is intended for oil and gas engineering specialists who operate top drive systems, for oil and gas engineering engineers and creators of new technical systems. The results provide engineers with the necessary data to select an efficient model for its further operation or to form a competitive technical task for the development of machines.

Key words: technical level; efficiency; well workover operation; effective technical support.

Вступ

Буріння та капітальний ремонт з використанням мобільних установок користуються значним та стабільним попитом в Україні, багатьох країнах Близького Сходу, Північної Африки й інших [1, 2, 3]. В Україні, крім буріння нових свердловин, особливо актуальним є відновлення сотень свердловин [4]. Це свердловини старого фонду, які мають залишений в свердловині інструмент, негерметичність експлуатаційної колони, інші причини, в тому числі геологічні.

Портативні системи верхнього привода зазвичай використовують в мобільних бурових установках вантажопідйомністю 125...250 тон. Ці мобільні установки призначені не тільки для буріння свердловин, глибиною орієнтовно до 4000 м, а й виконання складних операцій капітального ремонту свердловин, що виконується з обертанням бурильної колони:

- очищення вибою і стовбура свердловини від залишених предметів;
- буріння нових (бокових) стовбурів свердловин;
- фрезерування підшви обсадної колони з поглибленням свердловини.

Всі ці технології, особливо буріння бокових похило-спрямованих стовбурів з існуючих свердловин, вимагають високотехнологічного обладнання, яка забезпечує ефективність робіт за рахунок забезпечення високої надійності та керованості процесів в діапазоні необхідних технологічних параметрів. В більшості випадків беззаперечно перевагу має буріння з використанням систем верхнього привода [5, 6].

Нині на ринку України використовують декілька десятків мобільних бурових установок вантажопідйомністю 125–225 тонн (за інформацією автора), але жодна з них не оснащена системою верхнього привода. А у власності українських компаній є тільки одна портативна система верхнього привода, яка не була задіяна у виробництві. Тобто портативні системи верхнього привода в Україні до нині, на жаль, не експлуатуються. Це ставить перед сервісними українськими компаніями завдання забезпечення своїх виробничих можливостей ефективними технологічними машинами, чому передує ґрунтовне вивчення ринку.

Метою роботи є оцінювання сучасного технічного рівня моделей, виявлення тенденцій та шляхів розвитку систем верхнього привода задля обґрунтування вибору ефективної моделі та/чи формування конкурентного технічного завдання на розробку нової.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

У багатьох роботах висвітлено завдання інновації промисловості загалом. Зокрема в роботі [7] розглянуто інноваційну діяльність підприємств, де окремим класифікаційним складником є нова техніка та нові технологічні процеси. У роботі [8] показано, що одним з елементів виробничого потенціалу є результат застосування нового обладнання та технологій; дано оцінку техніко-технологічних показників підприємства. У роботі [9] йдеться про поліпшення структури основних виробничих засобів за рахунок оновлення та модернізації.

Широко в літературі розглядають питання оцінки якості й технічного рівня складних технічних систем загалом [10].

У галузевих роботах нафтогазової промисловості [11-14] розглядають питання вибору ефективного технологічного оснащення для проведення робіт з буріння та капітального ремонту свердловин, оцінюють недоліки та переваги тих чи інших технологій та моделей технічних систем. Також багато робіт цього спрямування стосовно нафтогазового обладнання опубліковано професором Івано-Франківського національного університету нафти і газу Міроновим Ю.В. в кінці 90-х – початку 2000-х років.

Це дослідження розвиває напрямком комплексного інженерного аналізу технічного рівня систем верхнього привода та прогнозує його розвиток.

Постановка завдання та зміст дослідження

Для формування парку технологічних машин підприємства необхідно вибрати відповідні моделі, які здатні не тільки найповніше задовольнити технологічні вимоги, але й забезпечити ефективне технічне функціонування. Вибирають модель машин за результатами зіставлення та порівняльного аналізу альтернативних аналогів.

Вибору моделі системи верхнього привода, як і будь-якої іншої технологічної машини, передує інформаційний пошук щодо вивчення ринку, виявлення тенденцій та напрямку розвитку машин. Тут дуже важлива роль інженерного (науково-технічного) прогнозування – передбачення і «пророцтва». Інженер повинен бути не тільки фахівцем, який перебирає відомі варіанти. Він повинен передбачити як зміну зовнішніх факторів, новітніх технологічних потреб, так і якість та критерії ефективності технічних об'єктів, тенденції їх розвитку. Прогнозувати можна не тільки технічну систему зага-

лом, а й окремі характеристики та властивості машини, що визначають її технічний рівень, тобто відносну характеристику якості продукції.

Детально обґрунтований системний аналіз сучасного стану ринку, оцінка технічного рівня та інженерне прогнозування розвитку – це запорука успішного вибору й освоєння конкурентної та ефективної технологічної машини для:

- оснащення нею виробництва сервісного нафтогазового підприємства;
- ліцензованого випуску наявної на ринку моделі машинобудівним підприємством;
- розробки нового зразка технічної системи.

Особливо актуально це в нафтогазовій галузі, де технологічне обладнання є енергоємним та матеріалоємним, дорогим та з тривалим періодом експлуатації. Тому наукове обґрунтування вибору ефективного технічного забезпечення капітального ремонту свердловин портативними системами верхнього привода є технічним завданням, що має велике практичне значення. А саме:

1. аналіз ринку, виявлення тенденцій та напрямку розвитку систем верхнього привода;
2. встановлення комплексу їх одиничних показників сучасного технічного рівня;
3. інженерне прогнозування розвитку систем у перспективі.

Тому в роботі висвітлено весь модельний ряд лідерів ринку систем верхнього привода 2004 та 2021 років загалом, проаналізовано їх конструктивне виконання. Досліджено технічний рівень за критеріями технологічної ефективності, енергооснащеності, матеріаломісткості портативних систем верхнього привода. За результатами аналізу показано тенденції розвитку, спрогнозовано розвиток системи верхнього привода на основі сучасних досягнень науки та техніки суміжних галузей промисловості.

Модельний ряд систем верхнього привода та динаміка його зміни

Представлено номенклатуру моделей систем верхнього привода (СВП) всіх торгових марок п'яти основних європейських та північноамериканських виробників. Загалом це 56 сучасних моделей та 46 періоду 2004 року. Їх виробники є лідерами на ринку створення систем верхнього привода. Масив статистичної інформації для сучасних моделей отримано з офіційних сайтів компаній виробників; для моделей, що були на ринку 2004 року [15].

Сукупну вибірку моделей систем верхнього привода згруповано за вантажопідйомністю,

видом привода та періодом їх пропозицій на ринку. Для візуалізації обсяги цих однорідних вибірок показано на гістограмах (рис. 1).

Номенклатура моделей складається як з базових, так і похідних, які створені на основі базової моделі з метою отримання різних експлуатаційних показників (табл. 1). Майже всі виробники пропонують декілька модифікацій кожної базової моделі для повнішого задоволення потреб споживачів та збільшення конкурентності своєї продукції.

Модельний ряд 2021 року, порівняно з 2004, зріс на 20–25% переважно за рахунок збільшення кількості гідроприводних моделей малої вантажопідйомності та появи електроприводних моделей найвищої вантажопідйомності – понад 1000 тонн.

