

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Полтавський фаховий коледж нафти і газу Національного університету
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

МАТЕРІАЛИ
КРУГЛОГО СТОЛУ «ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ
НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ»



Полтава, НУПІ, 19 грудня 2023 року

УДК 622.2/.6(06)
М34

Рекомендовано до друку кафедрою нафтогазової інженерії
та технологій Навчально-наукового інституту нафти і газу
Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(протокол №11 від 12.02.2024)

Відповідальний за випуск: доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій, к.т.н. Василь САВИК

Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі: збірник матеріалів
Круглого столу (19 груд. 2023 р., Полтава). – Полтава: Національний
університет імені Юрія Кондратюка, 2024. – 152 с.

*Учасники конференції – аспіранти, магістранти, викладачі – розглядають
проблеми і перспективи розвитку нафтогазової галузі для забезпечення
енергонезалежності держави.*

*Матеріали подано мовами оригіналів. За викладення, зміст і достовірність
матеріалів відповідають автори.*

© Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДК 622.279

І.Г. Зезекало, д.т.н., професор,

О.О. Абрамова, магістрантка

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПРОЕКТУВАННЯ ПОДАЛЬШОЇ РОЗРОБКИ СХІДНО-ПОЛТАВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ PETROLEUM EXPERTS SOFTWARE (MBAL)

Забезпеченість України паливно-енергетичними ресурсами одне з найголовніших завдань національної економіки, без розвитку якого неможливе успішне здійснення соціальних, економічних і науково-технічних програм. У 2023 році більшість родовищ працюють на виснаження і знаходяться на завершальній стадії розробки. Розвиток та оптимізація родовища, такого як Східно-Полтавське, є важливим завданням для забезпечення енергетичної безпеки країни.

На сьогоднішній день розвиток нафтогазової галузі не стоїть на місці, а розвивається завдяки різним програмним комплексам, які створюють компанії Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions, Petroleum Experts. Використання сучасних програмних засобів, які можуть проводити моделювання, таких як MBAL від Petroleum Experts, дозволяє ефективно розробляти та управляти газовими родовищами, забезпечуючи оптимальний видобуток.

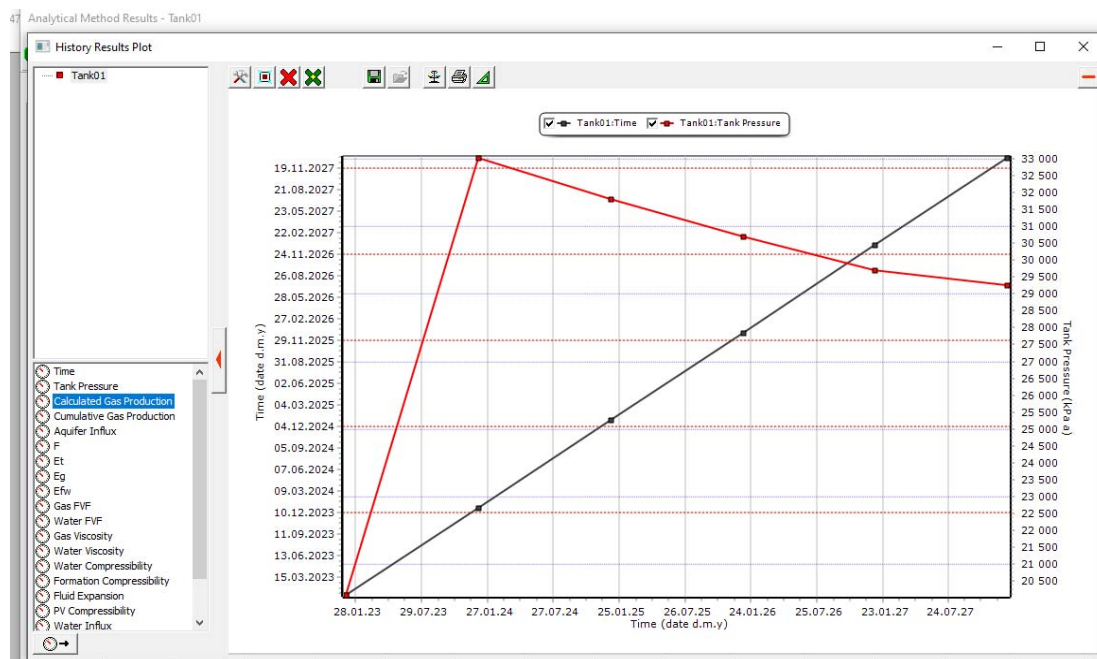


Рисунок 1 – Графік зміни тиску з часом побудований за допомогою MBAL

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

У роботі обґрунтовано використання сучасного програмного забезпечення для геологічного моделювання та розрахунків, що відкриває нові можливості для аналізу та планування видобутку, а також вперше обґрунтовано подальшу розробку Східно-Полтавського газового родовища за допомогою Petroleum Experts (MBAL) методом розрахунку кількості речовини, таким як матеріальний баланс та методом чисельного моделювання – Монте Карло (рис. 1, 2).

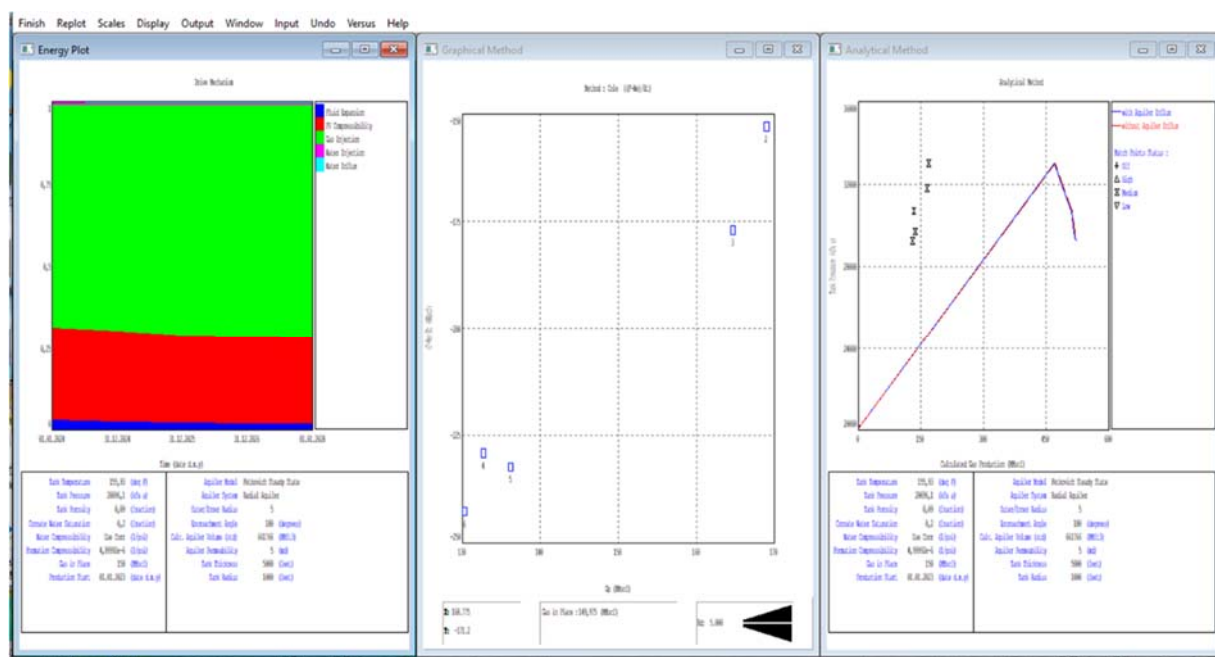


Рисунок 2 – Результати досліджень

Література

1. Корективи технологічних показників розробки Східно-Полтавського ГКР з ДКУ на УКПГ/КАРПАТИГАЗ. Фик І. М., Куль А. Й. – Х., 2013. - 254 с.
2. Manual MBAL 2019. – 991 с.
3. Білецький, В.С. Моделювання у нафтогазовій інженерії. Львів: «Новий Світ – 2000», Харків: НТУ «ХПІ», 2021. — 306 с.
4. Дняк О. В. Навчальний посібник з навчальної дисципліни «Інженерно-геологічне моделювання» /О.В Дняк – Інтернет-ресурс Київського нац. ун-ту ім. Т. Шевченка. – geol.univ.kiev.ua – 149 с.
5. Матківський С.В., Ковальчук С.О., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. №.2(75). С. 43-51.

УДК 622.276.6

*А.В. Ляшенко, старший викладач,
К.І. Власюк, магістрант,
Б.С. Григоренко, магістрант,
В.О. Грищенко, магістрант,
Є.Ю. Материнко, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ НАФТИ В УСКЛАДНЕНИХ УМОВАХ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

Родовища нафти Центральної України знаходяться на різних стадіях розробки, причому основна частина – на пізній стадії. Очевидно, що чим на більш пізній стадії розробки знаходиться родовище, тим більшому числу відмов піддається нафтопромислове обладнання. При чому в загальній кількості відмов обладнання постійно зростає доля відмов по причині корозії. Це пов'язано з двома основними факторами: зношенням обладнання і підвищенням корозійної агресивності контактуючих з ним нафтопромислових середовищ. В свою чергу, підвищення корозійної агресивності пов'язано з широким рядом причин, серед яких слід виділити: ріст обводненості видобутої продукції і зниження завантаження нафтопроводів, що призводять до розшарування водонафтових емульсій і утворенню застійних водних скупчень; використання різних методів підвищення нафтовіддачі (закачка HCl, CO₂ та інших агресивних середовищ; гідророзрив пласта та інші фізичні методи, що призводять до підвищення винесення механічних домішок); зараження нафтопромислових середовищ корозійно-агресивною мікрофлорою [1 – 7].

Захист нафтопромислового обладнання і трубопроводів від корозії, викликаної впливом середовищ, що видобуваються і транспортуються, є однією із найбільш актуальних проблем, що стоять перед нафтогазовою промисловістю.

При будівництві нових об'єктів конкурентоспроможним є використання труб і обладнання з неметалевим покриттям, застосування корозійностійких матеріалів.

Однак на сьогодні найбільш прийнятним і економічно виправданим способом захисту є хімічний метод – інгібіторний захист. Перевагами метода є досить висока ефективність, можливість застосування без зміни технології процесів видобутку, збору, транспортування і підготовки нафти, просте апаратне забезпечення [5 – 7].

Основним видом захисту нафтопромислового обладнання родовищ нафти Центральної України від корозії є інгібіторний захист. Для захисту водоводів системи ППТ застосовуються вітчизняні інгібітори корозії марок

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

П-В-10К, СНПХ, закордонні реагенти EPUROCET W320, АРТ. P220, Акризолон GLX. Захист нафтопроводів здійснюється вітчизняними реагентами «РЕНА-Нафтохім-8», «РЕНА-Катапіл-1», ТАЛ, Інко, СВК, а також закордонними інгібіторами С-101 та С-101G.

Слід зазначити, що в НГВУ «Полтаванафтогаз», починаючи з 2009 обсяги робіт по хімізації були різко знижені і стали неухильно відставати від потреби. В результаті уже через два роки число поривів трубопроводів зросло з 89 в 2004 році до 285 – в 2006 році. В наступні роки, не дивлячись на деяке збільшення об'єму закачки інгібіторів корозії і бактерицидів, тенденція росту числа поривів трубопроводів зберігається. Так, наприклад, в 2012 р. потреба НГВУ «Полтаванафтогаз» в інгібіторах корозії для захисту водоводів, перекачуючих підтоварну, сеноманську та інші типи корозійно-агресивних вод, складала не менше 1500 т, фактично ж було закачано 662 т. Для захисту нафтопроводів у 2008 було необхідно не менше 980 т інгібіторів корозії, фактично ж було використано 345 т. Для порівняння можна відмітити, що в 2004 для захисту трубопроводів було використано 2456 т інгібіторів корозії і бактерицидів. Така тенденція зберігається і зараз. При цьому спостерігається неухильне зростання числа поривів трубопроводів, так, якщо в 2004 було 89 поривів, то в 2008 – 212, в 2010 – 338.

Все це свідчить про гостру актуальність наукових досліджень, направлених на розробку нових ефективних реагентів з заданим широким спектром дії – інгібіторів корозії, бактерицидів, гідрофобізаторів, депресаторів, технологій їх застосування, здатних зменшити втрати від дефіциту реагентів в теперішніх економічних умовах.

Література

1. *Обстеження на корозійну агресивність продукції у видобувних, водозабірних свердловинах і підтоварної води на родовищах ВАТ "Укрнафта" та видача рекомендацій щодо інгібіторного захисту. Створення атласу агресивної продукції // Звіт про науково-дослідну роботу / НДПІ ВАТ "Укрнафта": кер. Григораши В.В., вик. Вишневський Р.М., Попович С.Д., Городівська Г.В. – м. Івано-Франківськ. – 2008. – 205 с.*
2. *Комплексне впровадження на системах ППТ ВАТ "Укрнафта" індикаторів швидкості корозії. Моніторинг досліджень і вимірювань. Розробка рекомендацій по підбору нових типів інгібіторів // Звіт про науково-дослідну роботу / НДПІ ВАТ "Укрнафта": кер. Григораши В.В.; вик. Волк В.П., Попович С.Д., Вишневський Р.М., Городівська Г.В. – м. Івано-Франківськ. – 2007. – 135 с.*
3. *Вишневський Р.М., Григораши В.В., Кісіль І.С., Дранчук М.М. Застосування методу лінійної поляризації (LPR) для моніторингу ефективності інгібіторного захисту нафтопромислового обладнання // Методи та прилади контролю якості. – 2008, №21. – С.91-96.*
4. *Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Київ: ІСДО, 1995. – 496 с.*
5. *Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені*

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ — 2000», 2022. – 308 с.

6. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.

7. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Вид. 4-те, допов. – Київ: Міжнар. екон. фундація, 2008. – 484 с.

УДК 622.279

Д.С. Олексенко, магістрант

О.В. Михайловська, к.т.н., доцент,

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОГІДРАТНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

Значна частина газових і газоконденсатних родовищ України на даний момент знаходиться на завершальній стадії розробки. Із поступовим зниженням пластового тиску, виникає ситуація, коли тиск газу, що надходить із свердловин, є недостатнім для проведення його якісної підготовки і подачі в магістральний трубопровід. Вирішенням цієї проблеми є введення в дію компресорних агрегатів, облаштування компресорних станцій. Але при суттєвому зниженні пластового тиску виникає невідповідність технічних можливостей і характеристик компресорних агрегатів. Крім того застосування існуючих компресорних установок має ряд технічних і технологічних недоліків. Це все призводить до зменшення ефективності застосування компресорів, а також є не завжди доцільним.

Тому необхідно розглядати і вивчати інші способи та залучати якісно нові технології для вирішення даного питання. Як альтернативний спосіб потрібно розглянути газогідратні технології, які на сьогоднішній день активно розвиваються в різних напрямках. На даному етапі розвитку газогідратних технологій є можливість проведення робіт з вивчення властивостей газових гідратів (рис.1) і їх використанню для вирішення проблеми низького тиску на завершальній стадії розробки родовищ.

У зв'язку з цим дослідження властивостей газових гідратів і їх застосування як альтернативний спосіб використанню дожимних компресорних агрегатів є досить актуальним.

Метою роботи є опис способу застосування установки з видобування та підготовки природного газу на завершальній стадії розробки родовища із застосуванням газогідратних технологій та надання пропозицій щодо використання цього способу на Монастирчанському родовищі.

У результаті проведених експериментів можна рекомендувати для використання в конструкції промислових та напівпромислових реакторів гідратоутворення та установках на їх основі. Встановлено, що спосіб

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

гідралічного перемішування дозволяє одночасно створювати ефективний контакт фаз, виводити з реактора тепло гідратуутворення і вироблений газогідрат.



Рисунок 1 – Специфічна структура шматка газогідрату, піднятого з дна океану

Монастирчанська УКПГ призначена для забезпечення якісної підготовки природного газу до транспортування міжпромисловими газопроводами, збору та підготовки газового конденсату до транспортування конденсатопроводом. Однак тиск газу на виході з установки становить 3-3,5 МПа, що вимагає його збільшення. З цією метою пропонується застосувати установку газогідратного компримування.

Література

- 1. Михайлюк В.О. Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта» / В.О Михайлюк, М.Р. Рудий – Івано-Франківськ, 2009. – 395 с.*
- 2. Смірнов Л.Ф. Технологічне використання газових гідратів. «Природні і техногенні газові гідрати». Зб. наукових праць. – К.: 1990. – 127-166 с.*

УДК 622.276.4

*М.А. Тарасенко, магістрант
В.О. Мілько, магістрант
М.Є. Клепач, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ТЕХНОЛОГІЇ ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН З НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ У БАГАТОПЛАСТОВОМУ КОЛЕКТОРІ

Глушіння свердловин при експлуатації нафтових та газових свердловин є одним з найбільш розповсюджених заходів. Як правило, кожна свердловина піддається глушінню не рідше, ніж одного разу на рік із-за

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

необхідності проведення підземних ремонтів, заміни насосного обладнання, промивки вибою від забруднення тощо. При цьому кожне глушіння свердловини негативно впливає на стан привибійної зони пласта, збільшує її водонасичення, погіршує фільтраційні властивості та знижує колекторські властивості пласта.

Таке зниження природної проникності привибійної зони пласта обумовлюється поглинанням рідини глушіння продуктивним пластом як за рахунок зниження пластового тиску і перевищенням допустимих величин репресії на пласт, так і в результаті капілярного просочування в гідروفільні породи. Потрапляння рідини глушіння в продуктивний пласт може приводити до наступних явищ, які у будь-якому випадку приводять до зниження фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони пласта [1].

Ці процеси сильно відображаються на режимах експлуатації свердловин. По-перше, знижується їх продуктивність (в 1,5 – 2 рази), по-друге, збільшується час процесу їх освоєння(1 – 5 доби), а також вихід свердловини на режим експлуатації(10 – 30 діб), по-третє, збільшується обводненість продукції, що видобувається (на 30 – 70%). Бажання знизити негативні фактори та зберегти колекторські властивості пласта при глушінні свердловин призвело до розробки методів «лялього глушіння», направлених забезпечення цих умов.

Першочерговою проблемою, яка виникає при глушінні свердловин є поглинання технологічних рідин. Проаналізувавши геологічні умови при експлуатації свердловин на родовищі, які експлуатуються в умовах аномально низьких пластових тисках встановлено, що застосування на початковому етапі розробки родовищ традиційних рідин для глушіння таких як розчини хлористого натрію та кальцію, гідрофобні емульсії та інші стали неефективними[2]. Насамперед, це пов'язано з неможливістю зниження густини та збільшення в'язкості даних рідин. Перебуваючи в умовах АНПТ, ці розчини здатні знижувати фільтраційні параметри пласта-колектору через поглинання рідини, що створює ряд трудомістких проблем, як при проведенні робіт по ремонту свердловин так і при їх освоєнні.

Одним із ефективних способів освоєння газових, газоконденсатних і нафтових свердловин є використання самогенеруючої пінної системи (СГПС). Пінна система, яка використовується для витіснення промивної рідини дозволяє досить ефективно ввести свердловину в роботу без застосування азотної установки [3]. Для отримання СГПС застосовується поєднання цієї системи і прісної технічної води.

Рідини на нафтовій основі та емульсії мають високі закупорювальні властивості, які запобігають проникненню води та твердої фази бурового розчину в продуктивний пласт в процесі його розкриття або глушіння.

Якщо порівняти розчини на вуглеводневій основі з глинистими

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

розчинами, то роль глини виконує бітум, а роль води-дизельне паливо. Частинки глини створюють структуру в глинистому розчині, а частинки бітуму мають схильність до створення такої структури. Тому в розчин на вуглеводневій основі додають велику кількість структуроутворювача- мило жирних кислот або оксид кальцію.

Ще однією рідиною, що відноситься до області закінчення свердловин, є рідина, що включає крохмаль, каустичну соду, пергідрат сечовини, хлористий калій і воду, та додатково містить поверхнево-активну речовину (ПАР) і метасилікат натрію. Основними перевагами даної рідини глушіння є: зниження фільтраційних властивостей та мінімальний вплив на проникність привибійної зони пласта; відновлення первинної проникності продуктивного пласта більше ніж на 95%; крохмаль, що входить до складу рідини екологічно безпечний і економічно доступний; можна регулювати час розформування зони кольматації;

Недоліком більшості блокуючих рідин є їх висока фільтрувальна спроможність в пластових умовах та втрата продуктивності після їх глушіння при виконанні ремонтних робіт в свердловині.

Збереження фільтраційних властивостей пластів-колекторів при ремонті свердловин може бути досягнуто шляхом зменшення об'єму та глибини проникнення фільтрату при використанні даних розчинів в продуктивний пласт, а також відновлена первісна проникність після очищення привибійної зони пласта.

Отже, для глушіння свердловин з аномально-низьким пластовим тиском застосовується велика кількість технологій та рідин глушіння, кожна з яких має як переваги так і недоліки.

Глушіння свердловин з аномально-низькими пластовими тисками потребує особливого підходу, оскільки внаслідок низького тиску на вибої свердловиною поглинається велика кількість рідини при глушінні. Це призводить до погіршення фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони свердловини та ускладненнях при освоєнні та видобуванні нафти і газу. Розробка ефективних та екологічних технологій та рідин глушіння свердловин, що запобігають поглинанню рідин пластом є важливою задачею сьогодення.

Література

1. *Высокоэффективные технологические жидкости для сохранения продуктивности коллекторов на стадиях перфорации, глушения и ремонта скважин / С. Рябоконт, Б. Мартынов, М. Ламосов, А. Бояркин. // Технологии ТЭК. № 1, 2007. – С.26 – 33.*
2. *Амиян А.В. Применение пен для ремонта и освоения газовых скважин с АНПД / А.В. Амиян, Н.П. Васильев // Газовое дело. № 6, 1972.*
3. *Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта / Л.А. Магадова, М.А. Силин, Е.Г. Гаевой, В.Л. Заворотный, Д.Ю. Елисеев, Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С.72 – 80.*

УДК 622.276:622.279

В.П. Рубель, к.т.н., доцент,
В.Ю. Кульбака, магістрант
В.О. Заєць, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ДОРОЗРОБКИ РЕШЕТНЯКІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ KAPPA-WORKSTATION

За останні роки значно зріс інтерес до робіт в області розробки й експлуатації нафтових і газових родовищ, пов'язаних з відновленням та підвищенням продуктивності видобувних і нагнітальних свердловин.

Цей інтерес фахівців і менеджерів був викликаний тим, що в багатьох (або майже в усіх) нафтогазовидобувних країнах накопичилася велика кількість свердловин, у яких у результаті падіння пластового тиску, обводнення, забруднення привибійної зони свердловин різними відкладами різко (аж до зупинки припливу пластових флюїдів) знизилася продуктивність. У деяких регіонах, особливо у Західному Сибіру з'явилася велика кількість законсервованих свердловин та тих, що простоюють. Цей фонд перебуває за межею рентабельності. З точки зору ринкової економіки недоцільна подальша експлуатація цих свердловин (з добовими дебітами по нафті 0,5 – 1 тонна і по газу 5 – 10 тисяч кубометрів).

З цих самих причин на сьогодні в Україні близько 30% фонду видобувних газових свердловин простоюють. Тому гостро стоїть питання обґрунтування ефективних методів дорозробки Решетняківського нафтогазоконденсатного родовища.

На сьогоднішній день розвиток нафтогазової галузі не стоїть на місці, а розвивається завдяки різним програмним комплексам, які створюють компанії Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions, Petroleum Experts. Використання сучасних програмних засобів, які можуть проводити моделювання, таких як MBAL від Petroleum Experts, дозволяє ефективно розробляти та управляти газовими родовищами, забезпечуючи оптимальний видобуток.

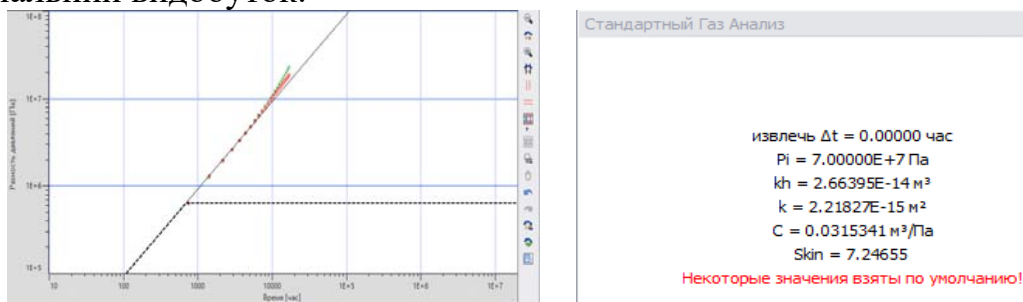


Рисунок 1 – Результати аналізу даних тиску і дебіту

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

Модуль Saphir дозволяє розрахувати параметри пласта-колектору, з якого буде проводитись видобуток вуглеводнів: площу – 9,29 км², поровий об'єм – 15,62 млн. м³, загальний об'єм – 111,57 млн. м³.

У результаті отримали позитивне значення скін ефекту, що говорить про низьку проникність .

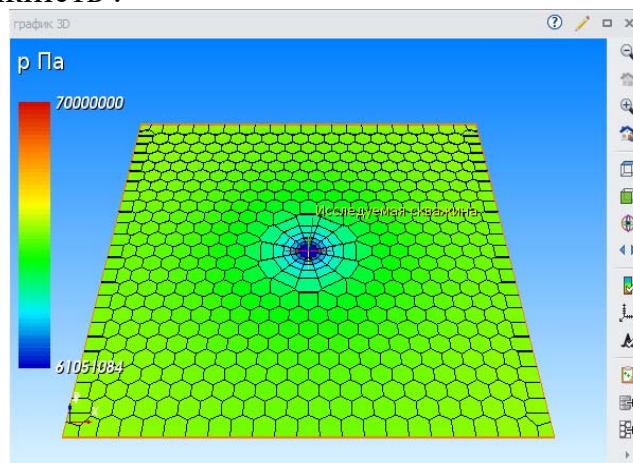


Рисунок 2 – Моделювання зміни тиску по свердловині

У програмному забезпеченні KAPPA-Workstation на основі введених вихідних даних провели аналіз, згідно якого в процесі експлуатації свердловини з часом відбувається поступове падіння пластового тиску і зниження дебіту свердловин. Зокрема, пластовий тиск впав з 70,0 МПа до 47,0 МПа, а дебіт знизився з 300 до 187 тис. м³/добу протягом 24 місяців.

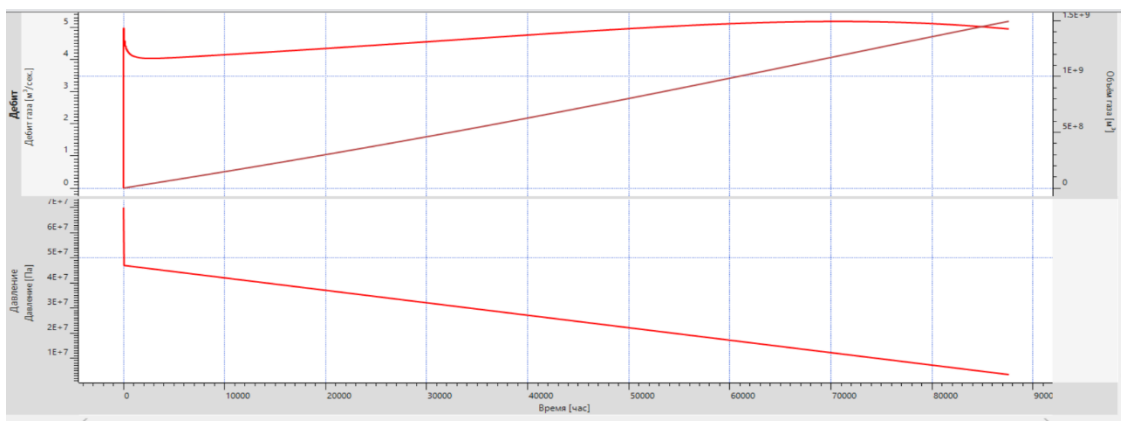


Рисунок 3 – Графічна залежність прогнозованих даних тиску і дебіту на режимі постійно падаючого тиску

Враховуючи вихідні дані і фільтраційно-ємнісні властивості заданого пласта-колектора, ми виконали прогнозні розрахунки на режимі постійного зниження вибієного тиску протягом 10 років. Таким чином, нам вдалося стабілізувати дебіт і навіть досягти його незначне зростання. Але після прогнозних 8,5 років розробки горизонту (3125 діб) дебіт все ж таки розпочне знижуватися. В кінцевому результаті ми отримаємо сумарний

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

накопичений видобутку на рівні 1494,85 млн. м³ в кінці 10-го прогнозного року.

Література

1. Корективи технологічних показників розробки Східно-Полтавського ГКР з ДКУ на УКПГ/КАРПАТИГАЗ. Фик І. М., Куль А. Й. – Х., 2013. – 254 с.
2. Manual Kappa-Workstation 2019. – 991 с.
3. Білецький, В.С. Моделювання у нафтогазовій інженерії. Львів: «Новий Світ – 2000», Харків: НТУ «ХПІ», 2021. – 306 с.
4. Диняк О. В. Навчальний посібник з навчальної дисципліни «Інженерно-геологічне моделювання» /О.В Диняк – Інтернет-ресурс Київського нац. ун-ту ім. Т. Шевченка. – geol.univ.kiev.ua – 149 с.
5. Матківський С.В., Ковальчук С.О., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. №.2(75). С. 43–51.

УДК 622.279:622.276.66

*Д.В. В`язовський, магістрант
Д.В. Чермашенцев, магістрант
І.І. Ларцева, к.т.н., доцент*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ ВАЖКОВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ УЩІЛЬНЕНИХ ПІСКОВИКІВ СЕМИРЕНКІВСЬКОГО ГКР ШЛЯХОМ ПРОВЕДЕННЯ ГРП

Обсяг видобутку природного газу в Україні сьогодні складає близько 20 млрд м³ на рік, проте ця величина не задовольняє потреб країни. Україна досі є імпортозалежною, а обсяг власного видобутку продовжує падати, що пов'язано не тільки з воєнним станом, а й неефективною розробкою залишкових запасів, виснаженістю родовищ понад 80% тощо.

Газ ущільнених пісковиків (проникністю зазвичай не більше 0,1 мД) діючих родовищ є доступним ресурсом, який дозволить отримати приплив газу промислового значення і наростити обсяги видобутку за умови застосування сучасних технологій інтенсифікації, виявлення продуктивних горизонтів та первинного і вторинного розкриття продуктивних горизонтів у свердловинах.

Семиренківське ГКР розташоване в Шишацькому районі Полтавської області. В тектонічному відношенні воно знаходиться в осьовій зоні центральної частини Дніпровсько-Донецької западини на північно-західному продовженні Солохівсько-Диканського структурного валу. На Державний баланс родовище прийняте в 1990 році. Промислово газоносними є відклади верхньовізейського під'ярусу (рис. 1). Початкові

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

запаси газу оцінені в 22 млрд м³ газу. Для їх вилучення планувалося буріння 41 свердловини з середніми дебітами 80 – 250 тис м³/добу.

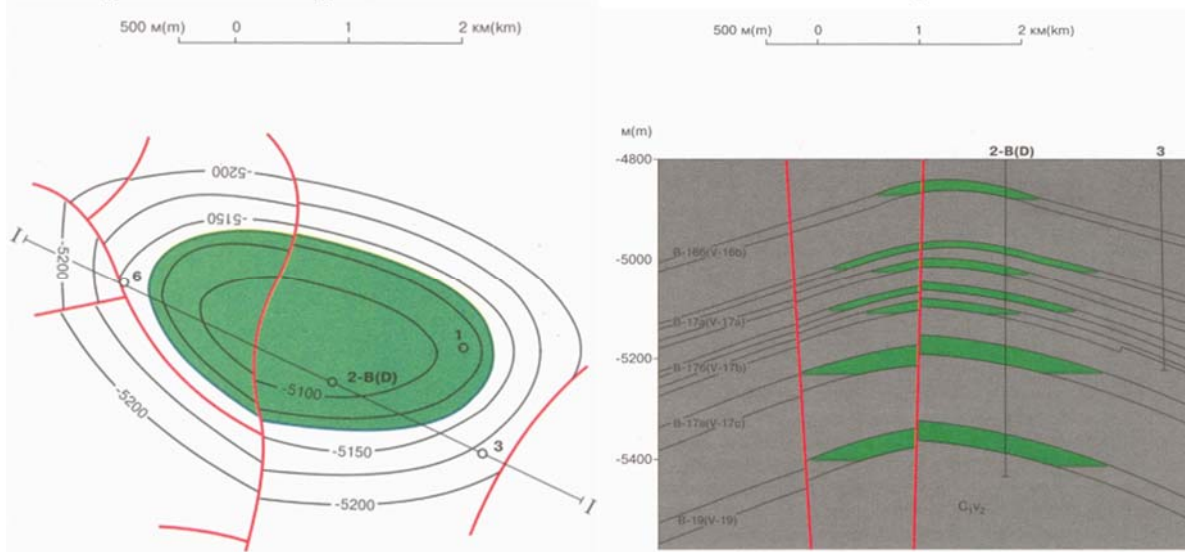


Рисунок 1 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-176 та геологічний розріз продуктивної частини по лінії I-I [1]

У 2017 році було проведено 3-Д сейсмозрозвідку і розвідувальне буріння. Геологічна будова родовища виявилася значно складнішою з високими ризиками буріння – замість 8 раніше виявлених покладів встановлено 21 літологічно і геометрично не витриманих. Площа зменшилася в 2 рази. За результатами буріння й аналізу кернів виявилось, що більш як третина запасів родовища є важковидобувними запасами ущільнених пісковиків. Граничне значення пористості 7,5 – 8,5%. З 2019 по 2022 рік пробурено ще 10 свердловин на ущільнений газ. Тільки для основного об'єкту експлуатації В-19 приріст склав 2,5 млрд м³. Сейсмічними дослідженнями та пошуковим бурінням нам великі глибини, визначено «sweet spot» в ущільнених пісковиках горизонтів В-17, В-18 на глибинах 5,5 км. Відкрито відклади ХІІа м.ф.г. на глибинах до 6,5 км та зони розуцільнення порід в девоні на глибинах до 7,3 км. Економічна ефективність геолого-розвідувальних робіт становить 295 млн USD. Прирощено в процесі дорозвідки 9 млрд м³ запасів газу, з них 4 – ущільнені пісковики (раніше запаси з невизначеним промисловим значенням); 5 – глибокі горизонти (6 – 7 км). [2].

Понад десяток країн, у тому числі США, Канада, Китай, Венесуела, Австралія, Мексика, Аргентина, Індонезія, росія, Єгипет і Саудівська Аравія, намагаються розробляти родовища ущільнених колекторів. Найбільших успіхів досягли США, Канада та Китай [3]. Для видобування ущільненого газу сьогодні використовують технологію буріння

СЕКЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ»

вертикальних та горизонтальних свердловин з подальшим проведенням гідророзриву пласта (ГРП) (рис. 2).

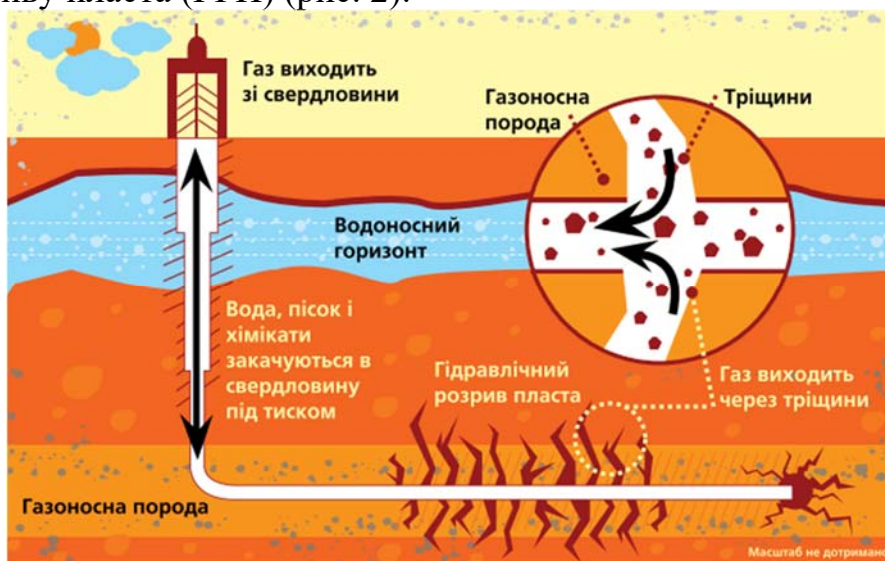


Рисунок 2 – Проведення ГРП у горизонтальній свердловині

В Україні напрацьований успішний досвід упровадження ГРП. Наприклад, Укргазвидобування за понад 5 років виконала 627 таких операцій. Понад 80% операцій ГРП дають позитивний ефект [4]. Основними технологіями ГРП є: операції на азотно-пінній основі; із застосуванням гелевих систем; із закачуванням в'язких рідин з понижувачем тертя (HVFR системи). В середньому добовий дебіт свердловин після проведених ГРП збільшується у 6 разів. Наприклад, на свердловині №90 Чутівського родовища дебіт зріс у 40 разів.

Вертикальна свердловина глибиною 4000 м може коштувати приблизно 5 млн доларів, а горизонтальна – понад 25 млн. Проте останні дозволяють отримати високі дебіти газу навіть із ущільнених колекторів.

Таким чином, визначено, що Семиренківське ГКР має значні запаси газу ущільнених колекторів (близько 24 млрд м³), які розподілені на глибинах більше 5000 м і потребують дорозвідки. Встановлено, що для розкриття ущільнених пісковиків ефективним є використання горизонтальних свердловин з подальшим проведенням гідророзривів пласта.

Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О.Федишин, Б.І. Деніга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
2. Гафич І. Нерозкритий потенціал діючих родовищ і можливості нарощування видобутку газу в Україні / І. Гафич // Нафта і газ України. - №11 (90). 2022. С. 30 – 53.
3. Cheng M, Wei Y, Ji G, Ning B and Zhao M (2023), Differences in production decline characteristics of horizontal wells in tight gas sandstone reservoirs with different qualities: A case study of the Sulige gas field, Ordos Basin. *Front. Energy Res.* 10:952454. doi: 10.3389/fenrg.2022.952454.
4. Річний звіт 2020. – НАК «Нафтогаз», 2021. – 257 с.

УДК 622.3:553.9

В.В. Крицький

Ю.Г. Дяченко

Полтавський фаховий коледж нафти і газу Національного університету
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ТЕХНОЛОГІЯ ТЕРМОХІМІЧНОЇ ДІЇ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДИСПЕРСНОЮ СИСТЕМОЮ НА ОСНОВІ НІТРАТУ КАРБАМІДУ

Ефективність обробок привибійних зон пластів на родовищах з парафіністими та асфальто-смолистими нафтами підвищують, використовуючи методи термохімічної дії на привибійну зону пласта. Наприклад, ефективної термохімічної дії можна досягнути при взаємодії нітрату карбаміду з нітратом натрію. Використання цих реагентів дає змогу підвищити температуру оброблюваної зони пласта в середньому на 250 – 270°C, якої цілком достатньо, щоб розплавити парафіністі та асфальто-смолисті відкладення, що знаходяться в ній [1].

Ефективність використання азотної кислоти і композицій на її основі полягає в тому, що і сама кислота, і продукти її реакції з породою пласта знижують в'язкість нафт з великим вмістом асфальто-смолянистих речовин. Окрім цього, продукти реакції азотної кислоти з породою пласта здійснюють деемульгуючу дію на обводнену пластову нафту [2].

Оскільки один з компонентів – нітрат карбаміду – у водних розчинах розпадається на карбамід і азотну кислоту й стає корозійно-активним, то цей компонент реакції вводиться в свердловину у вигляді дисперсної системи у вуглеводневій рідині (наприклад, дизельному паливі, конденсаті) [1].

Нітрит натрію розчиняють у мінімальній кількості прісної (або пластової) води. При контакті дисперсної системи нітрату карбаміду з водою комплексна сіль азотнокислого карбаміду розпадається на початкові компоненти – азотну кислоту та карбамід, які взаємодіють між собою та з нітритом натрію, виділяючи велику кількість тепла:



де Q – тепловий ефект реакції, розрахований за законом Геса, який становить 789 кДж [2].

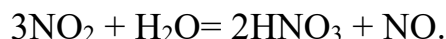
Кількість тепла, що виділяється при цьому, достатня для розплавлення асфальто-смолопарафінових відкладів і розчинення їх в дизельному паливі або конденсаті [2].

Оскільки азотна кислота вводиться в реакційну суміш в не корозійно-активному вигляді, тобто у вигляді нітрату карбаміду зі співвідношенням компонентів (карбамід і азотна кислота) 1:1, то для того, щоб нітрит натрію

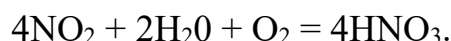
СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

прореагував повністю, необхідно, щоб 1 моль нітриту натрію взаємодіяв з 2 молями нітрату карбаміду [1].

При окиснювально-відновній взаємодії атомів азоту різної валентності, які входять до складу компонентів термохімічного процесу, отримують ряд сполук, що містять азот, разом з істотними об'ємами бурого газу – двооксиду азоту (NO₂). При контакті двооксиду азоту з водою утворюється азотна кислота (реакція екзотермічна і також супроводжується з виділенням тепла):



Якщо розчинення двооксиду азоту у воді відбувається за наявності кисню, основна кількість двооксиду азоту перетворюється на азотну кислоту і таким чином концентрація азотної кислоти, яка взаємодіє з породами пласта, підвищуючи його властивості фільтрації, ще більше зростає:



Отже, внаслідок взаємодії нітриту натрію з нітратом карбаміду не тільки виділяється велика кількість тепла, що дає змогу прогріти значний об'єм пласта і досягти розплавлення парафінистих і асфальто-смолистих відкладів, але й утворюється азотна кислота, яка взаємодіє з породами пласта і як кислота, і як окисник, збільшуючи властивості фільтрації обробленої зони [1].

Технологія термохімічної дії на привибійну зону пласта дисперсною системою на основі нітрату карбаміду полягає в послідовному закачуванні в свердловину по НКТ при відкритому затрубному просторі водного розчину нітриту натрію, буферної рідини (дизпаливо), дисперсної системи нітрату карбаміду в дизпаливі. Закачування проводиться до моменту витіснення розчину нітриту натрію в затрубний простір (об'єм закачування реагентів у цей момент повинен дорівнювати об'єму НКТ плюс об'єм розчину нітриту натрію). Після витіснення розчину нітриту натрію в затрубний простір, переходять до одночасного продавлювання розчину нітриту натрію та дисперсної системи нітрату карбаміду в дизпаливі насосними агрегатами по НКТ і затрубному простору в пласті. Після свердловина залишається на реагування робочих розчинів в привибійній зоні пласта впродовж певного часу. Після закінчення часу реагування слід провести освоєння свердловини компресором і запустити її в експлуатацію.

Література

1. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю.Д. Качмар, В.М.Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с.
2. Булатов А.І. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика / А.І. Булатов, Ю.Д. Качмар, О.В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.

УДК 622.276.65*С.В. Ночовний, магістрант**О.В. Михайловська, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»***ПОКРАЩЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ
ТЕХНОЛОГІЇ ПАРОЦИКЛІЧНОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТ**

На даний час залучення у розробку запасів високов'язкої нафти є одним із складних та актуальних завдань паливно-енергетичного комплексу країни. При розробці нафтових родовищ, що містять високов'язкі нафти, термічні методи підвищення нафтовіддачі пластів не мають альтернативи. Найпоширенішими серед термічних методів є паротеплові методи. Впровадження проектів з паротеплового впливу починається з пароциклічних обробок свердловин, які характеризуються швидшим періодом окупності та нижчим паронафтовим відношенням з паротепловою дією на пласт. Як показує досвід розробки вітчизняних та зарубіжних родовищ із застосуванням теплового впливу, ефективна реалізація технології пароциклічних обробок свердловин вимагає ретельного врахування геолого-фізичних характеристик пласта, а також наукового обґрунтування параметрів процесу.

Здійснення пароциклічних обробок свердловин потребує значних капітальних та енергетичних витрат. Тому, пошук та розробка методів, спрямованих на підвищення енергетичної та техніко-економічної ефективності паротеплових обробок є актуальним народно-господарським завданням, що дозволяє покращити техніко-економічні показники методу та залучити до активної розробки покладу високов'язких нафт.

Метою дослідження є розробка комплексних технологічних рішень, що забезпечують підвищення ефективності технології пароциклічних обробок свердловин у шарувато-неоднорідних пластах з в'язкою нафтою.

Запропонована в роботі удосконалена технологія паротеплового впливу на пласт спрямована на скорочення тривалості періоду між закінченням нагнітання пари та початком видобутку нафти, що дозволяє збільшити енергетичну ефективність обробки за рахунок більш раціонального використання введеного в пласт тепла та зменшити втрати видобутку нафти внаслідок виключення свердловини з роботи [1].

Сутність удосконаленої технології. Безпосередньо після завершення нагнітання пари у свердловину закачують розрахункову об'ємівку рідини, що її охолоджує. Найпростіше при цьому використовувати звичайну ненагріту воду з температурою не нижче за пластову. Однак, для запобігання температурним навантаженням на свердловину, температуру рідини, що закачується рекомендується знижувати поступово від температури пари до температури ненагрітої води, $T_p \geq T_{пл}$. Відразу після

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

закачування охолоджуючої рідини свердловину пускають в експлуатацію [2].

Встановлено, що застосування запропонованої технології ПТОС дозволяє збільшити ефективність методу. Для розглянутих геолого-фізичних характеристик моделі приріст додаткового видобутку нафти залежно від кількості закачаного пара становить від 4,5% до 118,3%, зменшення паронафтового фактору – від 4,3% до 54,2%, зниження тривалості обробки – від 2,3% до 9,2%.

