

Міжнародна конференція
GeoDrilling II
Буріння і розкриття пластів - 2017

МАТЕРІАЛИ КОНФЕРЕНЦІЇ



10 РОКІВ

15 лютого 2017 року м. Полтава

Український сервіс
бурих промивальних рідин



Український сервіс
бурих промивальних рідин



Міжнародна конференція **GeoDrilling II** Буріння і розкриття пластів - 2017

Матеріали конференції



15 лютого 2017 року м. Полтава

УДК 622.244.5(06)(477.53)
М58

Редакційна колегія:

Жолоб Назар Романович, старший інженер ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

Кузьміна Євгенія Вікторівна, економіст ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

Мислюк Михайло Андрійович, доктор технічних наук, професор кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки

**М58 Міжнародна конференція GeoDrilling II. Буріння і розкриття пластів
— 2017. Матеріали конференції.** — Полтава: ФОП Говоров С.В., 2017. — 88 с.

ISBN 978-966-2764-18-5

Пропонований читачу збірник наукових праць є підсумком Міжнародної конференції, яка проходила у м. Полтаві 15 лютого 2017 року і була присвячена 10-річчю компанії «Геосинтез Інженірінг».

Наведено результати розробки, досліджень, впровадження та сервісного супроводу бурових розчинів і спеціальних технологічних рідин для капітального ремонту та закінчування свердловин. Описано технічні засоби і технології для підвищення ефективності буріння та кріплення свердловин, розглянуто питання екологічної безпеки при спорудженні нафтових і газових свердловин.

Видання розраховано на науковців, інженерно-технічних працівників нафтогазовидобувних підприємств, аспірантів та магістрів університетів IV рівня акредитації.

Відповідальність за достовірність наведених даних несуть автори.

При передруку чи іншому використанні матеріалів збірника посилання на джерело обов'язкове.

УДК 622.244.5(06)(477.53)

© Колектив авторів, 2017

© ФОП Говоров С.В. 2017

Папір крейдований. Формат 60х84/8. Друк офсетний.

Ум-друк. арк. 11. Обл.-вид. арк. 11,7. Зам. 49. Тираж 200.

Видавець та виготовлювач ФОП Говоров С. В.,

м. Полтава, вул. Небесної сотні, 13

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ПЛ №28 від 23.03.2009 р.

ISBN 978-966-2764-18-5



Український сервіс бурових промивальних рідин



- ❖ Науково-дослідна діяльність. Розробка хімічних реагентів та рецептур промивальних рідин для конкретних геолого-технічних умов.
- ❖ Сервісне супроводження промивальних рідин при бурінні та капітальному ремонті нафтових і газових свердловин.
- ❖ Виробництво та поставка на об'єкти замовника хімічних реагентів.
- ❖ Виготовлення та поставка на свердловини бурових і спеціальних рідин для глушіння, перфорації та капітального ремонту свердловин.
- ❖ Оренда промивальних рідин.
- ❖ Проведення лабораторних аналізів промивальних рідин та хімічних реагентів.
- ❖ Надання послуг автотранспортом із навантажувачем і насосним агрегатом для перевезення сухих та рідких вантажів.
- ❖ Оптова торгівля хімічними реагентами для буріння та капітального ремонту нафтових і газових свердловин.

ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

36009, Україна, м. Полтава, вул. Дружби, 10
тел./факс: +38 (0532) 534-121, 534-131
e-mail: gse@gse.ua
www.gse.ua



УЧАСНИКИ КОНФЕРЕНЦІЇ

- Azerbaijan • НИПИ «Нефтегаз» SOCAR
- Bulgaria • Барит Майнинг ЕООД
 - РУА ГРУП ХОЛДИНГ ЕАД
- Venezuela • Transcontinental C.A.
- India (भारत) • Nityam Resources Pvt Limited
- United Arab Emirates (دولة الإمارات العربية المتحدة)
 - Oil Dynamics F.Z.E.
- Polska • Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
 - Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG)
 - WitChem
- Україна • БУ «Укрбургаз»
 - ДП «Укрнаукагеоцентр»
 - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
 - НАК «Надра України»
 - ПАТ «Укргазвидобування»
 - ПАТ «Укрнафта»
 - ПАТ «Укртрансгаз»
 - Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка
 - ПП «УСБК-1»
 - ПрАТ ВК «Укрнафтобуріння»
 - ПрАТ «Нафтогазвидобування»
 - ПрАТ «Природні ресурси»
 - ПрАТ «Укргазвидобуток»
 - Представництво «Регал Петролеум Корпорейшн Лімітед»
 - СП «Полтавська Газонафтова Компанія»
 - ТОВ БК «Укрбурсервіс»
 - ТОВ «Веллспрінг Енерджі»
 - ТОВ «Геосинтез Інженірінг»
 - ТОВ «Нафтогазмонтаж»
 - ТОВ НВП «КАРАТ-БурСервіс»
 - ТОВ НВЦ «Актуальні нафтогазові технології»
 - ТОВ «Офер УА»
 - ТОВ «Пром-Енерго Продукт»
 - ТОВ «Регіон»
 - ТОВ «Смарт-Енерджі»
 - ТОВ «Спецмехсервіс»
 - ТОВ «Тисагаз»
 - ТОВ «УкрСКС»
 - ТОВ «Факторіал К»
 - УкрНДІгаз

ЗМІСТ

Полетучий І.І. (ТОВ «Геосинтез Інженіринг») «Геосинтез Інженіринг» — 10 років роботи в сервісі бурових розчинів	7
Лубан Ю.В., Лубан С.В. (ООО «Геосинтез Инжиниринг») Научные разработки «Геосинтез Инжиниринг» для повышения эффективности бурения и продуктивности скважин	10
Онищенко В.О. (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка) Підготовка кадрів для підприємств нафтогазового комплексу	15
Чудик І.І. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) Розвиток науково-практичних засад якісного спорудження свердловин для освоєння нафтогазових покладів	19
Małgorzata Uliasz, Sławomir Błaż, Grzegorz Zima, Bartłomiej Jasiński (Instytut Nafty i Gazu) — Polska Kierunki badań laboratoryjnych cieczy wiertniczych stosowanych podczas wiercenia otworów i udostępniania złóż	23
Раптанов А. К., Гафич И. П. (ДТЭК Нефтегаз), Лазаренко А. Г., Саченко Г. М. (ЧАО «Нефтегаздобыча») Промысловые системы и технологии заканчивания скважин на месторождениях ЧАО «Нефтегаздобыча»	28
Ефимов Я. А., (Барит Майнинг ЕООД), Демьянюк В.Д. (РУА ГРУП ХОЛДИНГ ЕАД) — България Мировой рынок барита. Тенденции развития	30
Романів М.М., Ляменков С.В. (БУ «Укрбургаз») Досвід співпраці БУ «Укрбургаз» із сервісними підприємствами з бурових розчинів	34
Гафич І.П. (ПрАТ «Нафтогазвидобування») Ефективність застосування безглинистих біополімерних промивальних рідин Біокар для розкриття продуктивних горизонтів з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями	37
Іванків О.О., Світлицький В.М., Хомин В.Б. (ТОВ «НВЦ Актуальні нафтогазові технології») Технологія синергетичної термобародифузії	41
Мислюк М.А., Долик Р.М. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин	43
Marcin Rzepka, Marcin Kremieniewski (Instytut Nafty i Gazu, Polska) Zaczyny cementowe do uszczelniania głębokich otworów wiertniczych	48
Голуб П.С., Голуб О.Г., Приходченко О.Ю., Щербина І.В. (ДП «Укрнаукагеоцентр») Установка для дослідження впливу технологічних рідин на колекторські властивості керну	52
Зоценко М.Л., Тимофєєва К.А. (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка) Ґрунтоцементні сховища для токсичних відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин	56
Жолоб Н.Р., Ляшенко С.О., Лубан С.В., Лубан Ю.В. (ТОВ «Геосинтез Інженіринг») Інгібуючі властивості солей та їх сумішей	61

Гадяк В.В., Цицкієв В.А, Хома Я.В. (ТОВ «Веллспрінг Енерджі») Перспективи збільшення видобутку нафти і газу шляхом відновлення старого фонду свердловин	66
Романишин Л.І., Романишин Т.Л. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) Очищення вибоїв свердловин від металу магнітними ловильними пристроями	69
Довгополий Є.Є. (ТОВ «УкрСКС») Оцінка ефективності тампонажних матеріалів для цементування свердловин	73
Paweł Budak, Renata Cicha-szot, Grzegorz Leśniak, Marcin Majkrzak (Instytut Nafty i Gazu, Polska) Płuczka olejowa — wpływ temperatury na uszkodzenie przepuszczalności	76
Наливайко О.І., Матвієнко А.М. (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка), Хакімов Л.З. (ТОВ «Спецмехсервіс») Запобігання проявів осмотичних процесів у диференціальних прихватах колон труб	81
Калинович В.М. (ТОВ НВП «КАРАТ-БурСервіс») Сучасні рішення екологічних проблем під час будівництва свердловин	83
Ляшенко С.О., Жолоб Н.Р., Лубан С.В., Лубан Ю.В. (ООО «Геосинтез Инжиниринг») Коррозионная активность растворов солей в условиях высоких температур и пути её уменьшения	86



Полетучий І. І.

ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

«ГЕОСИНТЕЗ ІНЖЕНІРІНГ» — 10 РОКІВ РОБОТИ В СЕРВІСІ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Виробнича діяльність нашого підприємства зосереджена на розробці, впровадженні та сервісному супроводі бурових розчинів і спеціальних рідин для капітального ремонту та закінчування свердловин.

За десять років нами було пройдено шлях від маленького орендованого кабінету з самотнім директором — до потужного сервісного підприємства, власна база якого містить в собі надсучасні лабораторії, 10 одиниць власного транспорту, складські, виробничі та адміністративні приміщення, де працює злагоджена професійна команда.

Найбільше наше здобуття — це створення унікальної високопрофесійної команди. Це як фахівці старої школи, що мають досвід роботи у різних регіонах колишнього СРСР, так і нове покоління талановитої молоді, яке здобуло досвід і практичні знання вже на нашому підприємстві. Спадкоємність поколінь — це і є, на нашу думку, збереження традицій української бурової науки.

ТОВ «Геосинтез Інженірінг», яке було засновано у 2007-му році, розпочало свою діяльність з поставок хімічних реагентів буровим та сервісним підприємствам. У 2013 році, тобто 4 роки тому, «Геосинтез Інженірінг» виходить на першу свердловину з власним сервісом бурових розчинів. За цей період проведено сервісні роботи на 45 свердловинах.

Деякі досягнення нашої компанії варто зазначити окремо:

- супровід промивальних рідин при бурінні свердловини глибиною 6750 м;
- приготування та використання бурового розчину із густиною 2470 кг/м³ при ліквідації потужного газопроявлення;
- проведення ремонтних робіт у свердловині з використанням сольового розчину без твердої фази із густиною 1600 кг/м³.

У 2014 році ТОВ «Геосинтез Інженірінг» отримало сертифікати відповідності вимогам міжнародних стандартів ISO. В 2016 році весь інженерний персонал пройшов сертифікацію відповідно до стандартів API.

ТОВ «Геосинтез Інженірінг» ефективно співпрацює з провідними фаховими ВУЗами



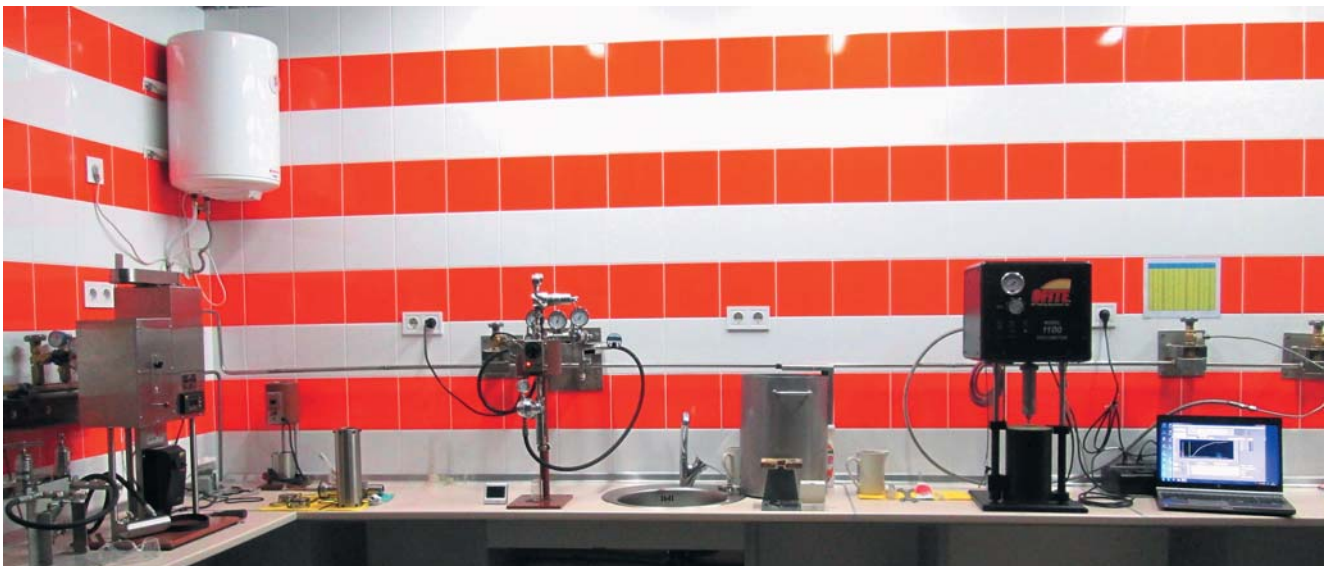
країни. Так, у 2014 році силами нашої компанії було повністю відновлено та переобладнано навчально-дослідну лабораторію промивальних рідин у Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Проведені тренінги та практичні заняття з бурових розчинів для студентів буровиків старших курсів. Заснована стипендія імені нашого вчителя, видатного фахівця в сфері бурових промивальних рідин Авраама Григоровича Розенгафта. Кращі випускники університету нафти і газу прийняті на роботу в наше підприємство.

У 2016 році з ініціативи та за підтримки нашого партнера «ДТЕК Нафтогаз», за участю «Геосинтез Інженіринг» обладнано навчально-дослідну лабораторію промивальних рідин у Полтавському національному технічному університеті ім. Юрія Кондратюка.

Особливу роль відіграє наше міжнародне науково-технічне співробітництво. Серед наших партнерів підприємства Польщі, Болгарії, Азербайджану, Індії. Такі зв'язки допомагають своєчасно отримувати інформацію про сучасні накові досягнення, розуміти світові тенденції розвитку бурової науки. Завдяки цьому нам вдається розробляти та використовувати у виробничій діяльності технології світового рівня.

Підтвердженням цьому є вдалий досвід нашої співпраці майже з усіма провідними підприємствами нафтогазового комплексу України.

Компанія «Геосинтез Інженіринг» має найпотужнішу лабораторію бурових промивальних рідин, розташовану у трьох окремих залах та обладнану приладами, аналогів яких немає в Україні.



Запасу реагентів, який завжди є на складах нашого підприємства, зазвичай досить для проходження двох глибоких свердловин. Наш парк резервуарів та ефективного змішувального обладнання дозволяє готувати, зберігати та проводити поточні обробки більше як 600 м³ бурових розчинів та спеціальних рідин одночасно. Крім цього, ми маємо цех з виготовлення та фасування хімічних реагентів власного виробництва.

У виробничій діяльності нами використовується 12 основних типів промивальних систем для різних геолого-технічних умов у свердловинах, серед яких, це такі широко відомі системи бурових розчинів:

- полімер-інгібована ПІБР;
- біополімерна безглиниста Біокар®;
- інвертна емульсійна Witer II.

Крім цього, в нашому арсеналі широка номенклатура спеціальних рідин для закінчування свердловин з густиною понад 2000 кг/м³.

Переважна більшість систем, що використовуються, є нашими розробками, які виготовляються на основі власних реагентів. Усі назви реагентів зареєстровані міжнародними товарними марками.

Залежно від технологічної ситуації промивальні рідини, які необхідні для проведення робіт, готуються або безпосередньо на свердловині, або на базі виробничого обслуговування нашого підприємства. Контроль приготування здійснює центральна лабораторія. Керування процесом у цілодобовому режимі виконується досвідченим інженерним персоналом.

Для перевезення промивальних рідин використовується власний наливний транспорт, обладнаний насосними агрегатами.

Перевезення бурових розчинів між свердловинами проводиться за наявності декількох свердловин, що буряться і почергово переходять з одного типу бурового розчину на інший. Відпрацьований буровий розчин не утилізується, а після відповідного корегування параметрів перевозиться на іншу свердловину для повторного використання. Повторне використання відпрацьованого об'єму бурового розчину дозволяє суттєво зменшити економічні витрати і навантаження на навколишнє середовище.

У 2014 році компанією «Геосинтез Інженіринг» вперше в Україні запропоновано оренду промивальних рідин. Ще до недавнього часу на більшості підприємств існувала хибна практика використання пластової води при проведенні капітальних ремонтів свердловин. Наслідком цього були значні поглинання рідини, пов'язане з цим техногенне забруднення пластів та зменшення їх продуктивності.