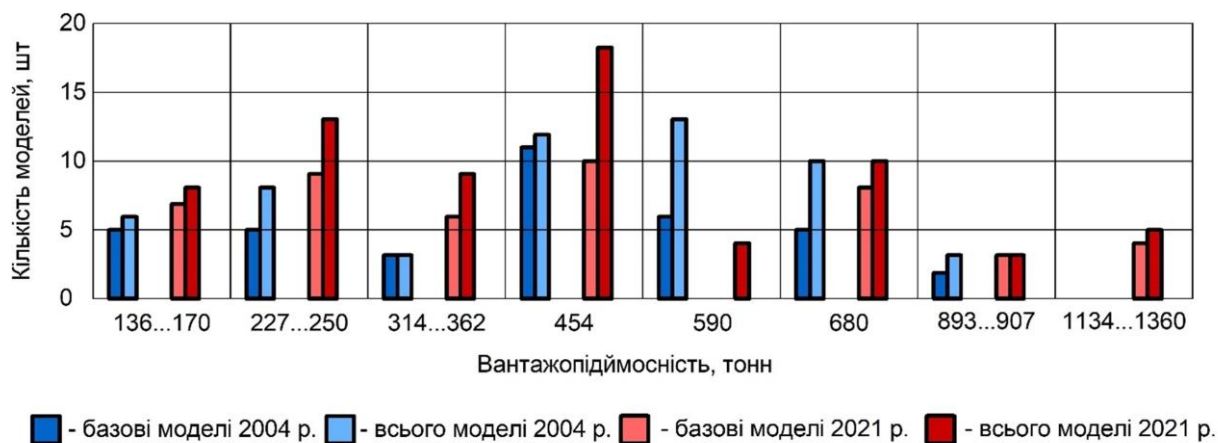
Одним з шляхів удосконалення є створення похідних машин, які більше забезпечують споживчі потреби ринку. З метою отримання широкої гами моделей системи верхнього привода з різними експлуатаційними показниками використано метод агрегування – поєднання уніфікованих агрегатів, що встановлюють у різній кількості та в різних комбінаціях на загальній базі. Це є основою блоково-модульної побудови технічної системи. Систему верхнього привода створюють з ряду окремих самостійних блоків та модулів (двигун, коробка передач, трубний маніпулятор, система автоматизації, системи вертикального переміщення з напрямних кареток та рейок, інтегрований вертлюг тощо). А також використано метод компаундування – паралельного з'єднання силових агрегатів задля збільшення загальної потужності системи.

Визначимо коефіцієнт перекриття моделей як відношення кількості базових моделей до загальної $k_M = j_m/j_b$.

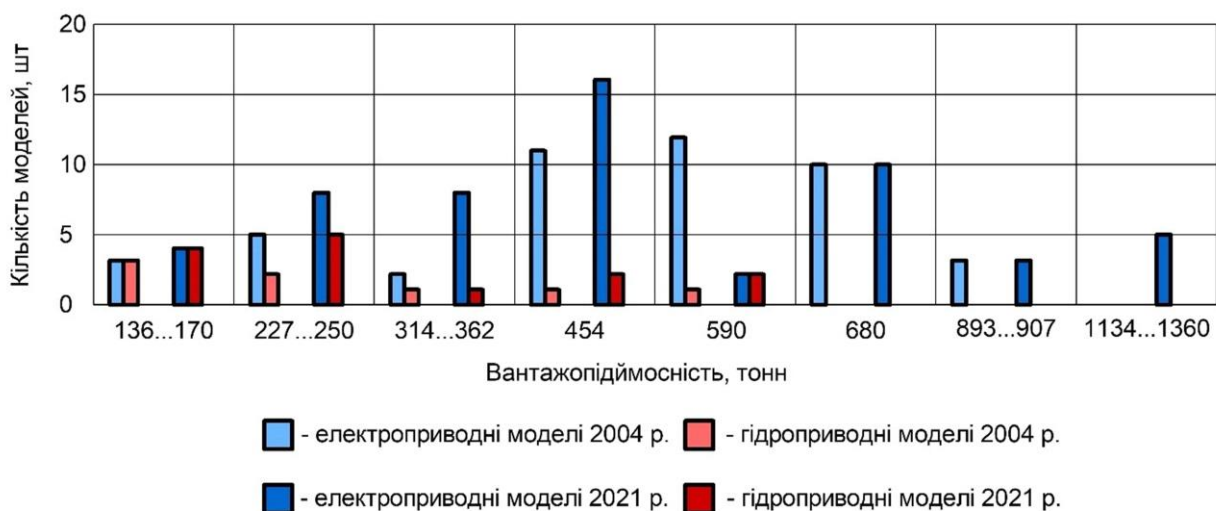
Для модельного ряду 2004 року він становив 1,45, у тому числі для електроприводних – 1,53, а для гідроприводних – 1,13. Для моделей 2021р. – 1,54, зокрема 1,56 – для електроприводних та 1,5 для гідроприводних. Водночас кількість похідних за рахунок зміни технологічних параметрів більша, ніж за структурною побудовою.

Загалом тенденція блочно-модульної побудови похідних залишається стабільною. Проте діапазон технологічних показників похідних систем зріс.

Зокрема зміна технологічних параметрів похідних порівняно з базовими моделями: потужності N , частоти обертання n та вантажопідйомності P для електричних систем зросла.



а)



б)

а) базові та всього моделей (в т.ч. похідні); б) моделі з електро- та гідроприводом

Рисунок 1 – Статистична вибірка моделей систем верхнього привода 2004 та 2021 років

В 2021 р: $\Delta N = 33\%$, $\Delta n = 11\%$, $\Delta P = 25\%$.
В 2004 р: $\Delta N = 20\%$, $\Delta n = 5\%$, $\Delta P = 20\%$.

Загалом завдяки блочно-модульній побудові систем верхнього привода з меншими витратами створюють більший діапазон моделей з ширшими технологічними показниками для задоволення потреб споживача. Така побудова дозволяє розробникам цілеспрямовано працювати над удосконаленням окремих блоків, покращувати їх технічні показники до досягнутих загалом для решти блоків технічної системи.

Оцінка технічного рівня портативних систем верхнього привода

Технічний рівень технологічних машин – це сукупність властивостей, що, зазвичай, характеризують:

- експлуатаційною технологічністю;
- енергооснащеністю;
- матеріало- та габаритомісткістю.

Розглянемо кожен з цих пунктів окремо.

Експлуатаційна технологічність

Експлуатаційну технологічність трактуємо як здатність виробу ефективно здійснювати технологічний процес з найменшими витратами експлуатаційного періоду його життєвого циклу. Вона має багато показників. Зокрема це надійність, ремонтпридатність, монтажнопридатність, безпечність, технологічні можливості, автоматизація виробничих процесів.

Кількісно оцінити експлуатаційну технологічність складно. Тому нижче наведено ті шляхи, якими виробники систем верхнього привода покращують кожен з цих показників.