Література

1. Даниленко В.А., Нагорний В.П. Технологічний комплекс для інтенсифікації видобутку енергоносіїв // *Наука та інновації*. — 2006. — Т. 2, № 5. — С. 34–40
2. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.1. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.

УДК 622.276.63

*М.В. Матяш, магістрант
М.В. Петруняк, к.т.н., доцент*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КИСЛОТ НА КАРБОНАТНІ ПОРОДИ

Збільшення кількості вуглеводнів, що видобуваються з продуктивних горизонтів, є одним з найбільш важливих завдань розробки родовищ. В Україні, де більшість родовищ нафти і газу знаходяться на пізній стадії розробки і видобуток постійно падає, основною задачею є буріння нових свердловин, освоєння нових продуктивних горизонтів чи інтенсифікація припливу вуглеводнів у працюючих покладах.

Головним нафтогазовидобувним регіоном України є Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) – це геологічна структура, розташована у південній частині Східно-Європейської платформи на території Білорусі та України. Колектори в основному утворені карбонатними породами.

Карбонатні породи – це осадові утворення, які містять понад 50% карбонатних мінералів, такі як кальцит, доломіт, сидерит і магнезит. Вони характеризуються наступними фізико-хімічними характеристиками: відкрита пористість, абсолютна проникність, фазова проникність, густина породи та карбонатність.

Для інтенсифікації карбонатних колекторів застосовують і наступні методи:

- механічні: гідропіскоструменева перфорація, гідравлічний розрив пласта, вібраційна обробка;
- теплові: нагрівання вибою гарячою парою або нафтою, внутрішньопластове горіння;

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

– хімічні: кислотні обробки під тиском, лужне заводнення, кислотні ванни, пінно-кислотні обробки.

Для впливу на привибійну зону пласта в породах, що містять більш ніж 20 % карбонатів або в піщаних породах з цементуючим матеріалом, що складається з карбонатів кальцію або магнію, широко використовують кислоти, основною з яких є соляна кислота – HCl.

Родовище розташоване в Машівському районі Полтавської області на відстані 5 км від смт Машівка. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Родовище було відкрите у 1962 р.

Для дослідження було взято керн із свердловини №9 загальним метражем 4м, перед дослідом був проведений люмінесцентно-бітумний аналіз для виявлення вуглеводневих сполук та подальшого їх видалення.

Досліди було проведено на установці для дослідження проникності керну в пластових умовах (УДПКПУ). Данна установка дає змогу досліджувати керн в умовах, що дорівнюють пластовим. В процесі досліджень були проведені заміри проникності, а також фільтрація кислотних композицій при пластовому тиску 11,5 МПа та температурі 92 °С. Всього було проведено 4 досліди з 4-ма кислотними композиціями. Проникність до та після прокачування кислот визначалась наступним шляхом: через зразок керну пропускають азот під тиском заміряючи перепад тиску та витрату азоту за певний період часу.

Дослідження показали, що:

- Композиція №1 покращила значення проникності у 1,4 рази;
- Композиція №2 (15 % HCl + 0,3 % неонол + 0,5 % марвелан інгібітор корозії), виявилась найбільш оптимальною, коефіцієнт проникності після досліду зріс у 2,7 разів, що в теорії дозволить збільшити дебіт з 1,3 тис. м³/добу до 3,6 тис. м³/добу;
- Композиція №3 покращила значення проникності у 1,7 раз;
- Композиція №4 погіршила значення проникності у 7,8 раз, тому що КМЦ, який входить до складу частково або повністю піддався руйнуванню, що призвело до забруднення керну, а відповідно і погіршенню його фільтраційних властивостей.

Згідно розрахунків дебіт свердловини після застосування кислотної композиції №2 зросте у 2,7 раз з 1,3 тис. м³/добу до 3,6 тис. м³/добу.

Література

1. Вишва С.А. Аналіз ємнісних властивостей карбонатних порід нижнього карбону Руденківсько-Пролетарської НГО за результатами ГДС та петрофізики / С.А. Вишва, І.М. Безродна, О. Козіонова // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – №1. – К.: Київ. нац. ун-т ім. Т. Шевченка, 2012. – С. 16-27.
2. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації/ М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко, Р.Р. Матушек // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – №2. – С. 19-27.

УДК 622.276.63*А.О. Кругляк, магістрант**М.М. Чорба, магістрант**В.М. Загоруйко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ТЕХНОЛОГІЇ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ КОМБІНОВАНИМИ КИСЛОТНИМИ РОЗЧИНАМИ

Для збільшення проникності колекторів нафтових, газових і нагнітальних свердловин після буріння, під час експлуатації і ремонтних робіт пропонуються до впровадження вдосконалені технології кислотних обробок.

Для збільшення проникності шаруватих колекторів із значною неоднорідністю по проникності, а також, для впливу на пласт при значному вмісті води в продукції свердловин пропонується технологія селективної кислотної обробки.

Ефективність кислотних обробок свердловин залежить від концентрації кислоти, її кількості, тиску при обробці, температури на вибої, характеру порід та інших факторів. Для проведення кислотних обробок обсяг, і концентрація розчину кислоти плануються для кожного родовища і кожної свердловини індивідуально, так як точно підрахувати ці параметри важко. Кислоту за допомогою спеціальних установок у лабораторних умовах проганяють через керн, видобутий із певної свердловини, для подальшого вирішення що робити з кислотою, збільшувати чи зменшувати її концентрацію. Дуже важливо щоб дослідження були максимально точні, оскільки неправильний підбір кислоти чи її концентрації негативно в майбутньому вплине на обладнання свердловини чи на сам видобуток флюїду.

Основне призначення кислотної обробки полягає у закачуванні кислоти в пласт по можливості, на значну відстань від стінки свердловини з метою розширення розмірів мікротріщин і каналів, поліпшення їх зв'язку між собою, що збільшує проникність системи та дебіт (прийомистість) свердловини.

За ретельно підбраної рецептури метод ефективний на всіх етапах розробки покладу і дає можливість значно збільшити дебіти. Проте через неправильні розрахунки проведені в лабораторних умовах, помилках при закачуванні кислоти в свердловину, або не відповідної умовам пласта кислоти, процес інтенсифікації може негативно вплинути на роботу свердловини в цілому. Тому лабораторні дослідження кислотних розчинів інтенсифікації є важливою складовою самого процесу інтенсифікації.

Для підбору ефективних розчинів проводились лабораторні дослідження кислотного складу для ефективної обробки карбонатних

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

коллекторів. Розчин базувався на органічних кислотах з використанням метилацетату в якості розчинника. Початково у складі використовується до 20 % мас. оцтової кислоти (та до 10 % мас. мурашиної при необхідності), що дозволить, при контакті з карбонатами та зі зв'язаною водою, починати реакцію розчинення поверхні тріщини чи порового каналу.

Дослідження розчину інтенсифікації проводилося на штучних та натуральних карбонатних кернах за допомогою фільтраційної установки.

Штучні керни формувались із карбонатної муки з додаванням кварцового піску та бентонітової глини (по 10 % мас.). Після ретельного змішування до суміші додавали 10% маси води, знову ретельно перемішували та під тиском у 40 бар формували циліндри висотою та діаметром 30 мм. У результаті всі зразки мали однаковий склад та середню проникність 1,5 – 3,5 мД.

На штучних зразках, за допомогою фільтраційної установки проводилися дослідження різних складів рідини при депресіях від 5-8 бар. При високих депресіях зразки частково руйнуються або в них утворюються глибокі каверни. При низьких депресіях проникність зразків збільшувалась в середньому в 3 – 6 разів при концентраціях оцтової кислоти у 10 – 20% (мас).

При випробуванні реального керну карбонатної гірської породи досліджувались зразки керну з глибини 4400 – 4800 м, середньою пористістю 11,1 %, карбонатністю 41 %, проникностями відповідно 2,5; 2,2 та 4,2 мД.

За допомогою фільтраційної установки УДПК-1 створювалась подача крізь зразки 3-х порових об'ємів рідини (при тисках 220 бар), після чого подача зупинялась і під тиском зразки витримувались 24 години після чого проводилось вимірювання проникності по азоту.

Аналіз досліджень показав, що в результаті поведеного експерименту проникності зразків збільшились відповідно до 7,9; 6,1 та 17 мД, тобто у середньому проникність зросла у 3,1 рази, що свідчить про високу ефективність розробленого розчину інтенсифікації. Отже, склад має високу ефективність, малу корозійну активність, низьку в'язкість та, як наслідок, високі показники фільтрації. Це сприяє глибокому проникненню розчину в пласт та збільшенню радіусу оброблення привибійної зони свердловини.

Література

1. Economides, M. J. *Reservoir Stimulation* / M. J. Economides, K. G. Nolte. – 3th Edition. – John Wiley & Sons, Ltd., 2000.
2. Кислотная композиция для увеличения продуктивности скважин низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов / Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М. // *Технологии нефти и газа*. 2010. № 1 (66). С. 41-45.
3. Ismail Mohamed El-Halib. *Production Improvement of Formation Damaged Wells by Proper Acid Treatment II paper SPE 128433*:- 2010.

УДК 622.276.6

*О.С. Куць, магістрант**О.Д. Лисенко, магістрант**І.С. Діденко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ

Одним з найбільш поширених, простих в реалізації та водночас ефективних методів інтенсифікації є застосування гідравлічного розриву пласта та використання кислотних обробок. Кислотні обробки привибійної зони пласта, складеного теригенними колекторами, традиційно здійснюються за використанням кислотних розчинів на основі фтористоводневої кислоти (HF). Причиною використання даної речовини є наявність в її складі фторид-іону F⁻, який може вступати у взаємодію з сполуками кремнію такими як діоксид кремнію (SiO₂) та алюмосилкатами, які є основними породоутворюючими мінералами теригенних порід-колекторів.

При застосуванні кислотної обробки в теригенних колекторах, ефективність буде визначатися швидкістю проходження реакції кислотного розчину з породою. Враховуючи високі тиски та температури в пластових умовах, а також питому площу поверхні глинистих часток весь розчин прореагує за породою за короткий час і глибокого проникнення самого розчину в пласт не буде досягнуто. Окрім того в результаті реакції утворюються практично нерозчинні сполуки, такі як фторсилікати, фториди та гідроксиди кремнію, кальцію, заліза, що можуть призвести до кольматації порового простору.

З метою усунення недоліків та збільшення ефективності процесу інтенсифікації до складу кислотних розчинів додаються різні речовини, які регулюють його властивості в широкому діапазоні. Серед яких можна виділити:

- інгібітори або сповільнювачі – для зменшення швидкості реакції,
- інтенсифікатори – для зменшення поверхневого натягу;
- стабілізатори – для утримання продуктів взаємодії у розчиненому стані, а також здійснювати заміну традиційної фтористоводневої кислоти на біфторид амонію або гексафторкремнієву кислоту (H₂SiF₆).

Виконавши аналіз літературних джерел, було встановлено, що для обробки високотемпературних низькопроникних теригенних колекторів використовують розчини на основі кислот HF, HCl з концентраціями 1 – 3% і 8 – 12% відповідно. Тому в якості досліджуваного розчину обираємо наступний склад: 3,7%NH₄F + 10%HCl + 0,05% (катапін А) + 0,05% АБСК + 10%ЕДТА-Na₂ + вода (решта).

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

Використання біфториду амонію NH_4F замість HF дозволяє значно знизити швидкість взаємодії розчину з породою, тим самим сприяючи більш глибокому та рівномірному проникненню кислоти в пласт. При цьому зменшується негативний вплив продуктів корозії внаслідок меншої корозійної активності даного компонента.

Додавання 10 %-ого розчину HCl дозволяє розчинити карбонатні включення гірської породи, а також підтримувати рН середовища на заданому рівні.

Застосування 0,05% розчину Катапіну А, а також 0,05% АБСК дозволяє одночасно сповільнювати швидкість взаємодії кислоти із гірською породою, знизити корозійну активність середовища, а також зменшити поверхневий натяг на межі поділу системи «кислотний розчин – внутрішня поверхня порового простору», в результаті чого досягається збільшення площі поверхні, охопленої кислотним розчином.

Дослід було проведено на зразках кернавого матеріалу Юліївського НГКР (глибина відбору 2900 – 3100 м). Дослідження проводилися на лабораторній фільтраційній установці, за допомогою якої здійснювалося пропускання робочого розчину через кернавий матеріал.

За отриманими результатами можна зробити висновок, що обраний нами розчин показав високу ефективність при обробці керну Юліївського родовища (збільшення проникності +36%). Це пояснюється високим вмістом різноманітних хімічних сполук (заліза, кальцію, магнію, сірки та ін.) у складі гірських порід Юліївського родовища, що підтверджує ефективність використання та високу осадоутримуючу здатність розробленого розчину.

Література

1. *Economides, M. J. Reservoir Stimulation / M. J. Economides, K. G. Nolte. – 3th Edition. – John Wiley & Sons, Ltd., 2000.*
2. Пат. 2244816 РФ, МПК E 21 B 43/27. Кислотный состав для обработки терригенных коллекторов и способ кислотной обработки призабойной зоны пласта / Р.С. Магадов, Л.А. Магадова, Н.М. Николаева, М.Д. Пахомов, В.Б. Губанов, В.Р. Магадова, Г. Чекалина, М.А. Силин, Е.Г. Гаевой, М.И. Рудь, К.И. Зайцев. – № 2003125216/03; заявл. 15.08.2003; опубл. 20.01.2005. Бюл. № 2.

УДК 622.276.64*П.О. Мудрак, магістрант**І.С. Ткаченко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ПОЛІМЕРНОГО ЗАВОДНЕННЯ

Україна та інші країни продовжують активно видобувати нафту, газ та газоконденсат. Запит на нафтопродукти надалі зростає, але водночас спостерігається збільшення кількості родовищ, які наближаються до завершального етапу розробки. Багато з цих родовищ характеризуються важкими гірничо-геологічними умовами, що особливо актуально для карбонатних колекторів. Карбонатні відклади часто включають велику кількість глинистих включень, проявляють неоднорідність у складі, де проникні ділянки чергуються з менш проникними. Це створює додаткові труднощі для фільтрації флюїдів від віддалених зон пласта до свердловин, що може впливати на їх продуктивність.

Існують різноманітні методи для підвищення вилучення нафти, і серед них важливе місце посідає полімерне заводнення. Цей метод здатний впливати на продуктивність свердловин і допомагає покращити ефективність видобутку в умовах низькопроникних карбонатних колекторів.

Метою роботи є вивчення ефективності використання методу полімерного заводнення для видобування залишкових нафт із колекторів з низькою проникністю.

У процесі полімерного заводнення використовують два основних типи полімерів: синтетичний полімер і біополімер. Синтетичним полімером, який користується найбільшою популярністю, є гідролізований поліакриламід (ГПАА), а серед біополімерів найпопулярнішою є ксантанова камедь, яка виробляється шляхом ферментації бактерії *Xanthomas* [1].

За останні 50 років світовий досвід використання полімерного заводнення нараховує десятки успішних проектів. Дані охоплюють широкий діапазон ефективності, де використання полімеру змінюється від 5 до 60 г/т при інтервалі між свердловинами від 15 до 450 м. Середні температурні показники коливаються від 24 до 85°C, а середній рівень в'язкості нафти становить 44 спз. Недавні технологічні розробки дозволяють використовувати полімерне заводнення в умовах, які раніше вважалися непридатними. Так, тепер можна успішно використовувати полімерне заводнення при в'язкості нафти понад 10 000 мПа·с, температурі більше 120 °С, проникність більше 10 мД і мінералізації пластових вод понад 200 г/л [2].

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

У неоднорідних за проникністю пластах при проведенні полімерного заводнення, спочатку насичується зона з найбільшою проникністю, далі відбувається поступове охоплення пласта і витіснення нафтового фронту. Це говорить про гідродинамічну взаємодію усіх зон пласта.

Цікавим є дослідження науковців канадської компанії Interface Fluidics [3] з полімерного заводнення неоднорідних за проникністю пластів, які слугують так званими «пастками» (thief zone) утримання залишкової нафти. «Пастка» складається з 4-х шарів гірських порід, що мають різну проникність. Верхня зона моделі має найбільшу проникність k_1 , нижня зона має відповідно найменшу k_4 . Усі зони перебувають у гідродинамічній взаємодії одна з одною. При проведенні полімерного заводнення відбувається поступове насичення зон пласта: спочатку насичується зона з найбільшою проникністю, далі відбувається поступове охоплення пласта і витіснення нафтового фронту (рис. 1).

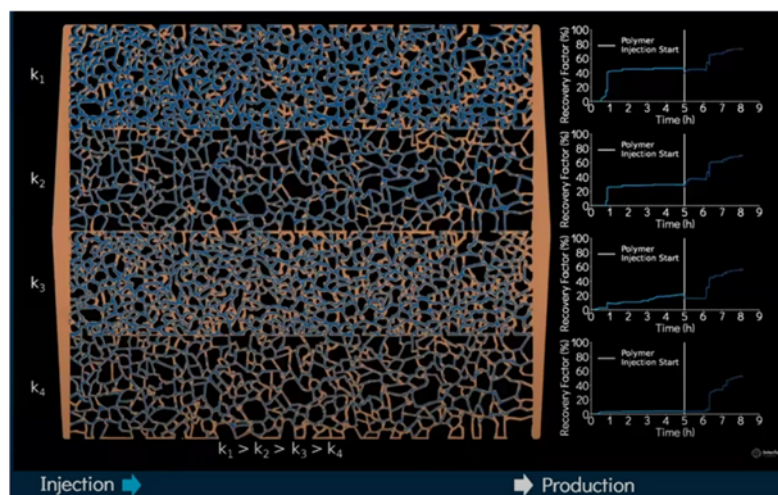


Рисунок 1 – Моделювання полімерного заводнення для неоднорідного пласта (Interface Fluidics) [3]

Моделювання процесу полімерного заводнення є дуже важливим для проектування або оптимізації розробки родовищ, оскільки дають змогу прогнозувати коефіцієнт вилучення нафти та вартість робіт. До основних програмних продуктів, які можуть адекватно змоделювати полімерне заводнення, відносяться наступні: ECLIPSE від Schlumberger, STARS від CMG, і UTCHEM та ін.

Література

1. Thomas Antoine. Polymer Flooding. 2016. DOI: 10.5772/64623
2. Standnes, D. C. & Skjevrak, I. (2014). Literature review of implemented polymer field projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, July 2020. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.24>
3. Interface Fluidics. Polymer Enhanced Oil Recovery. <https://www.youtube.com/watch?v=gF1xFFFw2SY&t=2s>.

УДК 622.276.42*В.П. Рубель, к.т.н., доцент**О.В. Глібкович, магістрант**Д.С. Довгаль, магістрант**О.А. Мащенко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ОБґРУНТУВАННЯ ЗАКАЧУВАННЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ В ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ

Проблеми сьогодення, які переживає вітчизняна нафтова галузь, викликані проблемами геолого-технічного характеру. За останні роки помітно змінилась сама структура запасів вуглеводнів. Найбільш значні родовища, що колись забезпечували великі об'єми видобутку флюїду, вже суттєво виснажені. В наш час років значно зріс інтерес до робіт в області розробки й експлуатації нафтових і газових родовищ, пов'язаних з відновленням та підвищенням продуктивності видобувних і нагнітальних свердловин.

Цей інтерес фахівців був викликаний тим, що в багатьох (або майже в усіх) нафтогазовидобувних країнах накопичилася велика кількість свердловин, у яких у результаті падіння пластового тиску, обводненості, забруднення привибійної зони свердловин різними відкладеннями різко (аж до зупинки припливу пластових флюїдів) знизилася продуктивність. Також, використовуючи стандартні технології, ми не можемо з потрібною ефективністю видобути високов'язку і залишкову нафту, нафту з родовищ з виснаженою пластовою енергією і уникнути високої обводненості. Для досягнення даних цілей необхідно використання таких методів інтенсифікації, як гідродинамічні, теплові, хімічні, біологічні та газові.

У наш час відомі, вивчаються і впроваджуються в промислову практику десятки різних методів діяння на нафтові поклади і підвищення нафтовилучення. Серед них варто виділити метод закачування вуглекислого газу (CO₂) в пласт. Фізична суть методу полягає в хорошій розчинності діоксиду вуглецю в пластових флюїдах, що забезпечує об'ємне розширення нафти в 1,5–1,7 разів, здатність змішуватись його з нафтою (усунення капілярних сил), зниження коефіцієнта в'язкості нафти (від десятків відсотків до кількох разів) і, як наслідок, підвищення коефіцієнта витіснення (до 0,95).

Проте застосування даного газу, як і будь-якого іншого малов'язкого агента, супроводжується зниженням коефіцієнта охоплення (на 5 – 15%), через що збільшення коефіцієнта нафтовилучення може становити лише 7 – 12%.

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

В цій роботі розглянуто методи підвищення нафтогазовидобутку, а саме закачування вуглекислого газу (CO_2) в пласт.

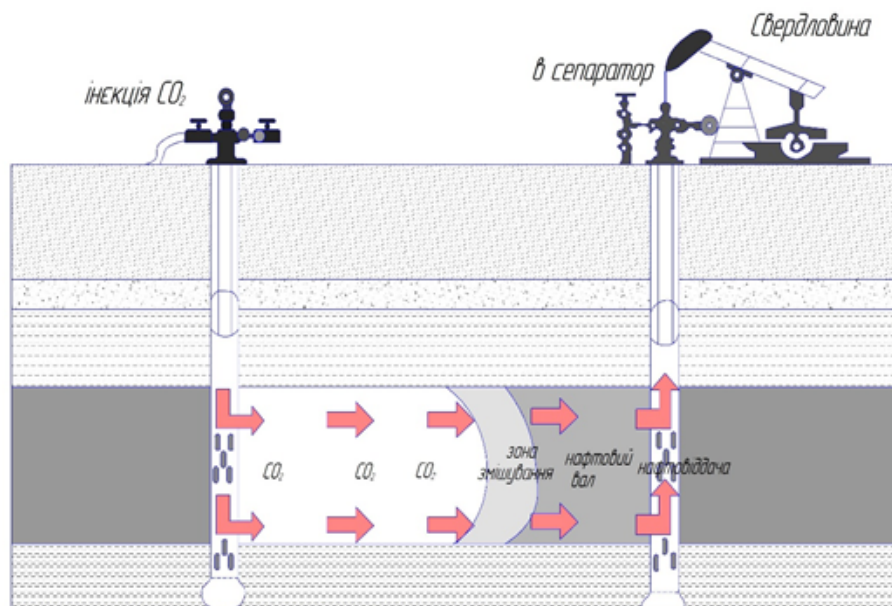


Рисунок 1 – Схема закачування вуглекислого газу в пласт

Отже, суть закачування вуглекислого газу в пласт полягає в наступному (рис. 1): його закачують в пласт по колоні насосно-компресорних труб. Для збереження експлуатаційної колони від корозії і високих тисків нагнітання, створюваних при закачуванні CO_2 в пласт, в нагнітальні свердловини встановлюють пакерувальні пристрої. Гирло свердловини відповідно обладнують типовою арматурою з необхідними приладами для контролю за процесом закачування. Як відомо, при різкому зниженні тиску вуглекислого газу він має здатність переходити з рідкого стану через газоподібне – в твердий (сухий лід). Ця властивість обумовлює підвищені вимоги до обладнання свердловини та інших об'єктів технологічної схеми. Пред'являються підвищені вимоги і до пакетувальних пристроїв. Для захисту експлуатаційної колони від корозії затрубний простір свердловини заповнюють водою з добавкою інгібітора корозії. Запірна арматура гирла повинна бути герметичною і надійною в роботі. Насосні станції з закачування вуглекислого газу, як правило, споруджують з уніфікованих блочних об'єктів, що включають блоки буферних ємностей, насосів, колекторів управління, електроапарати з лініями електропередачі. Всі технологічні трубопроводи насосної станції повинні бути розраховані на тиск з коефіцієнтом запасу 1:4.

Як зазначено вище, вуглекислий газ має здатність переходити з одного агрегатного стану в інший. Він може бути як твердий, так і рідкий чи газоподібний. Це залежить від зміни тиску і температури. Тому він добре володіє нафтовитісняючими властивостями:

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

- 1) Добре розчиняється у воді і нафті й, навпаки, розчиняти в собі нафту і воду;
- 2) Зменшувати в'язкість нафти і підвищувати в'язкість води, знижуючи рухливість води щодо нафти;
- 3) Збільшувати обсяг нафти при розчиненні в ній CO_2 ;
- 4) Знижувати міжфазний натяг на межі нафта – вода, покращувати змочуваність породи водою при розчиненні в нафті і воді і забезпечувати перехід нафти з плівкового стану в крапельний;
- 5) Збільшувати проникність колекторів в результаті хімічної взаємодії вугільної кислоти і скелета породи.

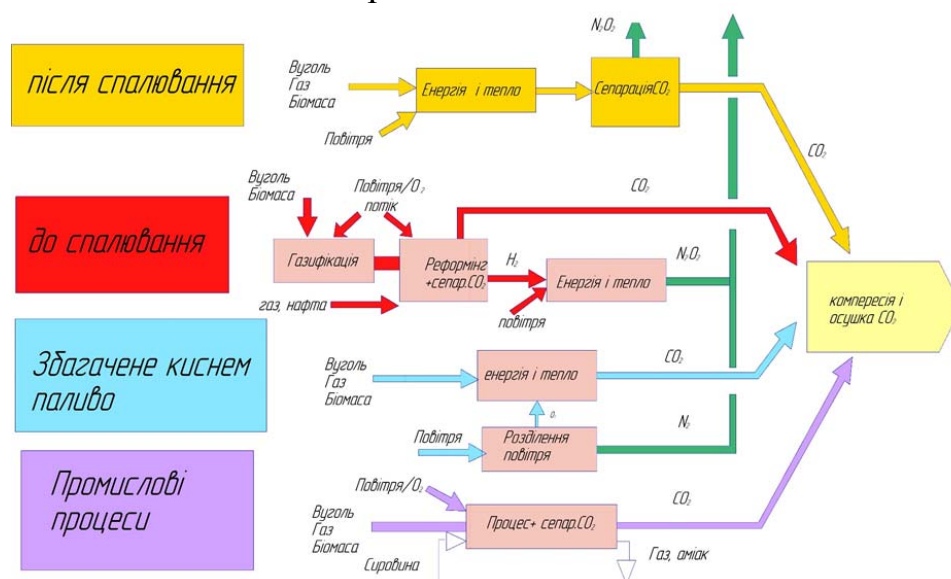


Рисунок 2 – Схема вловлювання вуглекислого газу

Основними джерелами для використання закачування CO_2 в пласт (рис. 2) можуть бути:

- 1) Відпрацьовані гази теплоенергетичних установок;
- 2) Генераторні гази;
- 3) Відходи хімічних заводів і комбінатів;
- 4) Природний газ;
- 5) Продукція родовища або її сумішей з іншими газами;
- 6) Нафтовий газ.

Упровадження результатів досліджень проводили на Артюхівському нафтогазоконденсатному родовищі. В результаті проведених розрахунків отримали, що дебіт свердловини збільшився в 1,85 разів. Також доцільність впровадження закачування вуглекислого газу підтвердилася техніко-економічним розрахунком.

Література

1. Філіпчук, О. О. (2019). Розроблення методів підвищення ефективності та керування газопотоками систем збору газу виснажених родовищ (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ).

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

2. В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Витвицька, О. М. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 78-88.
3. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Величко, В. В., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (4), 127..
4. Кондрат, О. Р., & Кондрат, Р. М. (2015). Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2 (55)), 61-67.

УДК 622.276.6

В.П. Рубель, к.т.н., доцент

В.І. Михайлюк, магістрант

І.П. Борисенко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН В ЗАГЛИНИЗОВАНИХ ТЕРИГЕННИХ ПЛАСТАХ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОМПЛЕКСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ В УМОВАХ РОБОТИ АРТЮХІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

В даний час відбувається як зниження ефективності розроблення продуктивних пластів, так і збільшення частки важковидобувних запасів нафти. Застосовувані технології розробки не можуть забезпечити високі показники коефіцієнта вилучення нафти (КВН) з пластів з важковидобувними запасами [1].

При розробці об'єктів з важковидобувними запасами ключовим моментом є прийнятна для даних геолого-фізичних умов робота свердловини [2]. Можливість регулювання процесу фільтрації в нафтовому пласті визначається станом привибійної зони пласта (ПЗП) усіх свердловин. На родовищах країни широко застосовуються різноманітні методи впливу на ПЗП: фізико-хімічні, гідродинамічні, теплові. Їх успішність не більше 80 %, а в третині свердловин, витрати на проведення впливу перевищують вартість додатково видобутої нафти [3]. Це пов'язано з тим, що при проведенні певного методу обробки ПЗП не до кінця враховуються всі механізми впливу на колектор, а також вибір методу і дотримання технології впливу на ПЗП в конкретних геолого-фізичних умовах проводяться на промислах не на належному рівні. Таким чином, розробка і застосування композицій хімреагентів повинні здійснюватися для конкретних умов пласта [4].

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

Тому метою роботи є підвищення продуктивності свердловин в заглинених теригенних пластах із застосуванням комплексної технології на основі реагентів, що володіють сильними окисними властивостями.

У технології реагентної розглинизації свердловин використовується обладнання і машини, що застосовуються при проведенні підземних ремонтних робіт на свердловинах [5]. У мірниках цементувальних агрегатів (ЦА-320м, 2АН-500) готуються композиційні розчини з порошкоподібних реагентів, які потім по бурильних або насосно-компресорних трубах закачуються в інтервал перфорації. Як водна фаза використовується прісна вода. У холодну пору року для підігріву води, що використовується для приготування розчинів, застосовується пересувна парова установка (ППУ) [6].

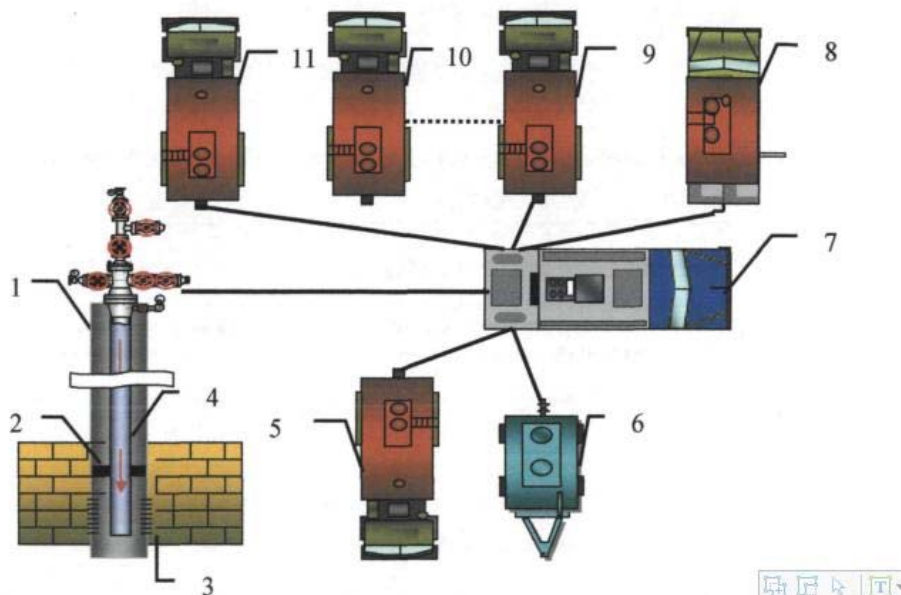


Рисунок 1 – Технологічна схема розміщення обладнання при проведенні обробки ПЗП водним розчином пероксокарбонатів натрію, з метою розглинизації: 1 – свердловина; 2 – пакер; 3 – продуктивний пласт; 4 – НКТ; 5 – автоцистерна (АЦ-10) з технічною водою; 6 – ємність з прісною водою; 7 – насосний агрегат (2АН-500); 8 – автоцистерна (КП-6, 5) з HCl; 9 – цементувальний агрегат (ЦА-320м) з реагентним розчином; 10 – ППУ; 11 – насос-АЦ-10 з ПАР

Запропоновано експрес-метод для оцінки впливу композицій хімічних реагентів на фільтраційно-ємнісні властивості природних зразків гірських порід [7]. Ефективність впливу визначається за ступенем зміни маси зразка. Для обробки були вибрані зразки, що представляють продуктивний заглинений колектор Артюхівського родовища. При проведенні серії статичних експериментів проводили планування експерименту за методом еволюційного планування експериментів. Знайдена точка оптимуму при

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

концентрації пероксокарбонатів натрію в розчині 13% і часу реагування 8 годин.

Зроблена оцінка ступеня впливу зміни ФЄВ при проведенні реагентної розглинізації на добувні можливості свердловин об'єктів Артюхівського родовища. За результатами розрахунків ефект, виражений у відносному прирості дебіту по нафті, в середньому по родовищу становить 11,9%.

Література

1. Філіпчук, О. О. (2019). Розроблення методів підвищення ефективності та керування газопотоками систем збору газу виснажених родовищ (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ).
2. Коцкулич, Я. С. (2008). Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими тисками. PRECARPATHIAN BULLETIN OF THE SHEVCHENKO SCIENTIFIC SOCIETY Number, (1 (1)), 203-211..
3. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, (2 (35)), 111-121..
4. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Витвицька, О. М. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (2), 78-88.
5. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, (2 (35)), 111-121..
6. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Величко, В. В., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (4), 127..
7. Кондрат, О. Р., & Кондрат, Р. М. (2015). Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, (2 (55)), 61-67..

УДК 622.276.65

В.П. Рубель, к.т.н., доцент
М.В. Бумаценко, магістрант
О.О. Ухін, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПРОЕКТУВАННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН КОХАНІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ІНДУКЦІЙНОГО НАГРІВАЧА

Перспективні плани розвитку паливно-енергетичної галузі народного господарства вимагають від працівників нафтової промисловості подальшого збільшення видобутку нафти. Це завдання вирішується не

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

тільки на основі відкриття і розробки нових родовищ, але і підвищенням ступеня вилучення нафти з пластів та ефективності методів розробки та експлуатації нафтових надр. Збільшення сумарного відбору нафти на родовищах всього на кілька відсотків дозволяє отримати додатково мільйони тонн нафти. Для відкриття нових родовищ з такими запасами, на їх розробку, розвідку та облаштування було б потрібно затратити мільярди гривень і значна кількість матеріальних ресурсів. Тому створення нових технологій, що дозволяють збільшити повноту відбору нафти із пластів, є найважливішим народногосподарським завданням.

Підтримку темпів видобутку нафти здійснюється за рахунок введення нових свердловин і раціональної розробки нафтових родовищ. Однак, при всій її величезній економічності ефективності і швидкої окупності капіталовкладень вона володіє істотним недоліком, так як ступінь виробленості пласта навіть за найсприятливіших умов не перевищує 50 % від геологічних запасів, а на родовищах, що містять високов'язкі нафти, коливається від 2 до 10%.

В останні роки ведеться дослідне застосування методу індукційного впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) апаратурою на каротажному кабелі. Проте процеси, що відбуваються в свердловині і пласті при цьому впливі, вивчені недостатньо і, отже, не оптимізована методика впливу стосовно до різних категорій свердловин. Крім того, не розроблено технологію контролю за процесом впливу. Тому становлять інтерес теоретичні, експериментальні та промислові дослідження індукційного нагріву привибійної зони пласта із створенням ефективних методів контролю за процесом впливу.

Термоімпульсний метод може бути реалізований як із застосуванням насосно-компресорних труб [1], так і з застосуванням свердловинного обладнання на каротажному кабелі [2].

Технологія із застосуванням насосно-компресорних труб (рис. 1) є досить ефективною, продуктивність окремих низько дебітних свердловин зростає в 2 – 4 рази. Тривалість ефекту становить більше одного року. Укомплектований пристрій на кабелі-тросі опускається в свердловину в заданий інтервал обробки. При подачі електричного імпульсу спрацьовує вузол займання, що призводить до займання термоімпульсна, до прогрівання пласта і розплавлення асфальтено-смолистих кольматуєчих елементів. Після згорання термоджерела відбувається розгерметизація імпульсної камери. Свердловинна рідина спрямовується в порожнину камери, захоплюючи за собою розплавлені кольматуєчі елементи, очищуючи привибійну зону пласта.

Перевагою представленого термоімпульсного пристрою є те, що роботи виконуються силами каротажної партії.

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

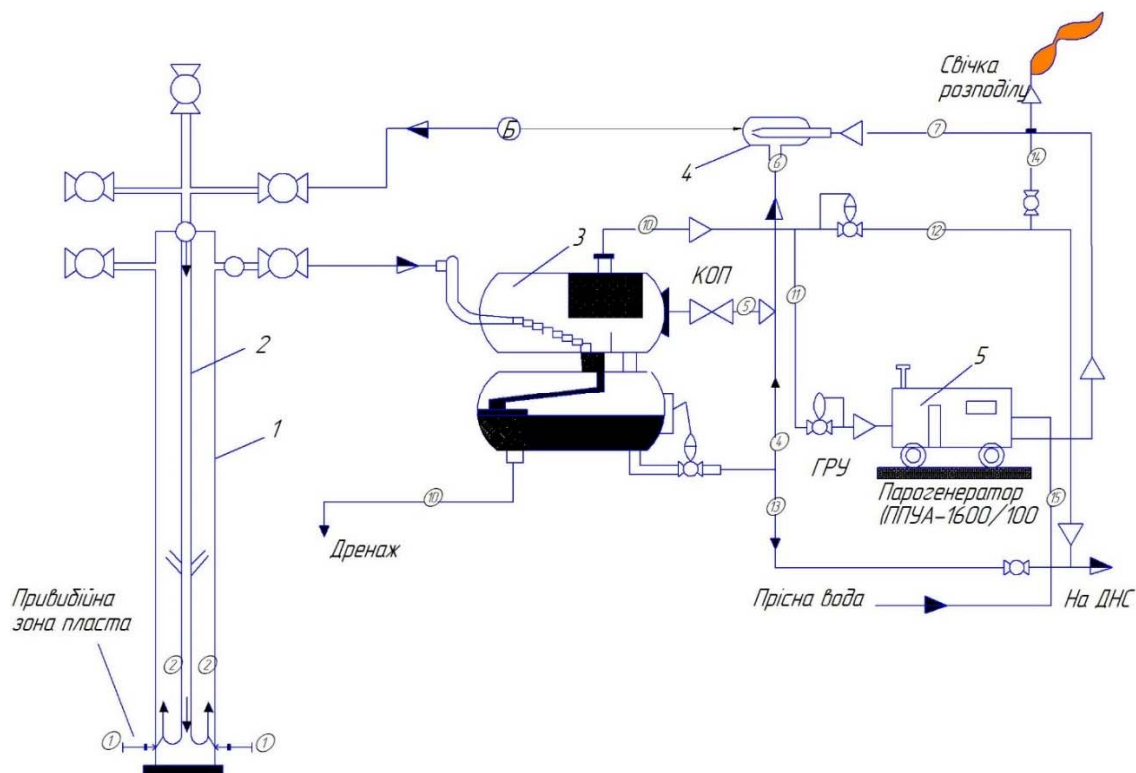


Рисунок 1 – Принципова схема термоімпульсної обробки: 1 – привибійна зона пласта, 2 – насосно-компресорна трубу, 3 – імпульсні камери, 4 – вузол займання, 5 – парогенератор ППУА-1600/100, 4 – 5 – напрямки руху

Література

1. Рой, М. М., & Ластовка, В. Г. (2016). Освоєння та інтенсифікація припливу вуглеводнів методом миттєвих депресій для розширення межі кондиційності колекторів.– 320 с.
2. Кондрат, Р. М., Дремлюх, Н. С., Угриновський, А. В., & Ксенич, А. І. (2017). Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (2), 90-96.

УДК 622.279:622.276.34

В.П. Рубель, к.т.н., доцент
М.О. Сапун, магістрант
Р.І. Осипенко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИН КОМИШНЯНСЬКОГО ГКР

При проектуванні багатопластових родовищ з різним ресурсно-енергетичним потенціалом та фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЄВ) експлуатаційних об'єктів обґрунтування системи розробки та поверхневого облаштування є складним комплексним завданням.

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

На практиці з метою зниження капітальних витрат на будівництво наземної інфраструктури найчастіше, у тому числі через невизначеність геологічної інформації, застосовується стратегія поетапного введення у розробку об'єктів з однотрубною системою збору газу. При досягненні межі рентабельності до закінчення вироблення залишкових запасів основних об'єктів, що розробляються, випереджаючий введення в розробку інших об'єктів родовища є єдиним економічно виправданим варіантом. У свою чергу, при експлуатації свердловин, що розкривають різні експлуатаційні об'єкти з кущовою схемою обв'язування та однотрубною колекторною системою збору, експлуатація свердловин ускладнюється їхньою взаємодією через шлейф. В даному випадку мінімальний гирловий тиск кожної свердловини визначається протитиском однотрубного газозбірного колектора. У результаті низьконапірні свердловини працюють в оптимальному технологічному режимі й у кінцевому підсумку переходять в недіючий фонд. Ситуація ще більше ускладнюється у разі накопичення пластової рідини на вибої свердловини. У зв'язку з цим цікавить вивчення, розробка і вдосконалення технологічних рішень, вкладених у забезпечення стабільних режимів роботи свердловин за одночасної розробки різних за ресурсно-енергетичним характеристикам і ФЄВ об'єктів. У довгостроковій перспективі подані рішення дозволять підвищити ефективність розробки багатопластового родовища в цілому за рахунок скорочення часу, що витрачається на забезпечення вироблення запасів природного газу.

Обґрунтовано вибір аналітичних залежностей як гідродинамічний критерій умов початку накопичення пластової рідини на вибої свердловин за даними спеціальних промислових досліджень газоконденсатних свердловин. За результатами гідродинамічних досліджень газоконденсатної свердловини показано, що домінуючий вплив на процес «самозадавлювання» надає осадження зважених частинок рідкої фази в ядрі потоку при швидкості висхідного потоку газу в інтервалі 2,3...4,1 м/с.

Запропоновано інтегровану проксі-модель системи «пласт – свердловину – газозбірну мережу», що дозволяє оперативно розраховувати динаміку робочих параметрів групи різнооб'єктних малодебітних свердловин, що продукують двофазною сумішшю в однотрубний газозбірний колектор.

Література

1. Рой, М. М., & Ластовка, В. Г. (2016). *Освоєння та інтенсифікація припливу вуглеводнів методом миттєвих депресій для розширення межі кондиційності колекторів.* – 320 с.
2. Кондрат, Р. М., Дремлюх, Н. С., Угриновський, А. В., & Ксенич, А. І. (2017). *Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (2), 90-96.*

УДК 622.276.6*Н.Г. Друзь, магістрантка**С.А. Борисенко, магістрант**А.А. Каретник, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»***ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ**

В Україні існували всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти й асфальтів. Але ступінь їхньої розвіданості дуже низький. Одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення, в тому числі із залученням фонду родовищ із високов'язкими нафтами.

За загальноприйнятою класифікацією нафти з в'язкістю менше 5 мПа·с вважають малов'язкими, а з в'язкістю 30 мПа·с – високов'язкими. Високів'язкі нафти відносяться до важковидобувних. В'язкість нафти залежить від глибини, умісту в ній різних домішок, наприклад смол, асфальтенів, парафінів тощо.

Використання того чи іншого робочого агента на збільшення коефіцієнту вилучення нафти є одним із визначальних факторів. Усі фізико-хімічні методи в поєднанні з заводненням застосовуються при в'язкості < 30 – 40 мПа·с. Полімерне заводнення рекомендується для нафт із в'язкістю 100 – 150 мПа·с. В будь-якому випадку жоден із цих метод не може бути здійсненим без використання поверхнево-активних речовин. При більшій в'язкості застосовують термічні методи.

Загальний принцип успішного використання ПАР в інтенсифікації видобутку нафти полягає в тому, щоб міжфазний натяг між фазами зменшився до наднизького, в діапазоні 10^{-3} мН/м, щоб подолати капілярні сили утримання нафти в покладі. Сьогодні з усього різноманіття ПАР доволі складно знайти такі, які задовольняли б усім необхідним вимогам одночасно.

Особливості вилучення високов'язких нафт досліджувались для Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища як найбільшого за розвіданими запасами. Родовище знаходиться в Полтавській області. Відкрите в 1977 році свердловиною 1. Має складні поверхневі умови: частина покладів (у плані) співпадає з дорогами, трубопроводами і навіть населеними пунктами. На родовищі пробурено близько 120 свердловин, які розкрили розріз до глибини 5200 м. Продуктивні горизонти високов'язкої нафти виявлені у відкладах башкирського і московського (ярусів середнього карбону (рис. 1).

Сьогодні розробка покладів високов'язких нафт Яблунівського НГКР

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

здійснюється 20 свердловинами, з яких 6 мають горизонтальні закінчення стовбура. Дебіти вертикальних свердловин складають 1 т/добу (і не перевищують 2 т/добу). Для горизонтальних свердловин характерні дебіти 3,5 – 50 т/добу. Розвідані запаси нафти башкирських та московських відкладів становлять близько 50 млн т, де зосереджено понад 90 % усіх розвіданих запасів нафти родовища. Перспективні ресурси нафти в межах родовища сягають 290 тис тонн.