Альтернативою є використання спеціальних промивальних рідин з низькою фільтрацією та високими реологічними властивостями, що дозволяє забезпечити мінімальне забруднення пластів та якісне очищення стовбура свердловини при фрезеруванні металу, розбурюванні пробок та цементних мостів. Проте через відсутність механізмів приготування спеціальних промивальних рідин та проблемами з утилізацією відходів практичне застосування таких систем є утрудненим. Механізм оренди дозволяє подолати ці проблеми і відкриває можливість підвищення якості ремонтних робіт до нового рівня. При наданні промивальної рідини в оренду наше підприємство забезпечує:

- приготування рідин із заданими технологічними властивостями;
- завезення рідин на буровий майданчик;
- цілодобовий контроль і підтримання необхідних технологічних властивостей;
- вивіз рідини після закінчення робіт на свердловині.

Таким чином, за 10 років роботи «Геосинтез Інженіринг» перетворився у потужне науково-виробниче підприємство, що займає провідні позиції в розробці та практичному впровадженні сучасних бурових промивальних рідин в Україні.





Лубан Ю. В.

Лубан С. В.

ООО «Геосинтез Инжиниринг»

НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ «ГЕОСИНТЕЗ ИНЖЕНИРИНГ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Сегодня, в день нашего юбилея, мне поручили сделать небольшой экскурс в историю, рассказать о роли научных исследований в деятельности компании «Геосинтез Инжиниринг» и о тех научных идеях, которые удалось реализовать в производстве, благодаря которым мы занимаем ведущие позиции в сервисе буровых промывочных жидкостей в Украине и принципиально отличаемся от конкурентов.

Мы создали компанию «Геосинтез Инжиниринг», как научно-производственное предприятие. Слово «научное» – на первом месте! В основе нашей производственной деятельности положены глубокие научные исследования и, чаще всего, собственные разработки. Наука на нашем предприятии это не дотационная программа, а важнейшая часть основного производственного цикла.

Истоки компании «Геосинтез Инжиниринг» связаны с Полтавским отделением УкрНИГРИ, его мощнейшими лабораториями буровых растворов, где были заложены основы многих технологий, развитых и применяемых нами в последние годы. Огромная заслуга в этом принадлежит нашим учителям, ветеранам украинской буровой науки: присутствующим здесь Александру Ивановичу Политучему, Ивану Юрьевичу Хариву, Николаю Николаевичу Фесенко, а также Аврааму Григорьевичу Розенгафту, возраст и состояние здоровья которого, не позволили приехать в Украину.

Начать, наверное, стоит с разработки крахмально-бишофитного геля.

Сегодня, избалованные широкой номенклатурой водорастворимых модифицированных крахмалов, мы уже забыли, что ещё несколько лет назад, для получения реагента, крахмал необходимо было предварительно клейстеризировать в каустической соде. Идея получения крахмально-бишофитного геля заключалась в клейстеризации крахмала в растворе бишофита.

В результате у нас получился очень неплохой реагент для бурения в калийно-магниевых солях. А учитывая, что его разработка совпала с



*Заведующий лабораторией вскрытия, опробования
пластов и физико-химии буровых растворов
УкрНИГРИ к.т.н. Розенгафт А. Г.*

развалом СССР и полным отсутствием поставок химических реагентов, ещё и подспорьем для бурения терригенных отложений. Здесь необходимо сказать о Черниговском геологоразведочном объединении, о людях, которые первыми применили эту разработку. Сегодня у нас присутствуют Анатолий Самуилович Непомнящий, Владимир Николаевич Марухняк, Виктор Григорьевич Бугай, Олег Вячеславович Леонтьев, Иван Владимирович Концур.

Позже инициативу подхватил Укрбургаз, где вместе с Сергеем Владимировичем Ляменковым и Ниной Алексеевной Король, мы пробурили две первые скважины на Восточно-Полтавской площади. Эта разработка использовалась в БУ «Укрбургаз» ещё лет 15. Для бурения в солях она актуальна и сегодня.

Другая сфера применения крахмально-бишофитного геля – это жидкости глушения и ремонта скважин. Здесь мы тесно сотрудничали с Ольгой Александровной Иванкив. Изюминка разработки заключается в том, что в отличие от других полимерных загустителей рассолов, крахмально-бишофитный гель не разжижается при температуре, а наоборот – густеет. Отсюда его высокие изолирующие и выносные свойства. Эта технология применяется и сегодня, в частности, на Денисовском месторождении (под Харьковом).

Без преувеличения, огромную роль в украинском бурении сыграл реагент РР-2С. Разработка и внедрение реагента тесно связаны с первой сервисной компанией Украины по буровым растворам – НПП «Зонд» и ее основателем – Александром Ивановичем Политучим. Основное значение внедрения реагента РР-2С в геологоразведочных предприятиях Украины заключается даже не в том, что была решена проблема снабжения химическими реагентами и обеспечена возможность проведения буровых работ в тяжёлые перестроечные годы. Благодаря реагенту РР-2С в технологии бурения Украины произошёл настоящий перелом, связанный с переходом от лигносульфонатных растворов к растворам полимерным.

Только «Зонд» за 17 лет работы на системе ПИБР-2, полученной на основе реагента РР-2С, пробурил 180 скважин. Причём, первые скважины доставались нам в самом плачевном состоянии, после длительных простоев, с авариями и полной потерей устойчивости стволов. Этот период должны хорошо помнить Станислав Хаскелович Диасамидзе, Павел Васильевич Пацюк, Богдан Васильевич Блыстив, Игорь Васильевич Стефанишин, Иван Владимирович Концур, Владимир Матвеевич Рудык и Сергей Александрович Окунев.

Уникальность системы ПИБР-2 заключается именно в ее мощнейших ингибирующих свойствах. Я могу утверждать, что это самая сильная ингибирующая система, которая сегодня существует в Украине. При использовании этой системы мы восстанавливали практически безнадёжные скважины. При этом несколько раз нам приходилось спасать те скважины, где до нас работали конкуренты, которые применяли широко разрекламированные американские буровые растворы. Однако не было ни одного случая, когда применение импортной системы улучшило ситуацию после системы ПИБР-2. Опыт показал – если система ПИБР-2 не привела к кардинальному улучшению ситуации (а у нас было 2 таких случая), значит, в силу каких-то непреодолимых факторов, вывести скважину из осложнения, скорее всего, не удастся.

Сегодня система ПИБР-2М на основе модифицированного реагента AbramiX®, названного в честь Авраама Григорьевича Розенгафта, – это наш основной буровой раствор для бурения непродуктивной части геологического разреза.

Следующей вехой в нашей научной деятельности стала разработка биополимерного безглинистого раствора Биокар®. Именно разработка, а не использование готовой рецептуры, как делали наши конкуренты.

Первые успешные лабораторные результаты были получены ещё в УкрНИГРИ А. Г. Розенгафтом. Внедрение системы на начальном этапе было связано с бурением



первых горизонтальных скважин в ПАО «Укрнафта», а также с компанией ГК «Научно-исследовательское и конструкторское бюро бурового инструмента» и ее директором – Ярославом Васильевичем Кунцяком. Эти скважины Бугроватовского и Леляковского месторождений должны хорошо помнить Владимир Матвеевич Рудык и Георгий Михайлович Саченко.

Система Биокар® совершенствовалась по ходу испытаний на скважинах и на сегодня ее рецептура перетерпела существенные изменения. Свой вклад в этот процесс внесли наши польские друзья с компании Polski Serwis Plynow Wiertniczych Sp. z o.o. – Анжей Жовна, Ян Пудло, Альфонс Дудек, Витольд Ленски. По их совету мы впервые в Украине применили систему композитных кольматантов, эффективность которых не зависит от соотношения размеров закупоривающих частиц и пор коллектора. Для сравнения, в американских системах, используемых конкурентами, размер частиц кольматантов подбирается при помощи специальных математических моделей, которые требуют точной информации о поровой структуре коллектора.

Успешное применение системы Биокар® на небольших глубинах в условиях низких пластовых давлений инициировало расширение области ее использования на зоны высоких давлений и температур. С такой идеей выступило геолого-техническое руководство Представительства «Регал Петролеум Корпорейшн Лимитед». Это Виктор Владимирович Дудзич, Анатолий Григорьевич Бойко, Владимир Григорьевич Семенюк, Роман Васильевич Павлюк, Сергей Васильевич Пономаренко. Вместе с компанией «Спецмехсервис» мы пробурили две первые скважины на Семиренковской площади с глубиной 5470 м и температурой 138 °С. Здесь хотелось бы назвать Сергея Анатольевича Попельнюха, Владимира Ивановича Кравченко, Николая Кирилловича Кириленко, Анатолия Николаевича Величко, Леонида Закировича Хакимова с которыми, без преувеличения, мы открыли широкую дорогу для применения безглинистых биополимерных растворов для вскрытия глубокозалегающих продуктивных горизонтов в Украине. На сегодняшний день система Биокар® уже использовалась на 47 скважинах.

В значительной степени этому способствовала разработка уникального, не имеющего аналогов в Украине, России и, возможно, даже в мире, реагента Alevron® – термостойкого регулятора фильтрационных и реологических свойств безглинистых систем для жёстких забойных условий.

Сегодня модифицированная система Биокар-МТ®, содержащая реагент Alevron® и предназначенная для бурения глубоких скважин, имеет термостойкость более 145 °С. В условиях забоя скважины она характеризуется высокими выносными свойствами и крайне низкой фильтрацией, на уровне 10 – 15 см³/30 мин и даже меньше. По своим забойным характеристикам система Биокар-МТ® не имеет аналогов, во всяком случае, среди систем безглинистых растворов, которые предлагаются нашими конкурентами.

Огромную помощь в оптимизации рецептуры и обработке результатов исследований системы Биокар-МТ® нам оказала кафедра бурения Ивано-Франковского университета нефти и газа, присутствующие здесь профессора Игорь Иванович Чудык и Михаил Андреевич Мыслюк. Объединение возможностей нашего парка лабораторного оборудования и научного потенциала университета позволило провести реологические и фильтрационные исследования раствора на самом высоком технологическом уровне.

Но главную проверку реагент Alevron® прошёл на Луценковском месторождении при одновременном



вскрытии интервалов с несовместимыми условиями бурения. Предстояло вскрытие истощённого пласта в условиях огромной репрессии 54 МПа. Это была уникальная возможность для испытания реагента, предназначенного для изоляции проницаемых пластов. Игорь Семенович Кинах, Сергей Александрович Окунев и Георгий Валентинович Виноградов нам поверили и такую возможность предоставили. Когда в результате применения реагента Alevron® задача была успешно выполнена, а пласт вскрыт без поглощений, мы осознали, что в наших руках действительно уникальное средство для регулирования проникновения бурового раствора в проницаемые горизонты.

Важнейший этап нашего международного сотрудничества – создание, адаптация и внедрение в Украине инвертного эмульсионного бурового раствора «Witer II». За основу была взята рецептура эмульсионной системы, разработанной в Институте нефти и газа (г. Краков, Польша). Система создавалась для Польши и на первом этапе плохо отвечала требованиям Украины. Нашими партнёрами по совершенствованию системы стали Малгожата Уляш, Славомир Блаж и Витольд Ленски. Изменениям подверглось буквально все – от методики испытаний до компонентного состава. В результате мы получили практически новую рецептуру, с которой решились выйти на промышленные испытания при ремонте скважины. Первым снова было Представительство «Регал Петролеум Корпорейшн Лимитед» и его харьковские подразделения – ЧАО «Укргазвыдобуток» и ООО «Пром-Энерго Продукт» – Андрей Васильевич Самойленко, Виталий Владимирович Дмитрук и Сергей Иванович Сегеда. Работы проводила компания «УСБК-1» – Виктор Александрович Мазнев, Павел Васильевич Пацюк, Василий Михайлович Бойчук.

На сегодня система «Witer II» прошла проверку при проведении капитальных ремонтов на 8 скважинах. Подтверждено позитивное влияние бурового раствора на продуктивные пласты, отработана технология промыслового применения. Это позволило применить систему «Witer II» при вскрытии продуктивных горизонтов в процессе бурения. Работы проводит компания «Укрбурсервис» – Игорь Васильевич Стефанишин и Андрей Юрьевич Леськив.

Отдельно необходимо сказать о компании «Нефтегаздобыча». Когда мы говорим о широком промысловом внедрении наших разработок, в первую очередь, мы говорим об этой компании. Не секрет, что ЧАО «Нефтегаздобыча» является лидером добычи углеводородов среди частных компаний. Для нас предмет особой гордости, что «Геосинтез Инжиниринг» причастен к этим достижениям. За три года совместной работы наши промысловые системы применялись на 24 скважинах, принадлежащих ЧАО «Нефтегаздобыча». Это более половины всех проведённых нами работ. На месторождениях ЧАО «Нефтегаздобыча» применялись практически все наши промысловые системы: ПИБР-2М, Биокар-МТ®, «Witer II», сверхутяжеленные SWDM, солевые и полимер-солевые системы.

Следует отметить, что компания «Нефтегаздобыча» очень серьёзно готовится к освоению своих глубокозалегающих объектов. Для этого нужны буровые растворы с термостойкостью до 180 °С и плотностью более 2000 кг/м³. Именно такие задачи ставятся перед нами руководством компании – Алексеем Кузьмичем Раптановым, Георгием Михайловичем Саченко, Иваном Петровичем Гафичем, Александром Григорьевичем Лазаренко. Мы стараемся отвечать предъявляемым требованиям и работаем над созданием таких промыловых систем.

Сегодня я официально анонсирую нашу новейшую разработку – биополимерный безглинистый буровой раствор Биокар-ТФ с термостойкостью более 160 °С и плотностью 1600 кг/м³. Особенность данной системы не только в том, что крахмальные реагенты сохраняют стабильность при сверхвысоких температурах. При такой плотности система не содержит барит. Твёрдая фаза раствора представлена только композитным карбонатным кольматантом. Утяжеления осуществляется за счёт композиции солей. Такой системы в Украине ещё не было. Мы готовы к промысловым испытаниям на Мачехской площади или на скважинах Семиренковского месторождения с глубиной более 6000 м.

Дальнейшее развитие этой идеи связано с изучением возможности утяжеления системы Биокар-ТФ до плотности 2000 кг/м³. Здесь также наши усилия направлены на исключение барита из состава бурового раствора и переход на кислоторастворимые утяжелители. Уже проведены основные исследования, результаты которых весьма обнадеживающие.



Результатом применения системы Биокар-ТФ станет решение извечной проблемы – катастрофического и необратимого загрязнения пластов баритом, которое возникает при вскрытии зон АВПД. Если все получится и коллектора останутся чистыми, то учитывая величину пластовых давлений, дебиты таких скважин могут оказаться очень высокими. Нужно подготовить УКПГ для приёма таких объёмов газа.

Альтернатива – это получение утяжелённой и термостойкой инвертной эмульсии. Здесь мы сотрудничаем с Институтом нефти и газа (г. Краков, Польша). Проблема заключается в термическом загустевании системы. Необходима определённая корректировка состава. На сегодняшний день мы уверенно можем говорить о плотности 1800 – 1900 кг/м³ и термостойкости 180 °С. Исследовательские работы продолжаются.

Ещё одно направление исследований – это получение промывочных систем без твёрдой фазы на основе тяжёлых рассолов. В этих вопросах мы тесно сотрудничаем с Азербайджаном, Польшей и Индией.

В заключение хочется сказать, что промывочные системы, разработанные и применяемые компанией «Геосинтез Инжиниринг» в Украине, не только соответствуют, но часто и превосходят технологический уровень во многих странах мира. Я это утверждаю, потому что знаком с этим вопросом не понаслышке.

Наши разработки – это результат коллективного процесса, в который множество людей внесли и вносят свой огромный и неповторимый вклад. От имени компании «Геосинтез Инжиниринг» я выражаю всем Вам огромную благодарность. Уверен, что и в дальнейшем мы сможем эффективно сотрудничать для обеспечения энергетической независимости Украины.



Онищенко В. О.

Полтавський національний
технічний університет
ім. Ю. Кондратюка

ПІДГОТОВКА КАДРІВ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

Дозвольте коротко ознайомити учасників конференції з Полтавським національним технічним університетом імені Юрія Кондратюка.

У грудні минулого року ми відзначали чергову річницю освітніх традицій нашого університету, які мають майже 200-річну історію. Адже 12 грудня 1818 року у стінах центрального корпусу було створено Полтавський дівочий інститут (Інститут шляхетних дівчат) – один із найдавніших в Україні. Центральний корпус університету – пам'ятка архітектури першої половини XIX ст. Дівочий інститут у Полтаві здійснював навчання і виховання дворянських дівчат 100 років (з 1818 по 1918 роки).

Розвиток вищої технічної освіти пов'язаний зі створенням 18 серпня 1930 року єдиного на той час у країні Інституту інженерів сільськогосподарського будівництва. Уже в 1961 році за рішенням уряду його було перетворено в інженерно-будівельний інститут. Тобто на урядовому рівні офіційно визнавалася особлива роль Полтави у підготовці інженерних для будівельної індустрії та архітектури.