Надійність:

- використання сучасних конструкційних рішень, матеріалів з високими властивостями, методів формоутворення деталей та формування властивостей їх поверхневого шару, що забезпечують тривалий термін служби виробів;

Таблиця 1 – Розподіл моделей систем верхнього привода

№	Класифікаційна ознака	Позначення*	Кількість моделей	
			2004 р.	2021 р.
Електропривод				
1	Базові моделі**	j_b^e	30	36
1.1	портативні моделі	j_{bp}^e	7	12
1.2	моделі для буріння на суші	j_{bl}^e	23	21
1.3	моделі для буріння на шельфі	j_{bs}^e	7	15
2	Базові моделі для похідних за технологічними параметрами	j_{bmt}^e	8	10
3	Базові моделі для похідних за структурою	j_{bms}^e	5	2
4	Всього моделей, в т.ч. похідних***	j_m^e	46	56
Гідропривод				
1	Базові моделі**	j_b^h	8	10
1.1	портативні моделі	j_{bp}^h	6	9
1.2	моделі для буріння на суші	j_{bl}^h	2	2
2	Базові моделі для похідних за технологічними параметрами	j_{bmt}^h	1	2
3	Всього моделей, в т.ч. похідних***	j_m^h	9	15
Примітки:				
* Прийняті позначення індексів: e, h – електро- та гідропривод відповідно; b, m – базові моделі та моделі в т.ч. їх модифікації; p, l, s – портативне виконання та для буріння на суші й шельфі.				
** $j_b \leq j_{bp} + j_{bl} + j_{bs}$, так як певні моделі входять у дві групи, як показано на рис.1.				
*** $j_m \geq j_b + j_{bmt} + j_{bms}$, так як одна базова модель може мати більше одної модифікації.				

- покращення герметизації сальникових вузлів, особливо високого тиску;
- підвищення досконалості системи мащення.

Ремонтпридатність

- захищеність та легкодоступність місць обслуговування всіх необхідних елементів технічного обслуговування, зручність та простота його виконання;
- модульність виконання, що забезпечує швидку та просту заміну вузлів;
- захищеність елементів від механічних пошкоджень;
- спрощена заміна швидкозношуваних вузлів з мінімальною кількістю інструменту в стислі терміни;
- вбудовані системи неперервного діагностування технічного стану машини з широким переліком високоточного фіксування параметрів (температура двигуна, підшипників, мастила; стан мастила; тиск в гідросистемах; вібрація тощо). Вони передбачають роботу в режимі реального часу, формування підказок та звітності, аварійне вимкнення систем тощо.

Безпека

- аварійна зупинка під час переміщення системи для запобігання зіткненню (контроль датчиками стану навколишнього простору з усіх сторін);
- дублювання відповідальних кріплень та механізмів закриття-відкриття;
- дублювання аварійного противикидово-го крану з дистанційним та ручним керуванням;
- зменшення шуму під час переміщення системи та обертання колони.

Монтажопридатність

- використання конструктивних рішень та модульність виконання забезпечують швидке від'єднання елементів привода;
- легкий та простий монтаж електрокабелів та гідроприводів;
- мінімізація встановлених шлангів і фітингів гідравлічної системи;
- легкість під'єднання системи до талевого блока без гака;
- зменшення розмірів і ваги.
- забезпечення конструктивного взаємозв'язку з будь-якими буровими вежами.

Покращення та розширення технологічних можливостей

- збільшення енергооснащення;
- широке й точне регулювання режимів роботи;
- стабільність параметрів роботи привода на граничних моментно-частотних режимах роботи;
- розширення кількості функціональних положень та просторових переміщень трубного маніпулятора;
- пришвидшення роботи трубних маніпуляторів за рахунок плавності та точності руху;
- збільшення кута відхилення стропів;
- розширення діапазону діаметрів буринних труб, з якими ключ працює без зміни вкладок.

Автоматизовані системи керування

Розвиток систем спрямований на оптимізацію технологічного процесу, покращення відпрацювання доліт та зменшення аварійності:

- оптимізація сумісної роботи двигунів синхронізацією їх робочих характеристик;
- можливість інтегрування електричних та гідравлічних схем керування в головну систему керування буровою;
- постійний високоточний та повний контроль за параметрами технологічних процесів (навантаження на долото, крутний момент тощо);
- контроль послідовності виконання операцій;
- максимальне погодження характеристики взаємодії «людина-машина» в просторовому, часовому, інформаційному та енергетичному спрямуванні (інтуїтивне розуміння, ергономічна досконалість, інформаційні потоки організовані й достатні);
- плавне й точне регулювання швидкостей привода;
- адаптивне керування обертанням колони за різних умов буріння (горизонтальні, похило спрямовані свердловини, небезпека прихоплень тощо).

Ці вдосконалення забезпечують нижчу вартість експлуатації системи протягом її експлуатаційного періоду життєвого циклу, підвищення надійності, оптимізацію сервісного обслуговування та зростання продуктивності. А завдяки блочно-модульній побудові виріб легко складається, монтується, ремонтпридатний (усунення несправностей відбувається через заміну блоків) та полегшує цілеспрямовану роботу над удосконаленням кожного блоку. Все це знижує експлуатаційні витрати, простоті обслуговування, підвищує ефективність обладнання загалом.

Енергооснащеність

Концентрація потужності – тенденція, яка диктується вимогами щодо збільшення продуктивності й економічності машин. Вона обумовлена зростанням навантажень на виконуючі органи машин та значними робочими швидкостями для задоволення потреб технологічного процесу.

Для оцінки енергооснащеності проаналізовано технічні характеристики портативних електричних та гідравлічних систем верхнього привода модельного ряду 2004 та 2021 років. Вибірка складається з:

- електроприводні (АС) 10 сучасних моделей та 6 моделей 2004 року;
- гідроприводні 8 сучасних моделей та 6 моделей 2004 року.

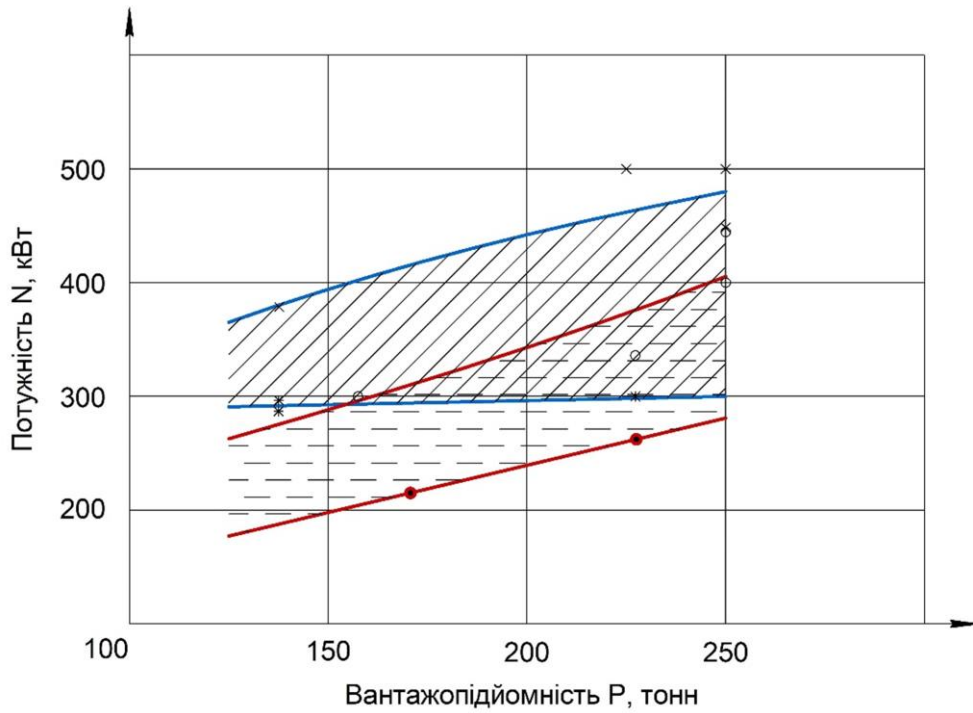
Кожну з них ми поділили на групи вищої та нижчої енергооснащеності та отримали апроксимувальні криві для електроприводних (рис. 2) та гідроприводних (рис. 3) систем вищої та нижчої енергооснащеності (верхня та нижня однотипна крива) сучасних моделей та моделей 2004 року (суцільна та штрихова крива).