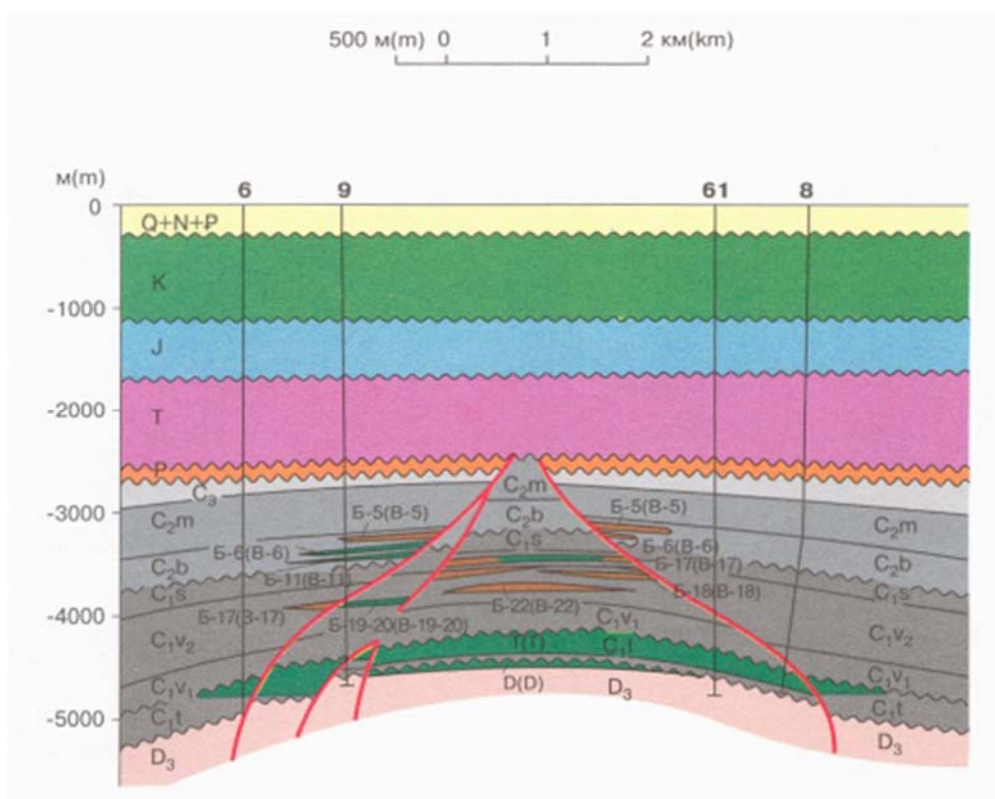


Рисунок 1 – Геологічний розріз продуктивної частини [1]

Нафти Яблунівського НГКР мають високу густину ($> 930 \text{ кг/м}^3$ без розчинника) та характеризуються як дуже важкі нафти; сірчисті (вміст сірки – 2 %); ванадієвого типу (співвідношення $V/Ni > 1$); нафти мають високу температуру застигання [2].

Видобуток, зневоднення, первинне перероблення таких нафт можливі тільки під час розведенні їх газовим конденсатом або прямогонними легкими фракціями з використанням ПАР.

Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О.Федишин, Б.І. Деніга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
2. Фізико-хімічні властивості важких нафт Яблунівського родовища з високим вмістом сірки / П.І. Тонільницький, В.В. Романчук, Т.В. Ярмола, Д.В. Зінченко // *Chemistry, Technology and Application of Substances*. – Vol. 3, No. 1, 2020 – С. 75 – 82.

УДК 622.276.63*Т.В. Журавльова, магістрант**В.А. Лашко, магістрант**М.В. Петруняк, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ДОСЛІДЖЕННЯ ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ ДІЇ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА

Хімічні методи впливу на ПЗП з метою виклику припливу і його інтенсифікації базуються на властивостях гірських порід вступати у взаємодію з деякими хімічними речовинами, а також на властивості деяких хімічних речовин впливати на поверхневі і молекулярно-капілярні зв'язки твердих і рідких фаз в породах. Безпосередньо вивченням особливостей хімічних методів на пласт займалися Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Р.М. Кондрат та інші [1 – 3].

До хімічних методів дії на пласт відносяться різноманітні кислотні обробки, такі як солянокислотна (СКО), глинокислотна, термокислотна, лужна.

В основу цих методів покладено дію на породи привиби́йної зони пласта різних кислот з метою розчинення частин, які забруднюють порові канали, а також для збільшення поперечних розмірів порових каналів. Їх застосовують тоді, коли пласт складений карбонатними породами. До хімічних відносять методи: глинокислотну, пінокислотну, азотокислотну обробки, СКО та інші її різновиди.

Солянокислотна обробка застосовується найчастіше внаслідок простоти технології, наявності сприятливих умов для її застосування і високої ефективності. Вона застосовується при наявності карбонатних колекторів чи пісковиків з карбонатним цементом, також застосовується для очищення привиби́йної зони від забруднення в нагнітальних свердловинах, для розчищення відкладів солей і очищення від глини, цементу і інше [2].

Цей метод заснований на властивості соляної кислоти вступати в реакцію з карбонатними породами чи цементами, утворюючи розчинні сполуки, внаслідок чого в привиби́йній зоні зростає об'єм пор, каналів, пустот.

Солянокислотний розчин – це суміш таких реагентів і матеріалів:

а) соляної кислоти (синтетична, технічна, відповідно з концентрацією не менше, 27,5 - 31%);

б) інгібітора корозії – речовини, що зменшує дію кислоти на обладнання;

в) інтенсифікатора – поверхнево-активні речовини (ПАР) для підвищення ефективності СКО внаслідок покращення винесення продуктів реакції і розширення профілю дії;

СЕКЦІЯ «ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

г) стабілізатора – для попередження випадання осадів окисних сполук заліза, алюмінію, солей кремнієвої кислоти.

Для нейтралізації сірчатої кислоти в солянокислотний розчин перед обробкою додається хлористий барій.

Рецептуру і вид кислотного розчину вибирають залежно від хімічного складу порід, типу колектора і температури.

За технологією здійснення розрізняють такі види солянокислотних обробок: кислотні, звичайні СКО, СКО під тиском, по інтервальні (ступінчасті) обробки.

Можна виділити також:

а) пінокислотні обробки – з використанням керованого солянокислотного розчину у вигляді піни при середньому ступені аерації в нормальних умовах;

б) спиртопінокислотні обробки – ПКО з додаванням метанолу;

в) газокислотні обробки – з азотом або природнім газом із сусідніх газових свердловин;

г) серійні обробки – багатократні з інтервалом 5-10 діб.

Методи хімічного впливу дозволяють:

– очистити і розширити канали для руху флюїду із пласта до свердловини;

– утворити нові канали за рахунок розширення і розчинення матеріалів, які входять до складу породи;

– змінити фазову проникність пласта.

Хімічний вплив на пласт є найбільш розповсюдженим методом інтенсифікації припливу флюїду[1 – 3].

В останні роки поширився асортимент реагентів, які використовуються при хімічних обробках, особливо поверхнево-активні речовини. Використання суміші різних хімічних речовин (розчинників, ПАР, електролітів) дозволяє покращити умови припливу флюїдів з пласта до свердловини, що збільшує газовіддачу пластів.

Література

1. Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: вид. Оріяна-Нова, 1994. – 440 с.
2. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю.Д.Качмар, В.М.Світлицький, Б.Б.Синюк, Р.С.Яремійчук. – Львів: вид. Центр Європи, 2004. – 351 с.
3. Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Н.С. Дремлюх. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.

УДК 622.279

*В.В. Брюхань, магістрант**О.В. Михайловська, к.т.н., доцент,**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

На даний час більшість родовищ України знаходяться на пізній стадії розробки. У зв'язку з цим виникають нові технологічні проблеми експлуатації систем видобутку газу: гідратоутворення в привибійній зоні пласта (ПЗП) та стовбурах свердловин, утворення льоду в промислових трубопроводах в зимовий період, оптимізації технологій застосування традиційних інгібіторів (метанолу та етиленгліколю). Тому актуалізуються питання реалізації нових підходів до попередження гідратоутворення, включаючи антигідратні реагенти низького дозування, а також використання інгібіторів-електролітів, так і суміші багатокомпонентних інгібіторів (метанол + розчини хлоридів лужних та лужноземельних металів, метанол + мінералізована пластова вода). Для розробки більше ефективних технологічних рішень щодо запобігання утворення гідратів (рис.1) у стовбурах свердловин та газозбірних системах необхідне проведення спеціальних кінетичних досліджень процесу утворення газових гідратів у розчинах традиційних інгібіторів, включаючи розчини електролітів [1].



Рисунок 1 – Загальний вигляд гідрату метану.

<https://www.nippon.com/ru/currents/d00077/>

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

Серед основних напрямів фізико-хімічних досліджень газових гідратів вивчення механізму гідратоутворення представляється однією з найбільш важливих і складних завдань. З практичної точки зору результати кінетичних досліджень необхідні для моделювання процесів гідратоутворення в системах видобутку і збору природного газу для попередження їх утворення, коли неможливо забезпечити безгідратний режим експлуатації технологічного устаткування. Ці результати важливі також для розробки нових способів запобігання гідратоутворення та оцінки їх ефективності [2].

В даний час актуалізувалося питання можливості заміни традиційного інгібітора гідратоутворення – метанолу на більш екологічні та ефективні інгібітори. Застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) в якості прискорювачів або інгібіторів гідратоутворення дозволяє по-новому підійти до оцінки перспектив використання цих технологій у газовій промисловості.

У зв'язку з цим дослідження властивостей газових гідратів є досить актуальним. Таким чином використано експериментальну базу для вивчення утворення і росту окремих кристалів гідратів в присутності ПАР та розчинів солей. Встановлено характер впливу ПАР та розчинів солей на утворення гідратів використовуючи для цього результати дослідження кінетики гідратоутворення газів. Запропоновано впровадити результати дослідження на Косівському родовищі.

Література

1. Istomin V.A. On Possibility of Superheating of Natural Gas Hydrates and Other Aqueous Crystalline Structures. *Russian Journal Of Physical Chemistry.* – Vol. 73. – No. 11. –1999.
2. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази», 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. [Електронний ресурс] http://nung.edu.ua/files/files/event/zbirnyk_2018.pdf
Назва з екрану, останнє відвідування 16.11.2023 р.

УДК 661.96

Б.Ю. Дмитренко, магістрант

О.В. Михайловська, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН З ПАРАФІНОВИМИ ВІДКЛАДЕННЯМИ

Промислове освоєння найбільших нафтових родовищ вимагало вирішення низки складних проблем, пов'язаних із специфічними умовами їх експлуатації. Значна глибина залягання продуктивних горизонтів, високий газовий фактор і підвищений вміст асфальтосмолистопарафіністих речовин у нафті є причиною утворення твердих відкладів у насосно-компресорних

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

трубах (НКТ) видобувних свердловин. При цьому виникають значні ускладнення при експлуатації свердловин, обладнаних штанговими насосами. Тверді відкладення, що складаються з парафіну, смол, асфальтенів, механічних домішок та води, у НКТ доходять до глибини 600 і більше метрів залежно від умов експлуатації свердловин. Тривалість та вартість ремонту таких свердловин надзвичайно високі через неможливість закачування гарячої води через затрубний простір свердловин. Отже, першочерговими у нафтовидобутку є проблеми забезпечення безаварійної експлуатації свердловин за умов наявності в продукції свердловин асфальтенів та парафінів.

Метою роботи є вдосконалення технології експлуатації нафтових свердловин шляхом запобігання утворенню парафінових відкладень у підземному обладнанні та викидних лініях.

Встановлено, що фактором, який впливає на структуру емульсії є середня швидкість руху потоку водонафтової суміші в трубах.

Для видалення відкладень парафіну пропонується застосовувати реагент «Сепарол». Відомо, що «Сепарол» є ефективним деемульгатором при знесолюванні та зневодненні нафти. Як показали лабораторні випробування, для зневоднення 1 т нафти буде використано 25-35 г реагенту «Сепарол» (рис. 1). У промислових умовах витрата реагенту для цих цілей становила 50 – 60 г/т.



Рисунок 1 – Загальний вигляд деемульгатора Сепарол WF41

Відомі дослідження показали, що дозування 25 г/т є оптимальним. Дозування реагенту в меншому обсязі не забезпечує позитивний ефект. Передозування реагенту не тільки підвищує витрату реагенту, але й практично не впливає на збільшення ефекту. Було встановлено, по-перше, що у зоні розгазування рідини вище за насос парафін був відсутній і, по-друге, було повністю ліквідовано зависання штанг.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

Таким чином доведено позитивний ефект від використання деемульгатора «Сепарол», який знижував в'язкість емульсії і одночасно запобігав відкладенню парафіну в насосно-компресорних трубах.

Література

1. Marwa M. El-Dalatony. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipeline / Marwa M. El-Dalatony. // *Energies*. – 2019. – С. 1–23.
2. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.1. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.

УДК 628.112.2

С.М. Жабський, викладач

*Полтавський фаховий коледж нафти і газу Національного університету
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

СНАББІНГОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ЯК КОНКУРЕНТ КОЛТЮБІНГУ

У наш час багато свердловин України потребують капітального ремонту. Капітальний ремонт може бути з глушінням та без.

Є такі методи ремонту свердловини під тиском:

- колтюбінгові;
- снаббінгові;
- канатні;
- аварійні роботи під тиском.

Снаббінг (англ. Snubbing) – метод проведення капітального ремонту нафтогазових свердловин без глушіння – під тиском.

Снаббінгова установка гідравлічна установка для спуску-підйому труб під тиском, розроблена для проведення робіт по капітальному ремонту виснажених газових і нафтових свердловин, що знаходяться під тиском (на свердловинах в яких використовується підвісний пристрій НКТ) із застосуванням гідравлічної системи.

Сфери його застосування:

- випробування свердловин;
- капітальний ремонт і повторне випробування свердловин;
- ловильні та інші ремонтні роботи свердловини;
- інтенсифікація припливу флюїду з пласта;
- усунення піщано-парафіністих відкладів в ОК та в НКТ;
- відновлення привибійної зони;
- скреперування стінок;
- встановлення та вилучення експлуатаційних і сервісних пакерів;
- підготування свердловини до проведення ГРП;
- вивід свердловини на режим після проведення ГРП;

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

- проведення робіт з негативним диференціальним тиском на пласт.
- Чому саме снаббінг, в чому його переваги:
 - відсутній вплив гідростатичного тиску рідини на пласт та виключені випадки поглинання розчину.
 - не зупиняється видобуток газу під час ремонту свердловини.
 - відсутня необхідність в розчинах для глушіння свердловин.
 - виключається необхідність витрати додаткового часу на глушіння або продувку свердловини для виведення її в режим експлуатації.
 - проведення робіт на знижених вибійних тисках при постійному притоку флюїду.
 - по закінченні ГРП та дослідження свердловини, деактивація пакера та підйом технологічних НКТ разом з пакером.

Переваги над колтубінговими технологіями:

- при роботі з гнучкими НКТ існує обмеження в досягненні наміченої глибини із-за механічного тертя об стінки ОК в горизонтальних свердловинах.
- часто при використанні установки з гнучкими НКТ не вдається досягти проектної глибини або застосувати необхідне навантаження на долото для розбурювання пробок, які зазвичай використовуються при освоєнні.
- неможливе повертання гнучких НКТ в свердловині.

Досвід снаббінгових робіт на Україні.

У період з 2020 року по 2022 рік ТОВ «Денімекс Ворковер Солюшнс» успішно провела роботи під тиском по заміні колони НКТ з реперфорацією газових покладів на родовищах Нафтогазовидобувних підприємств:

- ПрАТ «ВК Укрнафтобуріння» три свердловини Сахалінського НГКР глибиною від 4655 м до 5480 м.
- ПрАТ «Нафтогазовидобування» чотири свердловини Семиренківського ГКР та одна свердловина ТОВ «КОСУЛ» з глибинами від 5200 до 5700 м.

У наслідок виконаних робіт отримали збільшення видобутку газу з раніше експлуатованих свердловин.

Література

1. Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. *Основи нафтогазової інженерії*. – Харків: НТУ «ХП», Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2018. 416 с.
2. *Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Снаббінг: нові технології ефективного ремонту свердловин»*, Полтава, ПолтНТУ, ДТЕК, НКЦ Ньюфолк. — 3 березня 2017 р.
3. https://oil-gas.com.ua/statti/Перспективи_впровадження_снаббінгових_технологій_в_Україні.

УДК 622.279.51

*І.Д. Явтушенко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ПІДВИЩЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИКОНАННЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ

Рівень розвитку енергетики має визначальний вплив на стан економіки кожної держави, на вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людей. Тому небезпідставно енергетичну незалежність завжди пов'язують з національною безпекою. Закономірно, що показники енергоспоживання та обсяги нафтогазовидобування зростають із збільшенням чисельності населення, із підвищенням економічного розвитку та технічного прогресу. Тільки за останні 100 років населення Землі збільшилось майже в 4 рази, а річне використання енергоресурсів – у 21 раз. Прогнози західних аналітиків вказують на ту ж тенденцію пріоритетного зростання попиту на нафту і газ у світі.

Підвищення процесу виконання ремонту свердловин із застосуванням колтюрбінгової установки.

Суть технічного рішення полягає в тому, що порівняно з аналогом, модернізована установка містить напрямну дугу, яка жорстко пов'язана з інжектором і виконана у вигляді двох секцій, шарнірно з'єднаних між собою, при цьому секції забезпечені гідроприводом, що забезпечує їх поворот один відносно іншого і дозволяє складатися при транспортуванні.

Розміщення інжектора на майданчику, який одними кінцями шарнірно закріплено на стійках П-подібної щогли, а іншими через тягу пов'язаний з кормовою частиною рами, дозволяє одночасно з підйомом П-подібної щогли переводити інжектор з похилого (транспортного) у вертикальне (робоче) положення. Наявність механізму центрування, встановленого перпендикулярно інжектору у верхній частині П-подібної щогли дозволяє робити центрування інжектора щодо гирла свердловини в поперечному напрямку.

Таким чином, пропонуване технічне рішення дозволяє розширити технологічні можливості мобільної установки для ремонту свердловин за рахунок використання П-подібної щогли не тільки для установки інжектора, але і для допоміжних робіт на свердловині: монтажу і демонтажу майданчиків обслуговування фонтанної арматури, встановлення додаткового гирлового обладнання (хрестовин, засувки, превенторів). Мобільна установка для ремонту свердловин в транспортному положенні має загальну висоту, що не перевищує необхідні габаритні розміри для руху

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

по автотрасі, а також можливість швидко складатися і розкладатися для роботи на свердловині при переїзді з однієї свердловини на іншу.

Створена установка по отриманню в умовах жорсткого режиму навантаження даних довговічності зразків труб, розроблена і реалізована методика тарування установки, проведені випробування на малоциклічну втому зразків із нової гнучкої труби, труби з випрацюваним ресурсом на 50 % і 100 %.

Література

1. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – Львів.: Світ, 1996 – 398 с.
2. Буняк Б.Т., Розенфельд І.М., Бубликова Н.Г., Коцаба В.І., Чепіль І.І. Нові регламенти з експлуатації бурильних і насосно-компресорних труб. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 1. – С. 29 - 30.
3. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.
4. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. – К.: Вища школа, 2004. – 655 с.
5. Пилипів, Л. Д. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. / Л. Д. Пилипів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. – 312 с.

УДК 553.981

*А.В. Ляшенко, старший викладач
А.О. Бабенко, магістрант
А.Ю. Власенко, магістрант
Д.В. Завізіон, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

THE METHODS OF CONTROLLING OF GAS HYDRATES FORMATIONS

Many components of natural gas (methane, ethane, propane, isobutane, carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide) in combination with water form gas hydrates - solid crystalline compounds that exist at high pressures at temperatures above 0 °C. During gas production, hydrates can form in field communications and wellbores. Laying off on the pipe walls (especially in the locations of fittings, valves, turns, etc.), hydrates drastically reduce their throughput, up to the complete cessation of gas flow [1, 3 – 5].

Hydrates are non-stoichiometric compounds-inclusions of variable composition, and the equilibrium conditions of their existence (i.e. temperature and pressure) are strongly influenced by the composition of the gas, as well as the presence of salts and other antifreezes in water (received the name of hydrate formation inhibitors in gas practice), reducing both the freezing point of water and the equilibrium temperature of hydrate formation.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

It is necessary to know with sufficient accuracy the temperature of the onset of hydrate formation for gas from each investigated area in the operating pressure range for successful testing, development, and operation of gas wells, and in order to select and calculate the amount of hydrate formation inhibitor.

Gas field systems, in which the formation of technogenic gas hydrates is possible, include: well bottom zone, borehole; loops and collectors; gas treatment facilities; main sections of gas pipelines; gas distribution stations; field and trunk pipelines; gas treatment and processing plants.

A number of methods have been developed in order to prevent hydrates, the ones using chemical reagents are shown in Figure 1. They include hydrate formation inhibitors [2, 3, 5].

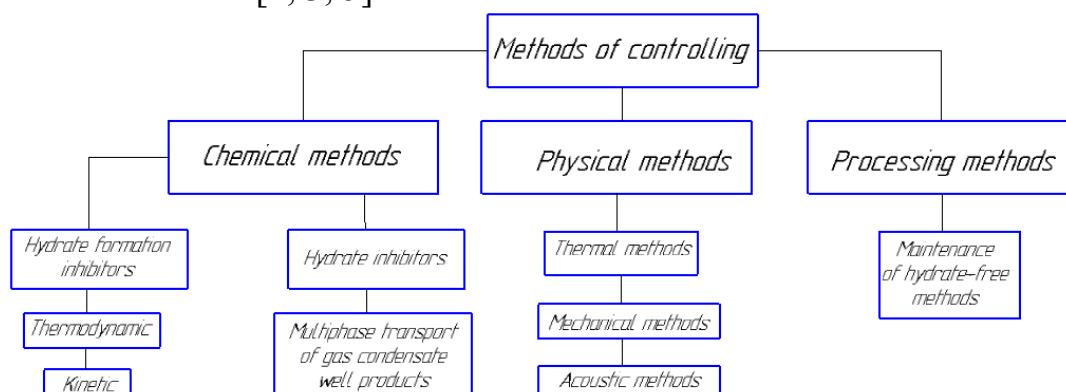


Figure 1 – Methods of dealing with technogenic hydrate formation in the gas field and gas transportation systems

The formation of hydrates in wells and field gas pipelines and the prevention method choice mostly depends on the formation temperature, climatic conditions, and the well operation regime.

A specific application of various methods of preventing hydrate formation is shown below. Among them, there is a prevention and elimination of gas hydrates in various gas field systems.

The formation of hydrates in the wellbore can be prevented by thermal insulation of flowing or casing strings, by raising the temperature of the gas in the barrel by using heaters. The most common way to prevent the formation of hydrates is to feed inhibitors (methanol, glycols) into the gas stream. Sometimes the inhibitor feeds through the annulus. The choice of reagent depends on many factors.

The place of the beginning of hydrate formation in wells is determined by the point of intersection of the equilibrium hydrate formation curve with the gas temperature variation curve along the wellbore (Fig. 2).

In practice, the formation of hydrates in the wellbore can be prevented by reducing the working pressure at the wellhead and reducing the gas flow rate. If the hydrates do not completely cover the well cross-section, it is the easiest to achieve by decomposition utilizing inhibitors. It is much more difficult to deal with

hydrate deposits that completely overlap the cross section of the production string and form a continuous hydrate plug. With a small length of the tube, its elimination is usually carried out by blowing a well. With a considerable length, a plug is ejected into the atmosphere before a certain period during which it partially decomposes as a result of a pressure decrease. The duration of the hydrates decomposition period depends on the length of the plug, the gas temperature and the composition of rocks. Solid particles (sand, sludge, scale, mud particles, etc.) slow down the decomposition of the plug. To accelerate this process, inhibitors are used [2, 6, 7].

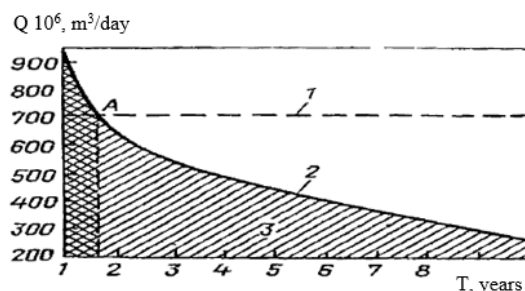


Figure 2 – The change in the allowable flow rate, which prevents the formation of hydrates, in the process of field development: 1 – is the allowable flow rates line; 2 – is the project flow rate; 3 – is the hydrates zone

It should also be taken into account that when a hydrate plug is formed in the zone of negative temperatures, the effect is obtained only with a decrease in pressure. The fact is that the water released during the decomposition of hydrates at a low inhibitor concentration may freeze and an ice plug forms instead of a hydrate one, which is difficult to eliminate.

If a long plug is formed in the wellbore, it can be eliminated by applying the closed circulation of the inhibitor over the plug. As a result, mechanical impurities are washed out, and an inhibitor of high concentration is constantly contained on the surface of the hydrate plug.

To prevent the formation of hydrates in the wellbores, traditional methods are used, they are maintenance of hydrate-free modes, prevention of hydrate deposits and the flow of inhibitor to the bottom of the well.

The place of formation of the hydrate plug is usually determined by the increase in pressure drop in a given section of the pipeline. If the plug is not solid, then an inhibitor is introduced into the pipeline through special connections, fittings for pressure gauges or through a purge plug. If solid hydrate plugs of small length were formed in the pipeline, they can sometimes be eliminated in the same way.

With a cork length of hundreds of meters, several windows are cut out in the pipe above the hydrate plug and methanol is poured through them. Then the pipe is welded again.

A combined method is used for a rapid decomposition of the hydrate plug: the pressure is being reduced simultaneously with the introduction of the inhibitor in the zone of hydrate formation [3, 4].

Maintenance of hydrate-free (idle) modes of wells is achieved by selecting the appropriate working well rates, providing the temperature at the mouth above the equilibrium temperature of hydrate formation. It is possible to increase the temperature of the gas at the wellhead by partially throttling the gas at the bottom of the well, using heat-insulated casing or lift pipes, etc.

References

1. Akhfash, M., Aman, Z. M., Ahn, S. Y., Johns, M. L., May, E. F. (2016). Gas hydrate plug formation in partially-dispersed water–oil systems. *Chemical Engineering Science*, 140, 337–347. <http://doi.org/10.1016/j.ces.2015.09.032>
2. Effects of waxes and asphaltenes on CO₂ hydrate nucleation and decomposition in oil-dominated systems / Dongxu Zhan, Qiyu Huang, Wei Wang [et al.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – V. 88. – 103799. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103799>
3. Бойко В.С., Бойко Р.В. Видобування і транспортування гідратоутворювальних природних і нафтових газів. – Івано-Франківськ: Вид.-во «Нова Зоря», 2010. – 747 с.
4. Johannes Fink / *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids (Third Edition)*, 2021, pp. 531-610. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85438-2.00013-X>
5. Yong Bai, Qiang Bai. *Subsea Engineering Handbook (Second Edition)*, 15 – Hydrates, 2019, pages 409-434. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812622-6.00015-4>
6. Study of hydrate formations in water-in-waxy oil emulsions considering heat transfer and mass transfer / Yang Liu, Bohui Shi, Lin Ding, Qianli Ma [et al.] // *Fuel*. – 2019. – V. 244. – 15 May, pages 282–295. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.02.014>
7. Zhong Y., Rogers R.E. Surfactant effect on gas hydrate formation // *Chem. Eng. Sci.* – 2000. – V. 55. – P. 4175–4178.

УДК 66.074

В.І. Дмитренко, к.т.н., доцент,
В.О. Іщенко, магістрант
В.А. Левченко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ІНГІБІТОРУ УТВОРЕННЯ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ ТА ВУГЛЕКИСЛОТНОЇ КОРОЗІЇ

Видобування і підготовку газу до транспортування дуже ускладнює утворення гідратних пробок та корозія [1 – 3].

Одним із найбільш простих, ефективних і в переважній більшості економічно вигідних методів боротьби з процесами гідратоутворення і корозії є використання інгібіторів.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

Мета дослідження: Підвищення ефективності попередження гідратуутворення та корозії газопромислового обладнання шляхом застосування комплексного інгібітору на основі бішофіту.

Матеріали та методи досліджень. Носієм комплексного інгібітору обрані розчини природного бішофіту Затуринського родовища.

Попередні лабораторні дослідження інгібіторів корозії: 1) КІ-1-М; 2) СРК; 4) Stentex; амфотерні ПАР – 3) ЕМ-1; та 5) КАПБ.

Визначення швидкості корозії здійснювали гравіметричним методом згідно ГОСТу 9.505-86 на зразках-свідках, виготовлених із сталі Р-110.

Результати досліджень.

У результаті досліджень вибрана мінімально необхідна робоча концентрація реагентів – 1 г/л. Подальше збільшення концентрації інгібітору в незначній мірі знижує швидкість корозії.

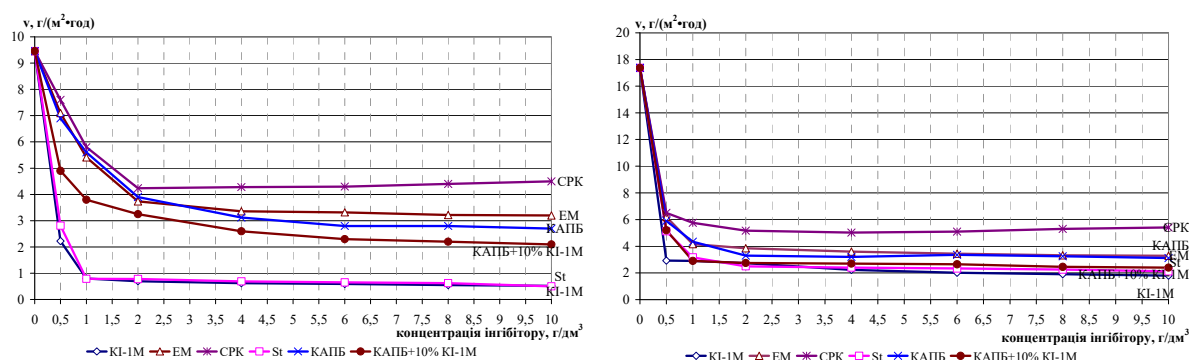


Рисунок 1 – Залежність швидкості корозії сталі від концентрації ПАР у а) вуглекислотному середовищі; б) кисневому середовищі ($T=80^\circ\text{C}$, $P_{\text{CO}_2}=0,1\text{ МПа}$, $t=2\text{ год}$)

Найвищий інгібіторний ефект у кисневому і вуглекислому середовищі для бішофітових розчинів проявили катіоноактивні ПАР КІ-1-М та Stentex, які забезпечують ступінь захисту металу більше 90 %.

Синергізм у сумішах ПАР виявляється краще, ніж із кожним ПАР окремо, тому їх суміші можна використовувати для попередження корозії.

Внаслідок математичної обробки даних отримали апроксимаційні функції, які мають добре узгодження з експериментальними даними.

Коефіцієнти кореляції між експериментальними даними та апроксимаційними кривими становлять 0,93 – 0,99, $p < 0,01$.

Встановлено, що захисні властивості ПАР у модельному середовищі пластових вод Північно-Східної України більше 90 %, що задовольняє вимоги нормативних документів до інгібіторів корозії та дозволяє рекомендувати їх до використання на газопромислових об'єктах.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

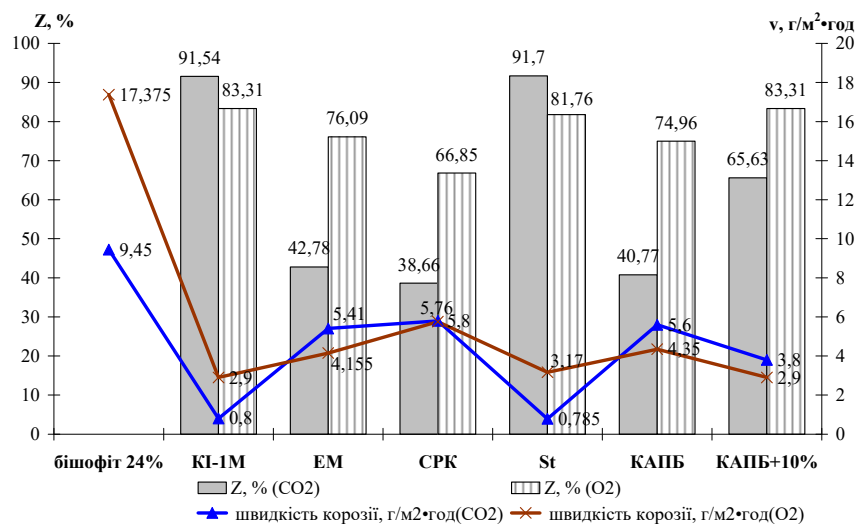


Рисунок 2 – Швидкість корозії сталі P-110 і ступінь захисту ПАР у розчині бішофіту (24% MgCl₂) (P_{O₂/CO₂}=0,1МПа, T=80°C, t=2год, 3 г/дм³ CH₃COOH, концентрація інгібіторів 1 г/дм³, 25 об.% конденсату)

Висновки:

1. Катіоноактивні поверхнево-активні речовини KI-1M, St, СРК та амфотерні поверхнево-активні речовини EM та КАПБ ефективно захищають в середовищі, що моделює середовище пластових вод і забезпечують ступінь захисту від вуглекислотної корозії 91,2-98,9 %.

2. Застосування 24 мас.% розчину бішофіту з добавкою інгібітору корозії KI-1M 0,1 % (далі – комплексний інгібітор), доцільне для промислових газопроводів.

Література

1. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases. 2-nd ed. // E.D. Sloan. – NY : Marcel Dekker, 1998. – 705 p.
2. Дмитренко В.І., Зезекало І.Г., Іванків О.О. Перспективи створення нових інгібіторів гідратоутворення на основі бішофіту // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 3. – С. 40-42.
3. Dmytrenko V. The use of bischofite in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation / Dmytrenko V., Zezekalo I., Vynnykov Yu. // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2022. – Vol. 1049. – Article № 012052. – 11 p. doi:10.1088/1755-1315/1049/1/012052.

УДК 622.222

*В.І. Дмитренко, к.т.н., доцент,
В.А. Бичкар, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Забезпечення власними енергоресурсами є запорукою не тільки енергетичної, але і державної незалежності України. На жаль, за останні роки видобуток газу в Україні почав стабільно зменшуватися.

Забруднення привибійної зони пласта при первинному і вторинному розкритті та пов'язане з цим погіршення природних колекторських властивостей може призвести до вагомої втрати продуктивності свердловини і, навпаки, мінімізація такого забруднення може дозволити отримати промислову продукцію з покладів, видобуток з яких, ще нещодавно, був неможливим з технічних чи економічних причин.

Тому, постає питання збереження природних продуктивних властивостей пластів під час будівництва, ремонту і відновлення свердловин. Не менш важливим завданням також є вибір засобів та способів для відновлення до початкового рівня і покращення фільтраційних властивостей порід, забруднених буровими рідинами.

Метою роботи є дослідження впливу промивальних рідин на ємнісно-фільтраційні характеристики карбонатних порід.

Матеріали та методи досліджень. Для геолого-промислових умов Загорянської площі доцільно застосувати полімер-калієвого низькоглинистого типу, рідини безглинистого полімер-магнієвого типу на поліакриламідній основі, та рідини гідрогель-магнієвого типу.

Проникність кернів визначали на установці УПК-1.

Масова частка $MgCl_2$ у бішофітових розчинах Затуринського родовища становить 28,5 %, що характеризує їх як якісну сировину для використання як інгібітору гідратуоутворення в процесах видобування та підготовляння газу. Досліджені розчини бішофіту містять сульфат-іони, масова частка яких становить близько 0,8 %, тому потребують знесульфатування.

Результати досліджень. Встановлено, що розчини безглинистого полімер-магнієвого типу на поліакриламидах мають найбільшу глибину проникнення в пласт (табл. 1). Разом з тим вони характеризуються низьким коефіцієнтом відновлення пласта після їх застосування. Крім того після обробки керну кислотним розчином відбувається утворення нерозчинних полімерних структур, які практично повністю кальматують пласт.

Встановлено, що розчини гідрогель-магнієвого типу при відносно

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

невеликій глибині проникнення в пласт, вирізняються, серед інших, високим коефіцієнтом відновлення проникності.

Таблиця 1 – Результати досліджень впливу промивальних рідин на ємнісно-фільтраційні характеристики карбонатних порід

Промивальна рідина	Глибина максимального проникнення розчину в пласт, см		Коефіцієнт відновлення по тріщинному колектору, %	
	по матричному колектору	по тріщинному колектору	без кислотної обробки	з наступною кислотною обробкою
Полімер-калієвий розчин з твердою фазою	10-15	30-40	18-25	-
Безглинистий полімер-магнієвий розчин	15-18	45-60	15-30	3-7
Гідрогель-магнієвий розчин	12-17	40-50	70-85	92-98

Результати досліджень показали, що для приготування полімер-магнієвих розчинів необхідно використовувати обезсульфачений бішофіт. Відмічено, що при наявності сульфат-іонів у бішофіті проникність та відновлення пласта в присутності пластової води знижується в 11,53, а під час використання чистого бішофіту – лише в 1,29 разів.

Виходячи з вищенаведеного можна зробити такі **висновки**:

1. Підбір бурового розчину, сумісного з породою і флюїдом пласта, необхідний, як при бурінні на депресії, так і при бурінні на репресії
2. Оптимальною промивальною рідиною для розкриття пластів карбонатного типу, що має високий коефіцієнт відновлення проникності є гідрогель-магнієві рідини з використанням обезсульфаченого бішофіту
3. Проведені дослідження ряду промивальних рідин виявили, що розкриття продуктивних пластів на депресіях з використанням розчину обезсульфаченого бішофіту дозволяє зберегти природні фільтраційні властивості колекторів та підвищити ефективність вилучення вуглеводів з надр.

Література

1. Використання промивальної рідини для підвищення якості розкриття покладів газу / В. І. Дмитренко, І. Г. Зезекало, О. О. Іванків [та ін.] // Зб. наукових праць Українського державного геологорозвідувального інституту. – 2007. – № 4. – С. 227 – 229.
2. Коцкулич Я.С. Бурові промивальні рідини / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. Підручник. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.
3. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні. Підручник.: 3-є вид. доп. – Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет». 2011. – 542 с.

УДК 622.276.7*В.П. Рубель, к.т.н., доцент**В.С. Клочан, магістрант**І.Г. Гузичко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ПРОЕКТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ В УМОВАХ РОБОТИ ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ MEDCO

Нафтогазовидобувна промисловість – основна складова частина паливно-енергетичного комплексу. Від її розвитку багато в чому залежить стан економіки, зростання добробуту людей. Подальше зростання видобутку нафти і газу може бути забезпечено надійною сировинною базою, відкриттям і прискоренням введення в розробку нових родовищ [1].

Перед працівниками нафтової і газової промисловості – робітниками та інженерно-технічними працівниками, вченими і конструкторами – стоять великі і складні завдання [2].

Підвищення ефективності використання природних ресурсів нафти і газу, тобто збільшення ступеня видобування нафти із пластів. Відомо, що на сьогодні коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 50%. Необхідно здійснювати подальші дослідження і впровадження нових способів підвищення нафтогазовилучення [3].

Колтубінг – спеціальна установка, призначена для проведення технологічних операцій під час капітального і підземного ремонту свердловин, а також для буріння бокових, похилих та горизонтальних отворів в нафтових і газових свердловинах з використанням гнучкої колони труб [4].

Включає: тягач з автомобільним напівпричепом; кабіну оператора; механізм підйому кабіни; вузол намотування (барабан довгомірних гнучких труб); довгомірні гнучкі насосно-компресорні труби; маніфольд; інжектор; направляючий жолоб; барабан намотування рукавів; противикидне обладнання; система вимірювання і реєстрації; опори інжектора [5].

За допомогою програмного комплексу Medco, було спроектовано роботу гнучкої труби в умовах свердловини № 345 Яблунівського родовища (рис. 1, 2).

Змодельована робота гнучкої труби в свердловині з азотом і без нього. В результаті отримано що в «сухій» свердловині (з азотом) максимальне навантаження на ГК буде складати 22740 дН, а в свердловині з рідиною при рухові труби в гору максимальне навантаження складе 11443,57 дН, а при рухові в низ 17631 Н.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

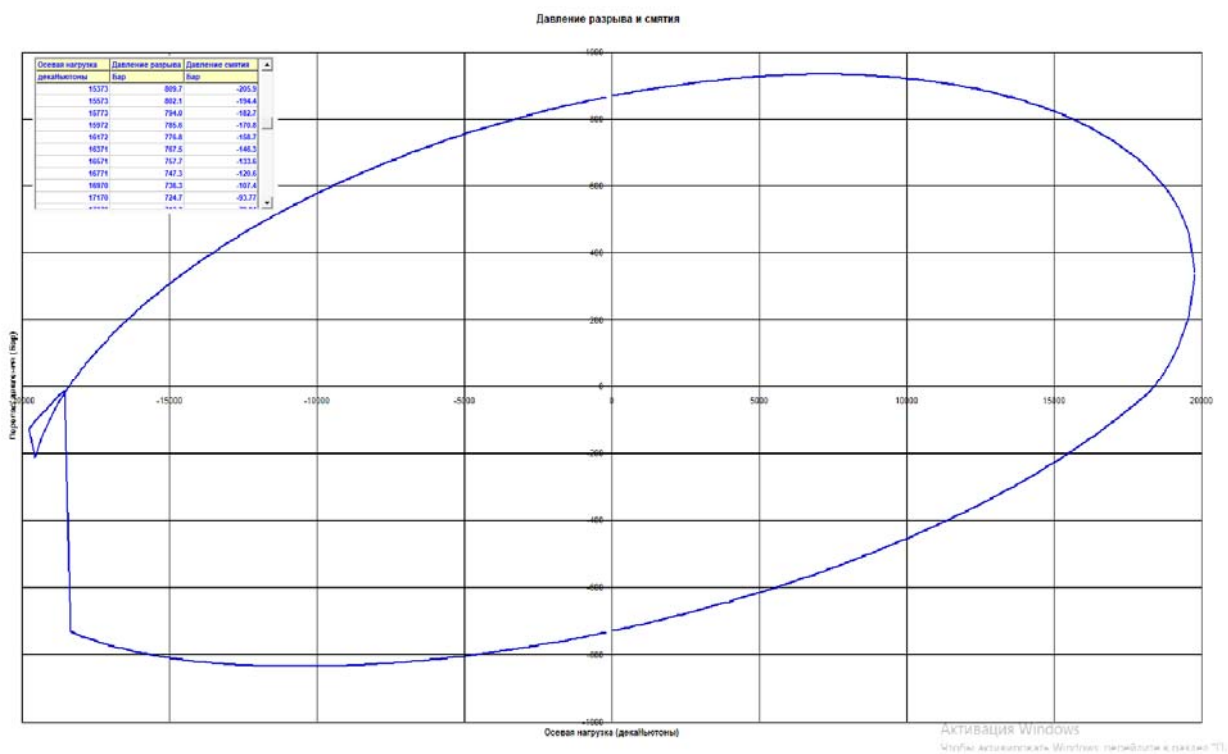


Рисунок 1 – Графічна залежність тиску розриву та зминання труби

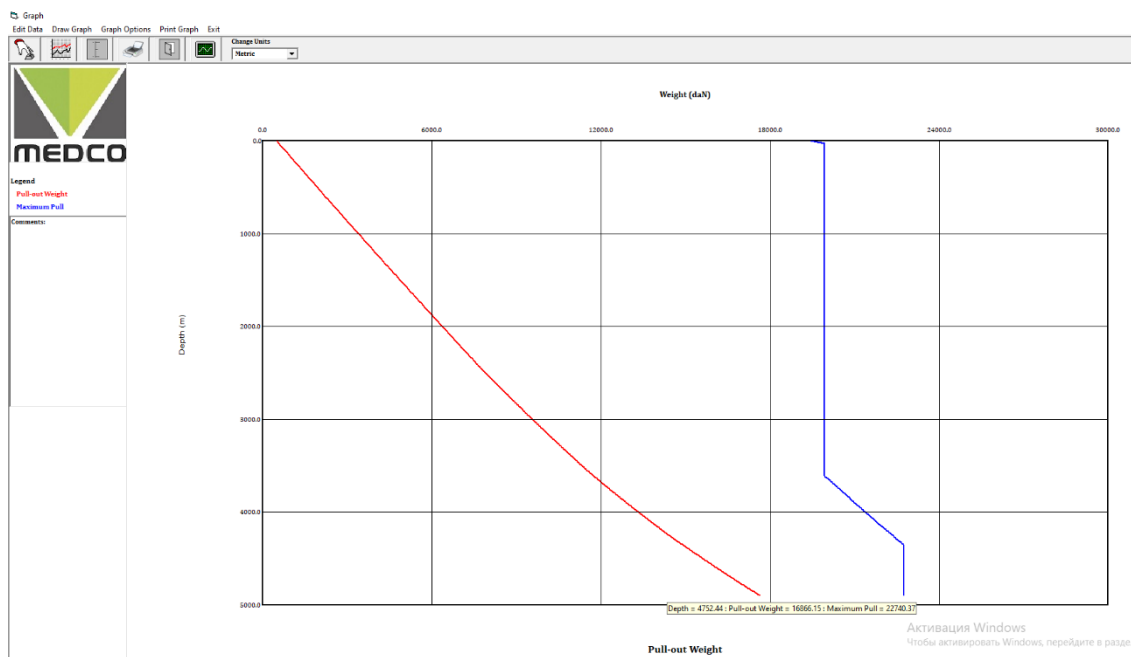


Рисунок 2 – Залежність ваги ГТ від глибини спуску в «сухій» свердловині при русі ГТ вгору

Спроектовано напрацювання гнучкої труби (рис. 3). В результаті отримано, що максимальне навантаження буде на глибині 2452 м і складе 47,27 %.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»



String Info

Outer Diameter: 38.10 mm

Total Length: 6169 m

Reel -

HR680

String -

39503-1A TE

ARIS HT-95

Modified:

30-ñàì-2022 15:43:56

Printed on:

05-ìàò-2022

Average Consumption: 23.94 %

Max fatigue: 47.27 % at: 2452 m

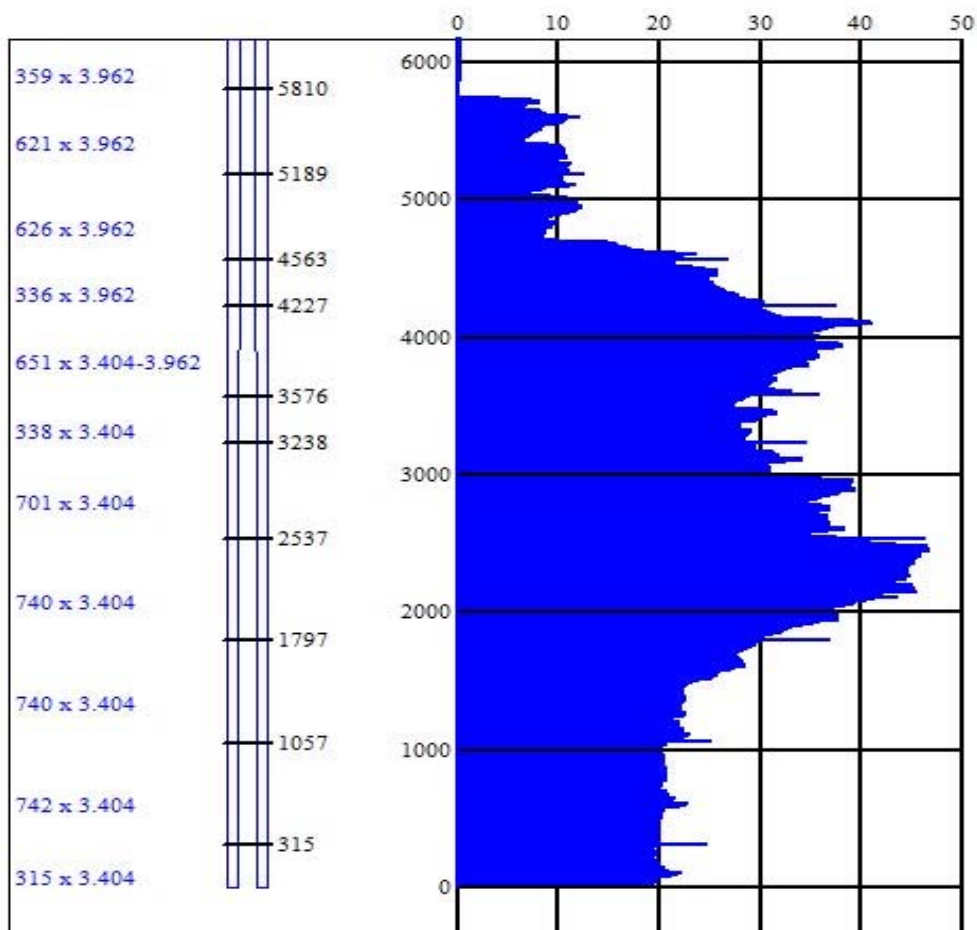


Рисунок 3 – Графічна залежність напрацювання гнучкої труби в залежності від її довжини

За допомогою розробленої моделі та проведених обчислювальних експериментів встановлено, що запропонований метод оперативного контролю забійних параметрів азотного освоєння застосуємо на практиці. Максимальний час стабілізації параметрів по трубі колтюбінга і показань тиску закачування на гирловому манометрі склав близько 20 хвилин, що не перевищує і чверті середньої тривалості циклу освоєння і дозволяє розрахувати середню депресію на пласт протягом циклу з прийнятною точністю.