Будівельний факультет є ровесником інституту інженерів сільськогосподарського будівництва, має розвинуту навчально-лабораторну і науково-дослідницьку базу. Провідною спеціальністю підготовки інженерів-будівельників на факультеті є «Промислове та цивільне будівництво». У середині 90-х років на базі цієї спеціальності організовано спеціалізацію «Проектування і будівництво об'єктів нафтогазодобувного комплексу». Випускники цієї спеціалізації активно долучилися до розбудови інфраструктури підприємств нафтогазової галузі. Вони поповнили штати провідних нафтогазових підприємств: Державна компанія «Укртрансгаз», будівельно-монтажна фірма «Укргазпромбуд», ГПУ «Полтавагазвидобування» (відділ капітального будівництва), ВАТ «Полтавагаз», «Кременчукгаз», спільне підприємство «Полтавська газонафтова компанія», Управління з попередження і ліквідації відкритих нафтових та газових фонтанів, підприємство «Укрбургаз», Яблунівське відділення з переробки газу «Укргазвидобування».

Нині науковцями кафедр будівельного факультету успішно досліджуються та вирішуються проблемні питання проектування, будівництва та експлуатації об'єктів нафтогазовидобувного комплексу, надійність сталевих конструкцій магістральних трубопроводів, розроблення та дослідження нових конструктивних форм резервуарів для зберігання нафтопродуктів, вивчення вітрових впливів на конструкції бурових веж і стаціонарних платформ.

Наступним за тривалістю освітньо-наукової діяльності є **архітектурний факультет**. З кінця 60-х років починається історія розквіту Полтавської архітектурної школи, яка нині досягла визнання на рівні держави.

Одним із перших факультетів інституту був **санітарно-технічний факультет**. З початку 60-х років на факультеті готувалися фахівці з експлуатації опалювальних, газопостачальних і санітарно-технічних систем, а також захисту навколишнього середовища від шкідливих викидів, створення комфортного мікроклімату виробничого середовища.

Крім того, на факультеті проводилися розроблення систем водопостачання і водовідведення, компактних очищувальних споруд господарсько-побутових стоків малих поселень, наукові дослідження можливих аварійних ситуацій, виникнення гідравлічного удару в трубопровідних системах (у тому числі – системах видобування і транспортування нафти і газу).

У той же час, розуміючи зміни попиту на професії і високу конкуренцію на ринку праці, колектив університету приймає рішення щодо оптимізації та укрупнення факультетів. Так санітарно-технічний факультет об'єднується з факультетом нафти і газу, що підвищує конкурентоспроможність об'єднаного факультету, який має назву факультет нафти і газу та природокористування.

На початку 90-х років у структурі університету створено **електромеханічний факультет**, який веде підготовку фахівців для машинобудівного комплексу, електромеханіки, контрольно-вимірювальних систем, систем автоматичного керування та електроприводу.

Відповідаючи викликам часу та розуміючи необхідність подальших перетворень у структурі підготовки фахівців, в університеті був створений **навчально-науковий інститут фінансів, економіки та менеджменту**. Інститут створений завдяки об'єднанню педагогічного і наукового потенціалу двох успішних факультетів ПолтНТУ: фінансово-економічного та менеджменту і бізнесу.

Нині на дев'яти кафедрах інституту фінансів, економіки та менеджменту здійснюється підготовка здобувачів вищої освіти з економіки, фінансів, банківської справи та страхування, обліку і оподаткування, менеджменту, публічного управління та адміністрування, маркетингу, підприємництва, торгівлі та біржової діяльності, міжнародних економічних відносин і туризму. Науковцями інституту фінансів, економіки та менеджменту ведеться комплексна науково-дослідницька робота «Вплив розвитку нафтогазового комплексу та альтернативної енергетики на стан енергетичної безпеки України», яка фінансується на державному рівні.

Дослідження спрямовані на вирішення проблеми створення економічних та правових умов для розвитку нафтогазового комплексу України, здатного конкурувати на світових енергетичних ринках, формування засобів активізації інвестицій в альтернативну енергетику, а також розроблення практичних рекомендацій із зменшення енергетичної залежності для досягнення енергетичної безпеки держави.

У 2008 році в нашому університеті розпочалась підготовка фахівців у галузі ІТ-технологій, коли було створено **факультет інформаційних та телекомунікаційних технологій і систем**. Факультет ІТ-технологій і систем здійснює підготовку фахівців за новим переліком галузей та спеціальностей: «Комп'ютерна інженерія», «Телекомунікації та радіотехніка», «Комп'ютерні науки та інформаційні технології», «Прикладна математика».

У 2012 році структура університету була доповнена **гуманітарним факультетом**, що розпочав підготовку фахівців за актуальними і потрібними на сучасному етапі розвитку суспільства спеціальностями та напрямками. Саме цей якісно новий підрозділ у складі університету допомагає поєднати здобутки технічної, природничої та гуманітарної освіти і науки.

Розширення міжнародної співпраці, стабільні контакти із зарубіжними партнерами обумовило потребу у відкритті спеціальності філологія (англійська мова, технічний переклад). Випускники цієї спеціальності вільно володіють іноземними мовами і є затребуваними при налагодженні ділових стосунків із зарубіжними інвесторами та підприємствами.

Серед найбільш популярних спеціальностей цього факультету є «Фізична реабілітація». Для підготовки фахівців за цією спеціальністю ПолтНТУ має належні навчально-лабораторну та спортивну бази і висококваліфікований науково-педагогічний склад.

Факультет нафти і газу та природокористування на сьогодні є найактуальнішим освітньо-науковим підрозділом, в якому здійснюється підготовка широкого спектру фахівців із вищою освітою для найбільш ефективного сектору національної економіки – нафтогазового комплексу. На факультеті навчається понад 1200 студентів, у тому числі – іноземців з більш ніж 20 країн світу. Факультет нафти і газу та природокористування діє в умовах, коли поряд із значною зацікавленістю виробничників у фахівцях нафтогазового профілю існують високі вимоги до їх підготовки та конкуренція на ринку праці. Провідні компанії та підприємства нафтогазової галузі ставлять перед випускниками факультету все більш високі вимоги до їх компетенції, а значний відсоток іноземних студентів, які навчаються на факультеті, актуалізує питання знання іноземних мов та світових стандартів галузі.

Такі кафедри факультету, як «Видобування нафти і газу та геотехніки», «Обладнання нафтових і газових промислів», «Прикладної екології та природокористування», «Хімії» та інші ефективно працюють в галузі підготовки кадрів для підприємств нафтогазового комплексу.

Кафедра «Видобування нафти і газу та геотехніки» веде підготовку бакалаврів і магістрів за спеціальністю «Нафтогазова інженерія і технології». Наукова робота на кафедрі проводиться в навчально-наукових лабораторіях за тематикою дослідження та оптимізації складів бурових розчинів, проектування та дослідження ґрунтоцементних сховищ для токсичних відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин, проектування нафтових і газових сховищ та нафтопроводів. Найбільш цікаві наукові роботи направляються для захисту у ДП «Укрнаукагеоцентр» НАК «Надра України».

Кафедра «Обладнання нафтових і газових промислів» першою здійснила випуск фахівців з нафтогазового профілю для підприємств нафтогазового комплексу в 1999 році. З того часу було підготовлено понад 1500 випускників, які займають керівні інженерні посади в таких підприємствах, як ГПУ «Полтавагазвидобування», ПрАТ «Нафтогазвидобування», НТП «Бурова техніка», ТОВ НВП «КАРАТ-БурСервіс», ТОВ «Ендейвер» та ін. Науковими пріоритетами кафедри є удосконалення конструкцій, підвищення надійності і довговічності бурового та технологічного обладнання нафтових і газових промислів.

Наукові дослідження на кафедрі прикладної екології та природокористування проводяться за такими темами та напрямками: стан та оцінювання рівня забруднення атмосферного повітря на території районів і головних міст Полтавської області; стан та проблеми поводження з відходами на Полтавщині; дослідження антропогенного впливу на навколишнє природне середовище; вплив діяльності підприємств нафтогазової галузі на екологічний стан навколишнього середовища та ін.

В Полтавському національному технічному університеті імені Юрія Кондратюка на якісно новий рівень вийшла співпраця з нафтогазовидобувними підприємствами галузі. Особлива увага приділяється реалізації програми співпраці науки та бізнесу.

Результатом реалізації цієї програми стало те, що 7 вересня 2016 року, напередодні професійного свята – Дня працівників нафтової, газової та нафтопереробної промисловості, в Полтавському національному технічному університеті імені Юрія Кондратюка відбулося урочисте відкриття сучасної лабораторії нафтогазових технологій, яка була створена за підтримки енергетичної компанії ДТЕК та компанії «Геосинтез Інженіринг».

Лабораторія нафтогазових технологій оснащена найсучаснішим обладнанням для дослідження властивостей бурових розчинів. На її базі проводяться навчально-лабораторні заняття з фахових дисциплін, а також курси підвищення кваліфікації для працівників нафтогазових підприємств за тематиками: «Бурові розчини та спеціальні рідини», «Похило-скероване та горизонтальне буріння свердловин».





Наш університет активно співпрацює з провідними нафтогазовими компаніями, студенти університету проходять на їх базі практичну підготовку.

У 2012 році до складу університету увійшов **Полтавський нафтовий геологорозвідувальний технікум** – нині **Полтавський коледж нафти і газу Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка**. Цей провідний навчальний заклад відзначає 50-річчя освітньої діяльності. Об'єднання зусиль коледжу та університету в напрямі підготовки фахівців для

нафтогазової галузі органічно забезпечує ступеневість вищої освіти, яка полягає у здобутті різних освітньо-кваліфікаційних рівнів на відповідних етапах: молодший спеціаліст – бакалавр – магістр.

У складі коледжу успішно функціонує відділення підготовки робітничих кадрів. Відділення здійснює підготовку та підвищення кваліфікації за 26 ліцензованими робітничими професіями, такими як: оператор з видобування нафти й газу, бурильник експлуатаційного та розвідувального буріння, оператор газорозподільної станції та інші. Пройти навчання та отримати додатково відповідну робітничу кваліфікацію мають змогу як працівники підприємств нафтогазової галузі, так і студенти університету та коледжу. Це підвищує рівень практичної підготовки фахівців і конкурентоспроможність випускників на ринку праці.

Наш університет має багато прикладів ефективної співпраці з бізнесом, результатом якої є сучасні лабораторії, навчальні аудиторії, обладнані мультимедійними засобами, спортивна база.

В університеті ведеться активна міжнародна діяльність. Особливої уваги заслуговує міжнародне співробітництво університету у сфері підготовки фахівців нафтогазової справи. Серед закордонних партнерів – Китайський університет нафти. Із цим провідним університетом Китаю узгоджені магістерські програми і ведеться спільна підготовка молодих науковців – фахівців нафтогазової справи.

Також університет активно підтримує наукові зв'язки із Міжнародним університетом нафти і газу (Ашгабат) та нафтогазовими підприємствами Туркменістану, де успішно працюють чимало випускників факультету нафти і газу та природокористування ПолтНТУ.

Університет здійснює активне співробітництво з міжнародними партнерами Польщі, зокрема студенти університету проходять стажування та практику на базі провідних вишів Польщі: Гірничо-металургійної академії імені Станіслава Сташиця у Кракові, Вроцлавської політехніки, Білостоцького технологічного університету. Реалізуються програми академічної мобільності, проводяться міжнародні літні школи.

Налагоджено співробітництво з університетами Грузії та Азербайджану, зокрема днями буде укладено угоду про співпрацю з Бакинською Вищою Школою Нафти Державної Нафтової Компанії Азербайджанської Республіки (Азербайджан).

Таким чином, пріоритетним завданням освітньої і наукової діяльності Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка, спрямованим на розвиток нафтогазового комплексу, є забезпечення підготовки фахівців нафтогазової галузі з акцентуванням на практичну складову навчального процесу та урахуванням закордонного досвіду діяльності нафтогазових підприємств. Це дозволить випускникам факультету нафти і газу та природокористування бути всебічно розвиненими та максимально адаптованими до сучасних виробничих умов галузі. Подальша робота в контексті співпраці науки та виробництва дасть можливість постійно удосконалювати рівень підготовки студентів, їх кваліфікацію, компетентність. Це дозволить їм максимально відповідати сучасним вимогам підприємств галузі.



Чудик І. І.

Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу

РОЗВИТОК НАУКОВО-ПРАКТИЧНИХ ЗАСАД ЯКІСНОГО СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ОСВОЄННЯ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

Нафта і газ на сьогодні є основою енергетичної безпеки практично кожної держави в світі. Не виняток в цьому є Україна, в енергетичному балансі якої нафта з газом займають понад 50 %. Незважаючи на наявність потужної ресурсної бази, в останні роки відчувається значний дефіцит вітчизняного вуглеводневого енергоресурсу, який держава покриває за рахунок імпорту, хоча в недалекому минулому вона його експортувала.

А що ж відбулося? Чому ми імпортуємо нафту і газ? Ці питання турбують громадськість і спонукають фахівців та науковців до пошуків шляхів зменшення дефіциту в державі нафти і газу за рахунок збільшення обсягів їх видобування із вітчизняних родовищ. Саме на це спрямована реалізація амбітної енергетичної програми уряду України щодо збільшення до 2020 року власних обсягів видобутку природного газу до 20 млрд. м³. Її успіх невід’ємно пов’язаний із використанням світового досвіду та інноваційних технологій спорудження нафтових і газових свердловин.

Колективом науковців ІФНТУНГ узагальнено результати багаторічних досліджень у відповідності з комплексною цільовою програмою, спрямованою на нарощування власного видобутку нафти і газу та диверсифікацію їх постачання для підвищення енергетичної безпеки України. Ці результати стосуються таких основних напрямків:

- відновлення малодобітних і ліквідованих свердловин;
- розроблення ефективних технологій і технічних засобів для поглиблення та кріплення свердловин;
- попередження і ліквідація ускладнень та аварій в бурінні свердловин;
- забезпечення експлуатаційної надійності бурового і енергетичного устаткування;
- контроль і керування режимом буріння свердловини;
- технічне регулювання і контроль якості спорудження свердловин.

Для відновлення малодобітних і ліквідованих свердловин використовують технологію буріння бокових стволів. Процес складний, технологія відома. Разом з тим, існують проблеми, які не вирішені до сьогодні. Одна із них – це раціональне обґрунтування параметрів технології вирізання вікон в обсадній колоні. В цьому плані розроблено рекомендації з вибору довжини і діаметру обважнених бурильних труб залежно від параметрів свердловини до і після вирізання і т. ін. Обґрунтовано режим промивання свердловини для вирізання вікна та подальшого поглиблення бокового стовбура свердловини.

Для забезпечення необхідної траєкторії буріння свердловин використовують неорієнтовані компоновки низу бурильної колони. Удосконалено методику вибору багатоопорних компоновок із урахуванням статичних і динамічних характеристик та умов їх ефективності під час проходження вертикальних і похило-скерованих ділянок стовбура свердловини [1, 2].

Одним із шляхів зменшення енергетичних затрат при бурінні є забезпечення породоруйнівним інструментом ефективних умов руйнування гірської породи. Для цього у програмному середовищі ANSYS розроблено скінченно-елементну модель процесу різання гірської породи буровими долотами ріжучого типу. На основі результатів досліджень у середовищі Solid Works створено комп'ютерну геометричну модель породоруйнівного інструменту ріжучого типу [3]. Ці розробки реалізовано на двох дослідних долотах з генеруючою схемою різання гірських порід, які випробувані в промислових умовах.

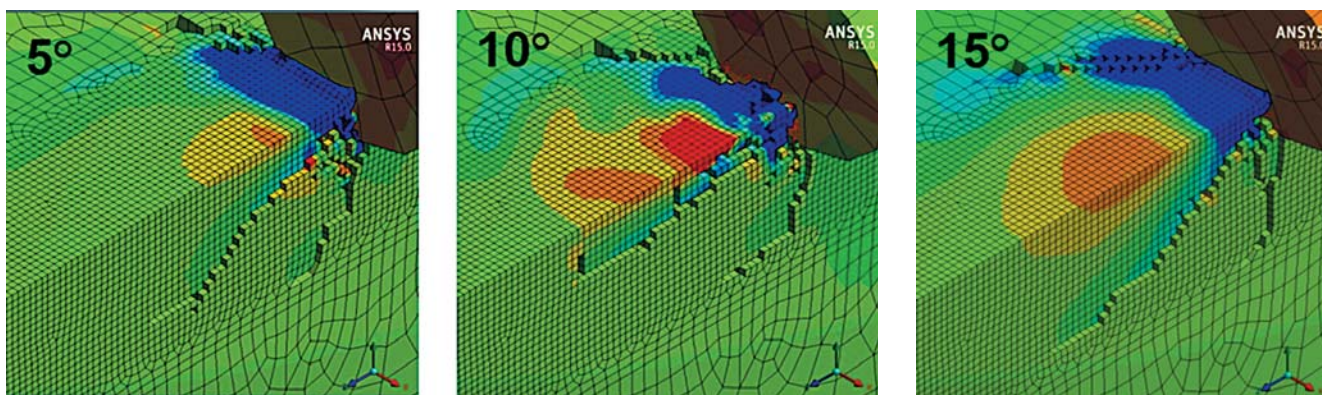


Рис. 1 – Магістральні тріщини в гірській породі

Для попередження аварій з елементами бурильних колон необхідна оцінка руйнування металу на основі даних про розміри корозійно-втомних тріщин, утворених під впливом змодельованих експлуатаційних навантажень. Це потребує ґрунтовних досліджень напружено-деформованого стану бурильної колони при різних умовах її роботи. Запропоновано розрахункову схему кінетики росту втомної тріщини та побудовано в середовищі ANSYS імітаційну модель напружено-деформованого стану замкового різьбового з'єднання [4]. Достовірність моделі перевірено на одному з типорозмірів замкового різьбового з'єднання бурильної колони.