У таблиці 2 представлено рівняння регресії для визначення одиничного показника енергооснащеності системи верхнього привода. Вони визначені методом найменших квадратів. Адекватність отриманих рівнянь статистичним даним оцінено критерієм достовірності апроксимації R^2 .

Порівнюємо показники цих портативних систем. Кількісну порівняльну оцінку енергооснащеності E дають співвідношення площ під залежностями (рис. 2, 3), $E = \int_{P_{min}}^{P_{max}} (N = f(P))$. Для ідентифікації значень E моделей різних вибірок призначимо такі індекси: електроприводні – «АС», гідроприводні – «Гуд»; сучасні – «21», 2004 року – «04»; вища енергооснащеність – «↑», нижча – «↓». У таблиці 3 подано характеристики та значення для моделей вибірок.

Результати обчислень дають підстави зробити такі висновки:

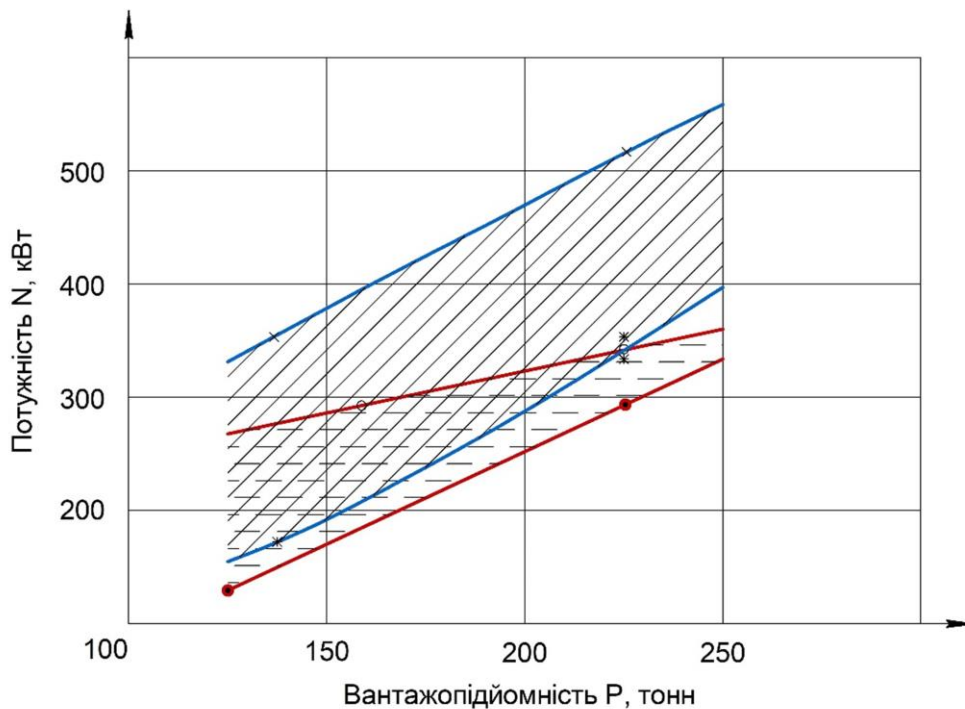
Діапазон енергооснащення – це співвідношення між потужностями моделей вищої та нижчої енергооснащеності. На рис. 2, 3 його показано заштрихованою площею. Діапазон енергооснащеності забезпечує можливість вибору моделей для кращого задоволення індивідуальних технологічних потреб користувача техніки. Для електроприводних моделей цей діапазон з роками не змінився (становить $\approx 40\%$), для сучасних гідроприводних зріс майже в 2 рази (до $\approx 70\%$).



— - моделі 2021 р. — - моделі 2004 р.

суцільні криві – сучасні моделі; штрихові криві – моделі на ринку 2004 року; верхні та нижні однотипні криві відповідають вищій та нижчій енергооснащеності моделей сучасних та 2004 року

Рисунок 2 – Залежність потужності від вантажопідйомності електричних портативних СВП



— - моделі 2021 р. — - моделі 2004 р.

суцільні криві – сучасні моделі; штрихові криві – моделі на ринку 2004 року; верхні та нижні однотипні криві відповідають вищій та нижчій енергооснащеності сучасних моделей та 2004 року

Рисунок 3 – Залежність потужності від вантажопідйомності гідравлічних портативних СВП

Таблиця 2 – Показники енергооснащеності портативних систем верхнього привода

Тип приводу	Період	Енергооснащення	Рівняння регресії	Достовірність R^2
АС	Сучасність	Вищий	$N = 58,643P^{0,3793}$	0,703
АС	Сучасність	Нижчий	$N = 248,73P^{0,0333}$	0,775
АС	2004	Вищий	$N = 7,4899P^{0,7227}$	0,7447
АС	2004	Нижчий	$N = 10,573P^{0,591}$	1
Hydro	Сучасність	Вищий	$N = 8,3632P^{0,7595}$	1
Hydro	Сучасність	Нижчий	$N = 0,1614P^{1,4106}$	0,996
Hydro	2004	Вищий	$N = 41,771P^{0,3881}$	1
Hydro	2004	Нижчий	$N = 0,2145P^{1,334}$	1

Таблиця 3 – Зіставлення кількісної оцінки енергооснащеності систем

Електропривод		Гідропривод	
Діапазон енергооснащення моделей			
$E_{AC\ 21}^{\uparrow} / E_{AC\ 21}^{\downarrow} = 1,44$	$E_{AC\ 04}^{\uparrow} / E_{AC\ 04}^{\downarrow} = 1,41$	$E_{Hyd\ 21}^{\uparrow} / E_{Hyd\ 21}^{\downarrow} = 1,71$	$E_{Hyd\ 04}^{\uparrow} / E_{Hyd\ 04}^{\downarrow} = 1,36$
Зміна енергооснащеності моделей 2021/2004 років			
$\frac{E_{AC\ 21}^{\uparrow}}{E_{AC\ 04}^{\uparrow}} = 1,30$	$\frac{E_{AC\ 21}^{\downarrow}}{E_{AC\ 04}^{\downarrow}} = 1,28$	$\frac{E_{Hyd\ 21}^{\uparrow}}{E_{Hyd\ 04}^{\uparrow}} = 1,40$	$\frac{E_{Hyd\ 21}^{\downarrow}}{E_{Hyd\ 04}^{\downarrow}} = 1,13$
Зіставлення діапазонів енергооснащеності сучасних та 2004 року моделей			
$\frac{E_{AC\ 21}^{\uparrow} - E_{AC\ 21}^{\downarrow}}{E_{AC\ 04}^{\uparrow} - E_{AC\ 04}^{\downarrow}} = 1,35$		$\frac{E_{Hyd\ 21}^{\uparrow} - E_{Hyd\ 21}^{\downarrow}}{E_{Hyd\ 04}^{\uparrow} - E_{Hyd\ 04}^{\downarrow}} = 2,21$	
Зіставлення енергооснащеності електро- та гідроприводних систем			
$\frac{E_{AC\ 21}^{\uparrow}}{E_{Hyd\ 21}^{\uparrow}} = 0,95$	$\frac{E_{AC\ 04}^{\uparrow}}{E_{Hyd\ 04}^{\uparrow}} = 1,03$	$\frac{E_{AC\ 21}^{\downarrow}}{E_{Hyd\ 21}^{\downarrow}} = 1,13$	$\frac{E_{AC\ 04}^{\downarrow}}{E_{Hyd\ 04}^{\downarrow}} = 0,99$

Зміна енергооснащеності моделей 2021/2004 років. Порівнюючи ці моделі, бачимо, що енергооснащеність усіх електричних моделей зростає на $\approx 30\%$, гідравлічних на $\approx 40\%$ для вищої і $\approx 13\%$ для нижчої енергооснащеності.