Експериментально встановлено, що для азотного освоєння колтюбінга існує максимальне значення створюваної депресії на пласт, після

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

досягнення якого збільшення витрат азотного компресора спричиняє зниження депресії на пласт. Показано, що даний максимум досяжний при витратах азотного компресора, які знаходяться в допустимих і технологічно досяжних межах.

Література

1. Воловецький, В. Б., Коцаба, В. І., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Дьомін, А. В., Гнітко, А. В., & Василенко, С. В. (2016). Особливості експлуатації газових та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 39-51.
2. Грудз, В. Я., Марущенко, В. В., Братах, М. І., Савчук, М. Т., & Філіпчук, О. О. (2018). Питання експлуатації газовидобувної системи на завершальній стадії експлуатації родовищ: матеріали Міжнародної наукової інтернет-конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення». № 29. ББК 72я431 ISSN 2522-932X, 86..
3. Leising, Larry J., and Kenneth R. Newman. "Coiled-tubing drilling." *SPE drilling & completion* 8.04 (1993): 227-232.
4. Hillis, Richard R., et al. *Coiled Tubing Drilling and Real-time Sensing: Enabling prospecting Drilling in the 21st Century?.* Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre, 2014.
5. Ladmia, Abdelhak, et al. "Underbalance Coiled Tubing Drilling in Tight Gas Reservoir Study Case Onshore Field, Abu Dhabi." *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro*, 2020.

УДК 622.279

А.М. Магамедов, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПРОЕКТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА КІНЦЕВІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ ЕЖЕКТОРНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Для збільшення газоконденсатовіддачі пластів пропонується технологія експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин за допомогою ежекторних технологій.

На одній свердловині використовується комплексно струминний насос для підйому рідинногазової суміші за допомогою дворядного ліфта НКТ і газовий ежектор для транспортування газу з затрубного простору і газу якій сепарується з газорідної суміші на сепараторі до УКПГ. Струминний насос понижує тиск на вибої свердловини за рахунок цього зменшується рівень рідини в затрубному просторі і іде вирівнювання фазової проникності пластового флюїду і збільшення притоку газу. Підприємства нафтогазовидобувного комплексу спільно з іншими галузями

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

паливноенергетичного комплексу складають основу життєзабезпечення усіх галузей економіки України. Стан справ в комплексі є у край складним. Є стійка тенденція до зниження об'єму видобутку вуглеводнів, що може привести до безповоротних змін в енергетичному балансі країни.

Головною причиною зниження показників видобутку вуглеводнів є те, що наявні нині потужності нафтогазовидобувних підприємств не відповідають структурі розвіданих запасів. Частка важковидобувних запасів досягає 55 – 60% і продовжує збільшуватися [1]. Вище третини запасів, що розробляються нафтогазовидобувними компаніями, мають обводненість більше 70%. Видобуток вуглеводнів ведеться в ускладнених умовах. До ускладнюючих чинників відносяться: відкладення солей, парафінів, гідратів, винесення піску, висока температура рідин пластів, великі значення газових чинників і тиску насичення, в'язкість нафти. Експлуатувати такі родовища дуже складно, необхідно вкладати великі кошти. Особливо проблематично експлуатувати газоконденсатні свердловини на кінцевій стадії розробки родовищ, коли рідина скупчується в стовбурі свердловини [2]. Одним з найкращих способів експлуатації свердловин є використання ежекторних пристроїв. Ежекторні пристрої широко застосовуються в різних галузях народного господарства. Вони мають просту конструкцію, немає частин, що рухаються. Дуже надійні, можуть працювати в складних умовах [3].

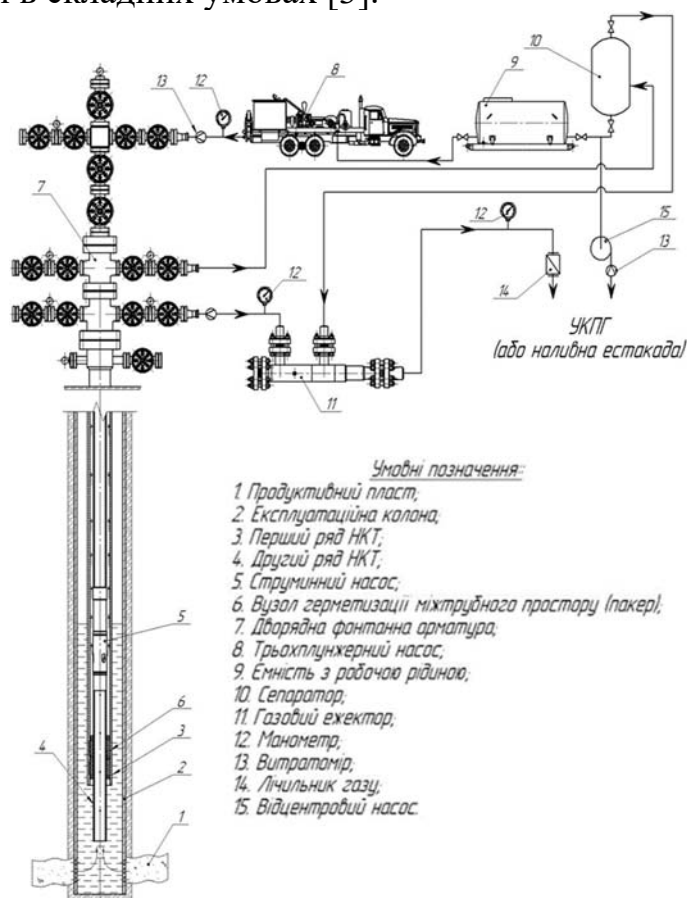


Рисунок 1 – Технологічна схема обв'язки

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

При використанні комплексно струминного насосу і газового ежектору очікується збільшення видобутку пластового флюїду і кінцевого газоконденсатовилучення з продуктивного пласту. Новизна роботи полягає в тому що комплексно використовується декілька технологій (рис.1), які дозволяють зменшувати рівень рідини в стовбурі свердловини та регулювати фазову проникність пласта і стабільну роботу свердловини. Всі роботи по регулюванню проводяться на поверхні.

Література

1. Пилипів Л. Д. *Основи нафтогазової справи : навч. посіб. [Електронний ресурс] / Л. Д. Пилипів.* – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. – 312 с.
2. Кондрат О. Р. *Прикладні та теоретичні основи підвищення ефективності до розробки виснажених родовищ газу та нафти: автореф. дис. на здоб. наук. ступеня д-ра техн. наук.* – Івано-Франківськ, 2014. – 43 с.
3. *Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука.* – Київ: Львів, 1996. – 620 с.

УДК 622.276:622.279*Н.І. Мошинський, магістрант**Н.Т. Мельник, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»***ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З
УСКЛАДНЕННЯМ В ПРОЦЕСІ ЇХ РОБОТИ**

Розширений попит на нафту та газ у нашій країні та за її межами надихає на необхідність збільшення щорічної видобувної місткості вуглеводневої сировини в Україні. Тут характерне нерівномірне освоєння ресурсів з різнорідних та неоднорідних продуктивних пластів, де заводнення відбувається в окремих, найбільш проникливих пластах. Запобігання та виправлення таких ускладнень у процесі видобутку нафти передбачає вибіркове (селективне) відключення водяних інтервалів пласту з відновленням продуктивності його нафтонасичених областей. Це часто супроводжується негерметичністю експлуатаційних колон, що становить до 20 – 30% від загальної кількості ускладнень у процесі експлуатації свердловин. Також ускладнення виникають від асфальтосмолопарафінових та гідратольодяних відкладень у стовбурі та піщаноглинистих та рідинних засувів на днищі свердловин. Крім того, під час експлуатації свердловин часто виникають аварійні ситуації, такі як розрив насосно-компресорних труб та штанг, застрявання глибинних насосів і підпакерних хвостів. Для усунення цих ускладнень потрібно проведення аварійно-відновлювальних робіт із використанням спеціальних інструментів на свердловині. Тому в

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

таких умовах важливим є пошук нових технологій та вдосконалення наявних для ремонту нафтових, газових і газоконденсатних свердловин.

По-перше, нафтогазова промисловість постійно стикається з ускладненнями у роботі свердловин, що виникають з різних причин: від природних геологічних особливостей до технічних недоліків обладнання. Ці ускладнення можуть включати закупорки, падіння продуктивності, корозію, підвищену температуру, тиск та інші фактори, що негативно впливають на ефективність роботи свердловин.

По-друге, зростаюча конкуренція на ринку нафти та газу створює потребу в оптимізації процесів видобутку. Підвищення продуктивності свердловин та зниження втрат у роботі є важливими чинниками для підприємств, які здійснюють видобуток, оскільки це безпосередньо впливає на їхню прибутковість та конкурентоспроможність.

По-третє, швидке розвиток технологій у цій сфері створює можливості для впровадження новітніх методів та стратегій, які спрямовані на запобігання та вирішення ускладнень у роботі свердловин.

Окрім цього, в контексті постійних змін у вимогах до екологічної безпеки та сталих підходів у видобувній галузі, важливо розвивати методи, які не лише підвищують продуктивність, а й мінімізують вплив на природне середовище.

Отже, дослідження та розробка нових підходів для підвищення ефективності роботи свердловин в умовах ускладнень є актуальною та важливою проблемою, яка потребує уваги та наукового підходу для забезпечення стабільності та ефективності видобутку нафти та газу.

Література

1. Бабич, О. М. (2021). Оцінка впливу ускладнень в свердловинах на видобуток нафти та газу. *Наукові праці Національного університету "Львівська політехніка"*, (942), 67-74.
2. Петров, О. О. (2014). Методи відновлення свердловин з ускладненнями. *Науковий вісник Національного університету "Львівська політехніка"*, (802), 84-91.
3. Технічний звіт про розробку системи моніторингу свердловин з ускладненнями. (2012). Київ: Інститут нафтового господарства.

УДК 622.279:622.276.7

В.О. Конєв, магістрант

М.В. Петруняк, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ТЕХНОЛОГІЯ ДЕПРЕСИВНОЇ ОЧИСТКИ ВИБОЮ СВЕРДЛОВИНИ

У процесі буріння, експлуатації та капітального ремонту на вибої свердловин накопичується значна кількість осадового матеріалу, що

СЕКЦІЯ «БОРТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

призводить до значного зменшення дебіту, а згодом зупинки свердловини. З метою збереження видобувних можливостей свердловини, необхідно проводити очищення вибою свердловин від накопиченого шламу та глинопіщаних пробок [1].

Також необхідно врахувати те, що велика кількість свердловин знаходяться на пізній та завершальній стадії розробки і те, що розбурювання або розпушування осадового матеріалу з подальшим вимивом на поверхню в процесі циркуляції неможливе через значні поглинання пластом промивальної рідини та кольматацію привибійної зони з можливим подальшим прихвatom інструменту.

Вітчизняними та закордонними фахівцями було розроблено цілий ряд інструментів для очищення вибою свердловин від накопиченого шламу та глинопіщаних пробок. Але через різноманітність геолого-технічних умов кожної окремо взятої свердловини застосування створених інструментів індивідуальне.

Враховуючи недостатнє оснащення бригад, капітального ремонту свердловин, спеціальним обладнанням та інструментом для очищення вибою свердловин з низьким пластовим тиском, коли промивку свердловини не завжди вдається зробити, внаслідок значного поглинання промивальної рідини в пласт, доцільним стало впровадження технології для очищення свердловин без циркуляційної промивки [2].

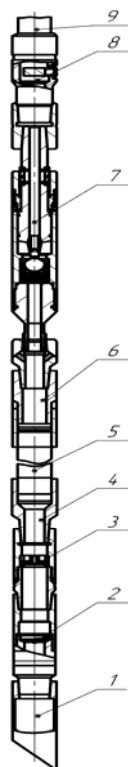
Метою роботи є обґрунтування впровадження технології для депресивної очистки вибою свердловин за допомогою комплексу пристроїв, який призначений для очищення вибою від шламонакопичень та соляно-піщаних пробок.

Запропоновано технологію для очистки вибою свердловин без циркуляційної промивки, що в свою чергу включає комплекс пристроїв.

В склад комплексу пристроїв (рис. 1) входить очисний пристрій, зворотний клапан, пристрій захоплюючий, клапан збивний, коронка фрезерна, нагромаджувач механічних домішок. Робота комплексу пристроїв здійснюється за рахунок використання перепаду тиску рідини між свердловиною і трубами НКТ, на яких комплекс опускається в свердловину.

Запропонована технологія для очистки вибою свердловин без циркуляційної промивки відноситься до нафтогазовидобувної промисловості і призначена для проведення робіт по очищенню вибою свердловин від накопиченого шламу та глинопіщаних пробок, які утворюються в процесі буріння, капітального ремонту та експлуатації, на вибої свердловин, і тим самим зменшують їх видобувні можливості.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»



*Рисунок – 1 Комплекс пристроїв для очищення вибою свердловин:
 1 – коронка фрезерна; 2 – клапан зворотній тарілчастий; 3 – пристрій захоплюючий; 4 – перехідник П 89х73; 5 – шламонакопичувач (колона НКТ); 6 – перехідник П 73х89; 7 – очисний пристрій; 8 – клапан збивний; 9 – НКТ*

Проведення аналізу [3] і порівняльної характеристики запропонованої технології з її аналогами, показує що запропонована технологія має певні переваги.

Література

1. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи/ В.С. Бойка, Р.М.Кондрат, Р.С. Яремійчук. – Львів: Оріана-Нова. 1996. – 613с.
2. Бойко В.С. Розробка нафтових і газових родовищ / В.С.Бойко. – Львів, 1999. – 452 с.
3. Балахіров Ю.А. Інноваційні технології у нафтогазовидобутку / Ю.А. Балахіров, Ю.М. Бугай. - Київ: МНТУ, 2000. - 476 с.

УДК 622.279.5

*О.Д. Лобода, магістрант**І.І. Ларцева, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

МЕХАНІЗМ ВІДКЛАДЕННЯ СОЛЕЙ В ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ТА МЕТОДИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ І БОРОТЬБИ З СОЛЯМИ

У процесі експлуатації газових і газоконденсатних родовищ виникають ускладнення, пов'язані з утворенням і відкладенням солей у стовбурах видобувних свердловин, трубопроводах і промислового обладнанні. Відклади солей, звичайно тверді, мають добре зчеплення з поверхнею металу і важко піддаються видаленню. Склад сольових відкладів різноманітний і представлений сульфатами, карбонатами та хлоридами різних хімічних елементів. Основними причинами відкладення солей є: контакт хімічно несумісних вод; зміна термодинамічних умов; зміна гідродинамічних умов.

Усі відомі методи боротьби з солевідкладеннями спрямовані або на запобігання відкладення солей, або на видалення осаду, який відклався. До методів попередження відносяться технологічні, фізичні та хімічні. Найбільш ефективним є використання інгібіторів. Вони можуть бути введені в свердловину у вигляді розчинів, дисперсних систем, а також у твердій формі. Методи боротьби бувають механічні та хімічні. Механічні ґрунтовані на використанні для руйнування твердих осадків бурового інструменту, спеціальних пристроїв і гідромоніторів. Але вони є витратними заходами і призводять до зниження видобутку газу. Використання кислот додатково супроводжується інтенсивною корозією газопромислового обладнання. Таким чином, ефективність боротьби із солевідкладеннями полягає в запобіганні їх утворенню, а не в їх видаленні [1].

Тому метою роботи є дослідження ускладнень, пов'язаних із відкладенням солей у процесі експлуатації газових та газоконденсатних свердловин, та обґрунтування заходів щодо запобігання цьому процесу.

Процес фазового стану свердловинної рідини, тиску та температури є основною тенденцією досліджень у світі. Для газових свердловин максимальний вміст метану у воді залежить від тиску та солоності води. З іншого боку, розчинність води в газі збільшується, коли пластовий тиск знижується в процесі видобування. Швидкість потоку впливає як на тиск, так і на температуру. Зі збільшенням дебіту температура стовбура свердловини знижується. Чим більший час видобутку газу, тим більша ймовірність відкладення солі вздовж стовбура свердловини. Тривалий час видобування газу зазвичай призводить до вищої температури газового потоку та нижчого тиску, що призводить до випаровування більшої кількості рідкої води в газову фазу.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

Існує два основних механізми, що призводять до відкладення солей у стовбурі свердловини (рис. 1). По-перше, розчинність води в газі збільшується через падіння тиску під час руху пластової води в стовбурі свердловини. Солоність пластової води, що залишилася, збільшується після розчинення прісної води в газі під час видобутку. Коли солоність місцевої пластової води досягне солоності насичення, у стовбурі свердловини відбудеться явище відкладення солей. По-друге, потік пластової води через стовбур свердловини часто супроводжується зниженням температури і тиску, що призводить до зниження розчинності солі в пластовій воді, і як наслідок, до відкладення солей у стовбурі свердловини [2].



Рисунок 1 – Механізм відкладення солей

На даний момент існує три основні методи видалення солі та запобігання виникненню солі в щільних газових свердловинах з пісковика, включаючи видалення холодною водою, гаряче промивання та хімічне запобігання солеутворення. Метод видалення холодною водою вимагає великої кількості води. Видалення солі гарячим способом вимагає значного робочого обладнання та є дорогим. Застосування інгібіторів солеутворення є найбільш перспективним методом.

Література

1. Особливості солевідкладення у газоконденсатних свердловинах / В. Б. Воловецький, А. В. Гнітко, О. М. Щирба // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія : Геологія. Географія. Екологія. – 2018. – Вип. 48. – С. 30–38.
2. P. Aquilina, "Impairment of gas well productivity by salt plugging: A review of mechanisms, modeling, monitoring methods, and remediation techniques," in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2012.

УДК 622.279

*Є.І. Козісь, магістрант
С.О. Андрущенко, магістрант
В.Р. Сімонов, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОСОБЛИВОСТІ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА СТАДІЇ ЗНИЖЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

В процесі розробки газових родовищ відбувається поступове падіння пластового тиску і підвищення вмісту вологи у видобутому природному газі. На цій стадії знаходиться значна частина газових родовищ України. Одним із способів підготовки природного газу до магістрального транспорту є процес його абсорбційного осушення гліколями. Однак зниження пластового тиску, а отже і тиску в технологічних лініях призводить до виникнення проблем в процесі його підготовки, у тому числі і методом абсорбційної осушки.

Ці проблеми пов'язані з погіршенням якості підготовлюваного газу внаслідок зниження ефективності масопередачі молекул води з видобутого флюїду в фазу гліколю і утруднення вилучення води з насиченого абсорбенту в процесі його регенерації.

Аналіз досвіду експлуатації типових установок абсорбційної осушки природного газу гліколями підтверджує, що ефективність масопередачі молекулярної води з видобутого природного газу у фазу гліколю значно зменшується при зменшенні робочого тиску абсорбера при постійних інших технологічних параметрах його роботи. Компенсація даного явища здійснюється підвищенням кратності циркуляції абсорбенту в системі та скороченням в регенованому абсорбенті залишкового вмісту води.

Як показує аналіз технологічного процесу, істотний вплив на якість осушення газу при абсорбційному методі має глибина регенерації насиченого водою абсорбенту. Чим менший відсоток води міститься у регенованому абсорбенті, який подається в колону абсорбера, тим нижча точка роси осушеного газу на виході із нього. У промисловій практиці для абсорбційного осушення переважно використовуються диетиленгліколь і триетиленгліколь. В даний час регенерація гліколю може здійснюватися за схемами перегонки: атмосферної, вакуумної; з використанням газу віддуви вологи потоком газу, азеотропної. Реалізація кожної з цих технологічних схем блоку регенерації гліколю спрямована на підвищення ефективності роботи десорбційної колони.

Виходячи із аналізу технологічного процесу, покращення його техніко-економічних показників може бути досягнуто отриманням регенованого абсорбенту із залишковим вмістом води на рівні не більше 0,5%. Але при цьому температура низу десорбційної колони не повинна

перевищувати температури термодеструкції гліколю.

Аналіз відомих методів регенерації гліколів при врахуванні обмеження через зниження пластового тиску показав, що єдиним методом, який дозволяє досягти такого рівня підготовки абсорбенту без його термодеструкції є азеотропна перегонка. При цьому способі для збільшення відносної летючості води в систему додають спеціальні реагенти – азеотропоутворюючі речовини.

Найбільш відомий спосіб азеотропної регенерації гліколів із застосуванням десорбера (наприклад, ізооктану) в процес Дрізо. Процес Дрізо дозволяє довести масову частку регенованого розчину до 99,99%.

Хоча витрати на реалізацію азеотропної регенерації вищі порівняно із атмосферою, але це компенсується високою якістю осушки газу.

У якості азеотропного агента також використовують толуол і петролейний ефір. Однак ці речовини є цінними компонентами моторних палив, або розчинні в гліколі. За результатами досліджень у якості азеотропного агента пропонується використання циклогексану. Він забезпечує максимальне зниження температури регенерації гліколю щодо рекомендованих азеотропних агентів.

Переведення блоків регенерації з атмосферної на азеотропну перегонку дозволяє довести концентрацію гліколю в регенованому абсорбенту до значення не менше 99,5% мас. і зниження температури десорбції води. Це у свою чергу дозволить забезпечити якісну осушку газу на всіх стадіях експлуатації родовища. Застосування азеотропного агента дозволяє знизити температуру регенерації абсорбенту. Це зменшить осмолення гліколю в процесі експлуатації. Зниження температури регенерації зі 160 °С до 145 °С, також зменшує винесення діетиленгліколю,

Установка азеотропної регенерації гліколю із застосуванням циклогексану, при температурі процесу 145 °С, забезпечує ступінь регенерації 99,99% (мас.). Витрати на реалізацію технології азеотропної регенерації гліколю вищі порівняно із атмосферою, але це компенсується доведенням його концентрації до 99,99% і, як наслідок, високою якістю осушки газу.

Література

- 1. Campbell J. M., Hubbard R. A. Gas conditioning and processing. Vol.2, 8th ed., John M. Campbell and Company, 2004, 480 p.*
- 2. Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, Daniel G. McCartney, Fundamentals of Natural Gas Processing, CRC Press publishing, 2ed,2012. 574 p.*
- 3. Haiqing Lin, Scott M. Thompson, Adrian Serbanescu-Martin, Johannes G. Wijmans, Karl D. Amo, Kaaeid A. Lokhandwala, Timothy C. Merkel Dehydration of natural gas using membranes. Part I: Composite membranes, Journal of Membrane Science Volumes 413–414, USA, 2012, 70–81 P.*

УДК 622.691.2

*А.А. Черешньов, магістрант**І.В. Садовий, магістрант**Р.В. Онищенко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»***ТЕХНОЛОГІЇ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ МЕТАНОЛУ У СИСТЕМАХ
ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ**

В нафтогазовій галузі гостро стоїть питання раціонального використання метанолу, як інгібітору гідратуутворення. Враховуючи значні обсяги використання і потенційний негативний вплив на довкілля існує потреба у розробленні ресурсозберігаючих технологічних рішень здійснення його регенерації із водометанольних розчинів, а також вилучення із підготовленого газу і конденсату.

В процесі застосування метанол насичується водою. Для відновлення його властивостей його необхідно концентрувати і відділити від домішок.

На даний момент поширення набув метод регенерації метанолу з водометанольної суміші шляхом ректифікації. Проте дана технологія має ряд істотних недоліків, які у свою чергу роблять регенерацію метанолу не дуже привабливою. Причина тому – присутність у відпрацьованому розчині солей пластової води, які утворюють накип на тепломаслообмінних поверхнях установок і спричиняють їх активну корозію. У результаті колона регенерації, з огляду на неефективну роботу масообмінної секції, не забезпечує необхідну концентрацію низькокиплячого компонента в кубовому залишку. Тому практикується його розбавлення і закачування в продуктивний пласт.

У початковий період розробки родовища достатнім і ефективним є спосіб регенерації метанолу шляхом подачі утвореної водометанольної суміші на попередню ступінь сепарації. Технологія представляє собою багаторазове використання метанолу в одній технологічній лінії за рахунок його випаровування з рідкої фази в потік газу на перших ступенях сепарації і конденсації – на наступних. На більш пізній стадії розробки родовища, коли параметри потоків пластового флюїду і водометанольного розчину змінюються, може бути застосування технології віддувки метанолу в сепараторі десорбері – на теплому потоці газу після ДКС.

Однак, при цьому існує необхідність підживлення процесу свіжим інгібітором для компенсації виносу метанолу висушеним газом, нестабільним конденсатом і водою.

Однак, як показав аналіз результатів відкритих досліджень, незважаючи на те що метанол утворює азеотропну суміш з багатьма вуглеводнями, все ж він концентрується переважно у пропановій фракції.

При цьому встановлено, що найбільш оптимальним рішенням є екстракція метанолу з конденсованої вуглеводневої фази водою в процесі активного перемішування за допомогою статичних змішувачів з подальшим відділенням водометанольної суміші з утвореної емульсії в ємностях.

Як відомо метанол володіє значною летючістю. Тому значна його частина випаровується і разом із підготовленим газом безповоротно втрачається. За результатами аналітичних досліджень і пошуку прогресивних технологій пропонується новий процес регенерації метанолу на основі так званої 3S-технології з використанням технологічного блоку з надзвуковим сепаратором 3S (**Super Sonic Separator**).

Газ піддається обробці після трифазного сепаратора високого тиску. Причому процес дозволяє одночасно регулювати точки роси газу по воді і вуглеводням, виділяти фракцію C₃₊ (пропан і важчі) у вигляді зрідженого газу і здійснювати регенерацію метанолу із газової фази.

Для визначення оптимальних робочих параметрів 3S-сепаратора у режимі регенерації метанолу із парової фази газового потоку і встановлення впливу геометрії пристрою на процес було здійснено його моделювання в програмному середовищі SolidWorks (рис. 1).

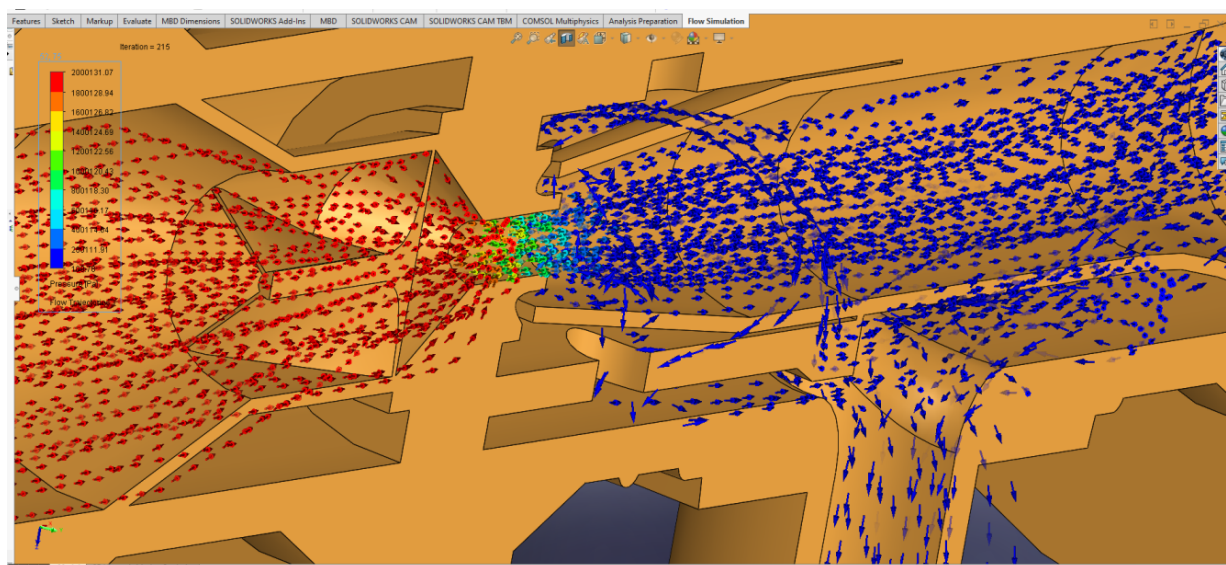


Рисунок 1 – Моделювання параметрів роботи 3S-сепаратора

Таким чином, обґрунтовано доцільність реалізації комплексу заходів для запобігання втрат метанолу із продукцією свердловин та його регенерації.

Література

1. Кондрат Р.М., Дорошенко В.М., Кондрат О.Р., Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. – *Нафтогазова енергетика*, – 2007, №1(2)
2. Патент України на винахід № 105208 Застосування рідинно-газового струминного апарата з подовженою камерою змішування як контактного пристрою для утворення газових гідратів / Педченко Л.О., Педченко М.М.; опубл. 25. 04. 2014; Бюл. № 8.

УДК 66.074.5

*Р.А. Сагайдак, магістрант
О.В. Михайловська, к.т.н., доцент,
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИЛУЧЕННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ З ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

Діоксид вуглецю знаходить досить широке застосування в різних областях промисловості, незважаючи на те, що в порівнянні з основними продуктами нафтогазової галузі його викиди невеликі.

Тривалий період промислового виробництва діоксиду вуглецю призвів до того, що технології, що лежать в основі його отримання, досить швидко розвиваються. Існують такі основні технології отримання діоксиду вуглецю:

- фізична абсорбція, заснована на розчинності діоксиду вуглецю в полярних розчинах (вода, метанол);
- хемосорбція, заснована на хімічному зв'язку діоксиду вуглецю, при взаємодії його з з'єднаннями лужного характеру (луги, етаноламіни, розчини карбонатів);
- адсорбція, заснована на поглинанні діоксиду вуглецю твердими сорбентами (наприклад, цеолітами);
- каталітичне гідрування.

Очищення природних газів є актуальною проблемою для всіх виробничих об'єктів нафто- і газодобувної промисловості. У даний час при великих об'ємах транспортування газу його очищення є найбільш ефективним та економічним способом зменшення швидкості корозії та, як наслідок, одним з гарантів безвідмовного функціонування обладнання.

Як і раніше, актуальними є проблеми зниження собівартості продукції, що видобувається, також і діоксиду вуглецю, що знаходиться в сировинних джерелах в дуже малих концентраціях.

Метою дослідження є удосконалення технології очищення природного газу від діоксиду вуглецю за допомогою газових гідратів та надання рекомендацій щодо впровадження даної технології на Скоробагачківському нафтогазоконденсатному родовищі.

Розглянуто основні методи очистки природного газу від діоксиду вуглецю. Найбільш старим методом є водна очистка, яка використовується і до сих пір на багатьох об'єктах. Основний недолік водного очищення полягає у великій витраті електроенергії. Крім того, унаслідок недостатньої селективності поглинача води можливі втрати водню і забруднення їм діоксиду вуглецю. Найбільше промислове застосування одержав процес очищення розчинами моноетаноламіна (МЕА). Моноетаноламіновий метод

характеризується високим ступенем очищення газів від CO₂. Однак, моноетаноламін летучий, токсичний, при наявності кисню в газах окислюється (полімеризується), що робить його не завжди придатним для очищення природних газів.

Одним із прогресивних методів є метод вилучення CO₂ за допомогою газових гідратів. Вміст вуглекислого газу в природному коливається в досить широких межах, тому при виборі методів очистки газів враховують вміст діоксиду вуглецю, можливості досягнення заданої глибини вилучення небажаних компонентів і використання їх для виробництва відповідних товарних продуктів.

Література

1. Васильченко В.П. Застосування розчинів електролітів для запобігання гідратоутворення при видобутку природного газу, – К. - 2003. – 147с.
2. Воротинцев В.М. Розділення газової суміші методом газогідратної кристалізації / В.М. Воротинцев, В.М. Малишев, Г.М. Мочалов, П.Г. Тарабуров – К.: 2001. Т.35. №2. С. 128 – 132 с.

УДК 622.691.2

В.С. Яківець, магістрант

Л.О. Педченко, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ СОЛОХІВСЬКОГО ПСГ

Енергетична безпека держави залежить від безперервного функціонування системи видобування – транспортування, зберігання і споживання вуглеводнів. Для акумулювання запасів природного газу у відпрацьованому обводненому газоконденсатному родовищі створене Солохівське ПСГ, яке входить до Київського комплексу підземного зберігання газу. Мета побудови сховища – регулювання сезонної нерівномірності газопостачання промислових споживачів Полтавської, Сумської, Кіровоградської, Харківської областей та забезпечення функціональної надійності магістральних газопроводів.

Основні технологічні показники експлуатації Солохівського ПСГ визначені Технологічним проектом дослідно-промислової експлуатації (ДПЕ) (табл.1).

Аналіз процесу експлуатації та моніторинг роботи сховища природного газу виконано за допомогою годографа, побудованого у вигляді залежності $p_{зв} = f(V_{cm})$. Згідно класифікації В. Карачинського, яка оснований на аналізі годографів, побудованих за отриманими даними циклічної експлуатації

СЕКЦІЯ «МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ»

підземних сховищ по роках, Солохівське ПСГ відноситься до ізобарного типу сховищ.

Таблиця 1 – Загальні технологічні параметри Солохівського ПСГ

Кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин	81
Загальний об'єм газу, млн. м ³	2000
Активний об'єм газу, млн. м ³	1200
Буферний об'єм газу, млн. м ³	800
P _{max} , МПа	8,46
P _{min} , МПа	6,99

Під час експлуатації ПСГ у водоносних пластах постійність зрушень гістерезису вправо протягом декількох років свідчить про постійно існуючі відтоки газу та зростання товщини перехідної зони. Тривалими періодами 151 доба закачування та 178 діб відбору газу (замість 120 проєктованих діб) пояснюється активне зростання буферного об'єму і одночасно зменшення активного об'єму газу в пласті-колекторі.

У зв'язку зі зменшенням холодних зимових періодів пропонується скорочення періоду відбору газу зі сховища від 150 до 80–60 діб. У результаті такого відбору: зменшується мінімальний тиск у пласті, збільшується максимальне значення газонасиченого порового об'єму сховища, мінімальне значення газонасиченого порового об'єму сховища та максимальний тиск практично не змінюються, величина буферного об'єму газу змінюється незначно.

Аналіз технологічного режиму роботи експлуатаційних свердловин на Солохівському ПСГ показав, що в процесі періоду відбору газу застосовують кілька режимів, а саме: початковий етап – сталих дебітів, далі – постійного допустимого градієнта тиску на стінці свердловини (максимально допустимий дебіт) та кінцевий етап – граничного безводного дебіту.

Солохівське сховище створено у виснаженому газоконденсатному родовищі і залишки запасів на початок роботи ПСГ становили 54 млн.м³, тому у процесі циклічної експлуатації можливе винесення конденсату. Проте аналіз фазового стану природного газу, що відбирається зі сховища, виконаний у програмі PVTр Petex, показав, що за робочих термодинамічних параметрів газовий конденсат на вибої свердловини не утворюється. Тому, згідно отриманої фазової діаграми, тиск на вибої протягом циклічної експлуатації може знижуватися аж до 2 МПа без процесу утворення газового конденсату.

Проте, як свідчать геологічні дані, пласт-колектор байоського горизонту

(J_2^{bj}), що використовується для зберігання газу на Солохівському ПСГ, складений дрібно – і середньозернистими слабозцементованими та крихкими пісковиками. Він має високу здатність до винесення пластового піску, пробкоутворення на вибоях свердловин, схильний до руйнування порід. Тому після певної періодичності циклів експлуатації вибійні протипіскові фільтри швидко зношуються, а це вимагає проведення капремонту свердловин і відповідно додаткових матеріальних затрат. Оскільки період середнього за величиною дебіту відбору є найдовшим і складає до 3 місяців, то застосування технологічного режиму постійного допустимого градієнта тиску на стінці свердловини (максимально допустимий дебіт свердловини чи постійна максимально допустима депресія на вибої) є досить актуальним. З метою недопущення руйнування привибійної зони слід підтримувати умову

$$\left| \frac{dp}{dR} \right|_{R=r_c} = const \text{ чи } \Delta p = p_k - p_c = const.$$

На основі виконаного аналізу режимів роботи свердловин запропоновано використання найбільш ефективних вибійних протипіскових фільтрів та визначено необхідні та допустимі інтервали перфорації пласта-колектору.

Література

1. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. Частина 1: Створення підземних сховищ газу. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с.
2. Савків Б.П. Підземне зберігання газу в Україні: наукове видання / Б.П. Савків. – К.: Видавництво «Київ», 2008 – 240 с.
3. Проблеми та перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні/А.М. Федутенко// Науковий вісник Івано-Франківського НТУНГ. — 2004. — №2(8). — С. 9-14.

УДК 622.691

В.І. Дмитренко, к.т.н., доцент,
Т.М. Подоляк, аспірант
О.О. Приступа, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ МЕТАНОЛУ ПО ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОТОКАХ УСТАНОВОК НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ ГАЗУ

Підготовляння вуглеводневої сировини до транспортування, як правило, супроводжується процесом гідратуутворення. Нині на підприємствах України для попередження гідратуутворення здебільшого використовують метанол. Метанол, завдяки високій летючості парів,

забезпечує більш надійний безгідратний режим роботи обладнання в порівнянні з нелеткими антигідратними реагентами (зокрема, гліколями). Однак на практиці фактична витрата метанолу на газодобувних підприємствах часто завищена (у ряді випадків на 15 - 20% і більше) через його нераціональне використання [1-4].

Метою роботи є розподілу інгібітору гідратуутворення метанолу по вхідних та вихідних потоках різних варіантів установок підготовки газу з використанням низькотемпературної сепарації.

Матеріали та методи досліджень. Розподілу інгібітору гідратуутворення метанолу по вхідних та вихідних потоках різних варіантів установок комплексної підготовки газу (УКПГ) з використанням низькотемпературної сепарації (НТС) здійснювали за такими схемами:

Варіант 1 – НТС з охолодженням газу завдяки ефекту Джоуля-Томпсона;

Варіант 2 – компримування газу від свердловин за допомогою ДКС + НТС з охолодженням газу завдяки ефекту Джоуля-Томпсона;

Варіант 3 – компримування газу від свердловин за допомогою ДКС + НТС з охолодженням газу завдяки роботі турбодетандерного агрегату;

Варіант 4 – компримування газу від свердловин за допомогою ДКС + НТС з охолодженням газу завдяки роботі установки штучного холоду (пропанової холодильної установки).

Моделювання виконано з використанням стимулятора Aspen Hysys компанії Aspen Tech, при розрахунках в якості базового вибрано пакет рівнянь стану Пенга-Робінсона.

Результати досліджень.

Аналіз отриманих даних дозволив встановити такі загальні закономірності витрат метанолу:

– Основна частина метанолу відокремлюється на першій ступені сепарації після розділювача I під час підготовки газу за варіантом підготовки 1. Це близько від 75 % від всього метанолу, що використано. Але відсоток метанолу у загальному потоці із розділювача R-1 незначний 21,25% лише при підготовці газу за варіантом 1. Тому регенерувати метанол на цьому етапі недоцільно.

– Підготовка газу НТС з ДКС не передбачає подачу інгібітору на I ступень сепарації.

– Під час підготовки газу НТС+ДКС (варіанти 2,3,4) у розділювачі II ступені відокремлюється 84-89 % від всього метанолу, що використано. У конденсатному відсіку R-2 – 33-36 %, у водяному – 51-52 %.

– Відокремлення метанолу із потоку конденсату з розділювача II ступені є непростю задачею, через малу різницю густини метанолу (792 кг/м^3) та густини газового конденсату ($720-760 \text{ кг/м}^3$) близькі.

– Потенційним потоком, звідки можливо зібрати метанол для

повторного використання є потік супутньо-пластової води з розділювача II ступені. Даний потік можливо збирати в окрему ємність зберігання і з неї насосами повторно подавати в точки вприскування, але з більшою витратою, ніж для чистого метанолу, або ж направляти на установку регенерації метанолу.

Таким чином, не дивлячись на те, що моделювання виконувалось для обмеженої кількості варіантів підготовки газу, тим не менше отримані результати дають можливість відстежити закономірності і для інших технологічних процесів, де застосовується інгібітор гідратуутворення метанол.

На основі отриманих результатів досліджень можна зробити висновок, що найбільш перспективним напрямом роботи підвищення ефективності технології використання метанолу під час низькотемпературної сепарації підготовки газу та конденсату є розробка заходів щодо зниження втрат метанолу, зумовлених його виносом із супутньо-пластовою водою та розчинністю у нестабільному конденсаті на II ступені сепарації.

Література

1. Dmytrenko V. *The use of bischofite in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation* / Dmytrenko V., Zezekalo I., Vynnykov Yu. // *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* – 2022. – Vol. 1049. – Article № 012052. – 11 p. doi:10.1088/1755-1315/1049/1/012052
2. J.H. Sira; S.L. Patil; V.A. Kamath (1990). *Study of Hydrate Dissociation by Methanol and Glycol Injection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana.*
3. Kvamme B, Selvåg J, Saeidib N and Kuznetsova T 2018 *Methanol as a hydrate inhibitor and hydrate activator Phys. Chem. Chem. Phys.* 34 21968.
4. *Methanol as a hydrate inhibitor and hydrate activator* // Bjørn Kvamme, Juri Selvåg, Navid Saeidib, Tatiana Kuznetsova// *Physical Chemistry Chemical Physics journal* – 2018.

УДК 622.276.43:620.197.3

В.С. Терно, магістрант

М.В. Петруняк, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СИСТЕМИ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

Система підтримки пластового тиску (ППТ) є дуже металомісткою, енергоємною, що в свою чергу, пов'язано з облаштуванням розвідних і підвідних водоводів, будівництвом кущових насосних станцій, об'єктів електропостачання [1].

Актуальною проблемою для системи ППТ є зниження корозії устаткування. Корозією металів і сплавів називають процес перетворення їх

у окислений стан, руйнування під впливом зовнішнього середовища.

При експлуатації трубопроводів проведення заходів щодо захисту від корозії дозволяє зменшити кількість поривів і, відповідно, скоротити витрати на їх ліквідацію, підвищити надійність та продовжити термін служби трубопроводів, а так же підвищити екологічну безпеку об'єктів. Одним з найбільш ефективних і технологічно нескладних методів захисту від внутрішньої корозії є інгібіторний захист.

Одним з основних і дешевих методів захисту нафтопромислового обладнання від корозійного руйнування є застосування інгібіторів корозії – речовин або їх сумішей, які у невеликих концентраціях призводять до різкого сповільнення корозійних процесів. Введення в агресивне середовище незначної концентрації інгібітора ($25 - 200 \text{ г/м}^3$) значно знижує швидкість корозійного руйнування металу. Однак для підбору ефективних інгібіторів корозії необхідно мати повну інформацію про корозійне середовище і ступінь його агресивності. Існує багато методів оцінки ступеня корозійної агресивності середовищ та ефективності інгібіторів корозії, кожний з яких характеризується своїми позитивними та негативними факторами. Тому комплексний підхід до вивчення ефективності інгібіторного захисту із застосуванням різних методів має велике значення для отримання достовірних результатів [2].