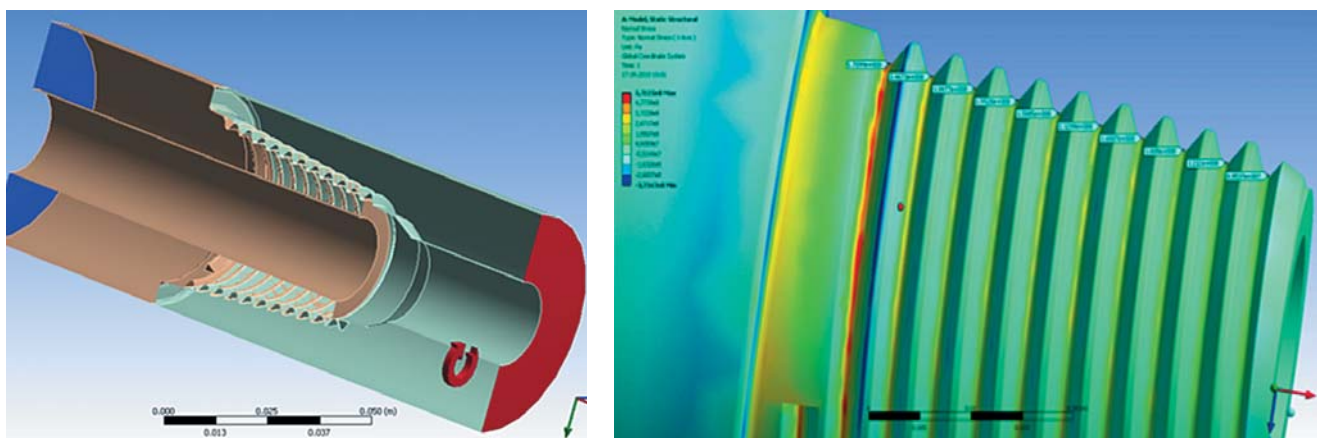


Рис. 2 – Розподіл напружень в різьбі ніпеля

Під час буріння свердловин з метою освоєння важкодоступних нафтогазових покладів зростають ризики виникнення ускладнень та аварій. В дослідженнях цьому питанню приділена певна увага.

З допомогою аналітичних методів моделювання взаємодії бурильної колони зі стінками свердловини встановлено деякі закономірності каверно- і жолобоутворення на стінках свердловини замками бурильної колони, що дає можливість їх прогнозувати.

Для попередження осипань стінок свердловини запропоновано технологію їх покриття герметизуючою сумішшю на основі мазуту, гідроксиду калію або натрію і жовтої продиспергованої глини [5].

Для зменшення тертя між бурильною колоною і стінками свердловин запропоновано мастильні і протизношувальні домішки до бурових промивальних рідин на основі графіту, полімерів, поверхнево-активних речовин. Модернізовано конструкцію гідравлічного ударного механізму ГУМ-БК-1 [6].

Запропоновано нові конструкції ловильного інструменту на основі постійних магнітів із покращеними характеристиками у порівнянні з відомими вітчизняними і закордонними пристроями, що підвищує ефективність очищення вибою від феромагнітних предметів [7].

Для обробки результатів ротаційної реометрії бурових технологічних рідин розроблено пакет програм «Реометрія-2», який призначений для вибору найбільш адекватної реологічної моделі в класі реологічно стаціонарних (в тому числі бів'язких) моделей, побудови оцінок параметрів реологічної моделі, пакетної обробки даних плану експерименту, побудови рівнянь стану реологічних властивостей і т. ін. За функціональними можливостями пакет «Реометрія-2» переважає відомі закордонні аналоги [8].

На сьогодні більшість вітчизняних бурових установок обладнані аналоговим і морально старими системами реєстрації технологічних показників. Вся реєстрація зводиться до запису паперових діаграм проходки і навантаження на долото, а інколи і декількох інших параметрів. Відсутність автоматичної системи реєстрації усіх основних технологічних параметрів погіршує культуру виробництва, не дозволяє встановити причини і, як наслідок, відповідальних під час аварійних ситуацій. Недоступність поточних даних системи реєстрації за межами бурової унеможливорює оперативне внесення корективів у технологічний процес буріння під час аварійних ситуацій. Запропоновано web-орієнтовану систему контролю енергетичних і технологічних параметрів буріння в програмному середовищі WinCC з виведенням інформації на мнемосхему у вигляді аналогового та дискретного сигналу. Для реєстрації ускладнень і передаварійних ситуацій передбачено робоче вікно системи аварійних повідомлень.

Окремі результати комплексної цільової програми реалізовано у галузі і запропоновано як комерційні пропозиції. Зокрема, це такі розробки:

- спосіб кріплення похило-скерованих свердловин;
- шарошково-лопатеве долото для буріння свердловин;
- гідравлічний ударний механізм, вмонтований у бурильну колону (ГУМ-БК-1);
- модифікована паливно-бітумна ванна.

Комерційні пропозиції для галузі:

- розроблення стандарту для контролю технологічних властивостей бурових технологічних рідин;
- розроблення регламентів технологій буріння похило-скерованих свердловин;
- підвищення надійності кріплення свердловин за рахунок композиційних матеріалів на основі побічних продуктів енергетики;
- розроблення регламентів на технологічні властивості та вибір рецептур промивальних рідин для буріння нафтових і газових свердловин в умовах високих температур і тисків.

Для забезпечення питань технічного регулювання і контролю якості в ІФНТУНГ створено орган сертифікації працівників нафтогазової галузі, діє технічний комітет зі стандартизації ТК146, на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин створено та обладнано сучасні лабораторії бурових і тампонажних розчинів, є кваліфікований персонал.

Цільове спрямування результатів наукових досліджень суттєво розширить техніко-технологічні можливості під час освоєння важкодоступних нафтогазових покладів і підвищить обсяги видобутку нафти і газу.

Література

1. Мислюк М.А. Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин / М.А. Мислюк, Р.М. Долик // Нафтогазова галузь України. – 2016. – №1. – с. 26–34.

-
2. Мысляк М.А. Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении / М.А. Мысляк, Р.Н. Долык, А.К. Раптанов, А.Г. Лазаренко // Бурение и нефть. – 2016. – №12. – с. 22–27.
 3. Shkitsa L. Means of atmospheric air pollution reduction during drilling wells / L. Shkitsa, T. Yatsyshyn, M. Lyakh, O. Sydorenko // IOP Publishing Conf. Series: Materials Science and Engineering. 144 (2016). 012009.
 4. Shats'kyi I. P. Combined deformation conditions for fatigue damage indicator and well-drilling tool joint / I. P. Shats'kyi, O.M. Lyskanych, V. A. Kornuta // Strength of Materials, Vol. 48, No. 3, May, 2016. С. 469 – 472.
 5. Пат. №107970. Спосіб боротьби з осипаннями та обвалюваннями стінок свердловини / Оринчак М. І., Чудик І. І., Бейзик О. С., Кирчей О. І. Опубл. 24.06.2016. Бюл. №12.
 6. Пат. №102204. Гідравлічний ударний механізм, вмонтований в бурильну колонну (ГУМ-БК-1) / Оринчак М. І., Чудик І. І., Кирчей О. І., Бейзик О. С. Опубл. 26.10.2015. Бюл. №20.
 7. Romanyshyn T. Modeling and calculation of magnetic systems of borehole fishing tools / T. Romanyshyn, L. Romanyshyn, T. Vengryniuk // Metallurgical and Mining Industry. – 2016. – No 5. – p. 82–89.
 8. Myslyuk M. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry / M. Myslyuk M., I. Salyzhyn // Applied Rheology. – 2012. – 22(3). – Pp. 32381 (7 pages).



Małgorzata Ułasz
Sławomir Błaż
Grzegorz Zima
Bartłomiej Jasiński
Instytut Nafty i Gazu –
Państwowy Instytut Badawczy, Polska

KIERUNKI BADAŃ LABORATORYJNYCH CIECZY WIERTNICZYCH STOSOWANYCH PODCZAS WIERCENIA OTWORÓW I UDOSTĘPNIANIA ZŁOŻ

Rozwój technologii cieczy wiertniczych determinują warunki geologiczno-złożowe występujące w rejonach prowadzonych wierceń oraz w odwiertach eksploatacyjnych na obszarze Polski. W wyniku realizowanych w INiG – PIB badań laboratoryjnych, opracowywane są nowe rodzaje płuczek wiertniczych i cieczy roboczych jak również modyfikowane i doskonalone składy cieczy stosowanych w warunkach otworowych celem poprawy ich właściwości i poszerzenia przydatności wykorzystania w różnych warunkach złożowych. Takie ukierunkowanie badań systemów cieczy wiertniczych wynika w dużej mierze z możliwości wykorzystania nowosyntezowanych środków chemicznych o wysokiej jakości, które często stanowią podstawowe ich składniki. Dotyczy to zarówno nowych rodzajów środków chemicznych i materiałów płuczkowych (związki aminowe, nanokrzemionka) stosowanych do opracowywania płuczek wodnodispersyjnych jak i substytutów dla oleju napędowego wykorzystywanych w płuczkach olejowodispersyjnych. Rozwojowi technologii cieczy wiertniczych sprzyja również szeroki dostęp do nowoczesnej aparatury badawczej pozwalającej na pomiar parametrów sporządzanych cieczy w warunkach otworopodobnych.

Szerokim zakresem badań laboratoryjnych i prób przemysłowych objęte są płuczki wodnodispersyjne, a kierunek prac badawczych dotyczy głównie płuczek wiertniczych inhibitowanych stosowanych do przewiercania warstw ilasto-łupkowych oraz do dowiercania skał zbiornikowych, których spoiwem są minerały ilaste.

Powszechnie do wiercenia otworów w warstwach skał ilastych, występujących na obszarze Polski, stosowana jest płuczka potasowo-polimerowa, której właściwości inhibitujące zapewnia układ KCl-PHPA. Badania laboratoryjne wykazały, że jej stopień zapobiegania hydratacji skał, określony współczynnikiem P_1 , wynosi ok. 70 ÷ 80 % natomiast stopień zabezpieczenia tych samych skał przez płuczkę przed destrukcyjnym działaniem cieczy nie posiadającej właściwości inhibitujących, np. wody, wyrażony współczynnikiem P_2 , mieści się w zakresie od ok. 20 do 30 %, (rys. 1). Stosowana do dowiercania skał zbiornikowych zawierających minerały ilaste, może spowodować powyżej 20 % utraty ich przepuszczalności, określonej współczynnikiem — WU (rys. 2). Na przestrzeni ostatnich kilku lat, właściwości inhibitujące tej płuczki wykorzystywanej w warunkach otworowych uległy poprawie ze względu na stosowanie w jej składzie dodatkowego inhibitora polimerowego, tj. poliglikolu. Jak wskazują wyniki badań laboratoryjnych, ilość odzyskiwanej wzorcowej skały ilasto-łupkowej po oddziaływaniu płuczki otworowej zawierającej zestaw inhibitorów, tj. KCl-PHPA-poliglikol, i wody wynosi odpowiednio: ok. 90 % (P_1) oraz w granicach 40 ÷ 60 % (P_2).

Prowadzone w INiG–PIB badania laboratoryjne inhibitowanych płuczek wiertniczych ukierunkowane zostały na opracowanie płuczek o większej efektywności zapobiegania hydratacji przewiercanych skał ilasto-łupkowych, niż dotychczas stosowane, poprzez dobór nowych rodzajów inhibitorów polimerowych i jonowych (organicznych i nieorganicznych). W wyniku tych badań opracowano m.in. takie rodzaje płuczek inhibitowanych jak: glikolowo-potasowa, krzemianowa oraz aminowo-glikolowa.

W funkcji inhibitora polimerowego, w składzie opracowanej **płuczki glikolowo-potasowej** [2], wykorzystano kopolimer tlenku etylenu i propylenu w połączeniu z emulgatorem stanowiącym związek chemiczny na bazie oleju rycynolowego. Natomiast w funkcji inhibitora jonowego zastosowano sole potasowe zarówno nieorganiczne (KCl , K_2SO_4) jak i organiczne ($HCOOK$, CH_3COOK). Zastosowanie w składzie płuczki glikolowo-potasowej zestawu inhibitorów, tj. sól potasowa – poliglikol, w połączeniu z koloidem ochronnym i środkiem strukturotwórczym pozwoliło na otrzymanie stabilnego i trwałego układu koloidalnego o odpowiednich parametrach reologiczno-strukturalnych i filtracji w temperaturze powyżej $120\text{ }^{\circ}C$, a przede wszystkim wykazującego wysoką zdolność ograniczania hydratacji skał ilastych. Istotnym dowodem skuteczności inhibitującego działania tej płuczki były ilości odzyskiwanych próbek skał ilasto-łupkowych dyspergowanych w jej środowisku i wody określone współczynnikami P_1 i P_2 , które wynosiły odpowiednio: $90 \div 100\%$ oraz $70 \div 90\%$, (rys. 1). Ze względu na właściwości chemiczne poliglikolu opracowana płuczka może być także stosowana do dowiercania poziomów perspektywnych. Potwierdzeniem przydatności tej płuczki do dowiercania złóż były badania jej wpływu na zmiany przepuszczalności piaskowca wzorcowego i piaskowców pobranych z otworu. Badania te wykazały, że po oddziaływaniu na zastosowane piaskowce płuczki glikolowo-potasowej zawierającej 5% KCl i 4% poliglikolu, wartości współczynnika WU mieściły się w zakresie $1 \div 10\%$ (rys. 2).

Opracowana płuczka glikolowo-potasowa zastosowana została do wiercenia w warstwach nadcechstyńskich, soli i ilów plastycznych w głębokości $700 \div 3200\text{ m}$ oraz podczas przewiercania utworów miocenu i dowiercania piaskowców miocenijskich w interwałach $150 \div 1650\text{ m}$. Próby przemysłowe płuczki glikolowo-potasowej o różnym stopniu zasolenia wykazały wysoką skuteczność jej inhibitującego działania, na co wskazywały prawie nominalne średnice odwierconych otworów, wynoszenie twardego i dobrze oddzielającego się na sitach urobku. Ponadto płuczka ta odznaczała się dobrą smarnością, tolerancją na zanieczyszczenia fazą stałą pochodzącą z przewiercanych warstw oraz niską filtracją.

Szklą wodne, sodowe lub potasowe to podstawowe składniki opracowanej w INiG – PIB **płuczki krzemianowej** [2]. Są to rozpuszczalne w wodzie krzemiany: sodowy lub potasowy ($Na_2O \cdot nSiO_2$ i $K_2O \cdot nSiO_2$) jako polimery nieorganiczne ze skondensowanymi makroanionami i metalami zasadowymi w charakterze kationów. Opracowana płuczka krzemianowa, w składzie której zastosowano zestaw inhibitorów, tj. szkło wodne (sodowe lub potasowe) – KCl , charakteryzowała się wysokim stopniem inhibitowania hydratacji skał ilasto-łupkowych; P_1 : $90 \div 100\%$, a P_2 : $60 \div 70\%$, (rys. 1). Użyte do jej sporządzenia koloidy ochronne wykazywały synergistyczne działanie ze szkłem wodnym posiadającym wysokie wartości pH i tworzyły stabilny system płuczki odpornej na pełne zasolenie, skażenia zwiercinami, solami metali dwuwartościowych zachowując równocześnie zdolność do regulowania parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji w temperaturze mieszczącej się w zakresie odporności koloidów ochronnych. Opracowana na podstawie szkła potasowego płuczka krzemianowa zastosowana została do przewiercania utworów nasunięcia karpacko-stebnickiego w głębokości $200 \div 1350\text{ m}$ oraz utworów miocenu autochtonicznego w głębokości $200 \div 700\text{ m}$. Przeprowadzona próba przemysłowa tej płuczki potwierdziła przede wszystkim wysoką skuteczność jej inhibitującego działania jak również łatwość regulacji parametrów reologicznych i filtracji w trakcie głębinienia otworu, dobre oczyszczanie otworu ze zwiercin i szybki postęp wiercenia (ok. 200 m/dobę).

Podstawowymi środkami chemicznymi odpowiedzialnymi za właściwości inhibitujące nowo opracowanej w INiG – PIB **płuczki aminowo-glikolowej** [3] to: syntetyczne polimery kationowe z I-rzędowymi grupami aminowymi o różnej masie molowej, tj. poliwinylamina – $PVAm-M$ i $PVAm-W$, KCl w ilości zapewniającej stężenie jonów chlorkowych powyżej 30 g/dm^3 oraz poliglikol pełniący rolę zarówno dodatkowego inhibitora polimerowego jak i środka zapobiegającego procesowi koagulacji płuczki. Przeprowadzone badania wykazały, że sporządzona płuczka zawierająca odpowiednie ilości $PVAm-W$ i $PVAm-M$ charakteryzowała się wysoką skutecznością ograniczania hydratacji skał ilasto-łupkowych, o czym świadczyły wartości współczynników

P_1 i P_2 , które wynosiły odpowiednio: ok. 100 % oraz od 80 do powyżej 90 % (rys. 1). Opracowana płuczka cechowała się kompatybilnością z polimerami służącymi do regulacji właściwości reologiczno-strukturalnych oraz obniżania filtracji i tworzyła stabilny system płuczki odpornej na pełne zasolenie NaCl, skażenia zwiercinami oraz CaCl_2 i MgCl_2 , zachowując równocześnie odpowiednie parametry reologiczne i filtrację w temperaturze ponad 100 °C.