Зіставляючи діапазони енергооснащеності сучасних моделей та 2004 року, бачимо зростання для сучасних моделей на $\approx 35\%$ та $\approx 120\%$ для електричних та гідравлічних систем відповідно.

Водночас енергооснащеність електричних та гідравлічних систем 2004 року і сучасних є подібною.

Окремо оцінено зміну співвідношення максимальної частоти обертання двигуна до частоти його обертання при максимальному тривалому крутному моменті. Усереднено вони зросли з 1,4–1,5 до 2 ($\approx 30\text{--}35\%$), а для окремих моделей максимально сягають 2,63 (при значенні 2,3 для моделей 2004 року).

Таким чином, кількісно показано, що відбулося інтенсивне зростання технічного рівня моделей за показником енергооснащеності (потужність та робочі швидкості) на 30...40%. Це

інтенсифікує технологічні процеси та підвищує ефективність буріння.

Матеріало- та габаритомісткість

Питомі показники маси m на одиницю продуктивності або на одиницю встановленої потужності є вирішальним фактором, що визначає ефективність машини. Домагаючись зниження питомих показників, досягаємо економії матеріалів, зменшення трудомісткості виробів, витрат та енергетичних витрат, знижуються витрати при транспортуванні, полегшується експлуатація машин.

Питомі показники габаритів особливо важливі для портативних систем верхнього привода, адже вони мають обмеження за габаритами вишки та площі робочого бурового майданчика. Вагомими параметрами габаритів є довжина h та площа описаного прямокутника навколо системи верхнього привода S . Чим менша довжина системи, яка задовольняє технологічні операції, тим з довшим бурильним інструментом можна працювати. Чим менша площа описаного прямокутника, тим більше вільного про-

сторю для інших операцій та безпеки персоналу під час роботи з рухомими об'єктами.

Нижче кількісно визначимо сучасні питомі показники матеріаломісткості m/NP та габаритомісткості h/NP , та S/NP на одиницю умовної енергооснащеності, інтегральний показник якої визначаємо як NP . За одиницю умовної енергооснащеності прийнято кВт×тонн, тобто добуток потужності (енергії, яку створює привод та передає на виконавчий механізм – бурильну колону) і вантажопідйомності (величина, що має здатність чинити опір руйнуванню конструкції від дії зовнішніх енергій). Цей добуток комплексно характеризує технічну систему та впливає на її вагу.

Далі визначаємо і порівнюємо кількісні показники електричних та гідравлічних систем верхнього привода тільки для моделей ринку 2021 року. Оскільки дані з багатьох систем 2004 року відсутні або неповні (наприклад, непорівнювані, бо конструкції не мають інтегрованого вертлюга чи не враховують довжину трубного маніпулятора).

За результатами побудовано графічні залежності (рис. 4, 5) та встановлено регресійні залежності для їх визначення.

Електрична система:

$$\begin{aligned} m/NP &= -63,83 \ln(NP) + 828,39; \\ m &= 3762,1 \ln(NP) - 33918. \end{aligned}$$

Гідравлічна система:

$$\begin{aligned} m/NP &= -21,74 \ln(NP) + 315,09; \\ m &= 3027,2 \ln(NP) - 28479. \end{aligned}$$

На графічних залежностях бачимо, що матеріаломісткість рухомої системи електричних моделей на 25–30% вища, ніж у гідравлічних.

Водночас порівняли декілька електричних моделей вантажопідйомністю 400–700 тонн 2004 та 2021 років, які мають між собою незначну різницю у величині інтегрального показника енергооснащення ($\pm 5\%$). Таке зіставлення (воно не є повною мірою репрезентативним) показує, що матеріаломісткість окремих сучасних моделей на 5–10% менша, ніж старих.

Порівняння габаритомісткості гідравлічних та електричних моделей 2021 року показали, що усереднено висота гідравлічних систем на 12% менша, а площа описаного навколо них на прямокутника менша на 35–40%.

Отже, ще раз зазначимо, що менша матеріаломісткість та габаритомісткість є основними перевагами гідравлічних систем верхнього привода. І саме тому гідравлічний привод складає приблизно 40% в портативному ряді моделей і тільки 20% в загальній номенклатурі моделей.

Також для повноти картини автором розглянуто технічні характеристики декількох сучасних моделей менш високотехнологічних виробників які займають невелику нішу на ринку такого устаткування. Порівнюючи їх з характеристиками моделей, які розглянули в статті, зробимо висновок: за енергооснащеністю, матеріало- та габаритомісткістю і рівнем автоматизації такі моделі відстають за технічним рівнем від світових лідерів виробництва на 10...20 років.

Інженерний прогноз

Розвиток технічних систем відбувається циклічно:

- перший параметричний цикл – поступове нарощування технічних параметрів;
- другий структурний цикл – завдяки покращенню структури технічної системи;
- третій фізичний цикл – застосування нових, більш ефективних, фізичних принципів дії – і залежить від науково-технічного рівня розвитку галузі та соціально-економічної доцільності вдосконалення.

Розглянемо розвиток технічної системи верхнього привода, що використовується під час буріння свердловин на нафту і газ. Після багаторічного розвитку попередньої технічної системи «роторного буріння» в межах першого, параметричного циклу розвитку, відбувся її перехід на другий – структурний цикл. У результаті кардинальної зміни структури в 1982 році було розроблено першу систему верхнього привода. Це високотехнологічна технічна система інтегрує механічну, електричну, гідравлічну та комунікаційну складові і призначена для заміни традиційного роторного буріння свердловин. У ній моноблоком об'єднано такі основні обладнання й інструменти роторного буріння: ротор з приводом, вертлюг, ключ буровий автоматичний, стропа, елеватори. І знову розпочався розвиток системи за параметричним циклом.