У лабораторії науково-дослідного інституту ПО «УкрНДГРІ» (м. Полтава) було проведено досліди щодо визначення швидкості корозії для нових інгібіторів корозії, таких як СМФ-240 та Ліс Пік. Дослідження по визначенню хімічних властивостей проводились для пластової води Бугруватівського родовища; підбирали інгібітор корозії та його найефективнішу концентрацію.

Для визначення корозійної активності вод використовувались зразки-свідки із сталі насосно-компресорних труб (НКТ) [3]. Згідно з методикою корозійних випробувань зразки-свідки обрізані та відшліфовані, прямокутна форма розміром в діапазоні: ширина – 19 – 20 мм, довжина – 27 – 28 мм, товщина 3 – 6 мм.

Таблиця 1 – Степінь захисту досліджуваних інгібіторів корозії

Назва інгібітору	Концентрація	Середня степінь захисту, %
Без інгібітору	0%	0
СМФ- 240	0,01%	85,1
	0,05%	93,2
	0,1%	98,1
Ліс-Пік	0,01%	74,3
	0,05%	83,4
	0,1%	96,5

За результатами лабораторних досліджень (табл. 1) інгібіторів корозії

Ліс Пік та СМФ-240 встановлено, що при застосуванні інгібітору СМФ-240 концентрацією 0,01% відбувається сповільнення швидкості корозії втричі. При підвищенні концентрації від 0,01% та 0,1% швидкість корозії продовжує знижуватись, але незначними темпами, тому збільшення дозування інгібітора не призведе до значного збільшення захисної дії інгібітора і є недоцільним. Ефективність захисної дії інгібіторів коливається в межах 74 – 98%. Інгібітор СМФ-240 сповільнює корозію краще за інгібітор Ліс Пік, майже вдвічі, тому його доцільніше використовувати для даної свердловини.

Література

1. Бойко В.С. Розробка нафтових і газових родовищ / В.С.Бойко. – Львів, 1999. – 452 с.
2. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: Підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 366 с.
3. Shinoda K. Solution behavior of surfactants: The importance of surfactant phase and continuous change in HLB of surfactant / K. Shinoda // *Progr.Coll. and Polym.Sci*, 2009. – 213 p.

УДК 622.279

А.М. Чурілов, магістрант
М.В. Петруняк, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ВИРОБНИЦТВО «ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТОЇ» ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЗА РАХУНОК ВПРОВАДЖЕННЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

Природний газ – це рушійна сила та енергія сучасності. Так образно підкреслюється його значення в розвитку паливно-енергетичного комплексу нашої держави. Для досягнення мети стабільного, безперебійного і економічно ефективного задоволення постійно зростаючого внутрішнього і зовнішнього попиту на природний газ необхідно розглядати питання зменшення втрат і зниження витрат на всіх стадіях технологічного процесу при видобутку, підготовці та транспортуванні газу, а також рішення задач раціонального використання ресурсів та енергозбереження [1, 2].

На сьогоднішній день ГПУ «Полтавагазвидобування» – одне з найбільших підприємств нафтогазовидобувної промисловості України. Управління розробляє 42 родовища газу і нафти в східній частині і 41 родовище в західній частині України.

Видобування, підготовка та переробка вуглеводневої сировини здійснюється на 42-х установках комплексної та 41-ій установці попередньої підготовки газу і нафти, а також на двох установках сайклінг-

процесу, установці поглибленого вилучення вуглеводнів, головних спорудах, установці вироблення бітуму та 11-ти компресорних станціях.

Станом на сьогоднішній день в ГПУ «Полтавагазвидобування», починаючи з 2005 року, в склад установок підготовки газу, як низькотемпературної сепарації (НТС) так і низькотемпературної абсорбції (НТА), поетапно введено в експлуатацію шість турбодетандерних агрегатів та одна утилізаційна детандер-генераторна установка. Експлуатація цієї техніки дозволила вирішити ряд виробничих питань.

Планом розвитку компанії на 2024 – 2027 роки затверджено введення в експлуатацію ще двох турбодетандерів та трьох турбогенераторних установок, конструкція та технологічні особливості яких є унікальними для української промисловості.

До впровадження утилізаційної детандер-генераторної установки УДЕУ-2500-У2 на ГС «Солоха» підготовка газу та вилучення рідких вуглеводнів проводилася на установці низькотемпературної абсорбції при охолодженні газу на установці низькотемпературної сепарації з пропановою холодильною установкою (ПХУ). На ПХУ відбувалося зниження температури газу на 30 ... 35 °С, а це означає, що газ з вхідної температури +30 ... +35 °С (температура газу після компримування на ДКС «Солоха») максимум можна було охолодити до температури 0 ... -5 °С, замість мінус 20 ... -25 °С, які передбачені технологічним режимом роботи УНТС. Тому УДЕУ-2500-У2 є необхідним додатковим ефективним джерелом «холоду» для підготовки газу до вимог нормативних документів та вилучення рідких вуглеводнів. Окрім того, складовою частиною УДЕУ є генератор змінного струму, що виробляє «екологічно чисту» електричну енергію за рахунок утилізації роботи, яку виконує газ при адіабатичному розширенні.

З точки зору енергозбереження при видобуванні газу і його транспортуванні, на прикладі роботи УДЕУ-2500-У2, необхідно більше уваги приділити перспективам утилізації енергії надлишкового тиску природного газу, при його підготовці методом НТС і надалі при розподілі станціями ГРС і газорозподільчими пунктами (ГРП) промисловим споживачам.

Технічним засобом при цьому є спеціально розроблені енергозберігаючі турбогенераторні установки, що перетворюють енергію надлишкового тиску природного газу в електроенергію [3].

Принципова конструктивна будова утилізаційних турбогенераторних установок, на кшталт впровадженої УДЕУ-2500-У2, є досить простою. Їх основними елементами є: турбодетандер, де відбувається розширення від вхідного до заданого вихідного тиску природного газу, та електрогенератор, сприймаючий потужність турбодетандера, автоматична система управління і система змащення підшипників.

Відсутність спалювання газу в двигунах внутрішнього згорання забезпечує повну екологічну чистоту технологічного процесу. Ці

особливості турбодетандерів та турбогенераторних агрегатів, потенційна масштабність їх впровадження, служать підставою для подальшого розвитку та вдосконалення їх технологічних схем, внесенню змін в конструкції вузлів і систем, а також – для розробки їх нових модифікацій і розмірів.

Таким чином, необхідно зупинити увагу на принципово новій для України концепції утилізації енергії надлишкового тиску газу турбогенераторними установками, що буде впроваджена вже в 2024 році на об'єктах ГПУ «Полтавагазвидобування»: дотискній компресорній станції ДКС Машівка.

Література

1. Акульшин О.І. *Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб.* / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. *ТУ У 320.00158764.033-2000. Гази горючі природні родовищ України для промислового та комунально-побутового призначення.*
3. Байков Н.М. *Перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу в світі на період до 2030 року* / Н.М. Байков // Львів: Центр Європа, 2006. – 189 с.

УДК 622.291

М.І. Лебідь, магістрант

В.О. Лапко, аспірант

І.І. Ларцева, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОСОБЛИВОСТІ ПІДГОТОВКИ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ ПРОДУКЦІЇ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИМ ТРУБОПРОВОДОМ

Газотранспортна система України (ГТС) входить до переліку найрозгалуженіших і найпотужніших мереж магістральних газопроводів у світі. Початком розвитку ГТС України є 1924 рік, коли було введено в експлуатацію Дашавське газове родовища та розпочалося будівництво газопроводу Дашава – Київ.

ГТС України складається з магістральних газопроводів загальною протяжністю близько 38 тисяч кілометрів, 73 компресорних станцій, у складі яких працюють 705 газоперекачувальних агрегатів (ГПА), понад 1470 газорозподільних станцій, 12 підземних сховищ газу (ПСГ) активною ємністю понад 30 млрд м³ газу. Потужність ГТС на вході становить 281 млрд м³ в рік; на виході – 146 млрд м³ в рік [1].

Оцінка якості природного газу, і зокрема за показником вологості, є однією з найважливіших задач його транспортування. Присутність водяної пари призводить до збільшення витрат на перекачування, погіршення якості кінцевого продукту та сприяє прискоренню корозії трубопроводу, а також може спричинити утворення гідратів. Первинна обробка природного газу

СЕКЦІЯ «МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ»

після його видобування відбувається на промислових установках комплексної підготовки газу (УКПГ). Використовується підготовка за допомогою низькотемпературної сепарації. Також газ осушують за допомогою абсорбційним і адсорбційним методами.

Метою роботи є дослідження вимог і стандартів щодо якості підготовки природного газу на УКПГ до транспортування магістральними газопроводами.

При транспортуванні газ повинен знаходитись в однофазному стані; компоненти газу не повинні сприяти виникненню корозії трубопроводів, газового устаткування, контрольно-вимірювальних приладів тощо; споживчі характеристики газу повинні гарантувати його ефективне і безпечне використання.

До основних фізико-хімічних показників природного газу відносяться: вміст азоту і вуглекислого газу; температура точки роси за вологою та за вуглеводнями; число Воббе (основний показник якості газу за теплою згорання) та ін. Вимоги до якості природного газу (табл. 1), що постачається з УКПГ, визначаються Кодексом ГТС [2].

Таблиця 1 – Нормативні значення природного газу, що подається в ГТС

Параметр	Значення
вміст метану (C1), мол. %	мінімум 90
вміст етану (C2), мол. %	максимум 7
вміст пропану (C3), мол. %	максимум 3
вміст бутану (C4), мол. %	максимум 2
вміст пентану та інших більшважких	максимум 1
вміст азоту (N ₂), мол. %	максимум 5
вміст вуглецю (CO ₂), мол. %	максимум 2
вміст кисню (O ₂), мол. %	максимум 0,02
вища теплота згорання (25° C/20° C)	мінімум 36,20 МДж/м ³ (10,06 кВт·год/м ³) максимум 38,30 МДж/м ³ (10,64 кВт·год/м ³)
вища теплота згорання (25° C/0° C)	мінімум 38,85 МДж/м ³ (10,80 кВт·год/м ³) максимум 41,10 МДж/м ³ (11,42 кВт·год/м ³)
нижча теплота згорання (25° C/20° C)	мінімум 32,66 МДж/м ³ (09,07 кВт·год/м ³) максимум 34,54 МДж/м ³ (09,59 кВт·год/м ³)
температура точки роси за вологою° C при абсолютному тиску газу 3,92 МПа	не перевищує мінус 8
температура точки роси за вуглеводнями при температурі газу не нижче 0° C	не перевищує 0° C
вміст механічних домішок	відсутні
вміст сірководню, г/м ³	максимум 0,006
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	максимум 0,02

Технологічний режим підготовки газу та конденсату повинен відповідати нормам, викладеним в технологічному регламенті на експлуатацію УКПГ або УКПНГ. На кожному етапі підготовки продукції виконується аналітичний контроль технологічного процесу.

Якість виробництва товарної продукції безпосередньо залежить від ефективності функціонування газових сепараторів. Нестабільність параметрів вхідного газового потоку призводить до неадекватного очищення на існуючих газових сепараторах.

Визначено, що вимоги до якості природного газу, що постачається з УКПГ, визначаються Кодексом ГТС. Особлива увага приділяється вмісту вологи за значенням точки роси.

Література

1. <https://tsoua.com> офіційна сторінка ТОВ «Оператор ГТС України».
2. Кодекс ГТС, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 2495 від 30.09.2015 р.

УДК 622.279:622.691

*Т.М. Нестеренко, к. т. н., доцент
О.І. Зуб, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ В ШЛЕЙФАХ СВЕРДЛОВИН ЯБЛУНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

При видобуванні газу можна зіткнутися із рядом певних проблем, однією з яких є гідратоутворення в шлейфах-трубопроводу, адже вони блокують потік газу, що відповідно зменшує дебіт. Також утворення гідратів може спричинити збільшення тиску у трубопроводах, що може призвести аварійних ситуацій.

Для боротьби з цим явищем застосовуються різноманітні техніку і технології. Однією з них є використання хімічних інгібіторів, які запобігають утворенню гідратів або розчиняють їх, якщо вони вже утворилися. Інші методи включають регулювання температури та тиску у трубопроводах та застосування ізоляційних матеріалів для них.

Швидке реагування на зміну термобаричних умов можливе шляхом створення та використання імітаційних моделей роботи об'єктів наземної нафтогазової інфраструктури. Тому дослідження гідратоутворення у шлейфах трубопроводах з використанням програмного забезпечення є актуальним питанням.

Запропоновано застосовувати метанол та бішофіт. Бішофіт на відміну від метанолу є низькотоксичним та може бути видобутий з природних джерел.

Проведено порівняння ефективності метанолу і бішофіту, як інгібіторів гідратоутворення за допомогою програмного забезпечення PIPESIM, а також буде проведений порівняльний тепловий розрахунок газопроводу та перевірка умов утворення гідратів при транспортуванні газу від гирла свердловини Яблунівського родовища по шлейфу до УКПГ.

Графік зміни розрахункових температур газу, гідратоутворення та точок роси на певних ділянках (рисунок 1). З графіку видно, що у трубопроводі після 2500 метрів існує велика вірогідність утворення гідратів.

Один із варіантів дослідження виконаний в програмному забезпеченні PIPESIM наведено на рисунку 2. На графіку показана залежність тиску та температури в свердловині та трубопроводі. На рисунку 3 продемонстровано, як за допомогою програмного забезпечення PIPESIM можна дослідити та проаналізувати вплив інгібітора на утворення гідратів. З рисунку 3б видно, що гідрати не утворюються (зона утворення гідратів виділена червоним). Таке дослідження проведено з застосуванням метанолу та бішофіту.

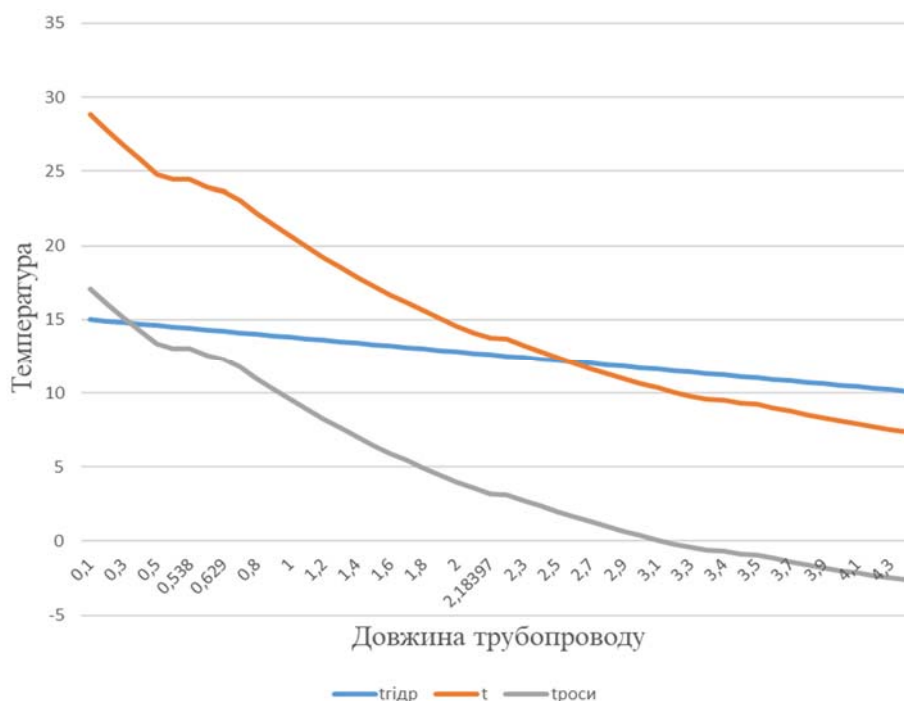


Рисунок 1 – Криві зміни розрахункових температур газу, точок роси та температур гідратоутворення в контрольних точках

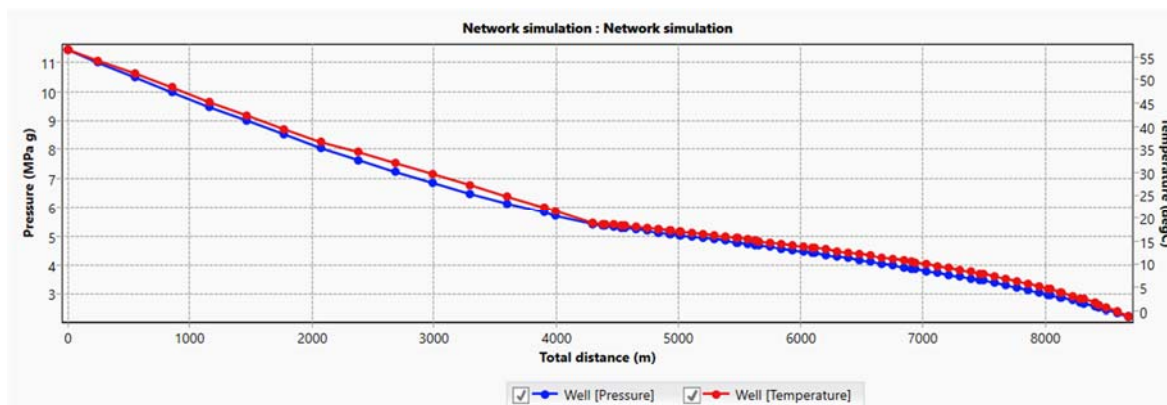


Рисунок 2 – Зміна тиску і температури в свердловині та в трубопроводі

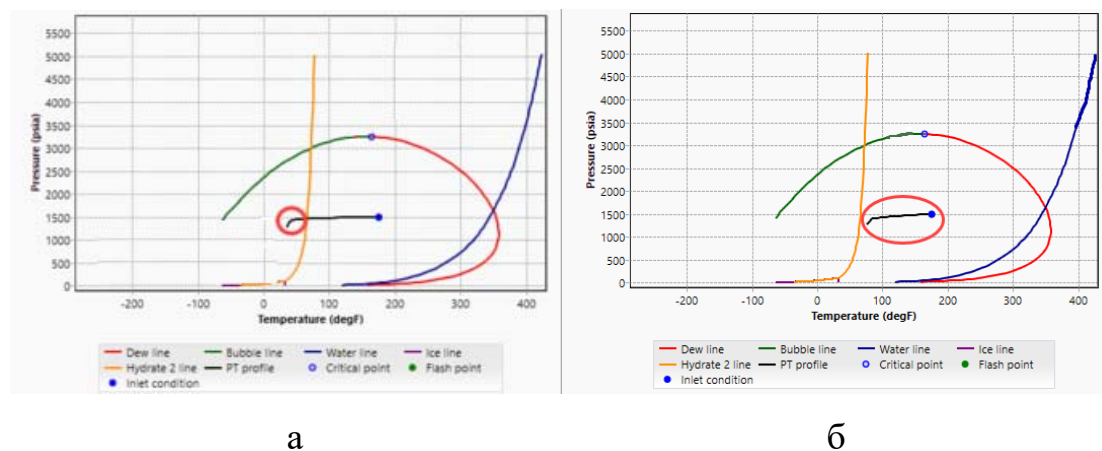


Рисунок 3 – Фазова діаграма багатокомпонентної суміші природних газів Яблунівського родовища, лінія гідратоутворення:

а – без інгібітора гідратоутворення; б – з інгібітором гідратоутворення

Визначено необхідну кількість інгібіторів гідратоутворення за допомогою програмного забезпечення PIPESIM. Підраховано кількість інгібіторів гідратоутворення: метанол – 50 кг/день, бішофіт – 340 кг/день. Витрати на метанолу становлять 5050,41 грн/день, тоді як бішофіту 850 грн/день.

Література

1. Братах М.І., Топоров В.Г., Фик М.І. Основи міжпромислового транспорту газу – 2016, 249 с.
2. Братах М.І., Топоров В.Г., Рузіна І.М., Хай В.В., Хоменко Г.О. Комп'ютеризація процесу контролю гідратоутворення та квазістаціонарних режимів роботи газопроводів системи видобутку і збору газу.– "Питання розвитку газової промисловості". Зб. наук. пр., вип. XXXVIII Харків: УкрНДІгаз, – 2010 р., С. 201–207.
3. Фик М.І., Середюк М.Д., Андрійшин М.П. Визначення пропускної здатності газотранспортних систем розгалуженої структури. "Науковий вісник ІФНТУНГ" – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, № 1(15) 2007. – С.94 – 98.
4. Ogezo Stephen Obaro. Effect of e-glycol on hydrate formation in gas pipeline – 2014, 102 p.

УДК 622.691

*Т.М. Нестеренко, к. т. н., доцент**О.В. Кандзюба, магістрант**Є.І. Кухно, магістрант**В.О. Пронь, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ВЕРТИКАЛЬНИХ СЕПАРАТОРАХ

Основним процесом промислової підготовки природного газу є його охолодження. Воно може відбуватися за рахунок зовнішнього джерела холоду або за рахунок використання наявного перепаду тиску між входом і виходом з УКПГ в спеціальних охолоджувальних пристроях – дроселі, ежекторі, детандери і ін.

За час розвитку технологій промислової підготовки газу були реалізовані типові технологічні схеми (НТС з дроселем або ежектором) і експериментальні, наприклад з турбодетандери. Кожна з технологій має свої переваги, недоліки і оптимальну нішу застосування.

Оптимальний підхід до процесу підготовки природного газу може бути досягнутий шляхом вибору оптимальних технологічних режимів підготовки газу, вибором технологічної схеми підготовки або модернізацією існуючого обладнання, яке використовується для підготовки газу.

На існуючій системі підготовки газоконденсатної продукції запропоновано провести модернізацію вертикального сепаратора. Вивчено та оцінено конструкції вертикальних сепараторів, а також детально розглянуті конструкцію внутрішніх сепараційних пристроїв. За результатами аналізу, обрано вертикальні жалюзійні інерційно-фільтруючі сепаратори для подальших досліджень. Такі сепаратори не лише дозволяють ефективно розділяти фази, а й мають потенціал для оптимізації гідравлічного опору та підвищення загальної ефективності сепарації.

Розглядати використання інерційно-фільтруючих елементів у вертикальних сепараторах є перспективним та обґрунтованим напрямком для оптимізації продуктивності та ефективності сепарації газоконденсату.

В результаті порівняльного аналізу різних методів сепарації встановлено, що високоефективний поділ двофазних систем може бути досягнуто при використанні інерційно-фільтруючого обладнання. Схема геометрії каналів та руху потоків в інерційно-фільтруючих сепараторі наведена на рисунку 1.

Використання інерційно-фільтруючих елементів сприяє суттєвому зниженню гідравлічного опору вертикального сепаратора до 15-30 кПа (в гравітаційних сепараторах до 100 кПа). Це досягається завдяки оптимізованій конструкції та розташуванню фільтруючих елементів, що

сприяє ефективному відділенню фаз газоконденсатних потоків. При цьому ефективність сепарації зростає до 99%, в порівнянні з гравітаційними сепараторами в яких цей показник змінюється від 50% до 80%. Швидкість руху газоводоконденсатного потоку в таких сепараторах може досягати до 20 м/с, в гравітаційних – до 0,1 м/с.

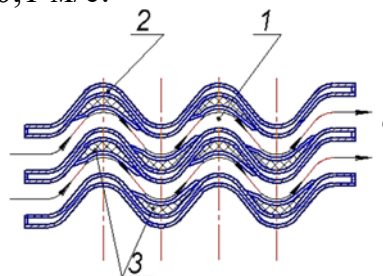


Рисунок 1 – Схема руху потоків в інерційно-фільтруючому обладнанні:
1 – газорідний потік; 2 – жалюзі; 3 – фільтруючі елементи

Запропонована модернізація вертикальних сепараторів шляхом встановлення жалюзійного інерційно-фільтруючого блоку. Проведено розрахунок матеріального балансу УКПГ (рисунок 2) з урахуванням, що модернізовані сепаратори мають гідравлічний опір 30кПа. При цьому приріст конденсату склав 2,1 т/рік.

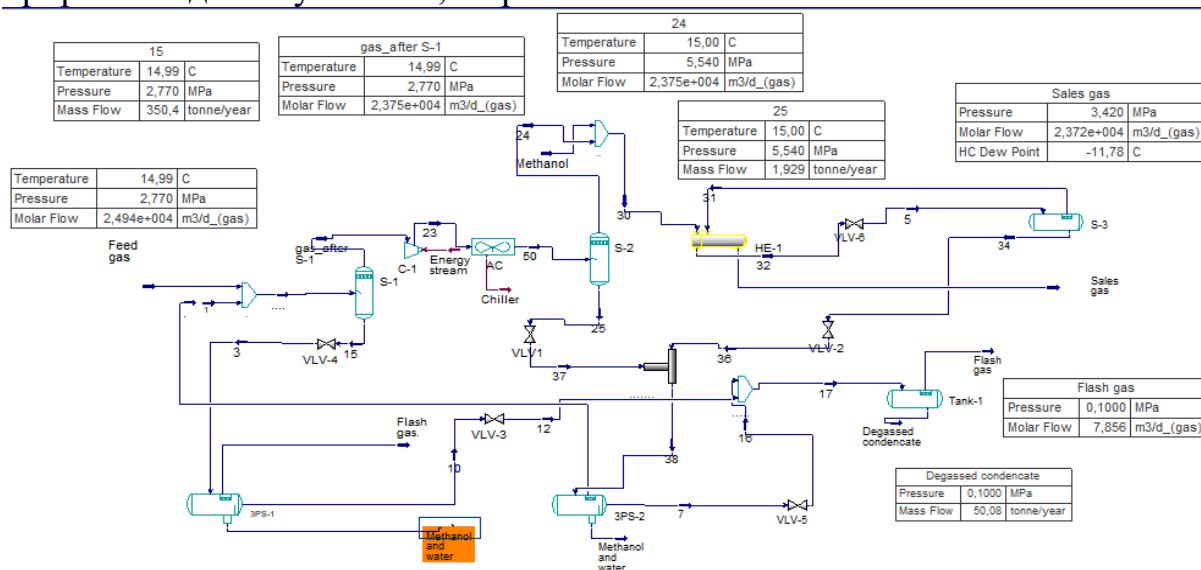


Рисунок 2 – Розрахунок матеріального балансу

Література

1. Склабінський В.І. Газосепарційне та масообмінне обладнання нафтогазопереробних та хімічних виробництв. Промислові випробування досліднопромислових зразків / В.І.Склабінський, О.О.Ляпоценко // Хімічна промисловість України. – 2005. – №6(71). – С.24–27.
2. Ляпоценко О.О. Analysis of the Phase Equilibrium Conditions and the Impact of Coupled Heat and Mass Transfer on the Separation Process Efficiency in the Inertial – Filtering Gas Separator / Ляпоценко О.О., Настенко О.В. – Хімія та хімічні технології: Матеріали III Міжнародної конференції молодих вчених ССТ-2013. – С.138-141.

УДК 622.23.058

О.І. Політучий, к.т.н., доцент

В.О. Безпалько, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ СТРІЧКОВО-КОЛОДКОВОГО ГАЛЬМА БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ ЛБУ-1100

Як модернізацію елементів гальмівної системи бурової лебідки запропоновано двоступеневе стрічково-колодкове гальмо з тришаровим гумовотросовим кільцем, що містить гальмівний шків, гальмівну стрічку, тришарове гумовотросове кільце з фрикційними накладками, розміщеними на робочій поверхні шківа, та привід. При цьому фрикційні накладки складаються з двох поздовжньо дотичних частин. Фрикційні накладки набираються на тришарове гумотросове кільце, у середній частині якого по периметру розташовані поздовжні троси. На зовнішній і внутрішній циліндричних поверхнях тришарового гумовотросового кільця виконані виступи у вигляді ластівчиного хвоста, в основи яких заформовані поперечні троси. На виступи надіто фрикційні накладки, внутрішні робочі поверхні яких за рахунок пружних властивостей тришарового гумотросового кільця насаджено з натягом на робочу поверхню гальмівного шківа з боку його знімної реборди. Технічним результатом є підвищення надійності та ефективності роботи стрічково-колодкового гальма з двома поверхнями тертя.

Порівняно з аналогом запропоноване технічне рішення має такі суттєві відмінні ознаки:

– досягається надійна та ефективна робота гальма з двома поверхнями тертя шляхом використання з'єднання типу «ластівчин хвіст» з двох боків тришарового гумотросового кільця для встановлення на них фрикційних накладок;

– хороша податливість тришарового гумотросового кільця забезпечує насадження внутрішнього бандажу фрикційних накладок на робочу поверхню шківа із заданим натягом;

– забезпечується різний коефіцієнт взаємного перекриття зовнішніх і внутрішніх пар тертя за однієї робочої гальмівної стрічки;

– можливість нахилу основ з'єднання «ластівчин хвіст» з накладками верхнього бандажу в бік дії сил тертя, що забезпечує перерозподіл питомих навантажень між гілками гальмівної стрічки;

– забезпечується багаторазове використання основ у вигляді кільця з виступами після зносу фрикційного матеріалу накладок верхнього і нижнього бандажу.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

– можливість нахилу основ з'єднання «ластівчин хвіст» з накладками верхнього бандажа в бік дії сил тертя, що забезпечує перерозподіл питомих навантажень між гілками гальмівної стрічки;

– забезпечується багаторазове використання основ у вигляді кільця з виступами після зносу фрикційного матеріалу накладок верхнього і нижнього бандажа.

Проведений тепловий розрахунок модернізованого гальма показав допустимий нагрів робочих деталей. Тому поліпшення стрічково-колодкової гальмівної системи бурової лебідки ЛБУ-1100, крім заощадження фрикційних накладок і скорочення терміну ремонту гальм і заміни колодок, дало б змогу усунути з конструкції лебідки водяну систему охолодження шківів.

Література

1. Стрічково-колодкові гальма / Є. І. Крижанівський та ін. Івано-Франківськ: ІФНТУНІГ, 2007. – 215 с.
2. Войтенко В. С. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / В. С. Войтенко, В. Г. Вітрик, Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Вольченко Д. О. Обґрунтовка методів та особливості покращення експлуатаційних параметрів стрічково-колодкових гальм бурових лебедок: дис. канд. техн. наук: 05.05.12 / Вольченко Дмитро Олександрович. – Івано-Франківськ, 2004. – 256 с.
4. Бекіш І. О. Розробка фрикційних вузлів з вирівнюванням питомих навантажень стрічково-колодкових гальм механізмів підйому вантажу: дис. канд. техн. наук: 05.05.05 / Бекіш Ірина Орестівна. – Київ, 2009. – 194 с.

УДК 622.24

С. В. Бельмас, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ РОЗРОБЛЕННЯ РЕГУЛЬОВАНОГО ВІДХИЛЮВАЧА

В даний час велика кількість свердловин на нафтових і газових родовищах буряться похило спрямованим способом. У зв'язку зі збільшенням зміщення стовбура від вертикалі при будівництві свердловин, розвитком горизонтального способу буріння здійснюється перехід на нові види профілю, що включають тільки ділянки збільшення зенітного кута і його стабілізації, причому з метою скорочення довжини стовбура свердловини всі викривлені ділянки профілю проектується у вигляді дуги кола.

При будівництві похилих і горизонтальних свердловин основною проблемою є забезпечення точного виконання проектного профілю, так як

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

існуючі відхилювачі та компоновки низу бурильної колони не забезпечують задану і постійну інтенсивність збільшення зенітного кута при бурінні досить протяжного інтервалу. В процесі проводки похилої або горизонтальної свердловини фактичний профіль відхиляється від проектного, в деяких випадках, вже в інтервалі буріння ділянки початкового викривлення відхилювача.

При бурінні кожної другої нафтової або газової свердловини через відхилення фактичного профілю від проектного здійснюється коригування параметрів стовбура свердловини за допомогою відхилювача або змінюється технологія подальшої проводки. Додаткові рейси з відхилювачем збільшують вартість і час будівництва свердловини, знижують якість стовбура свердловини. Підвищення точності і якості проводки стовбура похилих і горизонтальних свердловини може бути забезпечено за рахунок підвищення надійності роботи і стійкості відхилювачів і КНБК на проектній траєкторії.

Таким чином, в даний час стає актуальним розробка науково обґрунтованої методики розрахунку параметрів відхилювачів і КНБК, призначених для викривлення стовбура свердловини з постійною інтенсивністю збільшення зенітного кута при бурінні в різних гірничо-геологічних умовах.

Недоліком відомого відхилювача є низька надійність роботи через необхідність великого навантаження для розвороту важкої підвіски вибійного двигуна нижче відхилювача, що призводить до поломки собачки і пальців.

Також відомий регульований відхилювач, що містить гідроциліндр з дроселем і поршень-шток з направляючими виступами, відхиляючий вузол з канавками для напрямних поршня-штока, поворотну пружину, підшипник і відхиляючий вузол. Поршень-шток забезпечений кулачками зі скошеними торцями, розташованими рівномірно по діаметру поршня, а відхиляючий вузол встановлений нерухомо в гідроциліндрі та забезпечений канавками для напрямних виступів поршня-штока і кулачками зі скошеними торцями, розташованими дзеркально до кулачків поршня-штока і радіально зміщеними до останніх, причому верхня частина напрямних виступів поршня-штока і нижня частина канавок відхиляючого вузла забезпечені скошеною бічною гранню.

Недоліком відомого відхилювача є низька надійність його роботи через необхідність великого навантаження для розвороту важкої підвіски вибійного двигуна нижче відхилювача, що приводить до змінання скошених бокових граней.

Завданням даної модернізації є підвищення надійності роботи відхилювача за рахунок усунення навантаження, яке необхідне для його повороту.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Суть модернізації полягає в тому, що у регульованого відхилювача, що містить гідроциліндр з дроселем і поршнем-штоком з направляючими виступами, відхиляючий вузол з канавками для напрямних поршня-штока, пружини і підшипник, згідно із модернізацією гідроциліндр додатково забезпечений верхньою і нижньою нерухомими фіксуючими втулками з кулачками, розташованими рівномірно по діаметру і радіально зміщеними один до одного. Також встановлена підпружинена рухома фіксуєча втулка, яка забезпечена двома рядами кулачків, що розміщені рівномірно по діаметру, причому нижня і рухома фіксуєчі втулки забезпечені канавками для напрямних виступів поршня-штока.

Література

1. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.
2. Пістун І. П. Охорона праці (Законодавство. Організація роботи) : навчальний посібник / Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. – Львів : Тріада плюс, 2010. – 648 с.
3. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
4. Поджаренко В.О. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності: навч. посіб. / В.О. Поджаренко, О.М. Василевський, В.Ю. Кучерук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
5. Радченко С. Г. Математическое моделирование технологических процессов в машиностроении / С. Г. Радченко. – К. : Укрспецмонтажпроект, 1998. – 274 с.

УДК 622.24

Д.О. Галушко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПОКРАЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ БУРОВИХ ДОЛІТ ІЗ САМОРЕГУЛЮЮЧИМ НАВАНТАЖЕННЯМ

Найбільш ефективним способом збільшення швидкості проходки є попереднє послаблення напружень в гірських породах, що змінює поле напружень пласта, в якому здійснюється буріння. В даний час вітчизняні та іноземні експерти і вчені реалізують цей спосіб двома методами.

Перший метод полягає в послабленні напружень в пласті, з використанням гідравлічної енергії бурового розчину, який представлений у вигляді імпульсного струменя високого тиску, кавітаційного імпульсного струменя, імпульсного струменя з абразивними добавками і т.і. Метод послаблення напруження в пласті вимагає додавання спеціального інструменту, встановленого над буровим долотом, який певною мірою збільшує споживання енергії бурового розчину. У той же час, він також

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

повинен враховувати безпеку і надійність встановлених спеціальних інструментів.

Другий метод полягає в зміні поля напружень під час руйнування гірської породи шляхом зміни форми контакту між буровим долотом і вибоєм свердловини, що представлено комбінованим долотом і буровим долотом для розширення свердловини під час буріння. Шляхом зміни форми контакту між буровим долотом і вибоєм свердловини, що послаблює напруження пласта, в якому здійснюють буріння, мета зниження напруження пласта поблизу вибою свердловини може бути досягнута лише шляхом оптимізації конструкції бурового долота, і це має великі перспективи розвитку. Проте в процесі буріння в проміжних шарах за допомогою комбінованого долота і бурового долота для розширення свердловини під час буріння направляюче долото схильне до сплющування або піддається збільшеному через відсутність здатності автоматично регулювати розподіл навантаження на долото, що призводить до зменшення терміну його служби, і, отже, найкращий ефект збільшення швидкості такого бурового долота не може бути досягнутий.

Таким чином, в даний час стає актуальним розробка науково обґрунтованої методики розрахунку параметрів доліт з саморегулюючим навантаженням на долото, призначених для послаблення напружень в пласті з використанням гідравлічної енергії бурового розчину.

Покращення бурового долота з саморегулюючим навантаженням на долото для імпульсного гідромоніторного буріння полягає в тому, що порівняно з аналогом, механізм генерування імпульсного впливу розташований всередині з'єднувального елемента для регулювання бурового розчину таким чином, щоб формувати імпульсну струмінь в соплі бурового розширювача і в соплі направляючого долота відповідно, і генерування періодичного імпульсного зусилля, спрямованого уздовж осі вниз, яке періодично впливає на направляюче долото під час регулювання бурового розчину. Механізм генерування імпульсного впливу, елемент регулювання навантаження на долото, передавальний механізм і направляюче долото з'єднані послідовно; механізм генерування імпульсного впливу містить центруючий, приводний, обертовий і дроселюючий елементи, які розташовані послідовно, центруючий та дроселюючий елементи забезпечені наскрізним каналом для протікання бурового розчину, приводний елемент приводить в обертання обертовий елемент, що обертається щодо наскрізного каналу в дроселюючому елементі; коли обертовий елемент закриває наскрізний канал в дроселюючому елементі, кількість бурового розчину, що проходить через наскрізний канал в дроселюючому елементі, зменшується, коли обертовий елемент не закриває наскрізний канал в дроселюючому елементі, кількість

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

бурового розчину, що проходить через наскрізний канал в дроселюючому елементі, збільшується.

Завдяки такому конструктивному виконанню бурового долота з саморегулюючим навантаженням на долото для імпульсного гідромоніторного буріння бурове долото здійснює комплексне регулювання імпульсного струменя під час обертання і буріння направляючого долота, тим самим зменшуючи ефект притиснення осколків породи, який викликаний направляючим долотом і буровим розширювачем, також відбуватиметься захист бурового долота і збільшення терміну служби та швидкості проходки буровим долотом і покращиться ефективність буріння.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Brusco G., Lewis P., Williams M. Rotary steerable drilling technology its rapid evolution with a new system created specifically for vertical drilling. *Oilfield Review*. 2004. Autumn. – P. 14 – 17.
3. Гуляєв В.І., Гайдайчук В.В., Гловач Л.В. Теоретичний аналіз впливу профілю криволінійної свердловини на силу опору руху в ній бурильної колони. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 3. – С. 20 - 22.
4. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик. За ред. Я.С. Витвицького. – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 318 с.
5. Жидецький В.Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / В. Ц. Жидецький, В. С. Джигирей, В. М. Сторожук. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.

УДК 622.276.7

*М.С. Дмитренко, магістрант
О.В. Михайловська, к.т.н., доцент*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАКІНЧУВАННЯ І РЕМОНТУ
СВЕРДЛОВИН З ЗАСТОСУВАННЯМ ВОДОНАБУХАЮЧОГО
ПАКЕРА**

На даний час активно розвивається технологія роз'єднання пластів та ізоляції міжпластових перетікань при закінченні та ремонті свердловин із застосуванням набухаючих пакерів. В таких пакерах герметизуючий елемент виконаний з еластомеру, що збільшується в об'ємі при контакті з водою чи нафтою. Зокрема, у вітчизняних компаніях з 2010 р. використовуються водонафтонабухаючі пакери різних типорозмірів, що випускаються компанією TAM International (США) [1].

Технологія застосування набухаючих пакерів була розроблена понад 30 років тому дослідницьким підрозділом компанії Shell (SwellFix). У це й

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

же час норвезька компанія Easywell почала розвивати технологію будівництва свердловин із застосуванням пакерів. Такі технології досліджувались американськими компаніями TAM International, Baker Oil Tools та інші. За кордоном набухаючі пакери (рис. 1) застосовують в основному для роз'єднання пластів при похилоскерованому бурінні.



Рисунок 1 – Загальний вигляд водонабухаючого пакера

У цих умовах удосконалення технології роз'єднання горизонтального стовбура із застосуванням вітчизняних водонабухаючих пакерів з метою підвищення ефективності будівництва та ремонту похилоскерованих свердловин є актуальним завданням.

Метою дослідження є підвищення ефективності експлуатації та ремонту похилоскерованих свердловин за рахунок застосування удосконалених водонабухаючих пакерів.

Суттєвою перевагою є те, що набухаючі пакери починають діяти поступово, протягом декількох днів, що забезпечує довгострокову ізоляцію пластів і оберігає обсадну колону від пошкодження. Останнім часом з'являються розробки пакерів з гібридними системами ущільнення (надувні системи, розташовані всередині камери)[2].

Вірний вибір пакера для відповідного типу свердловини призводить до економії робочого часу та коштів протягом усього терміну експлуатації свердловини, а також запобігає витрат на ремонт.

Враховуючи, що нафтові родовища знаходяться на пізній стадії розробки, обводненість свердловин висока, обсадні колони свердловин переважно пошкоджені, застосування набухаючих пакерів на свердловинах вважається доцільним.

Література

1. Костриба І.В. Підвищення рівня фонтанної безпеки в процесі ремонту газових свердловин [Текст] / І.В. Костриба, Х.А. Бойкович : Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2015», 21-24 квітня 2015 р. : Тези доповідей. – ІваноФранківськ. – 2015. – С. 45 – 47
2. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999. – 497 с.

УДК 622.24

*О.Є. Зима, к.т.н., доцент
А.О. Івченко, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ВИБІЙНОЇ СИСТЕМИ КОМПЕНСАЦІЇ ПУЛЬСАЦІЙ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

Для проведення лабораторних випробувань розробленого гідромеханічного компенсатора використано лабораторний стенд (рис. 1).

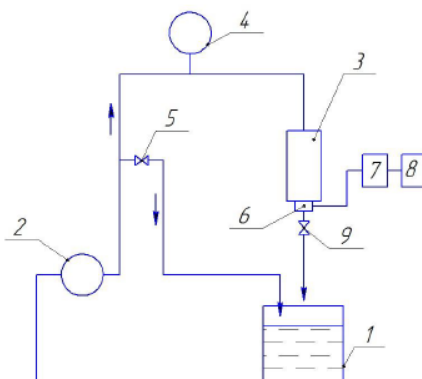


Рисунок 1 – Схема стенду для гідралічних випробувань гідромеханічного компенсатора коливань тиску рідини: 1 – ємкість; 2 – буровий насос 9 МГр; 3 – гідромеханічний компенсатор; 4 – манометр; 5,9 – запірний пристрій; 6 – датчик тиску; 7 – шлюз передачі даних GW-485.01 (конвертер RS-232/RS-485); 8 – ЕОМ

Метою досліджень гідромеханічного компенсатора є:

- визначення величини амплітуди тиску що виникає в трубопроводі при роботі бурового насоса у момент нагнітання;
- оцінка ступеня гасіння пульсації тиску гідромеханічним компенсатором при роботі бурового насоса.

Розроблена нами експериментальна установка призначена для оцінки динамічної складової потоку рідини в трубопроводі на викиді з бурового насоса і ступеня гасіння пульсації тиску гідромеханічним компенсатором при роботі бурового насоса на натуральних зразках. Лабораторний стенд є замкнутою системою циркуляції, що складається з ємкості (1), заповнюваною рідиною, бурового насоса 9МГр (2), що забезпечує подачу рідини, гідромеханічного компенсатора (3), датчика тиску (6), запірних пристроїв (5) і (9), шлюзу передачі даних (7) і ЕОМ (8).

Принцип роботи тензометричних вимірювальних перетворювачів тиску полягає в зміні електричного опору закріплених на пружному елементі (мем-брані) залежно від їх деформації, викликаних тиск робочого середовища.

На відміну від аналогових амплітудно-модельованих сигналів цифрові

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

передаються на значні відстані практично без перешкод. Крім можливості передачі інформації без перешкод, цифрові сигнали володіють й іншими перевагами перед аналоговими: простота запам'ятовування, зручність використання, можливість застосування ЕОМ для обробки великих масивів інформації. Тому доцільно перетворювати аналогові сигнали в цифрових якомога раніше.

Стенд дозволяє досліджувати роботу гідромеханічного компенсатора. Буровий насос 2 нагнітає рідину з ємкості в циркуляційну систему. Рідина проходить через гідромеханічний компенсатор, де відбувається гасіння коливань тиску, далі рідина знову поступає в ємність. За допомогою датчика тиску проводиться вимір коливань тиску рідини на виході з компенсатора. За допомогою запірної пристрою 5 можна змінювати витрату рідини, що проходить через компенсатор. За допомогою запірної пристрою 9 у гідросистемі встановлювався необхідний робочий тиск.

Видаливши з корпусу компенсатора демпфуючі елементи, аналогічним чином проводиться вимір коливань тиску циркулюючої рідини. Вимірювання витрати рідини проводиться об'ємним методом за допомогою мірної ємкості об'ємом 0,3 м³.

Передача інформації зовнішньому пристрою проводиться по протоколу Modbus через інтерфейс RS-485. Основним завданням ЕОМ є: перетворення, контроль, індикація, протоколювання робочого процесу, управління та регулювання робочим процесом.

Захист вхідних і вихідних ланцюгів перетворювача від перенапруження та захист від неправильної полярності живлення, що подається, здійснюється за допомогою елементів захисту, розташованих на електронній платі.