W INiG – PIB przeprowadzone zostały także badania nad opracowaniem płuczek wiertniczych o właściwościach spełniających wymagania płuczek do wiercenia otworów kierunkowych i poziomych oraz w strefach o obniżonym ciśnieniu złożowym.

Wymagania dla płuczek stosowanych do wiercenia otworów o dużym kącie odchylenia są znacznie wyższe niż płuczek dla otworów pionowych, które dotyczą głównie: oczyszczania otworu ze zwiercin, utrzymywania stateczności ściany otworu i fazy stałej w zawieszeniu, jak również zmniejszania sił tarcia podczas wyciągania i zapuszczania przewodu oraz zapobieganie uszkodzeniu przepuszczalności skały zbiornikowej. Powodzenie realizacji tych zadań zależy przede wszystkim od właściwości reologiczno-strukturalnych, a głównie wysokiej lepkości płuczki przy niskich prędkościach ścinania – LSRV, właściwości smarnych i inhibitujących oraz niskiej filtracji. Takie właściwości posiadają opracowane płuczki, jak m.in.: bentonitowo-wodorotlenkowa, guarowa sieciowana jonami Al^{3+} i solno-polimerowa obciążana solą ziarnistą.

Płuczka bentonitowo-wodorotlenkowa to rodzaj płuczki inhibitowanej (rys. 1), do sporządzania której zastosowano, opracowany w INiG – PIB, kompleksowy związek nieorganiczny o nazwie polichlorek wodorotlenku magnezowo-glinowego (WMG). Pełni on rolę zagęstnika jak i polimeru nieorganicznego, który łącznie z bentonitem stanowi podstawowy składnik strukturotwórczy tej płuczki. Pakiety tego związku jako kationy adsorbują się na ujemnie naładowanych powierzchniach cząstek bentonitu i tworzą struktury koagulacyjne o właściwościach tiksotropowych, nazywane «kruchym żelem». Strukturę żelową opracowanej płuczki otrzymywano w wyniku zmieszania uwodnionego bentonitu z WMG w stosunku 10 : 1, a następnie obróbki środkiem skrobiowym i NaOH do uzyskania $\text{pH} > 10$. Sporządzona płuczka posiadała zdolność zawieszania zwiercin o różnych rozmiarach ze względu na niskie wartości PV oraz wysokie wartości YP i wytrzymałości strukturalnej.

Wykorzystując właściwości chemiczne żywicy guarowej, jak możliwość sieciowania jej roztworów koloidalnych związkami glinu lub żelaza(III) w celu poprawy ich parametrów reologiczno-strukturalnych, opracowana została **płuczka guarowa sieciowana jonami glinu** posiadająca zdolność ograniczania hydratacji skał ilasto-lupkowych i uszkodzenia przepuszczalności skał zbiornikowych (rys. 1, 2). Reakcje sieciowania żywicy prowadzono z udziałem soli glinu, tj. $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, która w odpowiednim środowisku zasadowym zdolna jest także do tworzenia osadu $\text{Al}(\text{OH})_3$ spełniającego rolę środka mającego wpływ na właściwości reologiczne i inhibitacyjne płuczki. W wyniku zachodzących reakcji otrzymana suspensja płuczki, posiadająca wyższe wartości LSRV niż konwencjonalne płuczki polimerowe, wykazywała brak sedymentacji zwiercin oraz umożliwiała obciążania jej do gęstości ok. 2,0 kg/dm³.

Do opracowania **płuczki solno-polimerowej** z blokatorem rozpuszczalnym w wodzie (sól ziarnista) wykorzystano efekt synergistycznego działania odpowiednich polimerów w środowisku pełnego nasycenia solą. Podstawowy składnik tej płuczki stanowiła mieszanina biopolimeru ze środkiem skrobiowym, który pełnił rolę środka odpowiedzialnego za jej właściwości strukturalne. Ze względu na specyficzne właściwości płuczki solno-polimerowej, jak podwyższona lepkość przy niskich prędkościach ścinania, niska filtracja i mały stopień uszkodzenia przepuszczalności skały zbiornikowej (rys. 2), może być stosowana do dowiercania poziomów produktywnych otworami pionowymi i poziomymi, a także wykorzystana jako ciecz do rekonstrukcji odwiertów.

Do wiercenia otworów w strefach o niskich gradientach ciśnienia złożowego (poniżej 0,0098 MPa/m) i w warstwach szcerpanych stosowane są płuczki wiertnicze o gęstości < 1,0 kg/dm³, regulowanej głównie powietrzem przy użyciu specjalistycznego osprzętu. Do tego typu warstw, w INiG – PIB opracowana została nowa generacja płuczek zawierająca afrony (mikropęcherzyki powietrza) lub szklane mikrosfery (Glass Bubbles).

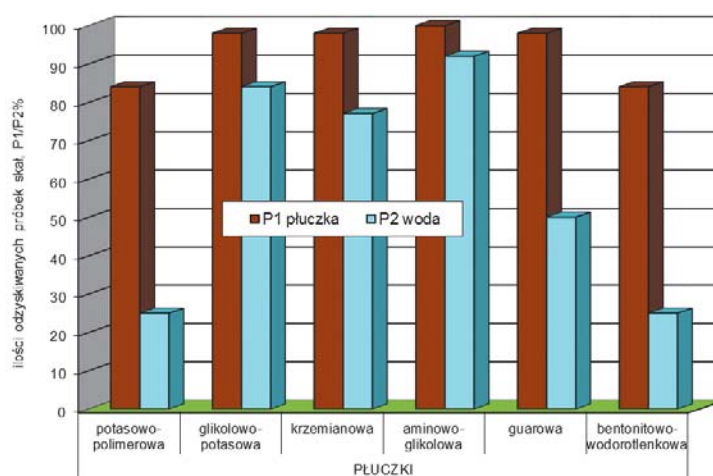
Płuczka afronowa o gęstości poniżej 1,0 kg/dm³, cechuje się unikatowymi właściwościami reologicznymi, czyli LSRV, wynikającymi z obecności w jej składzie specjalnie zaprojektowanych, odpornych

na ciśnienie (do ok. 27 MPa) mikropęcherzyków powietrza stabilizowanych za pomocą filmu polimerowego z odpowiednio dobranymi surfaktantami. Zawartość afronów w płuczce wiertniczej, które wytwarzane są podczas jej mieszania, zazwyczaj wynosi od 12 do 15 % obj. powietrza i określana jest poprzez pomiar gęstości płuczki. Jak wykazały badania, dodatek do płuczki potasowo-polimerowej mieszaniny SPCz generującej afrony oraz mieszaniny polimeru z SPCz do ich stabilizacji, umożliwił wytworzenie afronów w płuczce w ilości ok. 16 % o wymiarach od ok. 50 do 140 μm i czasie połowicznego rozpadu powyżej 500 godz. oraz obniżenie gęstości tej płuczki do ok. 0,87 kg/dm^3 . Wytworzone afrony w płuczce, posiadającej przy 0,063 s^{-1} LSRV powyżej 90000 mPa-s, skutecznie blokowały pory i szczeliny w «sztucznym złożu».

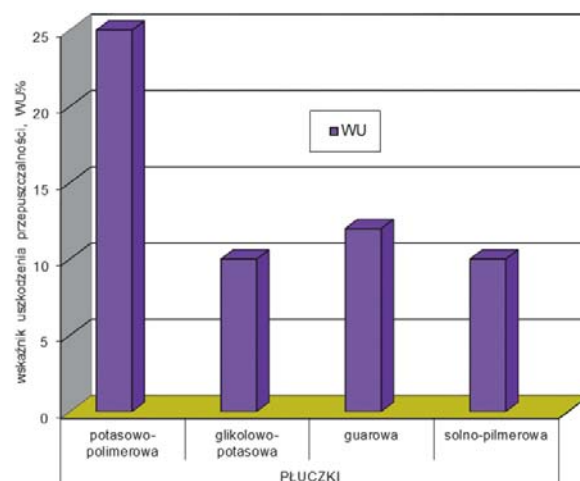
Płuczka zawierająca szklane mikrosfery to kolejny rodzaj płuczki o obniżonej gęstości regulowanej specjalnym materiałem wykonanym ze szkła sodowo-wapniowego lub borokrzemowego. Glass Bubbles, które można dodawać do każdego rodzaju płuczki w max. ilości do 50 % obj., charakteryzują się bardzo niską gęstością, od 0,12 do 0,60 kg/dm^3 , i dużą odpornością na działanie ciśnienia nawet do ok 190 MPa. Dodatek do płuczki glikolowo-potasowej szklanych mikrosfer o gęstości 0,42 kg/dm^3 i odporności na działanie ciśnienia do ok. 55 MPa, w ilości 5 ÷ 40 % obj. powodował obniżenie jej gęstości w zakresie 1,04 ÷ 0,8 kg/dm^3 oraz wzrost parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji. Jak wykazały badania, 20 % obj. tych mikrosfer w płuczce to ilość, która pozwala na otrzymywanie płuczki o gęstości 0,92 kg/dm^3 , odpowiednich parametrach reologicznych i niskiej filtracji do wiercenia otworów w temperaturze ok. 120 °C i ciśnieniu ok. 50 MPa.

Drugi kierunek badań prowadzony w INiG – PIB, dotyczy opracowywania i modyfikacji składów **cieczy tzw. specjalnych**, takich jak: ciecze robocze, nadpakerowe, buforowe, przemylające oraz do likwidacji odwiertów, stosowanych do dowiercania, opróbowania, rekonstrukcji i likwidacji odwiertów oraz w procesach wymiany płuczki na ciecz nadpakerową. Do sporządzania tych cieczy o gęstości do 1,2 kg/dm^3 stosowane są sole KCl i NaCl lub ich mieszaniny. Natomiast do opracowania solanek ciężkich oraz płuczek mrówczanowych o gęstości do 2,3 kg/dm^3 , wykorzystano sole organiczne: HCOOK, HCOOCs. Jak wykazały badania, skład cieczy specjalnych i ich właściwości takie jak: gęstość, stopień czystości, kompatybilność z płynami złożowymi, zachowanie w długim okresie czasu stabilnych parametrów oraz zapobieganie uszkodzeniu przepuszczalności to podstawowe kryteria decydujące o efektywności wykonywanych zabiegów w odwiertach.

Wielostronne zalety płuczek olejowodyspersyjnych dały nowy kierunek badań płuczek wiertniczych, w wyniku których opracowano **płuczkę inwersyjną typu W/O**, o stosunku fazy olejowej do wodnej 80 : 20 [1]. Fazę olejową stanowił olej o zmniejszonej toksyczności, mieszanina emulgatorów oraz bentonit hydrofobowy, natomiast fazę wodną – 25 % roztwór CaCl_2 o pH w zakresie 3 do 11,5. Obrobiona środkiem zwilżającym charakteryzowała się odpornością na skażenia fazą stałą i związkami chemicznymi, ES powyżej 300 V, stabilnością parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji w temperaturze 20 ÷ 120 °C oraz możliwością



Rys. 1 – Ilości odzyskiwanych próbek skał ilastych



Rys. 2 – Współczynnik utraty przepuszczalności

obciążania do gęstości 2,0 kg/dm³. Opracowana w INiG – PIB płuczka inwersyjna zastosowana została do rekonstrukcji odwiertów na terenie Ukrainy przez firmę Geosintez Engineering pod nazwą WITER – II.

Wielokierunkowe prace badawcze w zakresie nowych technologii płuczkowych przyczyniły się do opracowania nowych rodzajów płuczek wiertniczych i cieczy specjalnych do różnych warunków geologiczno-złożowych i określonych prac w odwiercie. W INiG – PIB prowadzone są również intensywne prace badawcze nad zastosowaniem w składach płuczek nowych rodzajów środków chemicznych i materiałów płuczkowych.

Literatura

1. Błaz S. Badania laboratoryjne nad opracowaniem składu płuczki inwersyjnej / S. Błaz // Nafta-Gaz. – 2011. – Nr. 1. – S. 19 – 29.
2. Uliasz M. Płuczki wiertnicze z inhibitorami polimerowymi i ich oddziaływanie na przewiercane skały / M. Uliasz, J. Chudoba, Z. Herman // Prace Instytutu Nafty i Gazu. – 2006. – Nr. 139. – S. 72 – 72.
3. Uliasz M. Wpływ polimerów z I-rzędowymi grupami aminowymi na właściwości inhibitacyjne płuczki wiertniczej / M. Uliasz // Nafta-Gaz. – 2015. – Nr. 3. – S. 149 – 158.



Раптанов А. К.
Гафич И. П.
ДТЭК Нефтегаз
Лазаренко А. Г.
Саченко Г. М.
ЧАО «Нефтегаздобыча»

ПРОМЫВочНЫЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЧАО «НЕФТЕГАЗДОБЫЧА»

ЧАО «Нефтегаздобыча» – крупнейшая частная добывающая компания и для того, чтобы поддерживать этот статус, необходимо уделять особое внимание технологиям заканчивания скважин, повышению качества вскрытия и оптимизации составов промывочных жидкостей. В этих вопросах мы успешно сотрудничаем с компанией ООО «Геосинтез Инжиниринг».

Отличительная особенность бурения скважин в ЧАО «Нефтегаздобыча» – это разделение продуктивных и непродуктивных интервалов, что достигается спуском технических колонн в кровлю продуктивных горизонтов. Тогда в непродуктивной части разреза используются высокоингибированные растворы, которые позволяют быстро и без осложнений пробурить верхние неустойчивые отложения и перекрыть их, а, затем, перейти на специальные растворы для вскрытия продуктивных пластов. Такой подход позволяет минимизировать негативное влияние на коллекторские свойства пластов за счёт снижения времени контакта пласта с буровым раствором и использования специальных безвредных составов. Важный фактор – использование фильтров и устранения загрязнения пластов цементным раствором.

Основной системой для вскрытия является разработанный компанией ООО «Геосинтез Инжиниринг» биополимерный безглинистый буровой раствор Биокар. Преимущества – низкая фильтрация, почти 100 %-ная кислоторастворимость компонентов, биологическая деструкция полимеров. Как результат – хорошие показатели по продуктивности пробуренных скважин.



Второе направление использования биополимерной безглинистой системы Биокар – это жидкость для глушения при КРС. ЧАО «Нефтегаздобыча» полностью исключило применение при КРС глинистых растворов и пластовой воды.

Полимер-глинистые системы при вскрытии вынужденно применяются только в жёстких термобарических условиях – при плотности более 1500 кг/м³ и температурах свыше 150 °С. При таких условиях применение биополимерных безглинистых буровых растворов не возможно из-за превышения порога термической деструкции. ЧАО «Нефтегаздобыча» привлекло компанию ООО «Геосинтез Инжиниринг» и пробурило 2 скважины с использованием сверхтяжёлых растворов плотностью более 2300 кг/м³. Обе скважины дали высокую промысловую продукцию.

Однако, понимая перспективы бурения скважин на большие глубины, ЧАО «Нефтегаздобыча» отрабатывает технологию использования наиболее эффективных инвертных эмульсионных буровых растворов. Используется система Witer-II, разработанная в Польше и предложенная компанией ООО «Геосинтез Инжиниринг». На сегодня основные объёмы ее применения – это ремонт скважин с аномально низкими пластовыми давлениями, особенно там, где предстоят длительные и сложные работы. Применение Witer-II практически исключает поглощения при глушении скважин и минимизирует загрязнение пластов, что обеспечивает восстановление их работы даже при самом низком давлении. На сегодня отремонтировано 6 скважин с хорошими результатами. Одновременно изучается вопрос применения утяжелённых инвертно-эмульсионных систем при бурении глубоких скважин в условиях высоких давлений и температур.

Особое внимание ЧАО «Нефтегаздобыча» уделяет изучению возможности использования тяжёлых рассолов с плотностью 2000 кг/м³ и выше. Применение тяжёлых рассолов не имеет альтернативы при использовании перфорации на депрессии и применении пакерных систем в условиях АВПД. В настоящий момент ЧАО «Нефтегаздобыча» поручило компании ООО «Геосинтез Инжиниринг» изучить влияние солевых растворов на проницаемость кернов, их коррозионную активность при высоких температурах, фильтрационные и реологические свойства в пластовых условиях. Исследовательские работы близки к успешному завершению.

Сегодня ЧАО «Нефтегаздобыча» в наибольших объёмах в Украине применяет современные промывочные системы, что делает ее лидером в данном направлении. Сотрудничество с компанией ООО «Геосинтез Инжиниринг» является очень полезным и будет продолжено.





Ефимов Я. А.

Барит Майнинг ЕООД

Демянюк В. Д.

РУА ГРУП ХОЛДИНГ ЕАД

МИРОВОЙ РЫНОК БАРИТА. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ

Сульфат бария (серноокислый барий) — серноокислая соль бария, химическая формула BaSO_4 . Кристаллическое вещество, белый порошок или прозрачный кристалл, практически нерастворим в воде (растворимость 0,0015 г/л при 18 °С) и других растворителях. В природе встречается в виде минерала барита, который является основной бариевой рудой.