Значущі конструктивні зміни такі: 1989 рік – вперше розроблена модель верхнього привода з інтегрованим вертлюгом; 1994-1997 рр. розроблено портативні моделі; 1997 рік – вперше встановлено спарені двигуни, а в 2012 р. спарені двигуни почали використовувати і портативному СВП. Водночас відбувся і розвиток привода: у 1991 році розпочали використання двигунів змінного струму, які нині повністю витіснили двигуни постійного струму, а в 1993 р. – застосовано гідропривод. Головний технологічний параметр – вантажопідйомність – також зазнавав значущих змін: у 2002-2003

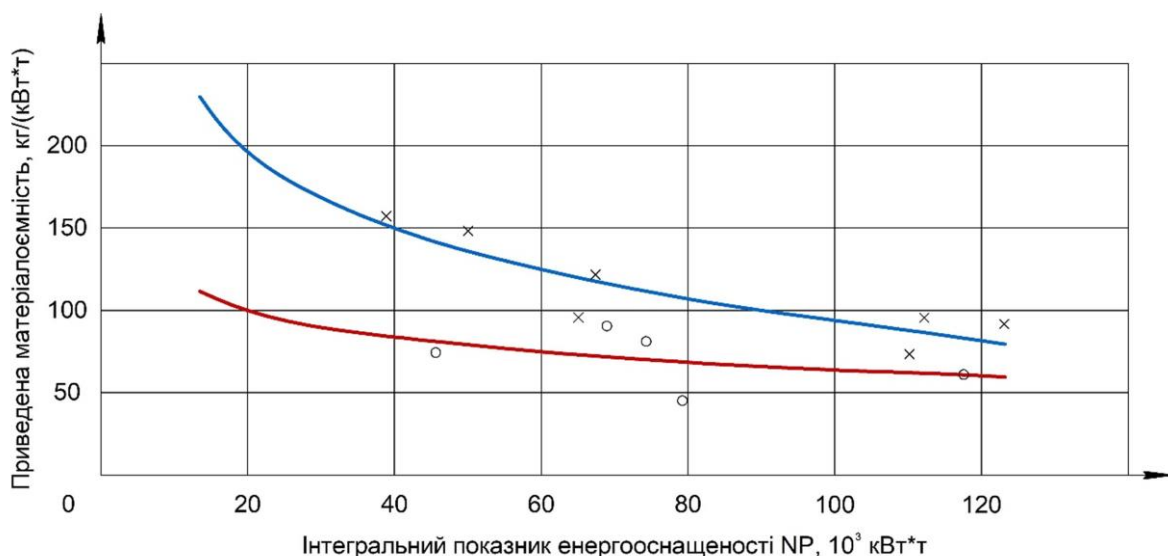


Рисунок 4 – Залежність приведеної матеріаломісткості електричних (верхня крива) та гідравлічних (нижня крива) систем верхнього привода від інтегрального показника енергооснащеності

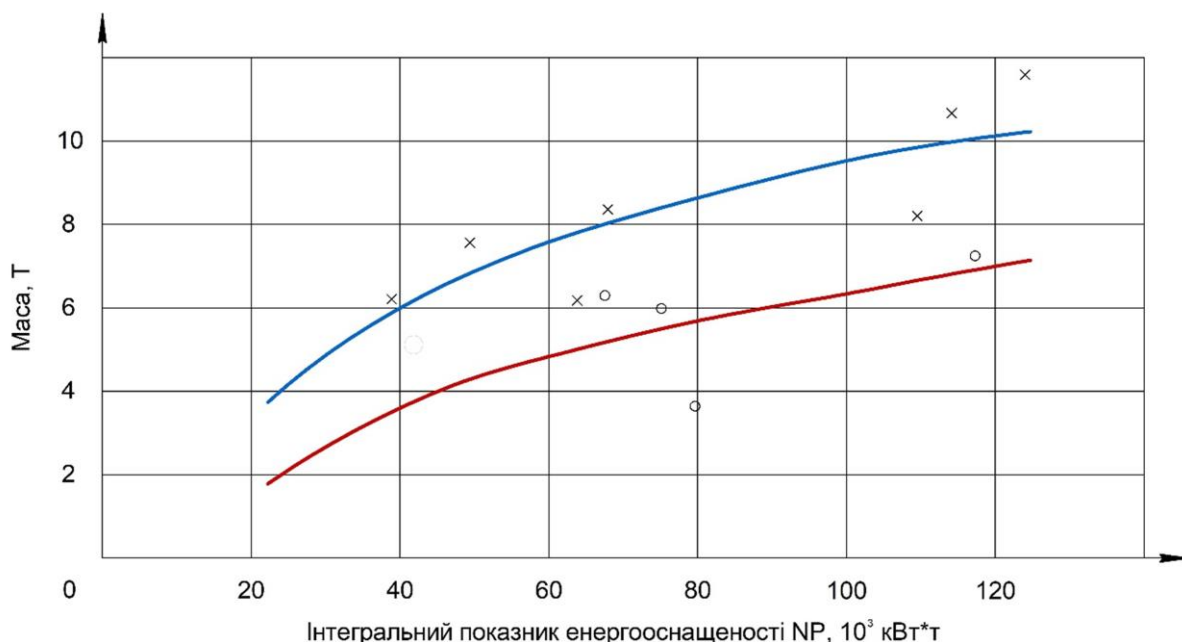


Рисунок 5 – Залежність матеріаломісткості електричних (верхня крива) та гідравлічних (нижня крива) систем верхнього привода від інтегрального показника енергооснащеності

роках розроблено моделі з найвищою на той час вантажопідйомністю 1000 тонн, у 2008 р. – 1250 тонн, у 2014 р. – 1500 тонн. Водночас зростала й енергооснащеність системи, так у 2017 р. досягли найвищого крутного моменту. Удосконалення систем верхнього привода продовжується, адже, згідно з принципами розвитку технічних систем, воно відбувається постійно.

Розвиток систем верхнього привода відбувається згідно з принципами розвитку техніки – стадійно. Розширення його функціональних можливостей відбувалось хронологічно за такими стадіями:

1 стадія – технологічна. Для виконання певної технологічної операції систему доповнювали механізмами: інтегрованим вертлюгом, трубним маніпулятором тощо.

2 стадія – енергетична. Відбувалось нарощення потужності, дводвигуновий привод, перехід від двигунів постійного струму до змінного.

3 стадія – автоматична. Нарощувалась система технічного діагностування обладнання та контролю технологічних процесів.

4 стадія – адаптивна. Систему верхнього привода оснащують елементами, що дозволя-

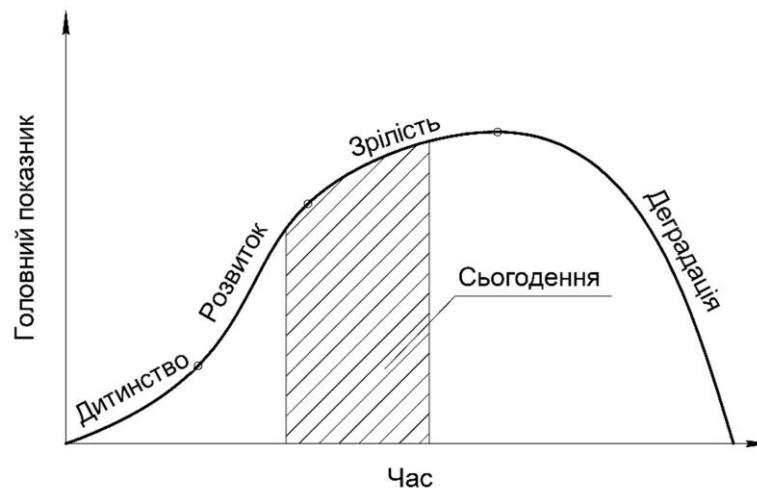


Рисунок 6 – Еволюційна крива розвитку технічної системи верхнього привода

ють їй пристосовуватися до зміни умов середовища (різка зміна технологічних режимів, поява перешкод на шляху переміщення тощо). Тобто формується адаптивна технічна система, що зменшує вплив людини на технологічний процес.