При проведенні досліджень проводилися виміри коливань тиску рідини в гідросистемі лабораторної установки, що генеруються буровим насосом 9 МГр. При встановленні середнього тиску 3 МПа і 5 МПа в гідросистемі виникають коливання тиску рідини з розмахом амплітуд, що досягають 1,5 МПа та 2,5 МПа відповідно. При включенні в лабораторний стенд гідромеханічного компенсатора при аналогічних середніх тисках в гідросистемі розмах амплітуд коливань тиску знизився приблизно до 0,8 МПа і 1,5 МПа відповідно. Таким чином, зниження амплітуд коливань відбулося практично в 2 рази, що говорить про високу ефективність роботи компенсатора.

Література

1. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / [Білецький В.С., Вітрик В.Г., Матвієнко А.М., Орловський В.М., Савик В.М., Рой М.М., Молчанов П.О., Дорохов М.А., Сизоненко А.В., Проскурня М.І., Дег-тярьов В.Л., Шумейко О.Ю., Кулакова С.Ю., Ткаченко М.В.] – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 183 с.

УДК 622.276.054

*О.Є. Зима, к.т.н., доцент
Я.Ю. Компанець, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ АМОРТИЗАТОРА ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРИВОДУ ШТАНГОВОГО НАСОСА ПНШ 80-3-4000

У більшості систем для контролю технічного стану насосної установки використовується динамографування, за допомогою якого в основному визначаються несправності підземної частини устаткування і як тільки деяка частина несправностей наземної частини.

Динамограма роботи штангового глибинного насоса є записом зусиль. На практиці використовуються динамограми по переміщенню точки підвісу штанг.

Приведемо технічні засоби, вживані для отримання динамограм:

- гідравлічний динамограф ДГМ конструкції Г.М. Мінінзона, – це прилад, що забезпечує достатню точність динамограм; він зручний в роботі і портативний;
- різні електронні системи динамографування, гідністю яких є можливість швидкого отримання динамограм безпосередньо на гирлі з подальшою розшифровкою на ЕОМ.

Принцип роботи динамографа полягає в перетворенні навантаження на підвіску колони штанг в навантаження, що пропорційно діє на записуючий пристрій.

Динамограф складається з силовимірювальної частини і записуючого пристрою. Записуючий пристрій може бути як графічним, так і електронним.

Хвиля напруги в колоні штанг розповсюджуватиметься від низу до верху. Досягнувши точки підвісу, вона збільшить навантаження, після чого, відбившись піде вниз, відіб'ється і піде вгору і так далі. В процесі розповсюдження хвиль їх енергія розсіватиметься, і додаткове зусилля, обумовлене ними, при підході до крапки підвісу штанг весь час убуватиме. Аналогічний процес відбуватиметься при ході штанг вниз в період пружних деформацій колони штанг при перенесенні ваги стовпа рідини з штанг на труби

В результаті коливальних процесів в колоні штанг на динамограму зусиль в точці підвісу штанг будуть накладені дві криві, що характеризують процес загасання коливань (рис. 1).

До звичайної підвіски за допомогою з'єднувального штока, траверси та чотирьох пружин навішується вантаж. Вантаж розміщений в ємності сполученої з резервуаром з рідиною.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

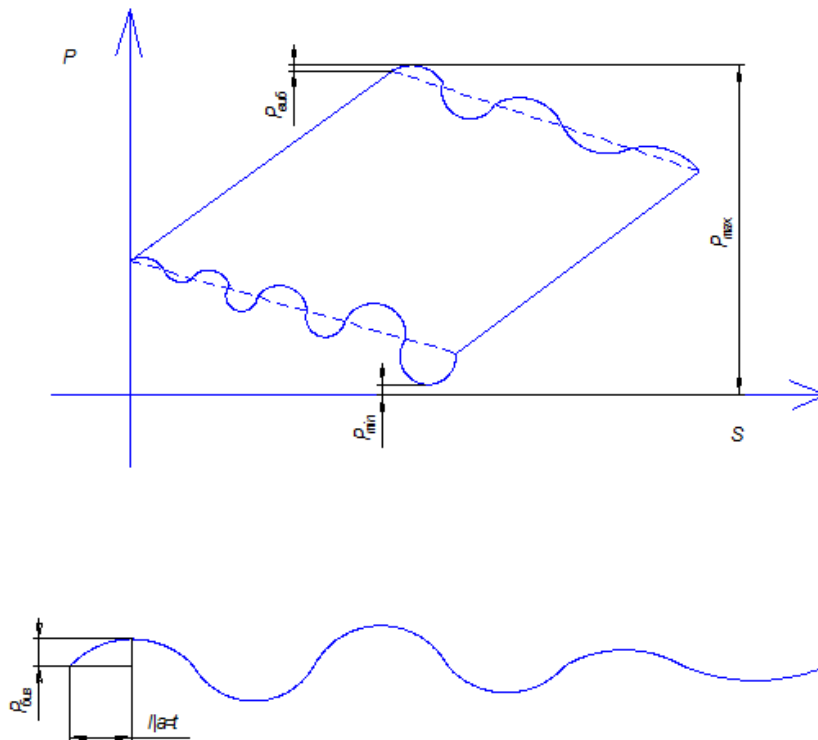


Рисунок 1 – Динамограма роботи ШСНУ з урахуванням пружних деформацій штанг і труб, інерційних і вібраційних навантажень

Стенд працює таким чином: при русі в гору спочатку розтягуються пружини імітуючи розтяг колони штанг, потім піднімається сам вантаж, в ємність в цей час поступає рідина заповнюючи простір під вантажем; після досягнення крайнього верхнього положення головка балансира починає рухатись вниз – спочатку стискаються пружини імітуючи стиск колони штанг потім вантаж починає витискувати рідину опускаючись до нижнього положення. Далі рухи аналогічно повторюються.

Запропонований амортизатор пікових навантажень приводу штангового насоса призначений для зменшення негативного впливу всього комплексу пікових навантажень від вигинів, вібрацій, заклинювань, сил тертя штанг про НКТ, кручення, ударних навантажень на штанги і штангові глибинні насоси для підвищення довговічності роботи СШНУ. Розроблений комплекс по моделюванню та дослідженню техніко-економічних показників ефективності застосування амортизаторів пікових навантажень в свердловинних штангових насосних установок.

Література

1. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / [Білецький В.С., Вітрик В.Г., Матвієнко А.М., Орловський В.М., Савик В.М., Рой М.М., Молчанов П.О., Дорохов М.А., Сизоненко А.В., Проскурня М.І., Дегтярьов В.Л., Шумейко О.Ю., Кулакова С.Ю., Ткаченко М.В.] – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 183 с.

УДК 622.276.054

О.Є. Зима, к.т.н., доцент

Д.А. Рукавишніков, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОЗМІШУВАЧА БЛОКУ ПРИГОТУВАННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

Конструктивна схема гідроежекторного змішувача (ГЗ) з компактним струменем представлена на рисунку 1. Змішувач складається з сопла 1, розміщеного в корпусі 2, спеціального патрубку 3, званого камерою змішування, дифузора 4, патрубку підведення суміші 5, патрубку відведення суміші 6. Працює ГЗ таким чином. Робоча рідина під тиском нагнітається через сопло 1 в камеру змішування 3 у вигляді струменя. Під дією струменя, витікаючого з сопла 1, на вході камери змішування 3 виникає розрідження. Глинопорошок через патрубок 5 під дією розрідження, що виникає, залучається до камери змішування 3, де інтенсивно змішується з рідиною. Суміш рідини і глинопорошку через дифузор 4 поступає в патрубок відведення суміші 6 і далі рухається за призначенням в відповідний трубопровід. На рисунку 1 представлені характерні геометричні розміри ГЗ. Це d_p – діаметр сопла, $d_{кс}$ – діаметр камери змішування, $l_{кс}$ – довжина камери змішування, $l_{нк}$ – відстань від сопла до входу в камеру змішування, об'ємна витрата робочої рідини позначена Q_p , об'ємна витрата глинопорошку позначена Q_g , об'ємна витрата суміші на виході апарату позначена $Q_{см}$.

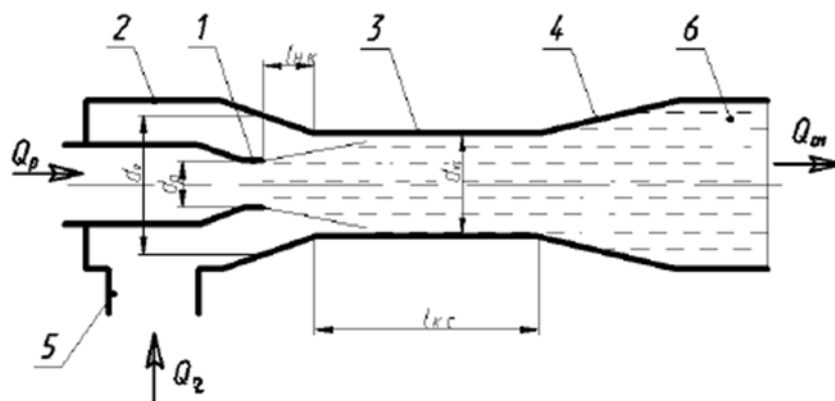


Рисунок 1 – Конструктивна схема гідроежекторного змішувача:
1 – сопло ежектора; 2 – корпус; 3 – камера змішування; 4 – дифузор;
5 – патрубок підведення суміші; 6 – патрубок відведення суміші.

Стабільність подачі і величина продуктивності системи приготування розчину визначаються витратною характеристикою включеного в систему гідроежекторного змішувача. Витратна характеристика по глинопорошку гідро-ежекторного змішувача є залежність коефіцієнта ежекції від тиску в

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

апараті. Чим вище коефіцієнт ежекції апарату, тим більше інтенсивність залучення глинопорошку в процес змішування і тим вище ефективність приготування розчину.

На рисунку 2 наведений контурний графік розвитку подій за швидкістю потоків в струменевому ежекторі. За шкалою градації кольору можна відстежувати значення параметрів в різних точках пристрою. Найбільша швидкість потоку рідини спостерігається на виході з сопла – на рівні 61-66 м/с. Швидкість потоку рідини з ежектованим глинопорошком у камері змішування – 28-39 м/с. В дифузорі вона зменшується до 22 м/с.

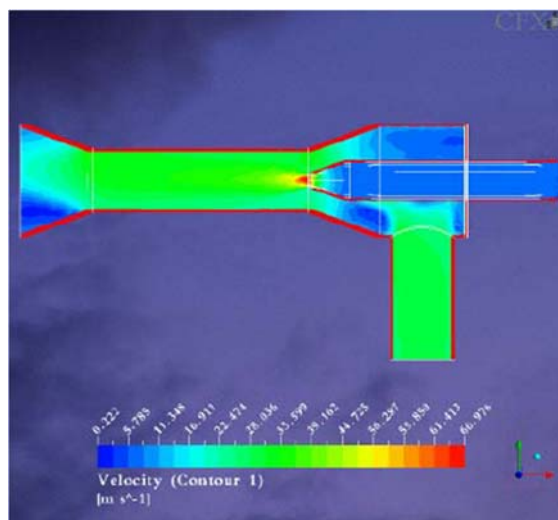


Рисунок 2 – Контурний графік розвитку подій за швидкістю потоків в струменевому ежекторі

За рахунок перепаду зовнішнього і внутрішнього тиску в камері розрідження, ежектуєма суміш глинопорошку подається в ежектор. Кількість всмоктуваної ежектуємої суміші залежить від ступеня розрідження в камері, технічних параметрів пристрою (коефіцієнт ежекції).

Для стійкої роботи гідроежекторного змішувача потрібний розрахунковий режим, який визначається параметрами: концентрація, питома вага абразиву, результуюча густина, в'язкість суміші.

Дослідження гідроежекторних змішувачів показали, що апарати з компактним струменем недостатньо ефективні, оскільки схильні працювати в режимі пробую, коли залучення глинопорошку до процесу змішування мінімальне. Істотне підвищення ефективності може бути досягнуто при значному зниженні числа Вебера робочого струменя апарату, що можливо при переході від компактного струменя – до диспергованого.

Література

1. *Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання* / [Білецький В.С., Вітрик В.Г., Матвієнко А.М., Орловський В.М., Савик В.М., Рой М.М., Молчанов П.О., Дорохов М.А., Сизоненко А.В., Проскурня М.І., Дегтярьов В.Л., Шумейко О.Ю., Кулакова С.Ю., Ткаченко М.В.] – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 183 с.

УДК 621.6

О.М. Говоруха, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Анотація. Запропоновано збалансувати потужності нагнітача та газотурбінного приводу, замінити підшипникові вузли відцентрового компресора на демпферні, з більшою несучою спроможністю, що забезпечить підвищення енергоефективності турбокомпресорного агрегату та його стабільну роботу на номінальних режимах.

В умовах високої невизначеності та складної ситуації через військову агресію РФ щодо України перед нашою державою постають нові економічні та технологічні виклики. Реформувати паливно-енергетичний комплекс України та забезпечити його надійну інтеграцію з енергетичним сектором ЄС можливо досягти за рахунок розвитку відновлювальних джерел енергії, збільшенню власного видобутку вуглеводнів, енергозбереження, підвищення енергоефективності, дотримання високих екологічних стандартів.

У вітчизняній практиці блоково-комплектні турбокомпресорні агрегати в останні десятиліття створюються на основі конвертованих авіаційних і суднових газотурбінних двигунів потужністю 4 – 32 МВт із одно- і багатокаскадними відцентровими компресорами. ТКА є енерготехнологічними системами, робочий процес яких супроводжується складними фізико-хімічними перетвореннями.

Часто дані агрегати комплектувались постачальником обладнанням, яке наявне в даний момент в номенклатурі та складах, не приділяючи особливої уваги відповідності характеристик потужностей та ефективності. Деякі компресорні станції десятками років працюють, спалюючи зайвий паливний газ та не утилізуючи енергію вихлопних газів.

Використання підходу, заснованого на ексергетичному методі, при якому в якості інтегрального критерія ефективності агрегата приймається ексергетичний ККД ТКА (η), дозволяє обґрунтовано визначати вплив основних систем на ефективність агрегата, з метою підвищення його паливної ефективності й рівня енерговитрат у цілому, в процесі аналізу різних конструктивних рішень.

В результаті дослідження даної проблеми виникла гіпотеза про невідповідність характеристик відцентрового компресора та газотурбінного двигуна, а також технічна недосконалість підшипникових вузлів, що призводить до низького напруження на відмову, зменшеного міжремонтного циклу, перевитрати паливного газу і, як результат, втрати при видобутку нафти та транспортуванні газу.

Підшипник – технічний пристрій, що є частиною опори, який

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

підтримує вал, фіксує положення в просторі, забезпечує обертання з найменшим опором, сприймає і передає навантаження на інші частини конструкції. Призначення підшипників – підтримувати вали, що обертаються (ротори), і осі, забезпечуючи їм можливість обертання або кочення, та сприймати діючі на них навантаження.

Граничне змащування настає при недостатній подачі змащувальної речовини і зустрічається, наприклад, в підшипниках з періодичною або недостатньою подачею змащувальної речовини, але може виникнути також в підшипниках ковзання при порушенні механізму гідродинамічного змащування. У важконавантажених високооберткових підшипниках виникнення граничного змащування спричиняє перегрів, розплавлення заливки (вкладиша), схоплювання і руйнування підшипника.

Вплив виробничої діяльності компресорних станцій на природне середовище та поточний стан системи, збереження життя і здоров'я працівників є одною із основних задач при їх проектуванні та експлуатації. Запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного обладнання, гігієни праці і виробничої санітарії та вирішені питання пожежної безпеки і профілактики.

Проведені розрахунки та експериментальні випробування дозволяють знизити потужність двигуна на 2 МВт., тим самим підвищити к.к.д агрегата цілому, не проводячи масштабних реконструкцій та капіталовкладень. А заміна підшипникових вузлів на демпферні дозволить витримати більші навантаження, забезпечити роботу компресора на номінальному режимі.

Річний економічний ефект, від втілення пропозиції, очікується на рівні 1,9 млрд. грн.

Література

1. Вплив характеристик відцентрового компресора на ефективність ДПА з газотурбінним приводом суднового типу / Парафейник В. П., Нефьодов А. Н., Тертишний І. Н., Чобенко В. Н., Лютіков А. Л. // *Авіаційно-космічна техніка та технологія*. Харків: ХАІ, 2010. №8.
2. Аналіз ефективності відцентрового компресора як складної енерготехнологічної системи / Тертишний І. Н., Парафейник В. П., Нефедов А. Н., Рогальський С. А. // *Компресорне та енергетичне машинобудування*. 2014. №4.
3. Питання термодинамічного аналізу ефективності робочого процесу дожимних газоперекачувальних агрегатів із газотурбінним приводом. Частина I / Тертишний І. Н., Приліпко С. А., Мірошніченко Є. А., Парафейник В. П. // *Проблеми машинобудування*. 2015. Т.18 №4/1.
4. Про можливість удосконалення конструкції газотурбінної компресорної установки на основі поглибленого термодинамічного аналізу її робочого процесу // Приліпко С. А., Тертишний І. Н., Парафейник В. П. *Промислова теплотехніка*. 2017. Т. 39, №5.
5. Тарельник В.Б., Марцінковський В.С., Антошевський Б. *Сучасні методи формування поверхонь тертя деталей машин*. Суми «МакДен», 2012р. – 280с.

УДК 622.24

*В.В. Кириченко, магістрант
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОПРИВОДУ ПРИСТРОЮ ДЛЯ УСТАНОВКИ БУРОВОГО РОТОРА

Практично немає такої галузі економіки, де б не використовувались нафта, газ та продукти їх переробки. Щорічний світовий видобуток, який ведеться майже в 80 країнах, досяг гігантських масштабів і становить понад 3 – 3,5 млрд т нафти та близько 3 трлн.м³ газу

Високий рівень щорічного видобутку нафти і газу в світі може призвести до швидкого вичерпання їх запасів із надр Землі. Такі побоювання не безпідставні, бо запаси нафти і газу нашої планети, звичайно, обмежені. Тому перед людством стоїть завдання раціонального та економного їх використання.

Правда, на сьогодні знайдені далеко не всі запаси нафти і газу в Україні. Є ще великі території, переважно акваторії морів, де можуть бути відкриті нові родовища. Недостатньо розвідані також великі глибини земних надр. Це дає змогу з оптимізмом дивитись на подальший розвиток нафтогазової промисловості.

Особливістю нафтогазової промисловості є винятково високі темпи її розвитку.

Робота пристрою для установки ротора бурової установки заснована на принципі з'єднаних посудин і полягає в наступному. В момент посадки колони на ротор під дією позацентрово прикладеної сили ваги труб (наприклад, через непаралельності опорних поверхонь елеватора) поршні гідроциліндрів переміщуються, причому ті, які розташовані ближче до точки прикладення сили, опускаються, а даліше – піднімаються під тиском перетікаючого мастила. Одночасно переміщується і ротор до суміщення контактуючих поверхонь і виключення умов позацентрового навантаження труб. При зніманні навантаження ротор повертається в початкове положення, так як рівні мастила в гідроциліндрах вирівнюються.

Після закінчення спуско-підйомних операцій або нарощування бурильної колони мастило з гідросистеми зливається і ротор під силою власної ваги опускається до упору несучих плит кульових опор в торцеву поверхню гідроциліндрів.

Застосування запропонованого пристрою для установки ротора забезпечить попередження аварій з трубами, застосовуваними в буровій практиці, за рахунок виключення позацентрового навантаження їх при посадці колони на ротор і зменшення величини динамічних напружень, що виникають при цьому в матеріалі труб.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Brusco G., Lewis P., Williams M. Rotary steerable drilling technology its rapid evolution with a new system created specifically for vertical drilling. *Oilfield Review*. 2004. Autumn. – P. 14 – 17.
3. Гуляев В.І., Гайдайчук В.В., Гловач Л.В. Теоретичний аналіз впливу профілю криволінійної свердловини на силу опору руху в ній бурильної колони. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 3. – С. 20 – 22.
4. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик. За ред. Я.С. Витвицького – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2002. – 318 с.

УДК 622.24

В.В. Москаленко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ДОСЛІДЖЕННЯ КОНСТРУКТИВНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ
ПАРАМЕТРІВ ГАЛЬМІВНОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ**

За сучасних умов паливно-енергетичний комплекс значною мірою забезпечує функціонування всіх галузей економіки України і ступінь добробуту населення. Фактично він посів місце фундаменту як в економіці, так і в державі загалом. Саме від стану справ у паливно-енергетичному комплексі залежить розвиток промисловості, сільського господарства, сфери послуг, комунального господарства і, врешті-решт, рівень розвитку всього суспільства та якість життя.

Оскільки паливно-енергетичний комплекс має таке велике значення у житті країни, привертають увагу перспективи його розвитку. І особливо це стосується нафтової галузі – найважливішої складової вітчизняного паливно-енергетичного комплексу. Адже її частка у наповненні державного бюджету перевищує четверту частину, а природній газ становить 45 % всіх енергоносіїв, що споживаються в Україні.

В даний час більшість бурових установок, що експлуатуються в Україні, і їхнє обладнання дуже застарілі. Модернізацію бурових установок в цілому варто починати з модернізації основного устаткування бурових установок.

Суть технічного рішення з удосконалення колодково-стрічкового гальма бурової лебідки ЛБУ-1200 полягає в тому, що порівняно із аналогом модернізоване пневмокамерне гальмо містить гальмівний шків, який має вікна, по периметру його циліндричної поверхні. У вікна шківів встановлені

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

фрикційні елементи (накладки) із полімерного композиційного матеріалу конструктивного призначення на основі фенолфольмальдегідної смоли з покращеними характеристиками, які мають у поздовжньому перерізі форму рівнобічної трапеції, більша основа якої опукла. Поштовхи і вібрації, які виникають при нерівномірному обертанні шківів зі встановленими в його вікнах фрикційними накладками гасяться торовою гумовою пневмокамерою, на яку опираються накладки.

Величини гальмівного моменту, що розвивається гальмом, визначається не тільки зусиллям на важелі керування, але й тиском стисненого повітря у торовій гумовій пневмокамері, оскільки саме величина цього тиску впливає на силу притискання накладок до гальмівної стрічки при їхньому радіальному переміщенні у вікнах шківів, а також на значення радіуса поверхні тертя.

Проведена модернізація системи колодково-стрічкового гальма бурової лебідки дозволить дозволить підсилити основне стрічково-колодкове гальмо, в якому фрикційні елементи є рухомими, бо вмонтовані у вікнах гальмівного шківів; дасть можливість зменшити момент інерції шківів; наявність на другій ступені гальма пневмокамерної системи дозволяє гасити ударні та вібраційні навантаження першої ступені гальма; використання прямих та зворотних пар тертя в двоступеневому гальмі дозволяє покращити їхні зносо-фрикційні властивості.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Brusco G., Lewis P., Williams M. Rotary steerable drilling technology its rapid evolution with a new system created specifically for vertical drilling. *Oilfield Review*. 2004. Autumn. – P. 14 – 17.
3. Гуляев В.І., Гайдайчук В.В., Гловач Л.В. Теоретичний аналіз впливу профілю криволінійної свердловини на силу опору руху в ній бурильної колони. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 3. – С. 20 – 22.

УДК 622.276.054

Є.В. Ніконенко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРОЦЕСУ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ
ШТАНГОВИМИ СВЕРДЛОВИННИМИ НАСОСНИМИ
УСТАНОВКАМИ**

Нафтові та газові поклади, котрі залягають у надрах землі відіграють визначальну роль у розвитку економіки кожної держави світу. Не виключенням у цьому плані є й Україна. Стан світової економіки, котрий

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

поступово відновлюється після фінансової кризи, впливає на щорічне збільшення попиту на нафтопродукти та зростання рівня їхнього споживання, а відповідно й видобування. При цьому, об'єм капітальних вкладень збільшиться пропорційно зростанню об'ємів видобування нафти. Кожне нафтогазовидобувне управління має у своєму розпорядженні значне різноманітне господарство до складу якого входять численні комплекси основного призначення, котрі забезпечують видобування, збір і підготовку нафти до транспортування, збір, очищення і утилізацію нафтового газу, підготовку до закачування в пласт пластових, стічних і прісних вод, а також допоміжні споруди і служби: енергогосподарство, зв'язок, механічні майстерні, транспорт тощо.

Складний комплекс споруд і служб повинен відповідати сучасному рівню розвитку техніки, технології видобутку, збору і підготовки нафти, газу і води до їх транспортування і забезпечувати безперебійну роботу НГДУ для виконання добових, місячних і річних планів здобичі нафти і газу.

В умовах бурхливого розвитку нафтової промисловості виникла невідкладна проблема подальшого вдосконалення систем промислового видобування нафти. У зв'язку з цим актуальною є необхідність проведення робіт з модернізації конструкції устаткування, яке входить до складу технологічних комплексів для піднімання нафти з продуктивного пласта до земної поверхні.

Необхідно особливу увагу звернути на модернізацію та вдосконалення насосного обладнання. Серед насосних способів видобутку нафти слід виділити свердловинні штангові насосні установки, так як цей вид нафтопромислового обладнання на території України займає до 65 % від його загальної кількості.

Ці установки відрізняються достатньою простотою конструкції і невибагливістю в роботі. Вони добре працюють на свердловинах з невеликими дебітами, що характерно для умов України.

Важливим вузлом СШНУ є комплект гирлового обладнання, надійна робота якого впливає на ефективність експлуатації усієї установки.

Конструкції гирлових сальників, підвісок сальникового штока, самих полірованих (сальникових) штоків випускаються як промисловістю України так і світовими виробниками. Від надійної та довговічної роботи таких елементів залежить безпека експлуатації свердловинної штангової насосної установки.

На надійність роботи гирлового обладнання досить часто впливає такий фактор як зміщення (децентрація) поздовжніх осей полірованого штока та підвіски. Це явище пояснюється або неякісним монтажем обладнання, або впливом кліматичних факторів. Така ситуація призводить до виникнення значних бічних векторів роботи полірованого штока та

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

передчасного зношування сальникової набивки, що може призвести до аварії.

Саме тому темою роботи було обрано розроблення компенсатора зміщення осей гирлового штока і канатної підвіски верстата-качалки. Вважаю, що такий компенсатор дозволить ефективніше експлуатувати такий тип обладнання, як свердловинні штангові насосні установки.

За для компенсації викривленості полірованого штока, котра виникає із-за неспіввісності підвіски та гирлового обладнання в роботі пропонується розробити компенсатор зміщення осей гирлового штока і канатної підвіски верстата-качалки та встановити його в місці згину штанги.

Компенсатор призначений для з'єднання канатної підвіски балансира верстата-качалки з колонною штанг й одночасного усунення вигину гирлового штока при його зворотно-поступальних рухах.

Такий компенсатор має просту конструкцію.

Таке конструктивне виконання дозволяє здійснювати полірованому штоку зворотно-поступальні рухи і при цьому компенсувати неспіввісність елементів та позбутись викривлення елементів гирлового обладнання СШНУ. До того ж запропонований компенсатор є недорогим у виготовленні та впровадженні у виробництво.

Література

1. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – Львів.: Світ, 1996 – 398 с.
2. Буняк Б.Т., Розенфельд І.М., Бубликова Н.Г., Коцаба В.І., Чепіль І.І. Нові регламенти з експлуатації бурильних і насосно-компресорних труб. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 1. – С. 29 – 30.
3. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.
4. Писаренко Г.С. Опір матеріалів / Г.С. Писаренко, О.Л. Квітка, Е.С. Уманський. – К.: Вища школа, 2004. – 655 с.
5. Пилипів, Л. Д. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. / Л. Д. Пилипів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. – 312 с.

УДК 622.24

О.С. Ніконенко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**МОДЕРНІЗАЦІЯ ПРИВОДА БУРОВОГО РОТОРА З
ДОСЛІДЖЕННЯМ ЙОГО ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК**

Забезпечення України нафтою і газом, а також нафтопродуктами є сьогодні однією з головних проблем, від якої залежить вихід економіки з глибокої кризи та розбудови незалежної Української держави.

Нафтова промисловість України характеризується низькими

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

показниками, хоча потенційні можливості її видобутку можуть бути більшими. У зв'язку з певним вичерпанням нафтових родовищ у старопромислових західних районах поряд з пошуками і видобутком нафти у східних районах ширше розгортається геологічна розвідка шельфової зони Чорного і Азовського морів, а також Причорноморської низовини, де останніми роками видобувають промислову нафту. Нині перше місце з видобутку нафти належить Лівобережній частині України, де працюють нафтогазові управління в Чернігівській області на базі Гнідинцівського і Прилуцького родовищ, Сумській – на основі Охтирського і Качанівського родовищ і в Полтавській – на базі Сагайдацького, Зачепилівського, Радченківського родовищ. Тут видобувають понад половину нафти в Україні. Друге місце займає Прикарпатська нафтогазоносна провінція, де працюють нафтогазовидобувні управління – Бориславнафтогаз і Долинонафтогаз.

Бурове обладнання експлуатується в специфічних і складних умовах. Технологічний процес бурових робіт припускає тісний взаємозв'язок механізмів устаткування, при якій відмова або несправність одного з них перешкоджає нормальній роботі всієї системи.

Нерідко відмови бурового обладнання приводять до значного економічного збитку не тільки внаслідок перебоїв виробничого процесу, але й у результаті ускладнень й аварій у бурінні. Причиною цього є порушення нормального технологічного процесу.

Незважаючи на оптимальну конструкцію та невеликі габарити область використання роторів Р-560 в бурових установках обмежена через невелику вантажопідйомність і недостатній крутний момент. Ставиться задача підвищити потужність та надійність роторів при збереженні їх невеликих розмірів.

Для цього у роторі Р-560 вал виконаний подовженим з кріпленням зовнішнього кінця на виносній опорі і з'єднаний з привідним валом за допомогою ланцюгової передачі. Для обмеження осьового переміщення верхньої опори стола встановлений кільцевий борт, який закріплений на верхньому кінці конічного колеса.

Таким чином, конструкція модернізованого ротора забезпечує велику передавальну потужність при одночасній його стійкості до ударних навантажень і перекосів.

Література

1. Brusco G., Lewis P., Williams M. Rotary steerable drilling technology its rapid evolution with a new system created specifically for vertical drilling. *Oilfield Review*. 2004. Autumn. – P. 14 – 17.
2. Гуляев В.І., Гайдайчук В.В., Гловач Л.В. Теоретичний аналіз впливу профілю криволінійної свердловини на силу опору руху в ній бурильної колони. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 3. – С. 20 – 22.

УДК 622.24

*О.І. Політучий, к.т.н., доцент.
З.С. Свіренко, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ ЛБУ-900 З МОДЕРНІЗАЦІЄЮ ЇЇ БАРАБАНА

Технічний прогрес у бурінні свердловин багато в чому визначається ефективністю роботи бурового обладнання та інструментів, надійністю бурового обладнання, ресурсу окремих його вузлів та ремонтпридатністю.

Успішна безаварійна проходка свердловини визначається насамперед надійністю всіх вузлів бурового обладнання. Відмова у роботі хоча б одного з них веде до простою бурової установки та великих невиробничих втрат у бурінні. Звідси зрозуміла актуальність проблеми оптимального розрахунку вузлів деталей бурового устаткування на статичну міцність і витривалість.

За допомогою бурових лебідок та талевого механізму спускають, піднімають і утримують бурильну колону, обсадні труби та інший інструмент при бурінні та кріпленні свердловин. При підйомі обертальний рух, що передається лебідці від приводу, за допомогою талевого каната перетворюється на поступальний рух талевого блоку. При спуску гальмівні пристрої бурової лебідки обмежують швидкість талевого блоку, що опускається під дією власної ваги та ваги підвішеного до нього інструменту. Бурові лебідки використовуються також для передачі обертання ротору, згвинчування та розгвинчування бурильних та обсадних труб, для підймання та підтягування різних вантажів при бурінні свердловини, монтажі та ремонті установки.

Бурові лебідки відносяться до основних агрегатів бурового комплексу, що визначають ефективність буріння.

На підставі експлуатації бурової лебідки ЛБУ 900 ЕТ-3, буровими підприємствами, можна зробити висновок, що одним з основних дефектів є швидкий вихід з ладу каната, внаслідок злому дротів каната. Середній термін служби каната зменшено в 1,5-2 рази порівняно з попередніми моделями бурових лебідок. Причина такої короткої служби каната є недотримання співвідношення між діаметром троса і барабана. Розглядаючи бурову лебідку, можна дійти висновку, що підвищений знос канату обумовлюється малим значенням радіуса барабана. У результаті сильного вигину каната на барабані спостерігається перелом і обрив дротів. Для зменшення зносу пропонуємо відмовитися від стандартного барабана лебідки ЛБУ-900 ЕТ-3, і замінити його на барабан з більшим радіусом обичайки, та дотриманням співвідношенням 23, діаметру каната до діаметра барабана, рекомендованого для установок глибокого буріння.

Модернізований барабан змодельовано в програмі Autodesk

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Professional Inventor та за допомогою модуля «Аналіз Напруження» перевірено поведінки барабану лебідки в умовах навантаження на конструкцію. Результати наведені на рисунку 1.

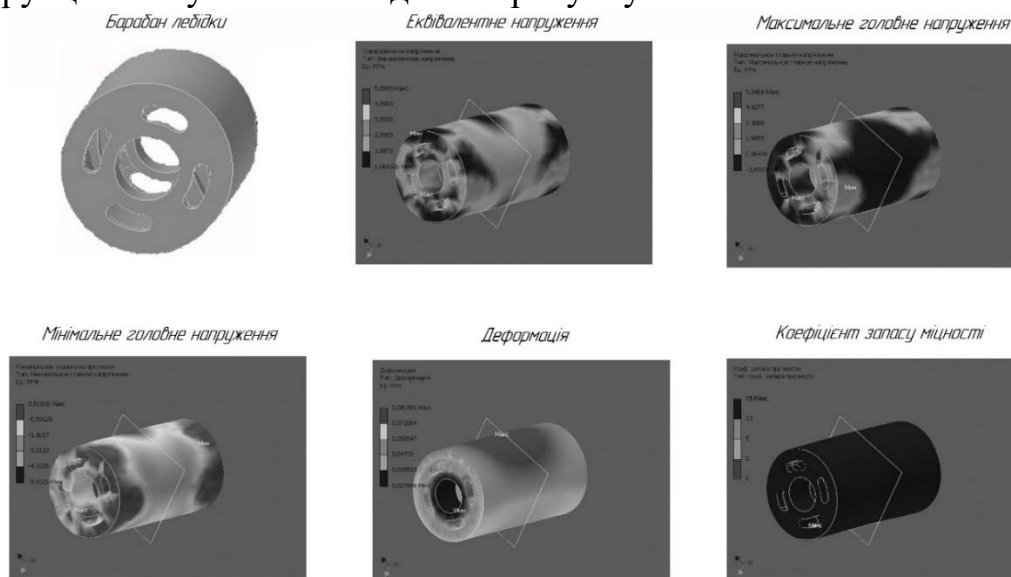


Рисунок 1 – Розподіл напружень на елементи барабану лебідки

За результатом проведеного моделювання на основі розрахунків чисельними методами можна сказати, що напружено-деформований стан, повністю задовольняє поставленим у модернізації завданням, і конструкція барабану лебідки (вибрані та розраховані геометричні розміри) повністю підходить та має великий коефіцієнт запасу міцності.

Література

1. *Технологія і техніка буріння*. Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С. Львів.: Центр Європи, 2012.- 708 с.
2. *Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання*. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
3. *Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник.* – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.

УДК 622.242

М.М. Слюсарчук, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗМІНОЮ ГЕОМЕТРІЇ РОБОЧОЇ ПОВЕРХНІ КЛИНІВ БУРОВОГО РОТОРА

Нафта і газ в наш час набули широкого вжитку. Їх використання суттєво впливає на науково-технічний прогрес людства. Практично немає

*СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»*

такої галузі економіки, де б не використовувалися нафта, газ та продукти їх переробки. Вони є головними сучасними енергоносіями.

До держав, які займаються видобутком нафти і газу, відноситься і Україна. На сьогоднішній день знайдені далеко не всі запаси нафти і газу на території нашої держави. Є ще великі території, переважно акваторії морів, де можуть бути відкриті нові родовища. Недостатньо розвідані великі глибини земних надр. Це дає змогу з оптимізмом дивитися на подальший розвиток нафтогазової промисловості. Також не менш важливими є питання раціонального і економічного використання уже розвіданих родовищ.

Розробка родовищ і розвідка нових зв'язані, як з географічними, так і з кліматичними ускладненнями. В умовах бездоріжжя, боліт, пустель, а також при морському буріння, де немає електричних мереж, єдиним джерелом механічної енергії для привода бурових установок є двигуни внутрішнього згорання. Невелика маса і габарити двигунів дозволяє без особливих перешкод транспортувати їх до місця експлуатації.

Сьогодні значно збільшується довговічність двигунів внутрішнього згорання. Підвищення моторесурсу забезпечується удосконаленням конструкції і технології виготовлення, покращенням технічного рівня експлуатації.

Суть рішення з модернізації пневматичних клинів бурового ротора полягає в тому, що порівняно з аналогом модернізовані клини забезпечені безплашковими клинами, над циліндричною внутрішньою поверхнею корпусу у верхній його частині виконані силові внутрішні радісні виступи, зубчаста поверхня плашок і безплашкових клинів розміщена нижче лінії, що проходить через верхню точку похилої плоскої опори клинів під кутом, перпендикулярним до даної плоскої опори, плашка в клині спирається на двоступеневу плоску поперечну опору в радіальному напрямку і осьову опору у верхній частині клину під прорізом для підвіски, причому зазор між зубами сусідніх клинів при захопленні труби клинами не більше 0,9-1,1 товщини стінки захоплюваної труби.

Після проведеної зміни геометрії робочої поверхні клинів бурового ротора при захопленні труби верхня частина безплашкових клинів розміщена над силовими внутрішніми радіусами виступами корпусу з вертикальним зазором між консольними бічними виступами клинів і силовими внутрішніми радіусними виступами в корпусі, а інша частина клинів розміщена між силовими радісними виступами корпусу. Зазор між нижньою частиною опорної поверхні клина і центратором при захопленні труби відповідає ходу до стикування клинів. Зміщення труби в прохідному отворі центратора не перевищує 0,35 – 0,5 ширини опорної поверхні клинів.

Запропоноване технічне рішення забезпечує створення пневматичних клинів ротора, які виключають проковзування при захопленні труб клинами і підвищені напруги в трубі між клинами і за рахунок цього дозволяють в

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

кілька разів збільшити довговічність плашок. Також підвищується вантажопідйомність плашкових клинів та всього пневматичного клинового захвату, забезпечується рівномірність тиску клинів на трубу і гарантований для захоплення труб запас ходу клинів із захопленням основних типорозмірів труб в обмеженому прохідному отворі стола ротора.

Література

1. Ніколаєнко А.М. Мікропроцесорні та програмні засоби автоматизації: навчальний посібник / А.М. Ніколаєнко, Н.О. Міняйло. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 444 с.
2. Пістун І. П. Охорона праці (Законодавство. Організація роботи) : навчальний посібник / Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. – Львів : Тріада плюс, 2010. – 648 с.
3. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, А.М. Матвієнко та ін. // Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
4. Поджаренко В.О. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності: навч. посіб. / В.О. Поджаренко, О.М. Василевський, В.Ю. Кучерук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
5. Радченко С. Г. Математическое моделирование технологических процессов в машиностроении / С. Г. Радченко. – К. : Укрспецмонтажпроект, 1998. – 274 с.

УДК 621.69.001

*М.М. Рой, к.т.н., доцент,
Я.О. Шпак, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ПРОЄКТУВАННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ МАЛОГАБАРИТНОГО
СТРУМИННОГО НАСОСУ І УЩІЛЬНЮЮЧОГО ПРИСТРОЮ ДЛЯ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН**

При експлуатації газових, газоконденсатних і нафтових родовищ змінюються в часі параметри середовища, що транспортується (тиск, витрата, температура, газовий показник тощо) Часті зміни технологічного режиму роботи свердловин вимагають оперативного переналаштування обладнання. Тому обладнання повинно бути недорогим, простим в установці, експлуатації та ремонті і мати багатоцільове призначення. Крім того, складність і велика вартість підведення штучної енергії, важкі кліматичні умови вимагають, щоб промислове обладнання дозволяло максимально використовувати природні властивості продукції, яка видобувається.

Особливо гостро стоїть проблема утилізації зайвої енергії пласта високонапірного газу, так як вона в великій кількості витрачається в різних пристроях, а низьконапірні гази спалюються в факелах або губляться в атмосфері. Тому утилізація зайвої енергії високонапірного газу доцільна за

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

рахунок використання в системах нафтогазовидобування струменевими апаратами (ежекторами, інжекторами, напірними компресорами тощо).

Застосування свердловинних струминних насосів дозволяє суттєво підвищити продуктивність свердловин та подовжити термін експлуатації старіючих нафтогазових родовищ. Проста та недорога конструкція, відсутність рухомих частин і можливість використання у віддалених важкодоступних районах зумовили поширення ежекційних технологій на більшість виробничих процесів буріння та експлуатації нафтових і газових свердловин.

Пошук нових шляхів удосконалення ежекційних технологій вимагає аналізу основних етапів та тенденцій розвитку свердловинних струминних насосів. Узагальнення конструкцій свердловинних ежекційних систем дозволяє визначити основні експлуатаційні фактори, які характеризують розвиток технології використання струминних насосів.

Проаналізувавши конструкції відомих струменевих апаратів встановлено, що основою збільшення продуктивності ежектора, відповідно до його застосування, у випадку експлуатації газоконденсатної свердловини, є геометричні розміри сопла, камери змішування та дифузора. Які в свою чергу напряму залежать від фізичних властивостей речовини яка ежектується та від фізичних властивостей і величини тиску ежектуючої речовини. При проведенні досліджень були встановлені дані залежності і відповідно до них розраховані розміри камери змішування і дифузора.

Але це ще не вирішує загальної проблематики будови струменевих апаратів в залежності від їх застосування, і свідчить про необхідність проведення науково-дослідницьких робіт направлених на удосконалення конструкції ежектуючих пристроїв.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Кулінченко В.Р. Лопатеві і гідроструминні багатофункціональні насосні установки (проекування, розрахунок і експлуатація): Навчальний посібник. / В.Р. Кулінченко, О.П. Ломейко. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 260 с.

УДК 622:24

О.І. Політучий, к.т.н., доцент
О.М. Пролом, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПІДВИЩЕННЯ НЕСУЧОЇ ЗДАТНОСТІ, РЕСУРСУ І ДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГОЛОВНОЇ ОПОРИ ВЕРТЛЮГА

Для підвищення надійності і довговічності основного підшипника рекомендую стовбур вертлюга УВ-320 виконати з Г-подібними каналами нагнітання масла, причому кожен з каналів зв'язати між собою двома частинами: вертикальної, виконаної паралельно осі стовбура, і виконаною вище основного підшипника (рис. 1).

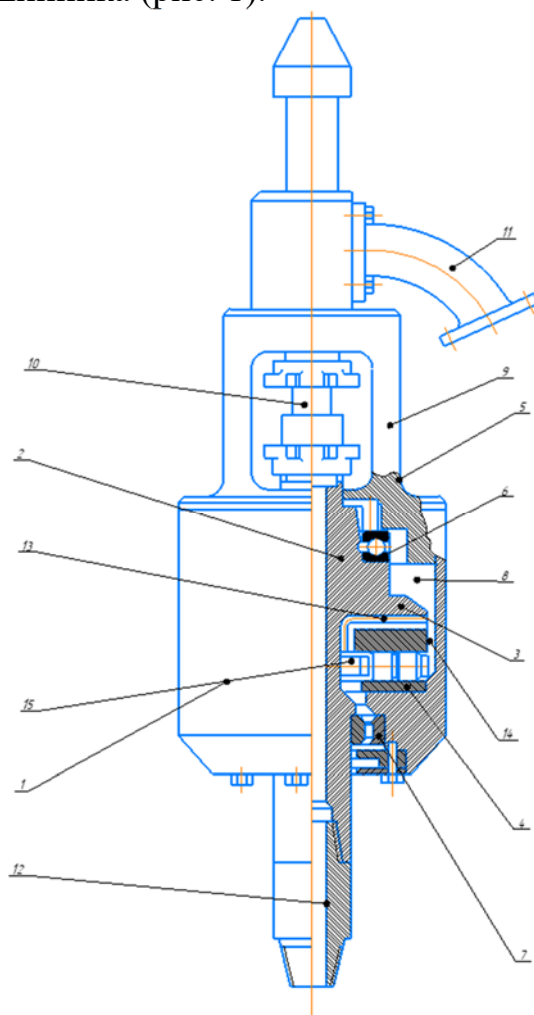


Рисунок 1 – Ескіз модернізації вертлюга УВ-320:

- 1 – корпус, 2 – поверхня стовбура вертлюга, 3 – прилив, 4 – підшипник,
5, 6 – верхній допоміжний підшипник, 7 – нижній допоміжний підшипник,
8 – масляна ванна, 9 – кришка, 10 – ущільнюючий пристрій, 11 – підвід,
12 – верхня частина каналу, 13 – горизонтальна частина каналу,
14 – кільцевий канал, 15 – камера

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Мета – підвищення надійності роботи та збільшення довговічності за рахунок покращення мастильного ефекту. Вертлюг включає корпус, в якому на основному підшипнику 4 і допоміжних підшипниках 5 – 7 встановлений порожнистий ствол 2 з припливом 3. Внутрішня поверхня корпусу 1 і зовнішня поверхня ствола 2 утворюють порожнину 8 заповнену маслом. Між внутрішньою обіймою основного підшипника 4 і зовнішньою поверхнею ствола 2 виконана 15 камера охолодження. За допомогою Г-подібних каналів, що складаються з вертикальної та горизонтальної частин 12, 13, виконаних у стовбурі та мають вихід на торцеву поверхню припливу 9, камера охолодження пов'язана з порожниною 8 для мастила. Спочатку обертання стовбура 2 мастило, залите в порожнину 8, починає рухатися і під дією відцентрових сил з частини 13 каналу нагнітається в кільцевий канал 14. Проходячи через основний підшипник 4, масло надходить в камеру 15 охолодження. Відбувається відстоювання мастила та випадання частинок зносу основного підшипника 4 на дно порожнини корпусу 1. Потім очищене мастило надходить у частини 12 та 13 каналів.