Применение

Часто используется при рентгеновских исследованиях желудочно-кишечного тракта как радиоконтрастное вещество, так как тяжёлые атомы бария хорошо поглощают рентгеновское излучение.

Сульфат бария является одной из составляющих смесей, используемых в качестве белых пигментов:

1. Как белый наполнитель для пластмасс:
 - смесь сульфата бария с сульфидом цинка, получаемая взаимодействием растворов сульфида бария и сульфата цинка – литопон.
2. Мелкокристаллический сульфат бария, получаемый взаимодействием осаждением сульфата натрия из раствора сульфида бария, бланфикс (фр.: Blanc fixe):
 - в качестве наполнителя для фото- и писчей бумаги, линолеума и некоторых лакокрасочных материалов (см., например, баритаж);
 - в производстве пасты для травления стекла;
 - как заместитель титановых оксидов в производстве некоторых видов пластмасс.
3. Употребляется как клеевая краска, так как нерастворим в органических растворителях. Эти белила дешевле свинцовых, в отличие от них не токсичны и не темнеют от сернистого водорода. В фотометрии применяется для окраски фотометрических шаров.
4. В виде баритового концентрата при бурении скважин для утяжеления буровых растворов.
5. В производстве бариевого карбоната для химической продукции.
6. В электрохимической промышленности при изготовлении свинцовых аккумуляторов как расширитель активной массы отрицательного электрода.
7. Протектор для рентгеновского излучения (бариевая штукатурка рентгеновских кабинетов).
8. В производстве тормозных систем (800 г на пластину).
9. В производстве некоторых огнеупорных материалов.

Производство и потребление барита в мире

Страна	тыс. тонн
Китай	100000
Казахстан	85000
Турция	35000
Индия	32000
Иран	24000
США	15000
Марокко	10000
Мексика	7000
Другие страны	67000



Запасы барита в мире

Производство барита на 2015 г.	
Страна	тыс. тонн
Китай	3000
Марокко	1080
Индия	900
США	430
Турция	310
Другие страны	1780
Всего	7500

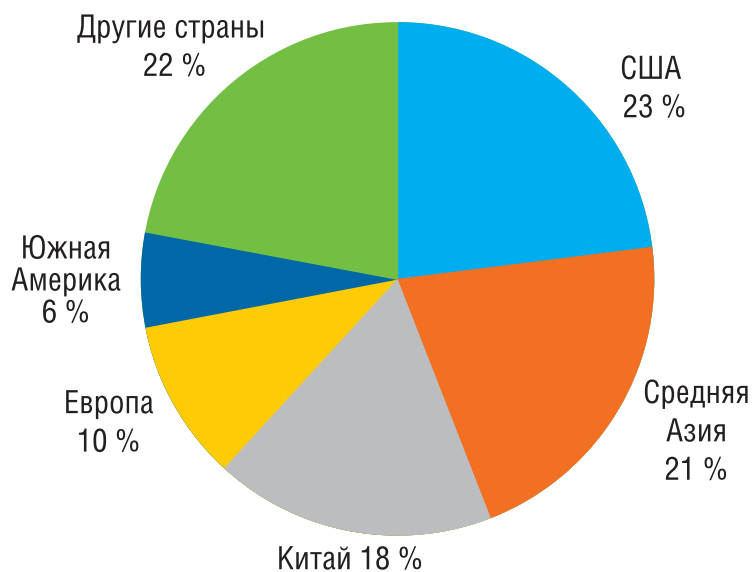


Другие:

Иран 290 000 т, Казахстан 210 000 т, Тайланд 160 000 т, Пакистан 130 000 т, Болгария 120 000 т – 10 место в мире.

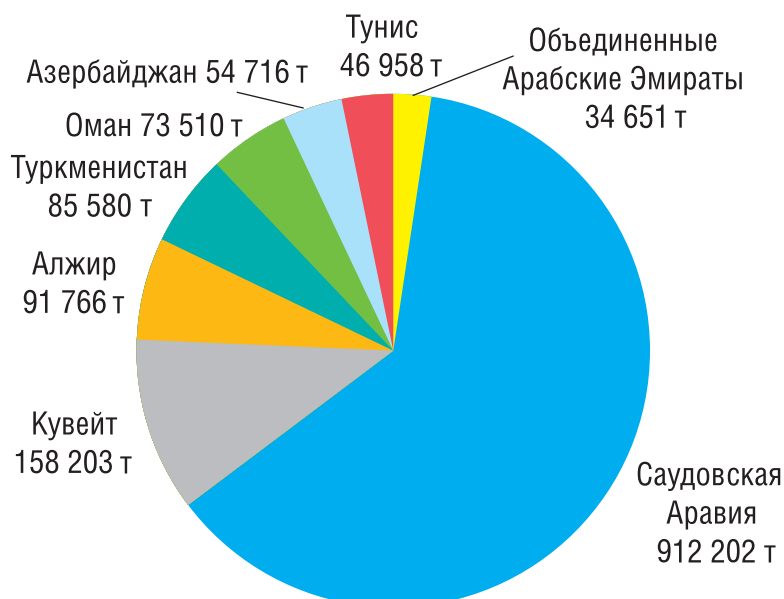
Потребление барита по отрасли

Потребление барита на 2015 г.	
Страна	тыс. тонн
США	1910
Средняя Азия	1650
Китай	1450
Европа	780
Южная Америка	470
Другие страны	1740
Всего	8000



Нефтяная промышленность	Химическая промышленность	Наполнители	Другое
80 %	10 %	9 %	1 %

Потребление – Ближний Восток и Центральная Азия



Тенденция роста импорта барита с 2011 по 2015 гг.

- Саудовская Аравия увеличила импорт с 334 874 т до 912 202 т;
- Кувейт с 16 972 т до 158 203 т;
- Оман с 13 534 т до 73 510 т.

Мировое потребление Барита в 2015 г составляло 8 миллион тонн, из них 93 % как следует:

США	1 910 000 т
Бл. Восток (вверху)	1 650 000 т
Китай	1 450 000 т
Европа	780 000 т
Ю. Америка	470 000 т
Россия / СНГ	380 000 т
Индия	350 000 т
Африка	340 000 т
Иран	250 000 т

Качество барита

В августе 2010 года Американский Нефтяной Институт (АНИ) в дополнение к стандартному классу барита (SG 4.2) представил новый класс барита (SG 4.1). Целью было не заменить стандарт, а предоставить потребителю выбор, какой материал использовать. Это изменение было вызвано отчасти нехваткой барита класса SG 4.2 в то время.

При выборе барита основным критерием является наличие в его составе тяжёлых металлов. Несмотря на то, что стандартом АНИ содержание тяжёлых металлов не регламентируется, буровые компании при выборе барита начали акцентировать внимание на их содержание, в частности, ртути ($Hg < 1 \text{ ppm}$) и кадмия ($Cd < 3 \text{ ppm}$).

Страны Среднего Востока с каждым годом устанавливают более строгие экологические нормы и регламентируют сброс тяжёлых металлов в окружающую среду.

Группа компаний «РУА»

Группа компаний «РУА» – частная холдинговая компания. В состав холдинга входят предприятия, которые производят продукцию для металлургии, химии и нефтесервиса. Мы являемся самым большим в Европейском союзе производителем баритного концентрата и на 10-ой позиции в мировой классификации – больше чем 100 тыс. т/год и самого высокого качества с содержанием чистого барита минимум 95 %. Группа компаний «РУА» – член Международной Баритной Ассоциации.

Нашими клиентами долгие годы являются такие лидеры мировой химической и нефтегазовой отрасли как Solvay, Halliburton, Schlumberger, Sibelco.

Баритный концентрат добывается из нашего собственного сырья из Кремиковского рудника флотационным способом. Наш продукт отличается одним из самых лучших в мире качественных показателей. Компания владеет 45-летним запасом руды для производства барита.

Технические параметры нашего продукта:

1. Химический барит

BaSO ₄	– min 96,00 %
SrSO ₄	– max 1,70 %
SiO ₂ + Fe ₂ O ₃	– max 1,40 %
Al ₂ O ₃	– max 0,15 %
CaO	– max 0,20 %
Влажность	– max 8 %

2. Барит для бурения

BaSO ₄	свыше 94 %
Плотность	4,35 г/см ³
Размер	0,074 mm – max 3 % 0,006 mm – max 30 %
Влажность	max 1 %

3. Барит пудра

BaSO ₄	свыше 94 %
Плотность	4,35 г/см ³
Размер	0 – 25 – 100 %
Влажность	max 1 %

4. Объем производства

Месячный	10 тыс. т
Годовой	110 – 120 тыс. т

5. Упаковка

Навалом
В биг-бэгах по 1,5 т

6. Транспорт

По морю	– навалом – с порта Бургас, Болгария – в биг-бэгах в 20 контейнерах
По р. Дунай	– на баржах по 1000 - 2000 т
По железной дороге/авто	

7. Таможенный код – 25 11 10 0000

REACH регулирование

Вышеуказанный баритный концентрат — минеральный продукт, не подлежащий регистрации под REACH регулирования. Флотационный барит (BaSO₄), произведенный в Болгарии, имеет CAS № 13462-86-7 и EINECS № 236-664-5 находящийся в т. 7 приложения V от Директивы (EU) 1907/2006.



Романів М. М.
Ляменков С. В.
БУ «Укрбургаз»

ДОСВІД СПІВПРАЦІ БУ «УКРБУРГАЗ» ІЗ СЕРВІСНИМИ ПІДПРИЄМСТВАМИ З БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Нашу доповідь хочемо почати з того, що ще не так давно можна було почути думку про те, що тонкого підходу при розкритті продуктивних горизонтів потребують лише нафтові свердловини, а газові свердловини в зв'язку з високою проникністю газу такого підходу не потребують. Досвід буріння свердловини 10 Кобзівського ГКР, де вперше на газовому родовищі було застосовано безглинистий біополімерний буровий розчин і показана помилковість такої думки. Можна навіть сказати, що саме завдяки застосуванню цього бурового розчину на Кобзівському родовищі в 2004 році було отримано промисловий приплив газу, після чого на родовищі почалися масштабні роботи з будівництва свердловин, які продовжуються до теперішнього часу.

Після успішного застосування біополімерного бурового розчину на Кобзівському родовищі в подальшому цей досвід було з успіхом розповсюджено на Хрестищенське та інші родовища.

На доцільність використання біополімерних бурових розчинів фахівців БУ «Укрбургаз» наштовхнув досвід застосування біополімерної безглинистої системи для буріння горизонтальної ділянки на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі, де для приготування і сервісного супроводу була залучена компанія «M-I Swaco».

А загалом, досвід співпраці БУ «Укрбургаз» із сервісними компаніями з бурових розчинів бере свій початок в 1996 році з свердловини 800 Шебелинського ГКР. Для вирішення проблем, пов'язаних з стійкістю стінок та термостабільністю бурового розчину, на даній свердловині була залучена компанія «KEM-TROH».

Наступним кроком у даному напрямку було залучення в 1997 р. компанії «M-I Drilling Fluids», сьогодні це «M-I Swaco», для вирішення проблем, пов'язаних з стійкістю стінок свердловини на свердловині 121 Ново-Українського ГКР. Крім того, ця компанія була залучена з метою розробки рецептури бурового розчину для вирішення проблем, пов'язаних з бурінням в умовах аномально високих тисків і температур на Комишевахському ГКР. Третім і, на жаль, на довгий час останнім кроком у даному напрямку було залучення з 2004 – 2006 рр. компанії M-I Swaco для буріння горизонтальних ділянок свердловин 152, 153 і 154 Яблунівського ГКР.

Оскільки названі компанії входять до складу провідних світових, та досвід роботи з ними, навіть на сьогоднішній день, важко переоцінити.

Співпраця з даними компаніями познайомила фахівців з бурових розчинів БУ «Укрбургаз» з сучасними системами бурових розчинів, призначеними для буріння в тих чи інших умовах, приладами та обладнанням для контролю параметрів промивальних рідин, новими хімічними реагентами.

Було налагоджено навчання працівників БУ «Укрбургаз» навикам вимірювань параметрів бурових розчинів на обладнанні OFITE за стандартами API. І що, на нашу думку, саме головне, було отримано досвід сучасного підходу до вирішення тих чи інших проблем, пов'язаних з бурінням свердловин, в тому числі і розкритті продуктивних горизонтів, особливо в умовах АНПТ.

З 2006 року до теперішнього часу майже весь об'єм робіт БУ «Укрбургаз» здійснювався власними силами. Компанія переживала не найкращі часи. Обладнання не модернізувалося, темпи буріння та видобутку вуглеводнів знижувалися. Сервісні компанії на свердловини БУ «Укрбургаз» не залучалися.

Зараз в ПАТ «Укргазвидобування» і БУ «Укрбургаз» відбуваються зміни і реформування. Керівництво компаніями очолили нові люди, які вибрали нові напрямки розвитку. БУ «Укрбургаз» дозволили залучати до роботи приватні сервісні компанії. Такий підхід дозволить значно підвищити швидкість буріння та наростити приріст видобутку вуглеводнів.

В 2016 році ПАТ «Укргазвидобування» та її філія БУ «Укрбургаз» з метою впровадження сучасних технологічних рішень при бурінні свердловин почали залучати приватні сервісні компанії. Вже є перші результати такої співпраці.

Вибір компаній підрядників проводиться через відкриті тендерні процедури. Технічні вимоги до бурових розчинів виставляє Замовник. Серед іншого це: сертифікація бурових розчинів «УкрНДІгазом», вимірювання параметрів за стандартами API, суворі відповідності параметрів розчину вимогам проекту, наявність запасу хімічних реагентів на свердловині, досвід роботи в галузі сервісів бурових розчинів тощо.

На одному з таких тендерів компанія «Геосинтез Інженіринг» виявилася переможцем з сервісу бурових розчинів на свердловині 166 Мелихівського газоконденсатного родовища, де передбачалося розкриття продуктивної зони із використанням біополімерного безглинистого бурового розчину в інтервалі 2950 – 3660 м з наступним перекриттям 168-мм експлуатаційною обсадною колоною та інтервалу 3660 – 3900 м, що перекривається 139,7-мм хвостовиком. Проектна густина бурового розчину 1120 кг/м³.

Роботи розпочалися 13.12.2016 р. і на сьогоднішній день пробурено перший інтервал та опущена перша секція експлуатаційної колони. За результатами аналізу витрат виробничого часу, навіть в умовах не повного використання гідравлічної потужності насосів, встановлено різке зростання механічної швидкості буріння в 4,8 рази.

На свердловині були відсутні будь-які прояви зменшення стійкості гірських порід. Це забезпечило вільний рух інструменту по стволу та відсутність проробок. Характерними є успішні ловильні роботи після зламу бурильного інструменту. Зламана частина КНБК була піднята за один рейс.

Слід відзначити оперативне реагування технологічної служби компанії «Геосинтез Інженіринг» при виникненні нестандартних ситуацій. Так, в процесі буріння свердловини виникло газопроявлення, яке змусило підвищити густину бурового розчину понад проектну. Така операція була проведена у найкоротший термін, що дозволило уникнути ускладнень. При цьому для обважнення використано тільки кислоторозчинний мрамор, що забезпечило збереження колекторських властивостей продуктивних пластів.

Ще одним позитивним моментом є те, що працюючи поруч з фахівцями сервісних компаній, фахівці БУ «Укрбургаз», які пов'язані з буровими розчинами, здобувають досвід контролю параметрів розчину за міжнародними стандартами, та навички роботи на сучасному лабораторному обладнанні.

Досвід роботи з компанією «Геосинтез Інженіринг» є позитивним, що вказує на великі перспективи залучання приватних сервісних компаній для розвитку буріння в Україні.





Хочу також зазначити, що в 2017 році БУ «Укрбургаз» планує вести будівництво свердловин на 76-ти родовищах і площах. Планове завдання БУ «Укрбургаз» на 2017 рік складає 240 тис. метрів. Це досить великий об'єм робіт, виконання якого потребує значних зусиль, великої кількості матеріалів, а також значного досвіду і фахових знань його виконавців.

При будівництві свердловин фахівцям БУ «Укрбургаз» приходится стикатися з різноманітними складними умовами, основними з яких є:

– буріння у схильних до пластичної течії відкладах (Машівське, Сх. Полтавське, Кобзівське,

Ланнівське, Хрестищенське ГКР);

- буріння в умовах АНПТ (в першу чергу Шебелинське, а також Мелихівське, Єфремівське, Кегичівське та Опішнянське ГКР);
- буріння в несумісних (за пластовими тисками) умовах (Березівське, Котелівське, Гадяцьке, Валюхівське ГКР);
- буріння в умовах аномально високих пластових тисків і температур (Камишнянське, Веснянське, Березівське, Семенцівське, Котелівське, Безпалівське, Степове, Гарсєванівське ГКР);
- буріння залягаючих під великим кутом схильних до руйнування порід (Ланнівське, Кобзівське, Мелихівське та Єфремівське ГКР).

Як Ви встигли, напевно, замітити, на деяких родовищах перетинаються одночасно декілька складних умов буріння.

За багато років роботи фахівцями БУ «Укрбургаз» накопичений досвід для успішного буріння у складних умовах. Тому, користуючись нагодою, запрошую всіх присутніх на цій конференції фахівців, які володіють сучасними технологіями і позитивним досвідом роботи у даних умовах, прийняти участь у тендерах на сервісні послуги з бурових розчинів, які проводяться і планується провести у 2017 році в ПАТ «Укргазвидобування» і БУ «Укрбургаз».