Аналізуючи розвиток систем верхнього привода за 30 попередніх років, зазначимо, що в 90-х та на початку 2000-х і 2010-х років основний розвиток систем верхнього привода відбувався на двох перших стадіях, нині і за попередні 5 років основний розвиток завдячує третій та найбільше четвертій стадії розвитку.

Отже, настає момент зміни наявної технічної системи сучаснішою і досконалішою (рис. 6). Життя технічної системи в межах параметричного циклу її розвитку, якою є система верхнього привода, можна уявити у вигляді еволюційної кривої, що запозичена з біології, оскільки її життя можна порівняти з життям організму. На першому етапі розвитку системи, яку називають «дитинство», технічна система розвивається повільно. Потім настає другий етап – і система швидко вдосконалюється, відбувається інтенсивний розвиток. Далі, на третьому етапі, темпи розвитку сповільнюються, технічна система вичерпує свої можливості вдосконалення, настає зрілість. Четвертий етап – «старість», система деградує. Цю систему починають замінювати принципово іншою системою зазвичай уже на третьому етапі. А зародження нової ідеї, в основному, відбувається наприкінці другого – початку третього етапу.

Провівши аналіз модельного ряду систем верхнього привода, тенденцій та темпів його розвитку, зазначимо, що:

- системи верхнього привода почали замінювати попередні технічні системи роторно-буріння через 80 років;

- системи верхнього привода працюють на ринку вже близько 40 років;

- за останні 20 років відбулося інтенсивне зростання показників технічного рівня систем через розширення модельного ряду та діапазону робочих параметрів, підвищення технологічності, збільшення енергооснащення та зменшення матеріаломісткості та габаритомісткості;

- оцінка зміни показників для окремих моделей за останні 30 років хронологічно показує уповільнення темпу зростання робочих параметрів та акцентуванні розвитку інтелектуальних системи керування (заклучна адаптивна стадія розвитку технічної системи).

Це свідчить, що система верхнього привода розвивається наприкінці другого або на початку третього етапу, і що настав час розробки нових технічних систем з іншою структурною побудовою. Враховуючи світову тенденцію інтенсифікації темпів освоєння нової техніки, вважаємо, що протягом десятиліття вони можуть з'явитись на ринку.

Подамо технічну ідею подальшого розвитку системи верхнього привода структурного рівня.

Як було зазначено, система верхнього привода інтегрувала в себе низку бурового обладнання за кінематичним зв'язком системи (від ротора до талевої системи), суттєво прискорила виконання технологічних процесів та зробила їх більш керованими та безаварійними, тобто ефективнішими.

Наступним етапом структурної перебудови повинна бути інтеграція в єдину систему більшої кількості елементів бурової. Така система повинна мати вищу технологічність, автоматизацію та роботизацію, технологічну адаптивність.



Рисунок 7 – Зміна структури побудови технічної системи верхнього приводу

Для успішного розвитку необхідно постійно слідкувати за напрямком та тенденцією розвитку суміжних провідних галузей, запозичувати їх досвід.

Наприклад, нині відомі зразки гідрофікованих бурових, де вертикальне переміщення бурової колони відбувається гідроприводом. Водночас ми знаємо, що конкурентом гідропривода є електропривод. І нині електричний сервопривод має точну керованість, і в багатьох випадках витіснив гідропривод. Для лінійного переміщення в транспортному машинобудуванні широко використовують лінійні електродвигуни, які забезпечують не тільки високі тягові зусилля, а й високу точність переміщень.

Вважаємо, що в структуру наступної системи буде додатково включено лінійний електродвигун, який здійснюватиме вертикальне переміщення бурильної колони. Отже, відпаде потреба в талевій системі з буровою лебідкою (рис. 7). Така технічна система може стати ще ефективнішою, краще адаптованою до роботизації та автоматизації процесів, мати вищі контрольовані технологічні процеси.

Окрім того, оцінимо ефективність технічних систем за критерієм «принципу найменшої дії» [16], що характеризує їх виробничу ефективність. Для виконавчих механізмів техноло-

гічних машин, де є просторове переміщення матеріальних об'єктів, застосовують рівняння з фізики, за допомогою яких пояснюють закономірності зміни швидкості руху матеріальних потоків, умови їх неперервності, створення напору тощо, тобто кількісно визначають «дію». І чим менше дії виконано технологічною машиною в результаті технологічного процесу, тим досконалішою вона є. Порівнюючи величини дії, які отримали для системи верхнього приводу та системи роторного буріння, у роботі [16] показано, що дія системи верхнього приводу за будь-який цикл (кінематичний, технологічний або робочий), менша від дії, що виконується технічною системою приводу ротора. Отже, виконавчі механізми системи верхнього приводу є досконалішими за критерієм найменшої дії, а під час буріння свердловин система верхнього приводу ефективнішою порівняно з роторним бурінням.

Узагальнено розглянувши принцип дії талевої системи, лебідки з приводом та лінійного електродвигуна, стверджуємо, що за критерієм «принципу найменшої дії» технічна система, побудована за новою структурою, матиме величезну перевагу.

Висновки

У роботі розглянуто сучасний модельний ряд систем верхнього привода. Показано та кількісно оцінено розширення номенклатури та технологічних параметрів систем верхнього привода. Виявлено тенденції та шляхи їх розвитку. Запропоновано до використання під час оцінювання технічного рівня систем верхнього привода одиничні показники. Встановлено їх функціональні залежності та визначено сучасний технічний рівень моделей. Показано, що сучасні моделі, окрім вищої технологічної ефективності, мають орієнтовно на 30% вище енергооснащення й на 5–10% меншу матеріаломісткість та габаритомісткість. Спрогнозовано етап розвитку, на якому нині знаходяться системи верхнього привода. Виконано інженерний прогноз розвитку та запропоновано принцип структурної побудови нової технічної системи.

Результати роботи призначені для фахівців нафтогазової інженерії, які експлуатують системи верхнього привода, для інженерів нафтогазового машинобудування та творців нових технічних систем верхнього привода. Вони забезпечують інженерів необхідними даними з метою вибору ефективної моделі для її подальшої експлуатації, для формування конкурентного технічного завдання на розробку машин.