Завдяки модернізованій конструкції вертлюга, буде рідше змащуватись, отже буде менше витрат на матеріали, а також на роботу із заміни олії. Також завдяки цьому, мастило буде довше перебувати в хорошому стані отже, економічно ми заощаджуємо на матеріалах та роботах.

Література

1. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга.* – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Копей Б.В. *Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання.* ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
3. Костриба І.В. *Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник.* – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.
4. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. *Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник.* Коломия, 1999. – 504 с.

УДК 622:24

С.М. Миколенко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ОБҐРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ПОКРАЩЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ
ГІДРАВЛІЧНОЇ ЧАСТИНИ БУРОВИХ НАСОСІВ З МЕТОЮ
ПІДВИЩЕННЯ НАПРАЦЮВАННЯ НА ВІДМОВУ**

У сучасних процесах буріння глибоких свердловин на нафту та газ широко використовують трипоршневі бурові насоси односторонньої дії. Маючи цілий ряд техніко-економічних переваг (в порівнянні з

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

двопоршневими насосами двосторонньої дії), вони мають і ряд недоліків, в першу чергу пов'язаних з швидким виходом з ладу поршневих та клапанних груп – найважливіших вузлів гідравлічної частини бурового насоса.

Згідно завдання на конструкцію свердловини виконані розрахунки де визначили що найбільше навантаження на гаку при бурінні свердловини складає 2004 кН, тому вибираємо бурову установку БУ-5000ДГУ з максимальною вантажопідйомністю 3200 кН, в склад якої входить трипоршневий буровий насос односторонньої дії УНБТ-950А.

Предметом удосконалення бурового трипоршневого насоса УНБТ-950А є удосконалення та покращення конструкції гідравлічної частини з метою підвищення напрацювання на відмову. Удосконаленню підлягає гідроблок із групою клапанів на вході та виході, для подачі та викачування бурового розчину.

Трипоршневий буровий насос УНБТ-950А, що містить встановлені в корпусі приводну і гідравлічну частини, в якому привідна частина складається з приводного валу і кривошипно-шатунного механізму, пов'язаного штоками з поршнями, встановленими в корпусах трьох змінних робочих камер, гідравлічна частина виконана розбірною, що складається з нагнітальних і всмоктуючих коробок, оснащених, відповідно, нагнітальним і всмоктуючим клапанами і з'єднаних, відповідно, з напірним і всмоктуючим колекторами, коробки нагнітання виконані з V-подібною нижньою частиною і розташовані осями під тупим кутом до осей робочих камер.

Запропонований трипоршневий буровий насос УНБТ-950А з такою конструкцією гідроблока дозволяє:

- зберегти спрощені умови обслуговування;
- зменшити до мінімуму шкідливий «паразитний» обсяг, збільшивши тим самим коефіцієнт наповнення насоса, від якого залежить корисна або ефективна потужність і коефіцієнт корисної дії насоса, за рахунок чого збільшиться продуктивність роботи, що дасть економічний прибуток в процесі буріння свердловини.

- забезпечити найменші витрати часу при монтажі, обслуговуванні та ремонті, що вплине на економію в оплаті праці працівників, завдяки спрощеній розбірній конструкції гідроблока.

При виконанні ремонтних робіт гідравлічної частини витрати на ремонт модернізованого гідравлічного блока склали на 11600 грн менше, чим викликали зменшення собівартості, яка склало 5,7%.

Виконана дослідно-конструкторська робота, де розроблена математична модель, яка може бути застосована в системах автоматизованого проектування насосних агрегатів для забезпечення належної точності розрахунків на міцність і прогнозування ресурсу елементів конструкцій, а також з метою підвищення ефективності експлуатації насосів шляхом раціонального добору їх продуктивностей і

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

робочих швидкостей.

Розрахункова модель насосного агрегату містить усі інерційні й пружно-дисипативні ланки, що й попередня модель і додатково враховує взаємодію насоса з пневмокомпенсатором.

Дослідження динамічних процесів в насосному агрегаті дало можливість визначити коефіцієнт динамічності пульсацій тиску рідини, і таким чином отримати максимальне значення навантажень, які діють на гідравлічну корпусну частину бурового насоса за різних режимів його роботи.

За результатами проведених досліджень роботи бурового насоса в процесі його експлуатації, що були одержані в процесі виконання дослідної роботи, побудовано їх графічну інтерпретацію – часову залежність моменту у пружній ланці привідного механізму під час пуску бурового насоса.

Порівняння розрахункових даних з експериментальними показує задовільні співпадіння, що підтверджує можливість ефективного використання розробленого в магістерській роботі модернізованого бурового насоса УНБТ-950А у буровій установці БУ-5000ДГУ.

В результаті виконання теоретичних і експериментальних досліджень роботи клапанних вузлів та процесів, які проходять в гідравлічній частині трипоршневого бурового насоса, вирішено важливе науково-практичне завдання по підвищенню ефективності проектування нових конструкцій бурових насосів та виборі оптимальних режимів експлуатації існуючих.

Література

1. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – Львів: Світ, 1996 – 398 с.
2. Буняк Б.Т., Розенфельд І.М., Бубликова Н.Г., Коцаба В.І., Чепіль І.І. Нові регламенти з експлуатації бурильних і насосно-компресорних труб. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 1. – С. 29 – 30.
3. Вакалюк В.М. Дослідження процесу витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора // В.М. Вакалюк, М.М. Лях, Я.В. Солоничний, Е.В. Юр'єв, О.Г. Вільчик // *Нафтогазова енергетика*. – Івано-Франківськ, 2008.

УДК 622.24

*М.О. Коваленко, магістрант
Д.В. Панасенко, магістрант
Р.Ю. Суменов, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОЇ КОНСТРУКЦІЇ
ГАЛЬМІВНИХ ШКІВІВ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ**

За допомогою бурових лебідок і талевого механізму спускають,

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

піднімають і підтримують у підвішеному стані бурильну колону, обсадні труби та інший інструмент при бурінні і кріпленні свердловин. При підйомі обертовий рух передається лебідці від приводу, за допомогою талевого каната перетворюється в поступальний рух талевого блока. При спуску гальмівні пристрої бурової лебідки обмежують швидкість талевого блоку, що опускається під дією власної ваги і ваги підвішеного до нього інструменту. Бурові лебідки використовуються також для передачі обертання ротору, згвинчування і розгвинчування бурильних і обсадних труб, для підйому і підтягування різних вантажів при бурінні свердловини, монтажу і ремонту установки.

Бурові лебідки на відміну від лебідок, що використовуються у вантажопідйомних машин, працюють в умовах, що характеризуються ступінчастою зміною діючих навантажень. Систематичні навантаження зростають з поглибленням вибою свердловини, а в процесі спуско-підйомальних операцій змінюються в десятки і сотні разів залежно від кількості свічок в бурильній колоні.

Бурові лебідки повинні відповідати вимогам технології буріння і задовольняти умови їх експлуатації. Потужність і тягове зусилля їх повинні бути достатніми для виконання найбільш важких технологічних операцій. Швидкості підйому і спуску повинні забезпечити безаварійність, економічність і високу продуктивність при спуско-підйомальних операціях. Але, слід зазначити, що недоліком стрічково-колодкового гальма бурової лебідки ЛБУ-1100 є складність охолодження пар тертя в гальмі, а також регулювання та управління величиною гальмівного моменту. У зв'язку з цим пропонується його удосконалення.

Мета роботи. Модернізація стрічково-колодкового гальма бурової лебідки та дослідження його роботи.

Результати досліджень. Проведена модернізація системи колодково-стрічкового гальма бурової лебідки дозволить істотно поліпшити не тільки динаміку процесу гальмування, але і зносо-фрикційні характеристики шляхом охолодження зовнішніх і внутрішніх пар тертя в гальмі, а також регулювання та управління величиною гальмівного моменту.

Література

1. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга.* – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Вольченко О.І. *Експериментальні дослідження ефективності індукторного гальма бурової лебідки* / [О.І. Вольченко, Д.О. Вольченко, М.В. Капшуба, В.І. Карась] // *Науковий вісник ІФНТУНГ.* – 2010. – Вип.2 (24). – С. 52-59.
3. J. Mitchell, *Rig Math (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2003).*

УДК 622.24

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
О.В. Шепель, магістрант
І.В. Шепель, магістрант
Д.А. Гурбан, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОЇ ТАЛЕВОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ

Талева система – вантажонесуча частина бурової установки, що представляє собою поліспаст, який складається з кронблока і талевого блока, та огинається сталевим канатом. Талевий блок забезпечений гаком або автоматичним елеватором для підвішування бурильної колони і обсадних труб. Навантаження підвішеного вантажу розподіляється між робочими струнами каната, кількість яких визначається кількістю шківів талевого блока і кронблока. Талева система дозволяє зменшити зусилля в канаті від ваги вантажу, що піднімається. За рахунок цього пропорційно збільшується довжина каната, що намотується на барабан при підйомі вантажу на задану висоту.

Талеві системи монтуються на вищій бурової установки і з метою контролю діючих навантажень та підтримання у процесі буріння заданого осьового навантаження на долото обладнуються датчиками і контрольно-вимірними приладами.

Під час буріння талева система бурової установки сприймає періодично змінні навантаження від ваги бурильних і обсадних труб, а також при виникненні затяжок бурового інструменту. При бурінні талева система дає можливість піднімати важкий буровий інструмент за допомогою бурової лебідки.

В процесі експлуатації кронблока, як показує практичний досвід, найбільшому зносу піддаються підшипники і канавки шківів. Необхідно періодично змащувати підшипники і стежити за тим, щоб не було їх надмірного нагріву. Конструкція-аналог мала одноотвірну систему змащення, що є недоліком осі кронблока. Багатоточкова система подачі мастила забезпечить стабільну товщину плівки мастила на контактних поверхнях, що підвищить довговічність роботи підшипників.

Це все підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції кронблока з метою підвищення довговічності роботи підшипників.

Мета роботи. Удосконалення системи подачі мастила у вісь кронблока та дослідження роботи талевої системи.

Результати досліджень. При запровадженні розробленої конструкції модернізованої системи подавання мастила у вісь кронблока очікується

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

покращення змащення і, як наслідок, забезпечення стабільної роботи підшипників шківів кронблоку.

Література

1. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга.* – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Гнип М.М. Підвищення довговічності фрикційних вузлів у нафтогазовій галузі / М.М. Гнип, Л.І. Криштопа, С.І. Криштопа // *Прикарпатський вісник НТШ. Число.* – 2017. - № 1(37). – С. 267 – 275.
3. Харченко Є.В. *Розрахунок гальмівних режимів роботи підіймальної системи бурових установок* / Є.В. Харченко, В.М. Левринець // *Динаміка, міцність та проектування машин і приладів: Вісник ДУ "Львівська політехніка" № 396* – Львів: Вид-во ДУЛП, 2000. – С. 98 – 103.

УДК 622.276.66:054

О.М. Вороненко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА
ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ
НАГНІТАЛЬНОГО НАСОСА**

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – це технологічний процес закачування рідкої суміші під тиском, достатнім для розкриття природних чи утворення штучних тріщин у продуктивному пласті (зазвичай зі щільних порід) із подальшим закачуванням рідини (на водній або вуглеводневій основі, кислотні розчини тощо) із розклинювачем або без нього для створення високої пропускної здатності з метою отримання припливу пластових флюїдів у свердловину після закінчення процесу.

Для проведення гідророзриву пласта використовуються нагнітальні насоси, які мають різні характеристики та потужність та випускаються різними виробниками. Необхідно відмітити, що більшість нагнітальних насосів, які хоч і створюються різними виробниками, проте мають схожі проблеми. В холодну пору року через вплив низьких температур відбувається загущення мастила, що в свою чергу негативно впливає на роботу механізму насосів та викликає передчасне зношення деталей. Зі свого боку під впливом аномально високих температур влітку мастило не відповідає вимогам ГОСТу 17479.1-85 по кінематичній в'язкості, яка не повинна бути нижчою 7,0 мм²/с (сСт). Метою роботи є усунення вищеперерахованих недоліків насосу 600S HD.

Пропонується модернізація нагнітальної насосної станції (рис. 1), яка після вдосконалення дозволить незалежно від температурного режиму навколишнього середовища, виконувати роботи по гідророзриву пласта

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

агрегатом SPM TWS 600S, зі збереженням необхідної кінематичної в'язкості мастила, а отже безвідмовної роботі насосу 600S HD.

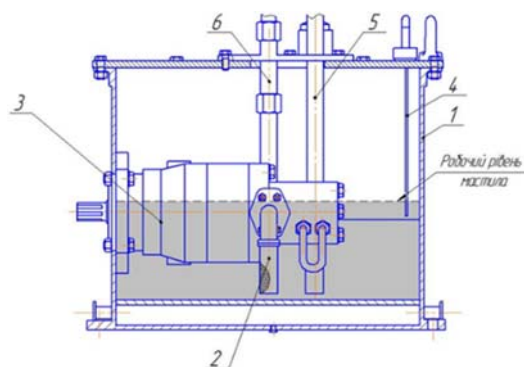


Рисунок 1 – Маслостанція. 1 – бак; 2 – фільтр; 3 – насос радіально-поршковий; 4 – мірний щуп; 5 – нагнітальний трубопровід; 6 – трубопровід

У роботі наведено основи дослідження роботи гідравлічних насосів, приведено опис конструкції та обґрунтування випробувального стенду, описана програма проведення досліджень випробувального стенду, розраховано залежність подачі гідравлічних насосів, від частоти обертання привідного ротора. Можна зробити висновок що випробувальний стенд, буде необхідним на виробництві, для визначення величин і рівномірності подачі мастила, випробування і регулювання гідравлічних насосів, що згідно модернізації, будуть застосовані в системі змащення насосів 600S HD, насосних агрегатів SPM TWS 600S, під час проведення операцій по гідравлічному розриву пласта.

Проведено перевірку працездатності гідравлічної системи насосного агрегату 600S HD на споживану потужність, перевірку працездатності насосного агрегату 600S HD на тепловий режим роботи, розраховано елементи клапанного вузла насосу 600S HD, розраховано сідло клапана насосу 600S HD, розраховано таріль клапана, приведено розрахунки по запасу міцності з'єднань колони НКТ.

Складений план-графік планово-попереджувальних ремонтів, розглянутий типовий процес ремонту, умови експлуатації та аналіз діючих навантажень. Опрацьовані типові види і причини спрацювання і відмови елементів обладнання. Охоплені зміст технічного обслуговування обладнання, перелічені та детально розглянуті роботи і їх послідовність при технічному обслуговуванні і поточному ремонті. Приділено багато уваги технології відновлення спрацьованих деталей та їх поверхневого зміцнення. Проведені розрахунки припусків на обробку та режимів різання.

Було розглянуто доставляння та розміщення обладнання, що призначене для проведення ГРП, на об'єкт. Комплекс підготовчих робіт по запуску та запуск обладнання призначеного для гідророзриву пласта.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Розкриті особливості монтажу обладнання призначеного для ГРП, та підготовку до роботи. Описано чисельний склад бригади по обслуговуванню обладнання. Вважаю, що дотримання правил та вимог проведення монтажних робіт обладнання забезпечить ефективну та безаварійну експлуатацію.

Література

1. Бурачок О.В. Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ: Дис. докт. філософ. за спец. 185 – Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківськ: ІФНТУНІГ, 2021.
2. Wilber Tom *Under the surface*. Ithaca : Cornell University Press, 2012.
3. Zuckerman Gregory *The frackers: the outrageous inside story of the new billionaire wildcatters*. – New York : Portfolio/Penguin, 2013.
4. Prud'homme Alex *Hydrofracking: what everyone needs to know* Oxford - New York: Oxford University Press, USA, 2014.

УДК 622.242.001.63

*А.В. Ляшенко, старший викладач
Т.С. Верещака, магістрант
О.О. Перейма, магістрант
О.В. Лелюх, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ВІД ГІДРАТОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ

Як показують багаторічні спостереження, в процесі видобутку нафти регулярно відбувається відкладення гідратопарафінів, смол, асфальтенів і мінеральних солей на внутрішніх стінках НКТ, що призводить до зменшення поперечного перерізу труби. Відклади гідратосмолопарафінових утворень призводять до погіршення роботи або відмови підземного нафтогазового обладнання [1 – 3].

Метою роботи є удосконалити та підвищити якість очистки внутрішніх стінок НКТ від гідратопарафінів, смол, асфальтенів та мінеральних солей.

Для запобігання утворенню гідратосмолопарафінових відкладень запропонований ряд методів, наприклад, застосування спеціальних покриттів внутрішньої поверхні труб, введення в перекачуваний потік різних хімічних реагентів, обробка ультразвуком, магнітна обробка тощо [4 – 6]. Перераховані методи вивчалися в основному у зв'язку з можливістю їх використання в промислових умовах і отримали деяке застосування.

В даний час для очищення внутрішнього простору труб НКТ на родовищах найчастіше застосовують хімічні методи та механічні щітки-поршні, однак через механічне зношування вони швидко виходять з ладу і

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

не дають бажаного результату. Багатьма фахівцями-практиками визнано малоефективним застосування хімічних реагентів, що розчиняють парафінові та інші відкладення, через високу локальну корозію стінок труб НКТ та їх розгерметизацію [7].

Оскільки на багатьох родовищах України більшість з методів боротьби технічно важко здійснити і вони є економічно недоцільними, в даний час найчастіше зазвичай обмежуються лише проведенням заходів з очищення. Методи видалення гідратосмолопарафінових відкладів передбачають застосування скребоків різної конструкції. Проте більшість з них мають суттєві недоліки, наприклад, тривалість операцій у часі та трудомісткість, а також недосконалість конструкцій [5]. Таким чином, виникає гостра потреба в розробленні сучасного пристрою для ефективного очищення внутрішньосвердловинного обладнання від гідратосмолопарафінових та інших органічних відкладень.

Для очищення внутрішнього простору труб НКТ від відкладень запропоновано вдосконалене обладнання (рис. 1). Конструкторсько-технічні особливості обладнання і технологія очищення за його допомогою полягають у наступному.

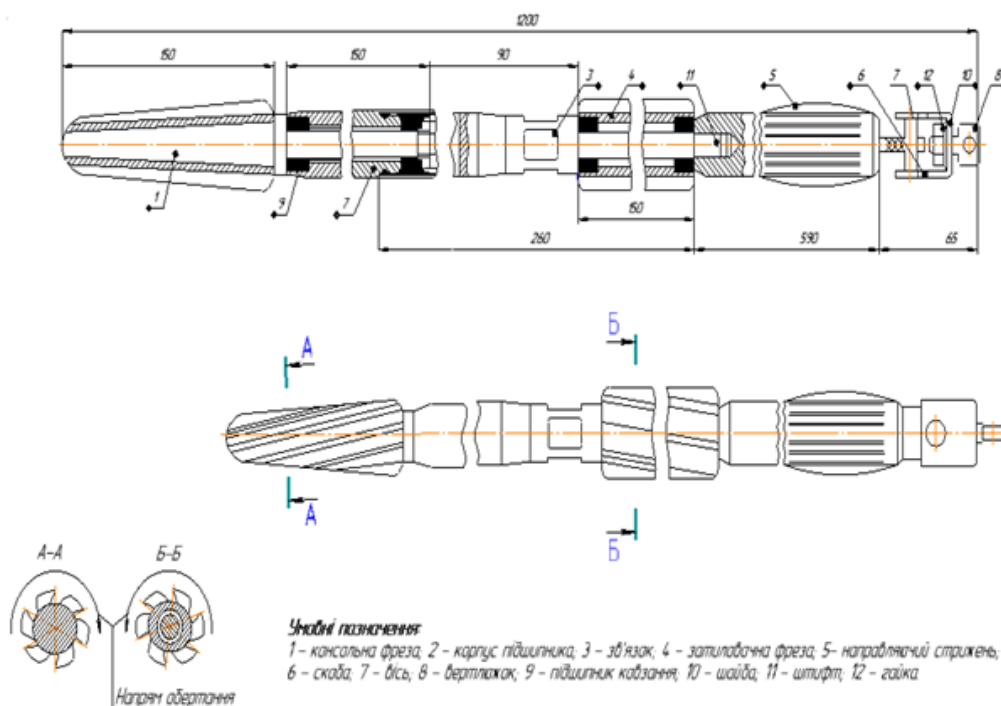


Рисунок 1 – Конструкція очисного пристрою моделі СКФ-03

Пристрій містить підшипниковий корпус 2, в який монтується і кріпиться консольна фреза 1, виконана у вигляді зрізаного конуса. Іншим кінцем корпус 2 скріплений зі зв'язком 3, на вал якої встановлена затиловочна фреза 4 на підшипниках ковзання 9. Зв'язок 3, в свою чергу, з'єднаний із напрямним стрижнем 5 і стопориться штифтом 11 для

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

запобігання відгвинчування. На кінці керуючого стрижня 5 встановлений вертлюжок 8, що кріпиться до стрижня за допомогою скоби 6 до осі 7. До вертлюжка 8 кріпиться трос, на якому пристрій спускається по трубі НКТ.

Відмінна особливість нового пристрою СКФ-03 від вітчизняних і закордонних аналогів полягає в наступному. У першому випадку відсутній конус на малій фрезі, що викликає додаткові гальмівні зусилля при врізанні фрези у парафіновий шар і не створює того додаткового осьового зусилля, яке збільшує продуктивність очищення.

У другому випадку відсутність затилочної фрези створює момент скручування на механізмі опускання фрези, що призводить, як правило, до скручування троса і обриву фрези. В цьому випадку істотно погіршується якість очищення і знижується продуктивність очисних робіт.

На підставі промислових випробувань відзначимо наступні переваги запропонованої до впровадження конструкції очисного пристрою:

- простота у виготовленні і збірці конструкції;
- висока маневреність і гнучкість (можна використовувати як у вертикальних, так і в вертикально-похилих свердловинах);
- повна (90 – 100 %) очистка внутрішньої поверхні труб НКТ від відкладень парафінованих нафт;
- не потрібна висока кваліфікація робітників по підземному ремонту свердловин;
- висока керованість і надійність під час експлуатації.

Література

1. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. — Київ: ІСДО, 1995. — 496 с.
2. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. — Вид. 4-те, допов. — Київ: Міжнар. екон. фундація, 2008. — 484 с.
3. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ — 2000», 2022. — 308 с.
4. Копей Б.В. Механічні методи зняття відкладень парафіну та асфальтосмолистих речовин з поверхні свердловинного обладнання. / Копей Б.В., Кузьмін О.О., Копей В.Б. // Нафтогазова енергетика. № 3(8), 2008, с. 10- 14.
5. Обладнання для попередження відкладень асфальтосмолистих речовин, парафіну та піску: монографія / Б. В. Копей, О. О. Кузьмін, С. Ю. Онищук. Серія «Нафтогазове обладнання», том 3 – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014 – 216 с.
6. Mansoori G.A. Asphaltene, resin, and wax deposition from petroleum fluids / G.A. Mansoori // The Arabian Journal for Science and Engineering. – 1996. - Vol. 21, Number 48. - pp. 707-723.
7. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. — Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. — 784 с.

УДК 622.24

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
К.І. Борієв, магістрант
М.С. Заливчий, магістрант
Д.Г. Недогарок, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ З МОДЕРНІЗОВАНИМ ГІДРАВЛІЧНИМ УДАРНИКОМ

На даний час обсяги похило-скерованого та горизонтального буріння невинно зростають. До того ж, значна кількість свердловин містить геометричні недосконалості у вигляді локальних перегинів осей та каверн (жолобів) на стінках. Як наслідок, колони бурильних і насосно-компресорних труб, які експлуатуються в таких умовах, зазнають суттєвих деформацій розтягу, стиску, згину та кручення. При цьому виникають як нормальні, так і дотичні напруження, що часто сягають граничних величин та призводять до втомного руйнування згаданих колон. Іншими словами, бурильні та насосно-компресорні труби втрачають працездатність, тобто стан, при якому вони спроможні виконувати задані функції при збереженні значень параметрів у межах, встановлених нормативною документацією. Тож, для забезпечення працездатності, необхідне припинення експлуатації вказаних колон до настання відмов при встановленій системі технічного обслуговування та ремонту.

Одним із шляхів вирішення зазначеної проблеми є оцінка напружено-деформованого стану колон бурильних і насосно-компресорних труб із подальшим прогнозуванням їх втомної довговічності з метою забезпечення працездатності.

При розбурюванні нафтового або газового родовища велике значення має правильність вибору типу бурової установки, який для даного району виявиться найбільш економічною. Вибір бурового устаткування визначається рядом чинників: глибиною буріння, метою буріння, типом свердловин, способом буріння, технологією буріння, геологічними умовами та з розрахованого максимального навантаження на гак.

Відомий спосіб буріння зануреними гідрударниками з верхньою робочою камерою, клапаном, поршнем-бойком шляхом подачі до робочої камери гідрударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор фаз робочого циклу гідро ударника, які приходять в його робочу камеру відбитими хвилями, виконаний з синхронізатором-хвилеводом, діаметр каналу якого менше внутрішнього діаметра колони бурильних труб і робочої камери гідрударника, і відображаються елементами у вигляді поверхонь розділу перетинів каналу синхронізатора-

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

хвилеводу і, відповідно, робочої камери гідроударника та нижнього кінця колони бурильних труб. Однак відомі пристрої мають такі недоліки, усунення яких шляхом зміни конструкції, що дозволить підвищити надійність роботи двигуна шляхом подачі до робочої камери гідроударника рідкого робочого агента через колону бурильних труб і відбивач-синхронізатор і встановлення синхронізатора-хвилеводу.

Мета роботи. Дослідження циркуляційної системи бурової установки з модернізованим гідравлічним ударником.

Результати досліджень. Запропоноване технічне рішення дозволяє підвищення ефективності та розширення області застосування гідроударного буріння шляхом підвищення коефіцієнта корисної дії роботи гідроударних машин в різних умовах їх використання.

Література

1. Мочернюк Д. Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь. *Нафтова і газова промисловість*. 2001. №3. С. 12 – 14.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Гутий А. В. *Експериментальні дослідження впливу параметрів ударного механізму на ефективність вивільнення прихопленої колони труб. Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні*. 2011. № 45. С. 38-44.

УДК 622.24

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
В.Ю. Бабенко, магістрант
О.О. Данилко, магістрант
О.О. Удовиченко, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ УЩІЛЬНЕННЯ ШТОКА ПЛАШКОВОГО ПРЕВЕНТОРА

Противикидне обладнання встановлюються на гирлі свердловини і призначене для перекриття гирла при нафтогазоводопроявах. Основною причиною таких явищ є перевищення пластового тиску над тиском стовпа промивальної рідини, яка заповнює свердловину. Раптовість викидів нафти і газу та непередбачуваність виникаючих аварійних ситуацій вимагають оперативних і безпечних засобів управління противикидним обладнанням, що зберігають працездатність в довільний момент часу. Ці вимоги задовольняються при використанні дистанційного гідравлічного приводу і механічного приводу, що застосовується як дублюючий.

Проаналізувавши конструкції різних типів плашкових превенторів, встановлено, що їх недоліками в ущільненні штока відносно кришки

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

корпусу є те, що рідина змащення не рівномірно поступає до вузлів тертя і відбувається сухе тертя, яке значно скорочує термін роботи ущільнень. Знос гумових кілець веде до потрапляння в пару тертя частинок матеріалу зношеного ущільнення і робочої рідини – промивального розчину або пластової рідини, які містять абразивні частинки і корозійно небезпечні реагенти. Дія агресивного середовища веде до зношення робочих поверхонь пари тертя, а це в свою чергу, може призвести до заклинювання плунжера. Оскільки превентор використовується в аварійних ситуаціях для запобігання нафтогазоводопроявів, то заклинювання плунжера може призвести до небезпечних ситуацій.

Це все підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції плашкового превентора з метою підвищення терміну його служби, міжремонтного ресурсу, довговічності й ремонтпридатності превентора.

Мета роботи. Модернізація плашкового превентора із дослідженням роботи противикидного обладнання. При запровадженні модернізованої конструкції плашкового превентора забезпечується підвищення надійності роботи, міжремонтного ресурсу, довговічності й ремонтпридатності превентора.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП “Міська друкарня”, 2014. – 352 с.
4. J. Mitchell, Rig Math (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2003).

УДК 622.276.054

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
Є.В. Кошман, магістрант
Е.С. Пшеничний, магістрант
В.А. Шевченко, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ДОСЛІДЖЕННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ ГЛИБИННИХ ШТАНГОВИХ
НАСОСІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН**

Для стабілізації та нарощування видобутку енергоресурсів, крім відкриття нових родовищ, важливе значення має підвищення ефективності вже розроблених родовищ за допомогою модернізації наявних

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

потужностей. Більша частина нафтових родовищ, які перебувають в експлуатації, істотно вичерпала свої запаси, що призводить до спаду обсягів видобутку, однак потенціал цих родовищ ще не використаний, а стабілізувати видобуток нафти можна модернізацією наявних нафтовидобувних установок. Потрібне істотне науково-технічне їх переобладнання на основі розвитку галузевої науки в сфері нафтовидобування та застосування комп'ютерної техніки і сучасних систем автоматичного керування. Проведений аналіз факторів, що впливають на роботу штангової свердловинної насосної: експлуатаційні характеристики свердловини; оптимальний вибір параметрів роботи штангової свердловинної насосної установки; деформація штанг і труб, гідравлічні опори штанг та труб потоку рідини; зворотні витоки в клапанах і парі плунжер-циліндр; справна робота привода глибинного штангового насосу.

Видобування нафти потребує значних витрат електроенергії, причому у зв'язку з ускладненням умов експлуатації малодебітних свердловин спостерігається зростання енергетичних витрат на одиницю продукції. Підвищення надійності, збільшення міжремонтного періоду роботи штангової свердловинної насосної установки та зниження енергоспоживання потребують удосконалення методів діагностики і контролю.

Запропонована модернізація дозволяє збільшити довговічність клапана штангового свердловинного насоса шляхом зниження контактних навантажень в клапані, а також знизити вимоги до матеріалів, з яких виготовляється клапанна пара. Особливе значення модернізація має для штангових свердловинних насосів, в яких діаметральні розміри клапанів обмежені. В результаті наведеного вище, виникає необхідність удосконалення штангових свердловинних насосів при експлуатації нафтових свердловин на пізній стадії розробки.

Мета та результати роботи. Оптимізація роботи свердловинних штангових насосів при експлуатації нафтових свердловин на пізній стадії розробки. Завдяки запропонованому конструктивному рішенню підвищується надійність роботи клапана штангового свердловинного насоса і збільшується термін його служби.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Панченко В.О., Кондрат О.Р. Засоби для захисту свердловинних штангових насосів від газопіскопроявів//Розвідка та розробка нафто-вих і газових родовищ. – 2007. – №4(25). –С.19-25.
3. Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП "Міська друкарня", 2014. – 352 с.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

4. Бандура В.В. Дослідження впливу дефектів ШГНУ на її експлуатаційну надійність//Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – Т.4, Вип.36. – С.198-209.

УДК 622.24

М.Д. Круков, магістрант

О.А. Оленич, магістрант

Г.С. Чернуський, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ БУРОВИХ
РОТОРІВ ІЗ ПНЕВМАТИЧНИМИ КЛИНОВИМИ
ЗАХОПЛЮВАЧАМИ**

Проведений аналіз браку сталевих бурильних труб показав, що причиною виходу з ладу 74% всіх вибракуваних труб є недосконалість клинових захватів ротора типу ПКР і перевищення допустимих навантажень на бурильну трубу. Проведене обстеження показало, що причиною 20% аварій є пошкодження тіла легкосплавних бурильних труб клиновими захватами. Причиною поломки бурильних труб найчастіше є підрізання труб клинами. Глибокі порізи на поверхні бурильних замків і сполучних кінців залишають зуби плашок автоматичних і механізованих бурових ключів. При накручуванні муфт на обсадні труби, зуби губок трубо- і муфтозатискних пристроїв залишають на трубі і муфті порізи. В результаті деформацій від сил затискання при нарізанні різьби обсадних і насосно-компресорних труб й муфт утворюються безперервні канали уздовж утворюючих конуса різьби, які є причиною порушення герметичності. Приклади недосконалостей розрахунку, проектування і роботи затискних пристроїв можна продовжити.

З підвищенням навантажень при глибокому бурінні на механізми для спуско-підйомних операцій і на бурильні, обсадні та насосно-компресорні труби, з підвищенням вимог до точності обробки, з підвищенням сил при обробці і випробуванні матеріалів з високими механічними властивостями підвищилися вимоги до роботи затискних пристроїв. Для реалізації систем автоматизованого проектування нафтопромислового обладнання, технологічних процесів і пристосувань для його виготовлення необхідні залежності, що описують процес роботи затискних пристроїв.

У зв'язку з цим дослідження факторів, що впливають на утримуючу здатність затискних пристроїв є актуальним завданням в нафтопромисловому машинобудуванні, нафтогазовидобувній та інших галузях промисловості.

Мета роботи. Розробка теоретичних основ створення затискних пристроїв для спуско-підйомних операцій при бурінні, ремонті та

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

експлуатації глибоких і надглибоких свердловин, що володіють підвищеною стримувальною здатністю.

Результати досліджень. Запропоноване технічне рішення забезпечує обертання встановленої на клинових захватах колони труб, дозволяє передавати значні крутні моменти за рахунок передачі крутного моменту від ротора на захоплюваний елемент. Це збільшує контактну поверхню між силовими елементами пристрою і тим самим зменшує контактні тиски і знос при одночасному зниженні ймовірності заклинювання і перекосів

Література

1. Костриба І. В. *Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб.* – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.
2. Копей Б.В. *Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання.* ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.
3. Чудик І. І. *Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // Нафтогазова енергетика.* – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

УДК 622.276.054

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
Н.Х. Абдувалієва, магістрант
Б.В. Куриленко, магістрант
А.А. Плавак, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК

Відомі різні конструкції верстатів-качалок: безбалансирні, балансирні, в тому числі з одноплечим балансиром, з пневматичним урівноваженням, з двоплечим балансиром. Загальним їх недоліком є висока трудомісткість операцій по управлінню дебітом свердловини, а також з проведення монтажу та ремонту верстатів-качалок, обумовлена використанням в їх конструкції громіздкого механічного редуктора і пасової передачі. Зміна добового дебіту свердловини при використанні цих верстатів-качалок може бути проведена трьома способами: 1 – зміною кількості коливань балансира і ходів плунжера штангового насоса протягом доби; 2 – зміною довжини ходу плунжера штангового насоса; 3– зміною діаметра штангового насоса.

Для оперативного управління дебітом свердловини використовують тільки перший спосіб, оскільки два інших способи більш трудомісткі, вимагають залучення ремонтних бригад, оснащених спецтехнікою для проведення демонтажних робіт, забирають багато часу і матеріальних ресурсів. Для практичної реалізації першого способу використовують ручні операції по зміні діаметрів шківів пасової передачі, які, по-перше, не завжди можуть забезпечити необхідний діапазон зміни дебіту свердловини, а по-

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

друге, є досить трудомісткими. Тому, на практиці, для регулювання відбору рідини з свердловин часто користуються так званою періодичною експлуатацією свердловини, яка полягає в виключенні електродвигуна верстата-качалки на деякий період часу. Однак пуск верстата-качалки після багатогодинного періоду простою відбувається в умовах підвищених навантажень на двигун, обумовлених порушенням врівноваженості через зміну динамічного рівня рідини в затрубному просторі свердловини, а також через зриваючі напруження, що виникають при ковзанні штангових муфт і скребоків по шару асфальто-смолистих і парафінових відкладів на стінках насосно-компресорних труб. Іноді верстат-качалку неможливо запустити за допомогою системи автоматичного пуску, і потрібно здійснювати ручний пуск, використовуючи короткочасні інтервали включення електродвигуна, для розгойдування махових мас противаг з поступовим збільшенням амплітуди. Крім того, будь-який пуск досить потужного електродвигуна верстата-качалки супроводжується виникненням пускових струмів, які багаторазово перевищують номінальне значення, що несприятливо впливає на надійність роботи електропідводячої мережі, ускладнює і здорожує її конструкцію.

Досвід експлуатації та теоретичні дослідження вказують на те, що є деякі резерви підвищення ефективності роботи штангової свердловинної насосної установки. Один із шляхів полягає у заміні механічного приводу на гідравлічний, який має кращі динамічні характеристики. Результати досліджень, які отримані в даній магістерській роботі, направлені на покращення гідропривідних штангових свердловинних насосних агрегатів, у зв'язку з чим є актуальними.

Мета роботи. Підвищення ефективності функціонування гідропривідних штангових свердловинних насосних установок на основі вибору раціонального закону руху точки підвісу штанг і зниження таким чином динамічних навантажень в штанговій колоні.

Результати роботи. У порівнянні з аналогами модернізований верстат-качалка забезпечує наступні переваги: при експлуатації верстата-качалки використовується постійна, максимальна довжина ходу точки підвісу штанг, а управління добовим дебітом свердловини може здійснюватися, шляхом зміни тільки продуктивності насосної станції. Це сприятиме збільшенню обсягів видобутку нафти, нафтовіддачі пласта, міжремонтного періоду свердловини, а також зниження витрат енергетичних і матеріальних ресурсів. Верстат-качалка має меншу масу при тих же робочих параметрах, більш високу ремонтпридатність і транспортабельність, що сприяє зниженню експлуатаційних витрат.

Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

2. Пилипів, Л. Д. *Основи нафтогазової справи: навч. посіб.* / Л. Д. Пилипів. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. — 312 с.
3. Світлицький В.М. *Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник.* В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП “Міська друкарня”, 2014. – 352 с.

УДК 622.24

*І.А. Авраменко, магістрант
С.В. Котляр, магістрант
С.В. Тимошенко, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ БУРОВИХ НАСОСІВ

Буровий насос призначений для нагнітання під високим тиском у свердловину бурового розчину з метою очищення вибою від вибуреної породи, винесення її на поверхню, охолодження долота та приводу вибійних двигунів.

До бурових насосів ставляться основні вимоги: потужність бурового насоса має бути достатньою для промивання свердловини і приведення вибійних гідравлічних двигунів; бурові насоси мають бути пристосовані для роботи з корозійно-активними промивальними розчинами різної густини; насоси повинні бути пристосовані до транспортування в зібраному вигляді на далекі та близькі відстані і переміщення волоком в межах бурової; конструкція насосів повинна допускати праве і ліве розташування двигунів насосного агрегату; вузли та деталі, які контактують з промивальною рідиною, повинні мати достатню довговічність і бути пристосованими до зручної і швидкої заміни при виході з ладу; вузли і деталі привідної частини повинні бути захищені від промивальної рідини та доступні для огляду і технічного обслуговування; подача насоса має бути регульованою в межах, які забезпечують ефективне промивання свердловини.

Ефективність функціонування бурових насосів напряму залежить від довговічності та надійності роботи деталей його гідравлічної частини. Проблема створення надійних у роботі і зручних в експлуатації насосів, пов'язана із збільшенням довговічності змінних деталей гідравлічної частини насосів (поршні, циліндрові втулки, клапани, штоки), яка залежить від умов роботи.

Таким чином, на сьогодні конструкція гідравлічної частини бурового насоса потребує модернізації та дослідження ефективності роботи модернізованого пристрою. Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт,

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

направлених на удосконалення конструкції бурового насоса з метою підвищення терміну експлуатації циліндро-поршневої групи.

Мета роботи. Удосконалення конструкції та дослідження ущільнень поршня та циліндрової втулки бурового насоса.

Результати досліджень. Використання пропонованого вдосконалення бурового насоса дозволить підвищити продуктивність роботи бурового насоса і забезпечить якісне нагнітання промивальної рідини при бурінні свердловин з кращими експлуатаційними показниками. Це дозволить збільшити ресурс циліндро-поршневої пари бурового насоса і допоможе уникнути простоїв бурових насосів в процесі буріння свердловини.

Література

1. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.
2. API Specification for Rotary drilling Equipment API Spec. 1, 2015, IV.
3. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

УДК 622.24

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
Ю.О. Квач, магістрант
О.О. Кравченко, магістрант
М.Е. Пічка, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ НАСОСНО-ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ
СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ**

Технологія будівництва свердловин і природоохоронні заходи, передбачені проектами будівництва, в першу чергу, повинні бути зорієнтовані на попередження можливих причин і шляхів надходження забруднювачів в навколишнє природне середовище, ліквідацію джерел і наслідків їх негативної дії, особливо на виконання комплексу техніко-технологічних та екологічних заходів по збереженню родючого шару ґрунту, захисту від забруднення поверхневих, ґрунтових і підземних вод.

Основними потенційними джерелами забруднення навколишнього середовища при спорудженні свердловин є бурові розчини, бурові стічні води, буровий шлам та пластові флюїди.

При бурінні свердловин для приготування бурових розчинів в більшості випадків використовується хімічні реагенти і речовини 3 та 4 класу небезпеки. Потрапляння бурових розчинів у водоймище, ґрунт, ґрунтові води у великих кількостях є екологічно небезпечними. Екологічна

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

небезпека виникає при періодично-повторювальних процесах, які супроводжуються накопиченням токсичних і забруднюючих речовин у відкритих водоймах, ґрунтах і ґрунтових водах [1].

Технологія будівництва свердловин передбачає можливість проведення бурових робіт одним з наступних способів: амбарним або безамбарним. При безамбарному способі проведення бурових робіт площадки можливого забруднення екранують, а відходи буріння (відпрацьований буровий розчин і шлам) стужавіють, нейтралізують і вивозять в спеціально відведені місця для захоронення, які часто знаходяться за декілька сотень кілометрів від місця проведення робіт. Безамбарний спосіб потребує високого ступеню організації проведення бурових робіт, досить значних матеріальних, трудових та фінансових витрат на його здійснення, тому використовується у виключних випадках при будівництві свердловини на землях природно-заповідного, курортно-оздоровчого, рекреаційного призначення, в зонах санітарної охорони вод.

Переваги запропонованого способу безамбарного збирання відходів буріння при існуючій системі очистки промивальної рідини в тому, що це дасть можливість проводити безамбарне буріння свердловин або буріння свердловин зі значним зменшенням рідких відходів буріння, що дозволить раціонально використати земельні ділянки для будівництва нафтових і газових свердловин та зменшить вплив на екологію оточуючого середовища.

Мета роботи. Метою даної роботи є впровадження інноваційних технічних засобів у систему безамбарного буріння свердловин.

Результати досліджень. Використання пристрою складування шламу ПСШ-2М дасть можливість складування шламу після очисних пристроїв з цементно-зольною сумішшю, а це дозволить вести буріння нових свердловин з дотриманням екологічних вимог.

Література

1. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // *Нафтогазова енергетика*. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.

УДК 622.24

В.В. Киктенко, магістрант

С.А. Орламенко, магістрант

Д.О. Чемерис, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ СИЛОВИХ ПРИВОДІВ БУРОВИХ УСТАНОВОК

В механічних трансмісіях бурових установок використовують зубчасті, багаторядні клинопасові та ланцюгові передачі, а також карданні вали. В якості муфт використовують жорсткі кулачкові і зубчасті муфти, а в якості ланцюгових муфт – дискові і шино-пневматичні муфти та електромуфти. Зубчасті передачі різних типів використовують для передачі частоти і напрямів обертання, а також перетворення крутного моменту при відстані між валами до 0,5 м. В механізмах, які працюють з високою частотою обертання та передають великі потужності, використовують косозубі або шевронні зубчасті колеса з косим і спіральним зубом в роторах, коробках передач та ін. Клинопасові передачі використовуються в приводах бурових насосів, передач, двигунів внутрішнього згорання, приводах генераторів і компресорів. В бурових установках широко використовують втулково-роликові одно- і багаторядні ланцюги для блокування двигунів внутрішнього згорання та передачі їх загальної потужності на вал лебідки або насоса, в ланцюгових коробках передач, в передачах на ротор, а також на вали бурових лебідок. Карданні вали використовують для з'єднання в різноманітних площинах або під кутом 20° при неточному центруванні осей. Найчастіше всього карданну передачу використовують для привода ротора.

Клинопасові передачі є одними з найпоширеніших видів механічних трансмісій, які використовуються в нафтогазовій промисловості. Основним елементом клинопасових трансмісій є клиновий пас, ресурс якого визначає ефективність технологічних процесів, впливає на міжремонтний період та надійність технологічного обладнання. На ресурс клинових пасів впливає низка чинників, а саме: якість пасів, їх комплектність в багаторядних трансмісіях, якість монтажних-центрувальних робіт, правильний вибір пасів по довжині в комплекті, величина попереднього натягу та ін. Встановлення залишкового ресурсу та оцінка технічного стану клинових пасів є актуальними питаннями на даний момент, оскільки ремонт трансмісій, пов'язаний із заміною клинових пасів, зменшує ефективність роботи обладнання, підвищує експлуатаційні витрати, що призводить до збільшення собівартості буріння свердловин і видобутку нафти.

Умовою правильного монтажу та експлуатації клинопасових трансмісій є створення натягу пасів передачі, що відповідає нормативним величинам для даного профілю паса. В разі перевищення рекомендованої величини монтажного натягу виникають підвищені навантаження на опори

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

валів, що призводить до їх передчасного виходу з ладу, інтенсифікується витягування пасів. Також може виникнути поломка валів в результаті втомного спрацювання. При недостатній величині попереднього натягу паси проковзують по канавках шківів, сильно нагріваються, в результаті чого швидше спрацьовуються канавки шківів і самі паси. Інструкції передбачають перевірку і регулювання натягу нових клинових пасів після їх встановлення через 5 – 10, а потім через 24, 48, 100 та 150 годин роботи, а також періодично в процесі експлуатації. В даний час існує декілька методів контролю натягу пасів, які мають свої недоліки, а саме: великі витрати часу на проведення вимірів стріли прогину, низька точність вимірювань.