Гафич І. П.

ТОВ «ДТЕК НАФТОГАЗ»

Дорошенко О. С.

Куцолап А. М.

Ігнаточкіна Ю. Б.

ПрАТ «Нафтогазвидобування»

ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ БЕЗГЛИНИСТИХ БІОПОЛІМЕРНИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН БІОКАР® ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ З НИЗЬКИМИ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ

Буріння нафтогазових свердловин в умовах низьких (в процесі природного виснаження під час розробки) пластових тисків призводить до порушення природної рівноваги флюїдонасичення продуктивних пластів. Внаслідок проникнення фільтрату та твердої фази промивальних чи технологічних рідин змінюється характер насичення порового простору порід, відбуваються процеси, які зумовлені фізико-хімічною взаємодією бурових розчинів з породою і пластовими флюїдами, що значною мірою погіршує фільтраційні властивості порід у привибійній зоні пласта.

Вплив промивальних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір колектору фільтрату і дисперсної фази, набуханням глинистого цементу, утворенням твердих осадів та емульсій під час взаємодії з пластовими флюїдами, зменшенням ефективного об'єму пор. Все це, як відомо, призводить до погіршення продуктивних характеристик свердловин та, як наслідок, недоосвоєння природного потенціалу.

Не менш важливим завданням також є вибір засобів та способів для відновлення до початкового рівня і покращення фільтраційних властивостей порід, забруднених технологічними рідинами.

Збереження природних продуктивних властивостей пластів, пов'язане з необхідністю поліпшення якості як первинного розкриття, так і ремонту та відновлення свердловин, призвело до пошуку альтернатив глинистим розчинам. Таким рішенням на сьогодні ПрАТ «Нафтогазвидобування» обрало застосування безглинистих біополімерних промивальних рідин БІОКАР при бурінні свердловин на Семиренківському ГКР.

Важливою відмінністю застосування систем з карбонатним наповнювачем (обважнювачем) є результативність проведення в подальшому геолого-технічних заходів, спрямованих на інтенсифікацію видобутку шляхом соляно-кислотних обробок, ефективність яких в теригенних колекторах з незначним вмістом карбонатного цементу є досить низькою, особливо в умовах високих температур та низьких фільтраційно-ємнісних характеристик пласта.

Задля вивчення вищеописаних проблем спеціалістами ПрАТ «Нафтогазвидобування» розроблено та реалізовано програму досліджень з метою оцінки впливу технологічних рідин на проникливість

низькопористих теригенних колекторів з каоліновим цементом в умовах, наближених до пластових.

Для проведення робіт було обрано 10 зразків керну свердловин Семиренківського ГКР в інтервалі 5650,0 – 5700,0 м з пористістю від 7,0 до 9,5 % [1]. Дослідження проводилось в лабораторії ДП «Укрнаукагеоцентр» на установці УДПКПУ, що дозволяє моделювати пластові умови ($P_{пл} = 30$ МПа, $T = 140$ °С) та перепади тисків (репресію на пласт) до 40 МПа.

Зокрема, серед результатів варто відмітити, що після 4 год витримки і подальшого прокачування рідини БЮКАР в напрямку свердловина – пласт, проникність досліджуваних зразків керну знизилася в середньому до 40 % від початкової. А після моделювання процесу інтенсифікації шляхом прокачування кислотної композиції, проникність системи пласт – свердловина відновлювалась до 90 % від початкової. Для інших промивальних рідин, включаючи РБО, даний показник не перевищував 40 – 60 %.

Лабораторні дослідження підтверджують застосування промивальних рідин в промислових умовах. Так, в свердловині 52 Семиренківського ГКР з пісковиків пористістю 7 – 9 %, розкритих бурінням на облегованій промивальній системі БЮКАР густиною 1,15 г/см³, при випробуванні отримано початковий дебіт газу 257 тис. м³/добу. Після проведення комплексу заходів з відновлення проникності привибійної зони пласта, котрі базувалися на результатах кернових досліджень, отримано приріст дебіту до значення добового видобутку газу 307 тис. м³/добу, що відповідає аналітичним оцінкам природного потенціалу пласта.

Наступними впровадженням, з огляду на несумісність пластових тисків при розкритті продуктивних горизонтів об'єктів розробки Семиренківського ГКР, стала зміна традиційної для умов родовища конструкції свердловин. Так, перехід від типової конструкції, коли перекриття всього продуктивного

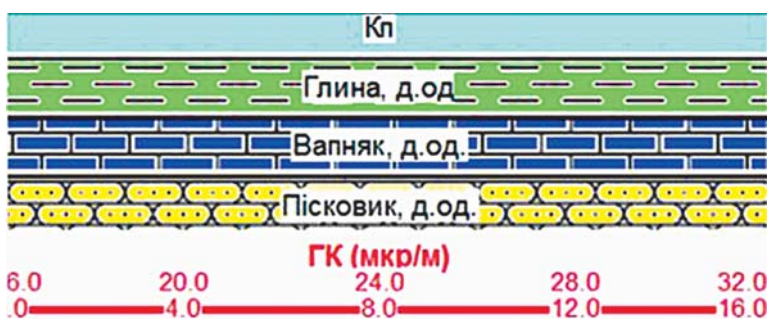


Рис. 2 – Умовні позначення

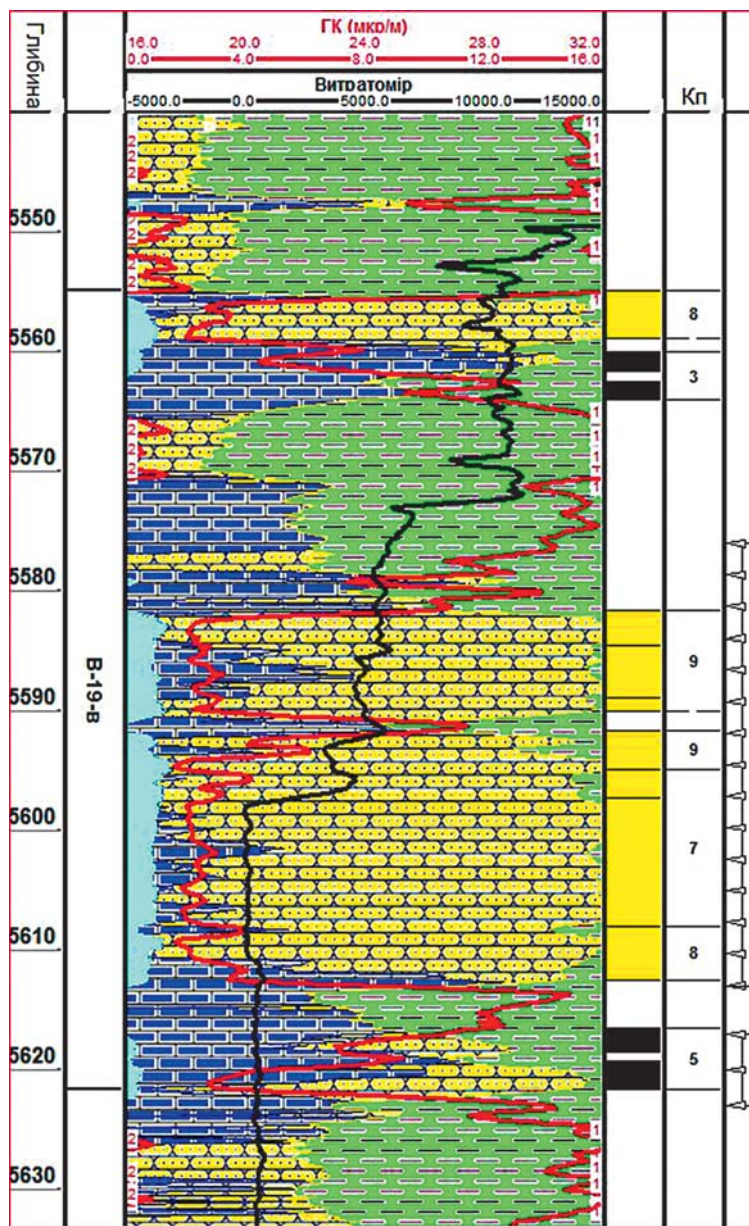


Рис. 1 – Зведена діаграма літології, ГК та витратометрії в свердловині № 21 Семиренківського ГКР

розрізу здійснювалось однією колоною, до конструкції із хвостовиком, яка передбачає розмежування горизонтів з різними пластовими тисками, дозволив мінімізувати вплив промивальної рідини при розкритті цільового горизонту за рахунок вибору густини бурового розчину і відповідного зменшення репресії в умовах зниженої енергетики

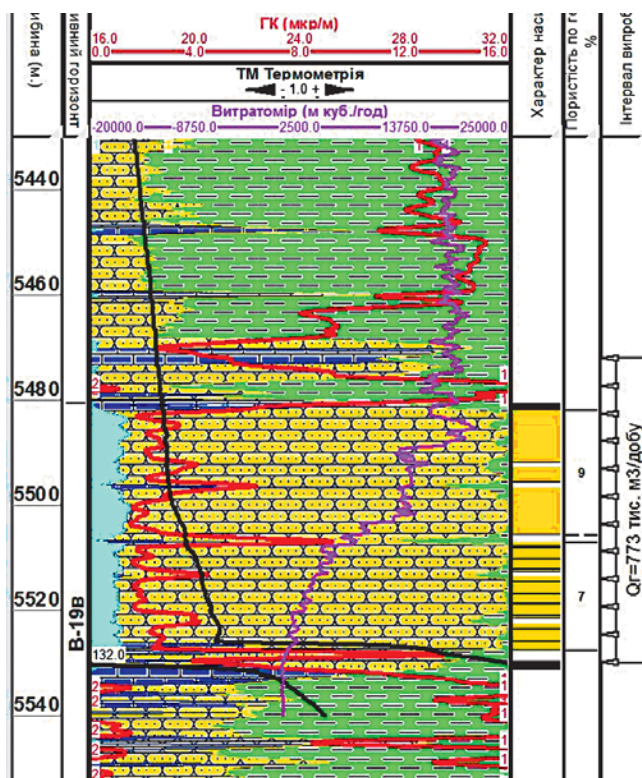


Рис. 3.а — Фрагмент зведеної діаграми термометрії та витратометрії в св. 67 Семиренківського ГКР

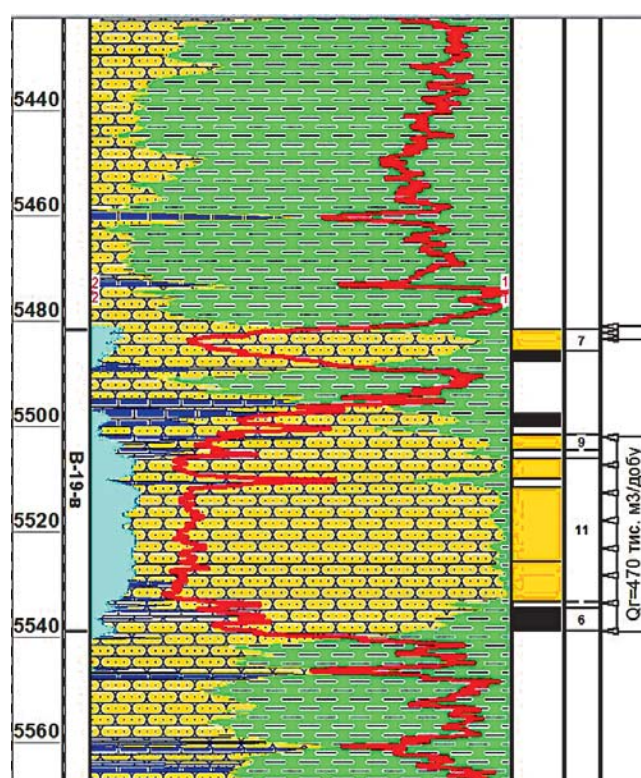


Рис. 3.б — Фрагмент зведеної діаграми ГК, літології та ФЄВ — св. 16 Семиренківського ГКР

пласта в процесі розробки. З метою мінімізації проникнення фільтрату бурового розчину в пласт в нього вводили кислоторозчинні кольтанти, обсяг яких коригувався за розрахунками допустимих репресій, що створюються під час буріння.

Застосування вищезазначених геолого-технічних заходів в умовах дефіциту пластового тиску на рівні 50 – 60 % від початкового дозволило отримати дебїти значно вищі за аналогічні в свердловинах, пробурених на початковому етапі освоєння родовища при подібності характеристик пластів.

Порівняльний аналіз фактичних дебїтів свердловин вказує на вагоме приращення середньодобового дебїту вуглеводневої продукції з свердловин, пробурених із застосуванням безглинистих промивальних рідин, у порівнянні з свердловинами «старого» фонду, буріння яких здійснювалось на глинистих чи полімер-глинистих бурових розчинах. Такий аналіз, у поєднанні з інтерпретацією даних ГДС відкритого стовбуру [2] та даними промислової геофізики, є

підтвердженням того, що, навіть в умовах дефіциту пластового тиску, правильний підбір складу і параметрів бурового розчину дозволяють «підключити в роботу» пропластки з коефіцієнтом пористості 7,5 – 8,5 %, які за даними ГДС-контролю не характеризувались як флюїдовіддаючі в «старих» свердловинах [3].

За даними витратометрії поступлення флюїду з пласта, складеного чергуванням пісковиків середньою пористістю 7 – 8 %, відсутнє.

Так, в свердловині 67 Семиренківського ГКР, пробуреної як дублер свердловини 16, з продуктивного пласта горизонту В-19,

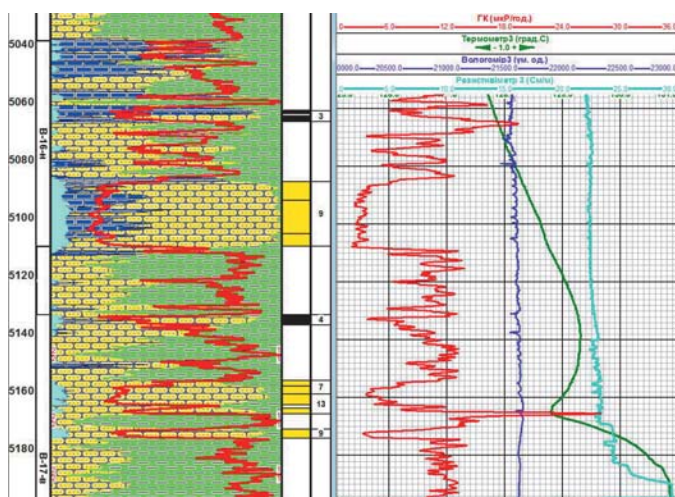


Рис. 4 — Зведена діаграма — свердловина 16 Семиренківського ГКР

складеного чергуванням пісковиків пористістю 7 – 9 % (рис. 3.а), буріння якого проводилось на облегшеному буровому розчині БІОКАР густиною 1,14 – 1,16 г/см³, отримано промисловий приплив газу дебітом 773 тис. м³/добу проти 470 тис. м³/добу, отриманих при випробуванні свердловини 16, де первинне розкриття пласта-колектора, що характеризується кращими фільтраційно-ємнісними властивостями $K_p = 9 - 11 \%$ (рис. 3 б), проводилось з використанням полімер-калієвого бурового розчину густиною до 1,24 г/см³.

В тій же свердловині 16 Семиренківського ГКР з пластів горизонту В-16н і В-17в, що характеризуються K_p в межах 8 – 9 %, промислового притоку вуглеводнів взагалі не отримано, що підтверджується в тому числі даними ГДС-контролю (рис. 4).

Висновки

1. Перехід на застосування безглинистих біополімерних промивальних рідин при розкритті продуктивних горизонтів дозволив знизити граничне значення пористості «колектор-неколектор» з 9 – 10 до 8,0 – 8,5 %.
2. Підбір параметрів бурового розчину в умовах значних глибин і понижених пластових тисків дозволив «включити» в роботу колектори з $K_p = 7,5 - 8 \%$.
3. Впровадження комплексу заходів з відновлення ФЄВ ПЗП після буріння забезпечує роботу ущільнених пісковиків з $K_p = 6,5 - 7 \%$.

В цілому це дозволило збільшити в середньому на 30 % ефективну товщину об'єктів експлуатації, підвищити середній дебіт свердловин на 20 %, і, залучивши таким чином до розробки раніше не працюючі пласти, на 25 % підвищити величину видобувних запасів родовища.

Література

1. Дослідження впливу промивальних рідин на колекторські властивості зразків керну та пошук оптимальної рідини для проведення інтенсифікаційних робіт по відновленню проникності породи-колектору горизонту В-19 Семиренківського ГКР: Звіт / І. Щербина та ін. – Полтава, ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР», 2016.
2. Аналіз геолого-геофізичних матеріалів з метою уточнення геологічної будови Семиренківського родовища: Звіт / Х.Улітко та ін. – Полтава, ДП «Полтава РГП», 2003.
3. Геолого-економічна оцінка Семиренківського газоконденсатного родовища, включаючи Олєфірівський та Романівський блоки: Звіт / І.Кравченко. – Чернігів, ТОВ «ДБЦ НАФТОГАЗ», 2013.



Іванків О. О.

Світлицький В. М.

Хомин В. Б.