Література

1. Miguel A. Fernández Pérez, Fabricio Oliveira, Silvio Hamacher. Optimizing Workover Rig Fleet Sizing and Scheduling Using Deterministic and Stochastic Programming Models. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2018. Vol.57. No.22. P. 7544–7554 <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b04500>.
2. Mansour H., Munir Ahmad M., Dhafir N. Ahmed H. Evaluation of operational performance of workover rigs activities in oilfields. *International Journal of Productivity and Performance Management.* 2013. Vol. 62, No.2, P. 204-218. <http://doi.org/10.1108/17410401311295740>
3. Mansour Haitham, Ahmad Mohammad, Munir Ahtita Fadala. Practical Evaluation Workover Framework (PEWF) for evaluation and process improvement of Workover Rigs in the Oilfields. *Proceedings of the 24th International Conference on Flexible Automation & Intelligent Manufacturing FAIM 2014.* <http://dx.doi.org/10.14809/faim.2014.1153>.
4. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2014. No.3(52), P. 154–165.
5. Walid Mohamed Mahmud, Saber Kh. Elmabrouk. Rig Selection and Cost Analysis; a Comparison of Top Drive and Rotary Table Drive Rig Systems. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*, Detroit, Michigan, USA, September 23-25, 2016.
6. Atwa V., Kahutu J. Comparison of drilling technologies between top drive and rotary table in geothermal fields: a case study of Olkaria geothermal fields. *Proceedings 5th African Rift geothermal Conference*, Arusha, Tanzania, October 29-31, 2014.
7. Ревенко Н.Г., Надточій І.І., Пулянович О.В. Удосконалення концептуального підходу до теоретико-методологічних і практичних засад розвитку інноваційного управління промисловими комплексами в Україні. *Державне управління та місцеве самоврядування*. 2021. № 1 (48). С. 80-91. doi:10.32782/palg/2021.1.10
8. Мацко Н.Г. Управління розвитком виробничого потенціалу промислового підприємства. *Науковий вісник Херсонського державного університету*. 2017. № 23. Част. 2. С. 69-72.
9. Яшан Ю.В. Напрямки підвищення ефективності відтворення і використання основних засобів. *Наукові праці Кіровоградського національного технічного університету. Економічні науки*. 2012. №22, ч.ІІ.
10. Семенов С.С. Оценка качества и технического уровня сложных систем: Практика применения метода экспертных оценок. М.: ЛЕНАНД, 2015. 352с.
11. Opeyemi Bello, Catalin Teodoriu, Ogunlana Oluwafemi, Olatunji Olayiwola. Successful Geothermal Operation Management: Technology Adoption of Oil and Gas Drilling Rig Systems. *GRC Transactions*. 2019. Vol. 43.
12. Andriyanov A.M., Andriyanov P.A., Bur M. Drilling automation based on rigs equipped with the top drive system. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 181 (2018) 012002. doi:10.1088/1755-1315/181/1/012002.
13. Victor Atwa, James Kahutu. Comparison of drilling technologies Between top drive and rotary table in Geothermal fields: a case study of Olkaria geothermal fields. *Proceedings 5th African Rift geothermal Conference*, Arusha, Tanzania, 29-31 October 2014
14. Youhong Sun, Yuanling Shi, Qingyan Wang, Zongwei Yao. Study on speed characteristics of hydraulic top drive under fluctuating load. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 167. P. 277-286.

15. Бучинський М.Я., Світлицький В.М. Системи верхнього приводу для буріння та підземного ремонту свердловин. Київ: «Інтерпрес ЛТД», 2004. 78 с.

16. Бучинський М.Я., Чернявський А.М., Бучинський А.М. Застосування принципу найменшої дії при створенні виконавчих механізмів технологічних машин. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2020. №1(48). С.66-76.

References

1. Miguel A. Fernández Pérez, Fabricio Oliveira, Silvio Hamacher. Optimizing Workover Rig Fleet Sizing and Scheduling Using Deterministic and Stochastic Programming Models. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2018. Vol.57. No.22. P. 7544–7554 <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b04500>.

2. Mansour H., Munir Ahmad M., Dhafr N. Ahmed H. Evaluation of operational performance of workover rigs activities in oilfields. *International Journal of Productivity and Performance Management*. 2013. Vol. 62, No.2, P. 204-218. <http://doi.org/10.1108/17410401311295740>

3. Mansour Haitham, Ahmad Mohammad, Munir Ahtita Fadala. Practical Evaluation Workover Framework (PEWF) for evaluation and process improvement of Workover Rigs in the Oilfields. *Proceedings of the 24th International Conference on Flexible Automation & Intelligent Manufacturing FAIM 2014*. <http://dx.doi.org/10.14809/faim.2014.1153>.

4. Volovetskyi V. B., Shchyrba O. M., & Vytiaz O. Yu. Rozroblennia kompleksnykh zakhodiv, spriamovanykh na pidvyshchennia efektyvnosti vydobuvannia vuhlevodniv pry rozrobttsi rodovyshch na vysnazhennia. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2014. No 3(52). P. 154–165. [in Ukrainian]

5. Walid Mohamed Mahmud, Saber Kh. Elmabrouk. Rig Selection and Cost Analysis; a Comparison of Top Drive and Rotary Table Drive Rig Systems. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*, Detroit, Michigan, USA, September 23-25, 2016.

6. Atwa V., Kahutu J. Comparison of drilling technologies between top drive and rotary table in geothermal fields: a case study of Olkaria geothermal fields. *Proceedings 5th African Rift geothermal Conference*, Arusha, Tanzania, October 29-31, 2014.

7. Revenko N.H., Nadtochii I.I., Pulianovych O.V. Udoshkonalennia kontseptualnoho pidkhodu do teoretyko-metodolohichnykh i praktychnykh

zasad rozvytku innovatsiinoho upravlinnia promyslovymy kompleksamy v Ukraini. *Derzhavne upravlinnia ta mistseve samovriaduvannia*. 2021. No. 1 (48). P. 80-91. doi: 10.32782/palg/2021.1.10 [in Ukrainian]

8. Matsko N.H. Upravlinnia rozvytkom vyrobnychoho potentsialu promysloвого pidpriemstva. *Naukovyi visnyk Khersonskoho derzhavnoho universytetu*. 2017. Vol. 23. Iss. 2. P. 69-72. [in Ukrainian]

9. Iashan Yu.V. Napriamky pidvyshchennia efektyvnosti vidtvorennia i vykorystannia osnovnykh zasobiv. *Naukovi pratsi Kirovohradskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu. Ekonomichni nauky*. 2012. Vol. 22, Iss. II. [in Ukrainian]

10. Semenov S.S. Otsenka kachestva i tehnikeskogo urovnya slozhnykh sistem: Praktika primeneniya metoda ekspertnykh otsenok. M.: LENAND, 2015. 352p. [in Russian]

11. Opeyemi Bello, Catalin Teodoru, Ogunlana Oluwafemi, Olatunji Olayiwola. Successful Geothermal Operation Management: *Technology Adoption of Oil and Gas Drilling Rig Systems. GRC Transactions*. 2019. Vol. 43.

12. Andriyanov A.M., Andriyanov P.A., Bur M. Drilling automation based on rigs equipped with the top drive system. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 181 (2018) 012002. doi:10.1088/1755-1315/181/1/012002.

13. Victor Atwa, James Kahutu. Comparison of drilling technologies Between top drive and rotary table in Geothermal fields: a case study of Olkaria geothermal fields. *Proceedings 5th African Rift geothermal Conference*, Arusha, Tanzania, 29-31 October 2014

14. Youhong Sun, Yuanling Shi, Qingyan Wang, Zongwei Yao. Study on speed characteristics of hydraulic top drive under fluctuating load. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 167. P. 277-286.

15. Buchynskyi M.Ia., Svitlytskyi V.M. Systemy verkhnoho pryvodu dlia burinnia ta pidzemnoho remontu sverdlodyn. Kyiv: «Interpres LTD», 2004. 78 p.

16. Buchynskyi M.Ia., Cherniavskyi A.M., Buchynskyi A.M. Zastosuvannia pryntsyphu naimenshoi dii pry stvorenni vykonavchykh mekhanizmiv tekhnolohichnykh mashyn. *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*. 2020. No. 1(48). P. 66-76.