Це підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції пристроїв для вимірювання натягу клинових пасів профілю Е, Д при монтажі, експлуатації та ремонті клинопасових трансмісій обладнання нафтогазової промисловості.

Мета роботи. Розроблення пристрою для вимірювання натягу клинових пасів та дослідження роботи пасових передач силового приводу бурової установки.

Результати досліджень. При запровадженні розробленої конструкції пристрою для вимірювання пасів очікується: збільшення терміну служби валів через зменшення втомного спрацювання; зменшення нагріву шківів, внаслідок чого зменшується спрацювання канавки шківів і клинових пасів; зменшення витягування пасів.

Література

1. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.
2. API Specification for Rotary drilling Equipment API Spec. 1, 2015, IV.
3. Чудик І.І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І.І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

УДК 622.24

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,
Д.В. Бондар, магістрант
В.В. Кононенко, магістрант
В.С. Олійник, магістрант*

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОГО МЕХАНІЗМУ ПОДАЧІ ДОЛОТА

На даний час обсяги похило-скерованого та горизонтального буріння

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

невпинно зростають. До того ж, значна кількість свердловин містить геометричні недосконалості у вигляді локальних перегинів осей та каверн (жолобів) на стінках. Як наслідок, колони бурильних і насосно-компресорних труб, які експлуатуються в таких умовах, зазнають суттєвих деформацій розтягу, стиску, згину та кручення. При цьому виникають як нормальні, так і дотичні напруження, що часто сягають граничних величин та призводять до втомного руйнування згаданих колон. Іншими словами, бурильні та насосно-компресорні труби втрачають працездатність, тобто стан, при якому вони спроможні виконувати задані функції при збереженні значень параметрів у межах, встановлених нормативною документацією. Тож, для забезпечення працездатності, необхідне припинення експлуатації вказаних колон до настання відмов при встановленій системі технічного обслуговування та ремонту.

Одним із шляхів вирішення зазначеної проблеми є оцінка напружено-деформованого стану колон бурильних і насосно-компресорних труб із подальшим прогнозуванням їх втомної довговічності з метою забезпечення працездатності.

У практиці бурових робіт процес поглиблення вибою свердловин здійснюють при періодичному нарощуванні бурильних труб після занурення ведучої бурової труби в основу ротора бурової установки. Після цього ведучу бурильну трубу (квадрат) і вертлюг талевою системою піднімають на 13-15 м над ротором, буровий насос, що забезпечує циркуляцію в свердловині, зупиняють, і надлишковий тиск з системи нагнітання бурового розчину знижують. При від'єднанні ведучої труби від бурильних труб з наземної нагнітальної лінії під дією гідростатичного тиску стовпа бурового розчину, з ведучої труби вихлюпується з «сифоном» порція бурового розчину (70 ... 100 літрів). При цьому відбувається забруднення робочого майданчика навколо гирла свердловини, а в зимовий час це призводить до заледеніння гирлового обладнання.

Недоліками використовуваного вибійного механізму подачі долота є: недостатня ефективність пристрою при гасінні осьової вібрації, що виникає при роботі вибійного двигуна і долота; недостатня ефективність при гасінні значних ударних навантажень як осьових, так і крутних; значні сили тертя в гвинтовій шліцьовій парі, які істотно знижують силу подачі, що розвивається пристроєм, і тим самим знижують його ефективність. Тому існує необхідність в модернізації вибійного механізму подачі долота.

Мета роботи. Дослідження параметрів роботи модернізованого механізму подачі долота.

Результати роботи. Запропоноване технічне рішення дозволить: зменшити пікові значення моменту, що діють на вибійний двигун; уникнути його роботи в гальмівному режимі і тим самим збільшити його ресурс; збільшити ресурс породоруйнівного інструменту; дозволить забезпечити

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

більш ощадливий режим роботи вибійної електроніки роторно-керованої системи. Все це дозволить підвищити ефективність вибійного механізму подачі долота, а також збільшити ресурс його роботи.

Література

1. Кузьо І. В., Харченко Є. В., Сокіл М. Б. Динамічні процеси у середовищах, які характеризуються позовжнім рухом, та вплив крайових умов на амплітуду і частоту їх коливань. *Вібрації в техніці і технологіях*. 2007. № 3(48). С. 53-56.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Гутий А. В. Експериментальні дослідження впливу параметрів ударного механізму на ефективність вивільнення прихопленої колони труб. *Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні*. 2011. № 45. С. 38-44.

УДК 662.6

К.О. Нехай, магістрант

В.В. Школа, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ
ГАЗОМОТОКОМПРЕСОРИВ**

Природний газ не можна транспортувати в достатній кількості і на великі відстані по трубах тільки за рахунок пластового тиску, тому розвиток трубопровідного транспорту нерозривно пов'язаний з будівництвом і експлуатацією системи компресорних станцій, встановлюваних на трасі газопроводів, які мають типову обв'язку технологічних ліній і обладнуються різного роду перекачуючими агрегатами потужністю, відповідною витраті газу, що транспортується, і перепаду тиску по станціях.

На газопроводах як енергопривід компресорних станцій в основному експлуатуються газомотокомпресори (ГМК) – поршневі компресори з приводом від поршневих двигунів внутрішнього згорання, що працюють на газі, електродвигуни і газотурбінні установки різних схем і конструкцій для приводу відцентрових нагнітачів природного газу.

Вид приводу на КС в основному визначається пропускною спроможністю газопроводу. Для газопроводів невеликої пропускної спроможності (менше 20-30 млн м³/добу) на КС доцільно використовувати поршневі газомотокомпресори, для газопроводів з пропускною спроможністю понад 20-30 млн.м³/добу найефективнішими є нагнітачі з приводом від газотурбінних установок або електродвигунів.

Газомотокомпресори призначені для стиснення і перекачування природних і нафтових газів в системі магістральних газопроводів, на газобензинових нафтопереробних заводах, станціях підземного зберігання

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

газу, в холодильних установках і інших об'єктах. Газомотокомпресори застосовуються в газовій, нафтохімічній і нафтовій промисловості.

На знос та працездатність ущільнення впливає температура робочої поверхні кільця, збільшення перепаду тиску на кільце, відношення тисків в ступені, швидкість обертання вала, середня швидкість поршня, перепад тиску на всьому комплекті ущільнення приводить до збільшення тертя та росту їх температури.

Оскільки перепади тиску на всі кільця не є однаковим, то швидше зношуються ті кільця, на які діє більший перепад тиску. Як наслідок, в цьому кільці збільшується площа щілин, що в свою чергу приводить до зниження перепаду тиску на даному кільці і до збільшення перепаду тиску на наступному і т. д.

Тому в магістерській роботі проводяться роботи, направлені на усунення даних недоліків. На основі проведених теоретичних досліджень визначені раціональні геометричні форми та параметри ущільнюючого кільця для герметизації штоку газомотокомпресора встановлені оптимальні режими роботи газомотокомпресорів, які є основою для створення нових високоефективних ущільнень штока газомотокомпресора.

Мета роботи. Метою даної роботи є підвищення ефективності газомотокомпресора, який використовується на компресорних станціях. При цьому пропонуються отримані результати дослідження для розроблення газомотокомпресорів удосконалених конструкцій для використання їх в процесі перекачування газу.

Результати дослідження. При запровадженні модернізованої конструкції газомотокомпресора із виконанням розробленого кільця забезпечить краще потрапляння мастила в пари тертя, що покращить змащування і мастило додатково ущільнюватиме шток та сальник штока. Це підвищить довговічність роботи сальника та зменшить спрацювання штока через зменшення ймовірності виникнення сухого тертя, а також зменшить витрати стиснутого газу, через зазори та нещільності, які виникають при роботі пари тертя.

Література

1. Kopey B. and all. *Experimental study of the reinforcement of damaged steel pipe by composite bandage. Wiertnictwo, nafta, gaz, r.21/1, AGH, Krakow, 2004, pp.125-133.*
2. Пилипів, Л. Д. *Основи нафтогазової справи: навч. посіб. / Л. Д. Пилипів. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. — 312 с.*
3. *API 579 FFP Fitness for purpose. – 2007. USA.*

УДК 622.24

Р.Є. Гресь, магістрант

Д.О. Луценко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ РИЗИКУ АВАРІЙ, ПОВ'ЯЗАНИХ З НАФТОГАЗОПРОЯВАМИ СВЕРДЛОВИН

Аварійна ситуація при видобуванні газового флюїду зі свердловини зазвичай ототожнюється з некерованим викидом в атмосферу, при якому можна виділити три елементи: джерело (природне або техногенне скупчення флюїду в глибинному пласті), канал (частина ствола, обсадні або насосно-компресорні труби), вихідну ділянку (вихідний переріз колони, гирлове обладнання). З аналізу властивостей діючих на об'єкті речовин можна зробити висновок, що розгерметизація обладнання може призвести до викиду газового флюїду [5].

Одним з основних умов виникнення газопроявів є надходження пластового флюїду в ствол свердловини внаслідок перевищення пластовим тиском вибійного. Можливе виникнення газопроявів і при наявності достатнього протитиску на продуктивний пласт під час входу пластового флюїду в ствол свердловини в результаті дифузійних або осмотичних процесів, гравітаційного заміщення, високої швидкості розбурювання газонасичених порід і т. п. [9].

Наявність в розрізі свердловини газових пластів, а також нафтових і водяних пластів з великою кількістю розчиненого газу, значно збільшують небезпеку виникнення газонафтоводопроявів (навіть якщо пластовий тиск нижче гідростатичного). Газ може перебувати в свердловині в розчиненому стані, або у вигляді бульбашок, що знаходяться в спокої відносно рідини (тобто не спливає самостійно).

Одним з вирішальних факторів запобігання переходу газонафтоводопроявів у відкритий фонтан є застосування ефективного противикидного обладнання для зменшення ризику аварій, пов'язаних з викидом і фонтанування. Мета встановлення противикидного обладнання – створити підвищену надійність над гирлом свердловини. На сьогоднішній день дуже гостро стоїть завдання зниження ризику можливих аварій при експлуатації противикидного обладнання до соціально прийнятного рівня. При експлуатації противикидного обладнання важлива роль повинна відводитися прогнозуванню загроз і різного роду небезпек, аналізу можливих аварійних ситуацій, оцінки ризику техногенних аварій [1].

Існуючі пристрої для герметизації гирла свердловини мають наступні недоліки:

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

– ущільнювач ведучої квадратної труби може герметизувати тільки один її типорозмір. Тому для герметизації ведучих бурильних труб з іншими розмірами квадратного перерізу, а також труб бурильної колони круглого перерізу необхідно мати в комплекті змінні частин або додаткові герметизуючі вставки з ущільнювачами, що мають різні розміри квадратного і круглого перерізів, або кілька ущільнювачів з різними розмірами квадратного і круглого отвору;

– висока трудомісткість під час експлуатації, низька надійність, підвищені експлуатаційні витрати і складна конструкція.

Завданням модернізації є створення пристрою для герметизації гирла свердловини, позбавленого перерахованих недоліків.

Це все підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення герметизаторів гирла свердловини з метою зменшення трудомісткості під час експлуатації, підвищення надійності та зниження експлуатаційних витрат.

Мета роботи. Підвищення надійності противикидного обладнання шляхом впровадження додаткового герметизуючого пристрою.

Результати дослідження. Технічним результатом проведеної модернізації герметизуючого пристрою гирла свердловини є зниження трудомісткості експлуатації, підвищення надійності роботи, зниження експлуатаційних витрат і спрощення конструкції і, як наслідок, підвищення надійності герметизації гирла свердловини при проведенні робіт, пов'язаних з виконанням спуско-підйомних операцій з колоною бурильних труб і її обертанням ведучою трубою.

Література

1. Івасів В.М., Артим В.І., Гладун В.В., Дейнега Р.О. Модель багатоциклового корозійно-втомного пошкодження деталей машин. Механічна втома металів: Праці колоквиуму. Тернопіль, 2006. – С. 198 - 203.
2. Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП "Міська друкарня", 2014. – 352 с.
3. Vaisberg O., Vincke O., Perrin G. etc. Fatigue of drillstring: state of the art. Oil & Gas Science and Technology. 2002. № 1 (Vol. 57). P. 7 - 37.

УДК 622.691

О.О. Галушка, магістрант
О.С. Пилипака, магістрант
П.С. Ступак, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ СЕПАРАТОРІВ МОДЕРНІЗОВАНОЇ КОНСТРУКЦІЇ

Газосепаратори – це апарати, призначені для відділення від газу твердих частинок і рідини. Сепарація проходить під дією різних сил: гравітації, відцентрових, інерційних; при ударах і прилипанні частинок до твердих поверхонь; при проходженні потоку через відбійники, сітки, фільтри.

Залежно від основної діючої сили сепаратори підрозділяються на: гравітаційні, відцентрові, інерційні. Як правило, в одному сепараторові прагнуть використовувати дію декількох сил, тобто конструюють багатофункціональні апарати.

Сепаратори оснащені трубопровідною арматурою (засувки, вентилі, регулюючі і запобіжні клапани і т. д.), контрольно-вимірювальними приладами і засобами автоматизації. Недоліками сепараторів є недостатні експлуатаційні можливості, велика трудомісткість при обслуговуванні, конструкція трубчастого вологовідділюючого елемента базового зразку не задовольняє вимогам, які необхідні під час експлуатації сепаратора.

Запропонована конструкція вологовідділювача сепаратора дозволяє підвищити надійність роботи за рахунок покращення ефективності відділення різних фаз продукції свердловин, що зменшить матеріально-фінансові витрати пов'язані з ремонтом сепаратора, налаштуванням і подальшим пуском в експлуатацію устаткування, яке буде простоювати під час ремонту сепаратора.

Мета роботи. Підвищення ефективності підготовки газу при застосуванні сепараторів модернізованої конструкції.

Результати дослідження. При запровадженні даної конструкції сепаратора очікується: вищий ступінь очищення газу; кращі експлуатаційні показники порівняно з аналогом.

Література

1. Івасів В.М., Артим В.І., Гладун В.В., Дейнега Р.О. Модель багатоциклового корозійно-втомного пошкодження деталей машин. *Механічна втома металів: Праці колоквиуму. Тернопіль, 2006.* – С. 198 – 203.
2. Світлицький В.М. *Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник.* В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП “Міська друкарня”, 2014. – 352 с.
3. Vaisberg O., Vincke O., Perrin G. etc. *Fatigue of drillstring: state of the art.* Oil & Gas Science and Technology. 2002. № 1 (Vol. 57). P. 7 – 37.

УДК 622.24

В.В. Кус, магістрант

О.В. Макаренко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОСЛІДЖЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

Циркуляційна система бурової установки включає в себе наземні пристрої та споруди, які забезпечують промивання свердловин шляхом безперервної циркуляції промивальної рідини по замкнутому колу: насос – вибій свердловини – насос. Замкнута циркуляція запобігає забрудненню навколишнього середовища стоками промивальної рідини, що містить хімічно агресивні і токсичні компоненти.

Циркуляційні системи бурових установок складаються із взаємопов'язаних пристроїв і споруд, які призначені для виконання наступних основних функцій: приготування бурових розчинів; очистки бурових розчинів від вибуреної породи та інших шкідливих домішок; прокачування та оперативного регулювання фізико-механічних властивостей бурових розчинів.

До складу циркуляційної системи входять всмоктувальні і напірні лінії бурових насосів, ємності для зберігання розчину та необхідних для його приготування матеріалів, жолоби, відстійники, обладнання для очистки розчину, контрольно-вимірювальні прилади та ін. Циркуляційні системи монтуються з окремих блоків, що входять до комплекту бурових установок. Блоковий принцип виготовлення забезпечує компактність циркуляційної системи, спрощує її монтаж і технічне обслуговування.

Найважливіші вимоги, що ставляться до циркуляційних систем бурових установок – якісне приготування і контроль та підтримання необхідних для даних геолого-технічних умов складу і фізико-механічних властивостей бурових розчинів. При виконанні цих вимог досягаються високі швидкості буріння, запобігають аваріям та ускладненням у свердловині.

Забезпечення високої якості процесу промивання свердловин під час їх буріння суттєво залежить від ефективності налаштувань та надійності роботи циркуляційної системи бурової установки. Ефективність функціонування циркуляційної системи напряму залежить від конструктивних особливостей обладнання, яке входить у її склад. Проаналізувавши конструкції різних типів вібростит, встановлено, що на віброститі базової конструкції неможливо застосовувати сітки з мілкими чарунками при очищенні бурових розчинів, що знижує ефективність їх очистки від шламу через низьку ефективність фільтрації через сітки ситових касет. На основі проведеного аналізу конструкцій бурових вібростит

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

визначені дві тенденції модернізації вібросит в напрямку збільшення їх пропускної здатності. Перша тенденція полягає в збільшенні статичних моментів інерції. Друга полягає у вдосконаленні конструкції системи привода для забезпечення еліптичних траєкторій руху рами.

Проаналізувавши конструкції різних типів вібросит, встановлено, що одним із недоліків вібросита-аналога є те, що відсутня можливість регулювання кута нахилу віброплощини. Для усунення цього недоліку нами було запропоновано використання вібросита із механізмом регулювання кута нахилу віброплощини. Адже це впровадження дає нам змогу підвищити характеристики очищення розчину..

Мета роботи. Модернізація вібросита та дослідження роботи блоку очищення бурових розчинів.

Результати дослідження. Використання запропонованого вдосконалення вібросита приводить до підвищення характеристики очищення розчину. Дана модернізація дасть змогу зменшити кількість поточних ремонтів вібросита.

Література

1. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // *Нафтогазова енергетика*. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Костриба І.В. *Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник*. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.

УДК 622.24

*О.І. Політучий, к.т.н., доцент,
Є.О. Курило, магістрант*

Національний університет “Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка”

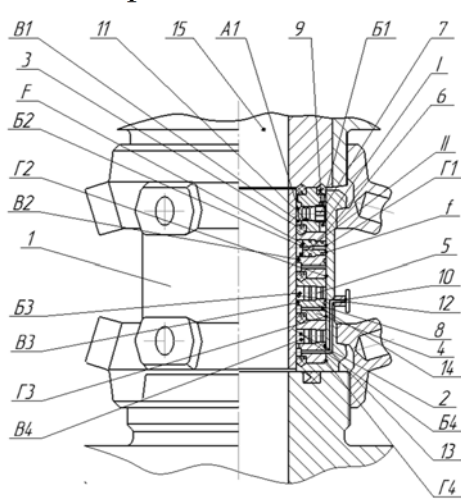
**ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК
УДОСКОНАЛЕНОЇ КОНСТРУКЦІЇ УЩІЛЬНЕННЯ НАПІРНОГО
ПАТРУБКА ВЕРТЛЮГА ТИПУ СН-200**

Недолік ущільнювального пристрою вертлюга-аналога полягає в тому, що кожна ущільнювальна манжета послідовно сприймає повний робочий тиск.

Мета модернізації – збільшення надійності пристрою шляхом зниження перепаду тиску, що діє на ущільнення. Досягається це тим, що пристрій забезпечений чутливим елементом, встановленим всередині верхнього розподільного кільця, і диференційними поршнями, розташованими в наступних розділових кільцях, причому в кільцях виконані канали, а порожнини пристрою заповнені неабразивною рідиною.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Ущільнюючий пристрій (рис. 1) включає в себе корпус 1, обертову напірну трубу 2, ущільнювальні манжети 3, які встановлені між металевими розділовими кільцями 4, диференційні поршні 5 із зворотними клапанами 6, чутливий елемент (сильфон) 7, розділові елементи ущільнювачів 8, манжети 9, які ущільнюють нерухомі з'єднання, елементи 10 системи для заповнення корпусу робочою рідиною. Сильфон 7 встановлено в отворі 11 кільця 4, а поршні 5 – в ступінчастих отворах 12.



*Рисунок 1 – Модернізований ущільнювальний пристрій вертлюга:
1 – корпус; 2 – напірна труба; 3 – ущільнювальні манжети;
4 – розділові кільця; 5 – диференційні поршні; 6 – зворотні клапани;
7 – чутливий елемент; 8 – ущільнювачі; 9 – манжети; 10 – елементи
системи для заповнення корпусу робочою рідиною; 11 – отвори розділових
кільць; 12 – ступінчасті отвори; 13 – кільцеві канавки; 14 – з'єднувальні
канали*

Ущільнювальні елементи 8 поміщені в кільцевих канавках 13. У розділових металевих кільцях 4 (крім верхнього кільця) виконані також з'єднувальні канали 14, радіальні отвори, що з'єднують порожнини Б2, Б3, Б4 з кільцевими просторами відповідно Г2, Г3, Г2.

До пуску вертлюга в роботу всі порожнини ущільнювального пристрою, крім порожнин А1, В1 і отвору 11 аж до чутливого елемента 7, ретельно заповнюються робочою рідиною (маслом) з відкачуванням з неї повітря за допомогою вакуум-насоса. Порожнини А1, В1 і отвір 11 аж до чутливого елемента 7 заповнені буровим розчином.

У момент створення тиску в ущільнювальному пристрої має місце лише передача імпульсу тиску, при цьому виключаються значні переміщення рухомих елементів ущільнювального пристрою і відповідне значне перетікання рідини між камерами.

Завдяки модернізованій конструкції вертлюга, ущільнення напірного патрубку буде слугувати більш довший термін, отже буде менше витрат на матеріали, а також на періодичність обслуговування та роботи з ремонту.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Розрахунки підтверджують ефективність технічного рішення із удосконалення, бо отримані результати дозволяють збільшити надійність і термін використання ущільнюючого патрубку вертлюга СН-200.

Проведені економічні розрахунки впровадження запропонованої модернізації вертлюга, вказують на ефективність вдосконалення на рівні більше 30 %.

Література

1. *Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.*
2. *Копей Б.В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.*
3. *Костриба І.В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.*
4. *Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник. Коломия, 1999. – 504 с.*

УДК 622.24

Р.Ю. Журавель, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**СУЧАСНІ МЕТОДИ ЗМЕНШЕННЯ ЗАТРАТ НА
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ПРИ ВИКОРИСТАННІ БУРОВИХ НАСОСІВ**

Бурові насоси використовують електроенергію для свого функціонування, але іноді може виникнути потреба в застосуванні заміників електроенергії або альтернативних джерел енергії. Деякі замітники електроенергії включають:

- *дизельні генератори*: дизельні генератори можуть використовуватися як резервне джерело електроенергії для бурових насосів;
- *газові турбіни*: у деяких випадках можуть використовуватися газові турбіни для виробництва електроенергії на місці вибухонебезпечних зон або в умовах обмеженого доступу до електромережі.

Але дані замітники не є екологічно безпечними, з розвитком світової промисловості мають розвиватися і технології, які мають забезпечувати перш за все безпеку не тільки для робітників а й для планети.

В сучасному світі є декілька можливих способів які можуть це нам гарантувати. Перш за все це використання наступних джерел:

- *сонячні батареї*: в областях з достатнім сонячним випромінюванням сонячні батареї можуть слугувати джерелом електроенергії для бурових насосів. Це особливо актуально для віддалених областей, де встановлення електричних ліній може бути дорогим або неможливим завданням.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

– *вітрові турбіни*: вітрові турбіни можуть також слугувати альтернативним джерелом електроенергії. Вони використовують вітер як енергетичний джерело для генерації електричної енергії.

– *електричні акумулятори*: системи зберігання енергії на основі електричних акумуляторів можуть слугувати для забезпечення резервного джерела електроенергії або для балансування навантаження на електричній мережі.

Тобто накопичувана енергія з сонячних батарей та вітрових турбін зберігається на електричних акумуляторах які в свою чергу можуть вже використовуватися для подачі цієї енергії буровим насосам і не тільки.

При важких погодних умовах, неможливості встановлення електричних ліній, в Україні (під час війни при постійних проблемах у подачі електроенергії а іноді і взагалі її відсутності) дані методи є найбільш актуальними особливо встановленням вітрових турбін в західній частині країни, де пориви вітру можуть забезпечити стабільну генерацію енергії і при цьому всьому дане рішення не шкодить навколишньому середовищу.

Якщо ж розглядати це з точки зору фінансів можна сказати наступне: будь-яке сучасне обладнання дороге вартісне та слід пам'ятати, що на дистанції дана технологія повністю себе окупить і питання має стояти не в тому скільки це коштує а в тому як швидко ми маємо це зробити в Україні. Адже в Україні модернізація енергетичних ресурсів в нафтогазовій промисловості це шлях до енергонезалежності державних компаній.

Література

1. <https://www.naftogaz.com/business/new-energy-business-unit>
2. <https://core.ac.uk/reader/185669320>

УДК 621.43

А.М. Матюшев, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМИ ВИХЛОПНОЇ СИСТЕМИ НА ОСНОВІ
ДВОСТУПЕНЕВОЇ ОЧИСТКИ ВИХЛОПНИХ ГАЗІВ ДИЗЕЛЬНИХ
ДВИГУНІВ CATERPILLAR 3412ТА З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ЦИКЛОННОГО СЕПАРАТОРА**

Істотним недоліком використовуваного дизельного силового приводу бурової установки НБО-3Д є забруднення навколишнього середовища продуктами неповного згоряння палива (сажа, не в повному обсязі згоріле дизельне паливо, масло, окис вуглецю, оксиди азоту, альдегіди та ін.).

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

У склад двоступеневої системи очищення вихлопних газів дизельного силового приводу бурової установки, яка пропонується у процесі модернізації силового приводу, входить вихлопний колектор, що має відцентровий вентилятор, знімний контейнер шламу, блок каталітичного нейтралізатора вихлопних газів. Груба очистка проводиться в циклонному сепараторі, а тонка – в блоці каталітичного нейтралізатора за допомогою молекулярних сит або розплаву солей. Проведена модернізація силового приводу бурової установки дозволить: здійснювати глибоке очищення вихлопних газів від продуктів неповного згоряння палива; запобігати закоксованості поршневої групи двигунів внутрішнього згорання за рахунок примусового очищення за допомогою вентилятора камер згорання дизелів від продуктів згорання.

Масловіддільники циклонного типу, що встановлюються заводами-виробниками дизелів, є малоефективними. Їх основними недоліками є:

- циклони, встановлені на вихлопній системі відпрацьованих газів, не виконують свого завдання через недостатню кінетичну енергію газового потоку;
- незадовільна робота циклонів, встановлених на вихлопній системі дизеля, призводить до накопичення в ній незгорілого палива і масла, що служить причиною загоряння вихлопів і часто причиною пожежі на буровій;
- встановлені циклони на вихлопній системі створюють додатковий опір газовому потоку, що є причиною недостатнього очищення камер згорання дизелів до втрати потужності, сприяють закоксуванню поршневої групи, в кінцевому підсумку скорочують моторесурс дизелів;
- не передбачене хімічне очищення газів від окису вуглецю, окислів азоту, альдегідів та інших хімічних забруднювачів навколишнього середовища.

Завданням пропонованої модернізації є усунення зазначених недоліків.

Рішення зазначеної проблеми досягається за рахунок принципово нової вихлопної системи на основі двоступеневої очистки вихлопних газів дизелів.

Пропонована система очищення газів (рис. 1) складається з наступних елементів: вихлопного колектора 1, на якому змонтований відцентровий вентилятор 2 і циклонний сепаратор 3.

Вихлопний колектор 1 і циклонний сепаратор 3 обладнані спускними запірними пристроями 7. Є знімний контейнер 5 для збору продуктів неповного згоряння сажі, палива і масла. На циклонному сепараторі 3 встановлений блок каталітичного нейтралізатора вихлопних газів 4, заповнений молекулярними ситами, або розплавом солей. На виході з цього блоку монтується сопло 6 для розсіювання газів.

Робота з очищення вихлопних газів проводиться в два етапи: груба за допомогою циклонного сепаратора і тонка в блоці каталітичного

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

нейтралізатора вихлопних газів. Вихлопні гази дизелів надходять до колектора 1. За допомогою відцентрового вентилятора 2, розташованого в торці колектора 1, вихлопні гази, які мають температуру від 20° до 80°С (залежно від пори року), отримують додатковий кінетичний натиск перед циклонним сепаратором 3. У циклонному сепараторі 3 проводиться відбиття сажі, крапель незгорілого масла і палива. Евакуація продуктів неповного згоряння палива і масла проводиться через запірні пристрої 7 в знімний контейнер 5, який потім перевозиться в місця поховання. На цьому закінчується перша ступінь очищення вихлопних газів.

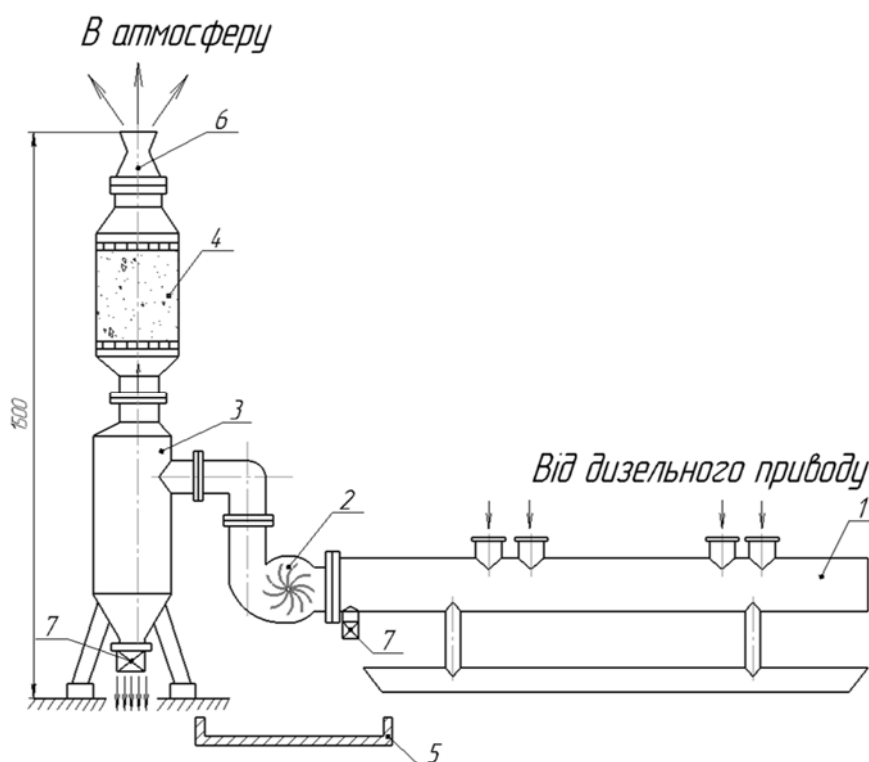


Рисунок 1 – Схема вихлопної системи на основі двоступеневої очистки вихлопних газів дизеля

Вихлопні гази, які пройшли першу ступінь очищення, надходять в каталітичний нейтралізатор газів, де за допомогою молекулярних сит або розплаву солей очищаються від окису вуглецю, альдегідів та ін. Після блоку каталітичного нейтралізатора вихлопні гази через сопло розсіювання 6 надходять в навколишнє середовище.

Література

1. Білецький В.С. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / В.С. Білецький та ін. – Полтава, ПолтНТУ, 2015. – 196 с.
2. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. – Львів: Світ, 1996. – 620 с.

ЗМІСТ

<i>ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ</i>	3
Зезекало І.Г., Абрамова О.О.	
ПРОЕКТУВАННЯ ПОДАЛЬШОЇ РОЗРОБКИ СХІДНО-ПОЛТАВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ PETROLEUM EXPERTS SOFTWARE (MBAL).....	3
Ляшенко А.В., Власюк К.І., Григоренко Б.С., Гришенко В.О., Материнко Є.Ю.	
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ НАФТИ В УСКЛАДНЕНИХ УМОВАХ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ.....	5
Олексенко Д.С., Михайловська О.В.	
ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОГІДРАТНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ.....	7
Тарасенко М.А., Мілько В.О., Клепач М.Є.	
ТЕХНОЛОГІЇ ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН З НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ У БАГАТОПЛАСТОВОМУ КОЛЕКТОРІ.....	8
Рубель В.П., Кульбака В.Ю., Засць В.О.	
ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ДОРОЗРОБКИ РЕШЕТНЯКІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ KARPA-WORKSTATION.....	11
В'язовський Д.В., Чермашенцев Д.В., Ларцева І.І.	
ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ ВАЖКОВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ УЩІЛЬНЕНИХ ПІСКОВИКІВ СЕМИРЕНКІВСЬКОГО ГКР ШЛЯХОМ ПРОВЕДЕННЯ ГРП.....	13
<i>ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ</i>	16
Крицький В.В., Дяченко Ю.Г.	
ТЕХНОЛОГІЯ ТЕРМОХІМІЧНОЇ ДІЇ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДИСПЕРСНОЮ СИСТЕМОЮ НА ОСНОВІ НІТРАТУ КАРБАМІДУ.....	16
Ночовний Є.В., Михайловська О.В.	
ПОКРАЩЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТЕХНОЛОГІЇ ПАРОЦИКЛІЧНОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТ.....	18
Матяш М.В., Петруняк М.В.	
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КИСЛОТ НА КАРБОНАТНІ ПОРОДИ.....	19
Кругляк А.О., Чорба М.М., Загоруйко В.М.	
ТЕХНОЛОГІЇ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ КОМБІНОВАНИМИ КИСЛОТНИМИ РОЗЧИНАМИ.....	21
Куць О.С., Лисенко О.Д., Діденко І.С.	
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ.....	23
Мудрак П.О., Ткаченко І.С.	
ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ПОЛІМЕРНОГО ЗАВОДНЕННЯ.....	25
Рубель В.П., Глібкович О.В., Довгаль Д.С., Машенко О.А.	
ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАКАЧУВАННЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ В ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ.....	27

Рубель В.П., Михайлюк В.І., Борисенко І.П. ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН В ЗАГЛИНИЗОВАНИХ ТЕРИГЕННИХ ПЛАСТАХ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОМПЛЕКСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ В УМОВАХ РОБОТИ АРТЮХІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.....	30
Рубель В.П., Бумаценко М.В., Ухін О.О. ПРОЕКТУВАННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН КОХАНІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ІНДУКЦІЙНОГО НАГРІВАЧА.....	32
Рубель В.П., Сапун М.О., Осипенко Р.І. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИН КОМИШНЯНСЬКОГО ГКР.....	34
Друзь Н.Г., Борисенко С.А., Каретник А.А. ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ.....	36
Журавльова Т.В., Лашко В.А., Петруняк М.В. ДОСЛІДЖЕННЯ ХІМІЧНИХ МЕТОДІВ ДІЇ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА	38
<i>БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН</i>	40
Брюхань В.В., Михайловська О.В. ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ.....	40
Дмитренко Б.Ю., Михайловська О.В. УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН З ПАРАФІНОВИМИ ВІДКЛАДЕННЯМИ.....	41
Жабський С.М. СНАББІНГОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ЯК КОНКУРЕНТ КОЛТЮБІНГУ.....	43
Явтушенко І.Д. ПІДВИЩЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИКОНАННЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ.....	45
Ляшенко А.В., Бабенко А.О., Власенко А.Ю., Завізіон Д.В. THE METHODS OF CONTROLLING OF GAS HYDRATES FORMATIONS.....	46
Дмитренко В.І., Іщенко В.О., Левченко В.А. УДОСКОНАЛЕННЯ ІНГІБІТОРУ УТВОРЕННЯ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ ТА ВУГЛЕКИСЛОТНОЇ КОРОЗІЇ.....	49
Дмитренко В.І., Бичкар В.А. ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН.....	52
Рубель В.П., Клочан В.С., Гузичко І.Г. ПРОЕКТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ УСТАНОВКИ В УМОВАХ РОБОТИ ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ MEDCO.....	54
Магамедов А.М. ПРОЕКТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА КІНЦЕВІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА ЗА ДОПОМОГОЮ ЕЖЕКТОРНИХ ТЕХНОЛОГІЙ.....	57

Мошинський Н.І., Мельник Н.Т. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З УСКЛАДНЕННЯМ В ПРОЦЕСІ ЇХ РОБОТИ.....	59
Конєв В.О., Петруняк М.В. ТЕХНОЛОГІЯ ДЕПРЕСИВНОЇ ОЧИСТКИ ВИБОЮ СВЕРДЛОВИНИ.....	60
Лобода О.Д., Ларцева І.І. МЕХАНІЗМ ВІДКЛАДЕННЯ СОЛЕЙ В ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ТА МЕТОДИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ І БОРОТЬБИ З СОЛЯМИ.....	63
<i>МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ</i>	65
Козісь Є.І., Андрущенко С.О., Сімьонов В.Р. ОСОБЛИВОСТІ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА СТАДІЇ ЗНИЖЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ.....	65
Черешньов А.А., Садовий І.В., Онищенко Р.В. ТЕХНОЛОГІЇ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ МЕТАНОЛУ У СИСТЕМАХ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ.....	67
Сагайдак Р.А., Михайловська О.В. ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИЛУЧЕННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ З ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ.....	69
Яківець В.С., Педченко Л.О. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ СОЛОХІВСЬКОГО ПСГ.....	70
Дмитренко В.І., Подоляк Т.М., Приступа О.О. АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ МЕТАНОЛУ ПО ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОТОКАХ УСТАНОВОК НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ ГАЗУ.....	72
Терно В.С., Петруняк М.В. ДОСЛІДЖЕННЯ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СИСТЕМИ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ.....	74
Чурілов А.М., Петруняк М.В. ВИРОБНИЦТВО «ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТОЇ» ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЗА РАХУНОК ВПРОВАДЖЕННЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРНОЇ УСТАНОВКИ.....	76
Лебідь М.І., Лапко В.О., Ларцева І.І. ОСОБЛИВОСТІ ПІДГОТОВКИ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ ПРОДУКЦІЇ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИМ ТРУБОПРОВОДОМ.....	78
Нестеренко Т.М., Зуб О.І. ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ В ШЛЕЙФАХ СВЕРДЛОВИН ЯБЛУНІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.....	80
Нестеренко Т.М., Кандзюба О.В., Кухно Є.І., Пронь В.О. ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ВЕРТИКАЛЬНИХ СЕПАРАТОРАХ.....	83
<i>ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ</i>	85
Політучий О.І., Безпалько В.О. МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ СТРІЧКОВО-КОЛОДКОВОГО ГАЛЬМА БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ ЛБУ-1100.....	85
Бельмас С.В. ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ РОЗРОБЛЕННЯ РЕГУЛЬОВАНОГО ВІДХИЛЮВАЧА.....	86

Галушко Д.О. ПОКРАЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ БУРОВИХ ДОЛІТ ІЗ САМОРЕГУЛЮЮЧИМ НАВАНТАЖЕННЯМ.....	88
Дмитренко М.С., Михайловська О.В. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАКІНЧУВАННЯ І РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН З ЗАСТОСУВАННЯМ ВОДОНАБУХАЮЧОГО ПАКЕРА.....	90
Зима О.Є., Івченко А.О. ДОСЛІДЖЕННЯ ВИБІЙНОЇ СИСТЕМИ КОМПЕНСАЦІЇ ПУЛЬСАЦІЇ БУРОВОГО РОЗЧИНУ.....	92
Зима О.Є., Компанець Я.Ю. ДОСЛІДЖЕННЯ АМОРТИЗАТОРА ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРИВОДУ ШТАНГОВОГО НАСОСА ПНШ 80-3-4000.....	94
Зима О.Є., Рукавишніков Д.А. ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОЗМІШУВАЧА БЛОКУ ПРИГОТУВАННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ.....	96
Говоруха О.М. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ.....	98
Кириченко В.В. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОПРИВОДУ ПРИСТРОЮ ДЛЯ УСТАНОВКИ БУРОВОГО РОТОРА.....	100
Москаленко В.В. ДОСЛІДЖЕННЯ КОНСТРУКТИВНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ГАЛЬМІВНОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ.....	101
Ніконенко Є.В. ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРОЦЕСУ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ШТАНГОВИМИ СВЕРДЛОВИННИМИ НАСОСНИМИ УСТАНОВКАМИ.....	102
Ніконенко О.С. МОДЕРНІЗАЦІЯ ПРИВОДА БУРОВОГО РОТОРА З ДОСЛІДЖЕННЯМ ЙОГО ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК.....	104
Політучий О.І., Свіренко З.С. ДОСЛІДЖЕННЯ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ ЛБУ-900 З МОДЕРНІЗАЦІЄЮ ЇЇ БАРАБАНА.....	106
Слюсарчук М.М. КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗМІНОЮ ГЕОМЕТРІЇ РОБОЧОЇ ПОВЕРХНІ КЛИНІВ БУРОВОГО РОТОРА.....	107
Рой М.М., Шпак Я.О. ПРОЄКТУВАННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ МАЛОГАБАРИТНОГО СТРУМИННОГО НАСОСУ І УЩІЛЬНЮЮЧОГО ПРИСТРОЮ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН.....	109
Політучий О.І., Пролом О.М. ПІДВИЩЕННЯ НЕСУЧОЇ ЗДАТНОСТІ, РЕСУРСУ І ДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГОЛОВНОЇ ОПОРИ ВЕРТЛЮГА.....	111
Миколенко С.М. ОБҐРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ПОКРАЩЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЧАСТИНИ БУРОВИХ НАСОСІВ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАПРАЦЮВАННЯ НА ВІДМОВУ.....	112

Коваленко М.О., Панасенко Д.В., Суменов Р.Ю. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОЇ КОНСТРУКЦІЇ ГАЛЬМІВНИХ ШКІВІВ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ.....	114
Савик В.М., Шепель О.В., Шепель І.В., Гурбан Д.А. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОЇ ТАЛЕВОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ.....	116
Вороненко О.М. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ НАГНІТАЛЬНОГО НАСОСА.....	117
Ляшенко А.В., Верещака Т.С., Перейма О.О., Лелюх О.В. ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ВІД ГІДРАТОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ.....	119
Савик В.М., Борієв К.І., Заливчий М.С., Недогарок Д.Г. ДОСЛІДЖЕННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ З МОДЕРНІЗОВАНИМ ГІДРАВЛІЧНИМ УДАРНИКОМ.....	122
Савик В.М., Бабенко В.Ю., Данилко О.О., Удовиченко О.О. УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ УЩІЛЬНЕННЯ ШТОКА ПЛАШКОВОГО ПРЕВЕНТОРА.....	123
Савик В.М., Кошман Є.В., Пшеничний Е.С., Шевченко В.А. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ ГЛИБИННИХ ШТАНГОВИХ НАСОСІВ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	124
Круков М.Д., Оленич О.А., Чернуський Г.С. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ БУРОВИХ РОТОРІВ ІЗ ПНЕВМАТИЧНИМИ КЛИНОВИМИ ЗАХОПЛЮВАЧАМИ.....	126
Савик В.М., Абдувалієва Н.Х., Куриленко Б.В., Плавак А.А. ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК.....	127
Авраменко І.А., Котляр., Є.В., Тимошенко Є.В. УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ БУРОВИХ НАСОСІВ.....	129
Савик В.М., Квач Ю.О., Кравченко О.О., Пічка М.Е. ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ НАСОСНО-ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ.....	130
Киктенко В.В., Орламенко С.А., Чемерис Д.О. ДОСЛІДЖЕННЯ СИЛОВИХ ПРИВОДІВ БУРОВИХ УСТАНОВОК.....	132
Савик В.М., Бондар Д.В., Кононенко В.В., Олійник В.С. ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНОГО МЕХАНІЗМУ ПОДАЧІ ДОЛОТА.....	133
Нехай К.О., Школа В.В. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ ГАЗОМОТОКОМПРЕСОРИ.....	135
Гресь Р.Є., Луценко Д.О. УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ РИЗИКУ АВАРІЙ, ПОВ'ЯЗАНИХ З НАФТОГАЗОПРОЯВАМИ СВЕРДЛОВИН.....	137
Галушка О.О., Пилипака О.С., Ступак П.С. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ СЕПАРАТОРІВ МОДЕРНІЗОВАНОЇ КОНСТРУКЦІЇ.....	139

Кус В.В., Макаренко О.В.

ДОСЛІДЖЕННЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ..... 140

Політучий О.І., Курило Є.О.

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК УДОСКОНАЛЕНОЇ КОНСТРУКЦІЇ УЩІЛЬНЕННЯ НАПІРНОГО ПАТРУБКА ВЕРТЛЮГА ТИПУ СН-200..... 141

Журавель Р.Ю.

СУЧАСНІ МЕТОДИ ЗМЕНШЕННЯ ЗАТРАТ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ПРИ ВИКОРИСТАННІ БУРОВИХ НАСОСІВ..... 142

Матюшев А.М.

РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМИ ВИХЛОПНОЇ СИСТЕМИ НА ОСНОВІ ДВОСТУПЕНЕВОЇ ОЧИСТКИ ВИХЛОПНИХ ГАЗІВ ДИЗЕЛЬНИХ ДВИГУНІВ CATERPILLAR 3412TA З ДОСЛІДЖЕННЯМ ЦИКЛОННОГО СЕПАРАТОРА..... 144

Електронне наукове видання комбінованого використання

КРУГЛИЙ СТІЛ
«Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі»
19 грудня 2023 року

ЗБІРНИК МАТЕРІАЛІВ
Круглого столу
«Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі»
(19 грудня 2023 року, Полтава)

Комп'ютерна верстка
та редагування

Ірина ЛАРЦЕВА

Відповідальний за видання
доцент кафедри нафтогазової інженерії
та технологій

Василь САВИК

Обл.-вид. арк. 7,95

Видавець: Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
36011, Полтава, Першотравневий проспект, 24
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів
видавничої продукції. Серія ДК. №7019 від 19.12.2019 р.