ТОВ «НВЦ «Актуальні нафтогазові технології»

ТЕХНОЛОГІЯ СИНЕРГЕТИЧНОЇ ТЕРМОБАРОДИФУЗІЇ

Технологія синергетичної термобародифузії (СТБД) призначена для інтенсифікації видобування нафти і газу зі свердловин, привибійна зона пласта (ПЗП) яких закольматована в процесі їх розкриття, освоєння або експлуатації.

Технологію СТБД застосовують:

- для реанімації старих видобувних свердловин;
- збільшення продуктивності нових свердловин;
- підвищення приймальності нагнітальних свердловин.

Технологія базується на поєднанні високошвидкісної зміни температури в ПЗП з одночасним віброхвильовим і дифузійним впливом на пласт.

Реалізація технології передбачає закачування на вибій спеціальної активної рідини для здійснення дифузійного термoeфекту з наступною активацією хвильового тиску (бародифузії) пристроєм, що занурюють у робочу рідину на вибої за допомогою геофізичного кабеля.

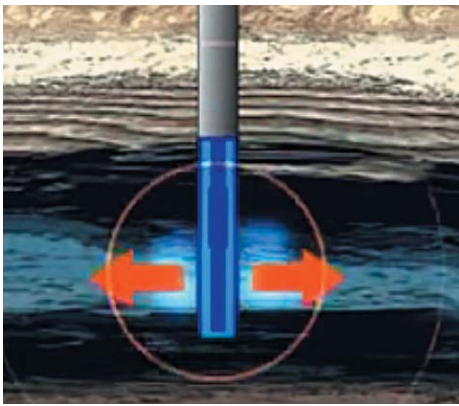
Концентрація напружень у зоні масиву викликається тепловим і віброхвильовим ударом, при якому відбувається механічне руйнування гірської породи і дифузійне проникнення активних компонентів розчину в порові канали пласта.



При реалізації технології відбуваються незворотні процеси переносу термохвильової енергії в неоднорідних породах пласта внаслідок взаємодії рухомих мікрочастинок і молекулярних радикалів.

Все це призводить до зміни розмірів порових і тріщинних каналів фільтрації, сприяючи зменшенню внутрішнього тертя флюїду за рахунок дифузійних сил активних компонентів при наявності градієнтів їх концентрацій.

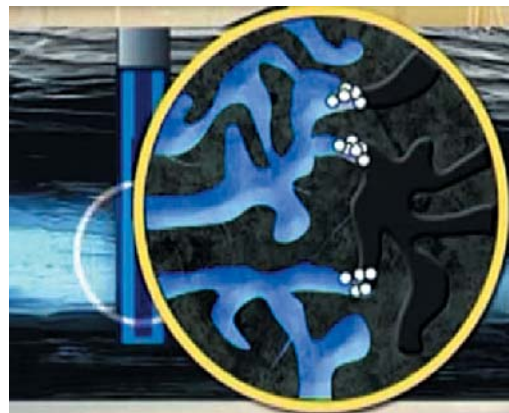
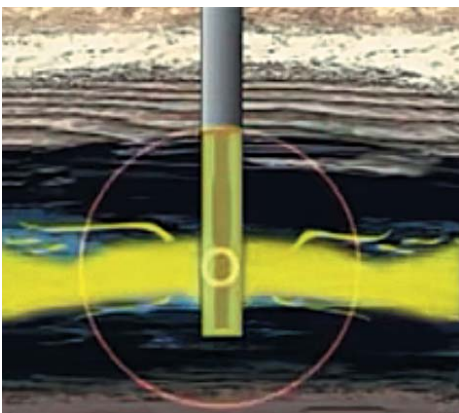
Реалізована технологія за рахунок дії градієнтів хвильового тиску (бародифузії) і температури (термодифузії), а також перенесення енергії під дією градієнтів концентрацій компонентів суміші



(дифузний термoeфект) відноситься до перехресних процесів, в яких градієнт однієї фізичної величини викликає безповоротну зміну іншої.

З огляду на те, що ліквідувати колюментацію порового простору через повільну дифузію колоїдних частинок досить важко, на відміну від дифузії молекул істинного розчину, пропонується технологія, у відповідності до молекулярно-кінетичної теорії руху частинок, сприяє швидкому руху колюмента в сторону зменшення концентрації.

Таким чином, очищення пласта забезпечується видаленням колоїдних забруднювачів з ПЗП у свердловину і виносом їх на поверхню.



В процесі проведення технологічного процесу:

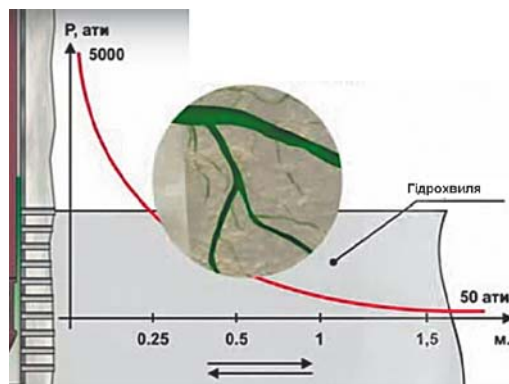
- в породах, що складають ПЗП, утворюються тріщини;

- відбувається розширення існуючих порових і перфораційних каналів;

- змінюються фільтраційні і фізико-хімічні властивості колектора, виникає полімасив тріщин розриву в ПЗП, формування якого підсилюють вібрації.

Все це, у кінцевому підсумку, призводить до різкого збільшення дебіту нафти і газу.

Приплив вуглеводнів після обробки свердловин за технологією СТБД зростає іноді у кілька разів з тривалістю ефекту до декількох років.





Мислюк М. А.

Долик Р. М.

Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу

ВИБІР ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СВЕРДЛОВИН

У сучасних технологіях розробки нафтових і газових родовищ широко застосовують буріння похило скерованих свердловин, траєкторія яких включає ділянки стовбура зі стабілізованими (в т. ч. умовно вертикальними) і змінними параметрами викривлення. Якість стовбура свердловин характеризується геометричними параметрами траєкторії (зенітний та азимутальний кути викривлення, інтенсивність викривлення, радіус кривизни), формою і діаметром поперечного перерізу, залежить від геологічних, технічних і технологічних факторів та оказує вагомий вплив на ефективність спорудження та подальшої експлуатації свердловин [1– 3].

Загальна задача вибору технологічних рішень

Буріння стабілізованих ділянок включає низку технологічних операцій, серед яких найбільш важливі рішення стосуються поглиблення свердловини. Поєднання складових (склад і властивості бурового розчину, тип долота, спосіб і режим буріння, компоновка низу бурильної колони та ін.) визначають сукупність альтернативних технологічних рішень у заданих умовах.

Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин в класі $\mathfrak{A}$ конкурентних альтернатив формалізовано у вигляді задачі оптимізації [4]

$$\begin{cases} K_l(p^v) \rightarrow \min, l \in L, v \in \mathfrak{A}, p^v \in D^v; \\ \varphi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де $K_l(p^v)$ – локальний критерій оптимальності в класі L ; p^v – вектор параметрів технології буріння для v -ої альтернативи; D^v – область визначення параметрів p^v ; $\varphi(p^v)$ – система обмежень на параметри технології.

Особливість задачі (1) полягає у попередньому виборі із заданого класу L локального критерію $K_l(p^v)$, який для заданих умов найкраще відповідає глобальному критерію оптимальності [4]. У даному випадку клас L може включати, наприклад, критерії вартості $K_1(p^v)$, часу $K_2(p^v)$ буріння стабілізованої ділянки свердловини та інші. Система $\varphi(p^v)$ визначає технічні та технологічні обмеження на параметри, в тому числі і для забезпечення якості свердловини.

Використання моделі (1) для вибору технологічних рішень при бурінні стабілізованих ділянок свердловини зв'язано із певними труднощами. Це зумовлено різноманітністю альтернативних технологій і проблемами інформаційного забезпечення задачі (локальні критерії, система

обмежень). Останні можуть бути вирішені на основі аналізу промислових даних, результатів лабораторних і промислових досліджень, експертних процедур.

Для вибору оптимальних параметрів p_*^{v*} технології буріння стабілізованої ділянки свердловини використано послідовність моделей прийняття рішень виду (1) [5], тобто декомпозицію моделі (1) застосовано для вибору складу і властивостей бурового розчину, типу долота і режиму буріння, компоновки низу бурильної колони (КНБК) та ін. У кожній q -й моделі застосовують відповідні (причому різні) класи L_q локальних критеріїв оптимальності і систем обмеження $\varphi_q(p^v)$, а у кожній наступній моделі використовують оптимальні параметри p_*^v для попередніх моделей.

Алгоритм розв'язку

У загальному випадку процедура побудови розв'язку задачі (1) зводиться до пошуку оптимальних параметрів p_*^v для кожної альтернативи $v \in \mathcal{V}$, а потім із умови

$$\min_v K_q(p_*^v) \Rightarrow (v_*, p_*^{v*}) \quad (2)$$

визначають оптимальну технологію v_* та її параметри p_*^{v*} . Відзначимо, що критерії $K_1(p^v)$ або $K_2(p^v)$ у поєднанні з системою обмежень $\varphi(p^v)$ забезпечують вибір технологічних рішень з допомогою (2) для досягнення високих техніко-економічних показників буріння і якості стовбура стабілізованих ділянок свердловин [5].

В [6] наведено модель вибору оптимальної рецептури бурового розчину у вигляді (1) для розкриття продуктивних пластів, клас L_q можливих локальних критеріїв оптимальності, описано принципи формування альтернативних рецептур $\mathcal{V}_q$ і системи обмежень φ_q . Останні відображають якість розкриття продуктивних пластів і, частково, стовбура свердловини.

В [7] на основі результатів промислових досліджень і аналізу даних про показники роботи доліт у подібних геологічних умовах буріння запропоновано різні варіанти моделей (1) вибору оптимальних параметрів режиму буріння і типів доліт. У даному випадку клас L_q включає критерії вартості $K_1(p^v)$ і часу $K_2(p^v)$ буріння стабілізованої ділянки свердловини, в системі φ_q враховується, зокрема, обмеження на продуктивність бурових насосів з метою збереження ерозійної стійкості стінок свердловини.

Принципи вибору КНБК з опорно-центрувальними елементами (ОЦЕ) для буріння стабілізованих ділянок свердловин наведено в [5,7]. Клас L_q включає статичний (поперечна сила F_d на долоті) і динамічний (відношення амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони α_{OBT} до долота α_d) критерії оптимальності. В системі φ_q передбачено обмеження на геометричні параметри КНБК, їх статичні (поперечна сила на долоті і реакції R_i на ОЦЕ) або динамічні характеристики, умова стабілізації параметрів траєкторії свердловини та ін. Модель допускає вибір одної або декількох КНБК для ефективного буріння стабілізованої ділянки свердловини, що може бути зумовлено прийнятими технологічними рішеннями на попередніх етапах (наприклад, типом долота і параметрами режиму буріння).

До важливих вимог для вибору КНБК відноситься аналіз і керування ризиками, які пов'язані з інформаційною невизначеністю про геометричні параметри траєкторії, параметри режиму буріння, наявності локальних каверн та інших випадкових факторів.

Аналіз промислових даних

Реалізація моделі (1) вимагає інформації про залежність критеріїв L_q та системи φ_q обмежень від параметрів p^v технологічних рішень для буріння стабілізованої ділянок свердловин. Очевидно, що така інформація може бути одержана на основі аналізу та обробки промислових даних у подібних геологічних умовах буріння. На прикладі

промислових даних буріння стабілізованих ділянок свердловин на Семиренківському газоконденсатному родовищі (ГКР) [8] показано деякі особливості побудови елементів моделі (1).

Семиренківське ГКР розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини у межах північно-західного продовження Солохівсько-Диканського структурного валу. Розробка Семиренківського ГКР здійснюється бурінням вертикальних та похило-скерованих свердловин глибиною 5700 – 6750 м. Залежно від умов застосовуються такі конструкції свердловин: 426 x 324 x 245 x 194 (хвостовик) x 168 / 140 мм, 473 x 340 x 245 (хвостовик) x 178 / 168 x 127 (фільтр-хвостовик) мм. Буріння стабілізованих ділянок на аналізованих свердловинах 17, 71 і 73 велось роторним способом із застосуванням трьохшарошкових доліт та доліт PDC.

У [8] наведено загальну інформацію про бурові розчини, КНБК, режими буріння, показники відробки доліт і якості стовбура свердловини, а також статичні (поперечна сила на долоті, реакції на ОЦЕ, відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини) і динамічні (крива розподілу відношень амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони $a_{обт}/a_d$) характеристики КНБК з допомогою моделі для плоскої розрахункової схеми [7]. Аналіз характеристик, зокрема, свідчить, що у більшості випадків КНБК належать до динамічно нестійких. Це дозволяє обґрунтувати вибір ефективних КНБК для буріння відповідних ділянок свердловин.

Для оцінки якості стовбура свердловини використано показники кутів та інтенсивності викривлення, форми поперечного перерізу і коефіцієнту кавернозності свердловини. На основі промислових даних відзначено можливість побудови оцінок впливу бурових розчинів на якість стовбура свердловини. Якість кріплення свердловини оцінено за даними АКЦ з допомогою методики «ВНИИКРнефть» [9,10].

Це дає змогу побудувати статистичні моделі для критеріїв L_q декомпозиції задачі (1), а також обґрунтувати систему обмежень на параметри p^v технологій буріння з метою забезпечення якості стовбура свердловини.

Фрагменти вибору технологічних рішень

Розглянемо вибір КНБК для буріння 311,1-мм долотами вертикальної ділянки в інтервалі 2200-2455 м свердловини 73 Семиренківського ГКР. Задачу пошуку її оптимального варіанту формалізовано із урахуванням поліфункціональних вимог у вигляді статистичної моделі прийняття рішень [5,8]

$$\begin{cases} R(p^v) \rightarrow \min, v \in \mathfrak{V}, p^v \in D^v; \\ \varphi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (3)$$

де $R(p^v)$ – функція ризику v -ої КНБК із класу альтернатив $\mathfrak{V}$.

Клас $\mathfrak{V}$ альтернативних варіантів сформовано для КНБК, що включають 3 і 4 повнорозмірних ОЦЕ. Система $\varphi(p^v)$ включає обмеження на режимні параметри, статичні та динамічні характеристики КНБК. Модель (3) враховує інформаційну невизначеність зенітного кута ($\alpha = 0 - 3^\circ$) викривлення свердловини, параметрів режиму буріння (осьове навантаження $G = 70 - 100$ кН, частота обертання $\omega = 70 - 100$ хв⁻¹), координат точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини та наявності локальних каверн. За результатами аналізу КНБК [8] обмеження на поперечну силу $|F_d| \leq 0,87$ кН.

В табл. 1 наведено геометричні параметри, статичні і динамічні характеристики використовуваної (варіант А), а також підібраних КНБК з допомогою моделі (3) із трьома (варіант Б) і чотирма (варіант В) ОЦЕ. Зазначимо, що варіант Б підібрано без урахування, а варіант В – із урахуванням можливих локальних каверн. На рисунку показано статичні (*а, в*) та динамічні (*б, г*) характеристики КНБК: форми пружних ліній деформованої осі, поперечні сили на долоті та реакції на ОЦЕ, координати точок дотику низу бурильної колони до стінки свердловини, розподіли амплітуд $a_{обт}/a_d$ для динамічно стійких (*г*) і нестійких (*б*) КНБК.

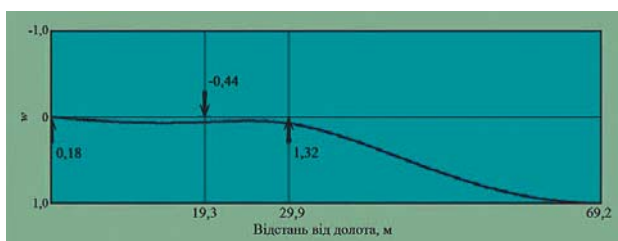
Табл. 1 – КНБК для буріння вертикальної ділянки 311,1-мм долотами (св. 73 Семиренківська)

Параметри і характеристики КНБК	Варіанти КНБК		
	А	Б	В
Розташування ОЦЕ від долота, м / діаметр ОЦЕ, мм: перший	19,3 304,8	3,0 311,1	3,2 311,1
другий	29,9 303,2	7,0 311,1	5,5 311,1
третій	—	14,0 311,1	10,3 311,1
четвертий	—	—	14,3 311,1
Статичні характеристики:			
F_D , кН	0,46	-0,33	0,14
R_1 , кН	0,28	1,87	-0,57
R_2 , кН	2,53	-3,38	1,73
R_3 , кН	—	3,86	-4,85
R_4 , кН	—	—	5,62
L_0 , м	58	43,1	44,0
Динамічна характеристика $\max(a_{OBT} / a_D)$	1,6	1,0	1,0

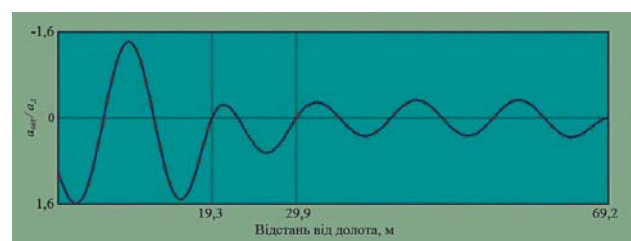
Примітки. Для всіх варіантів довжина ОБТ-203 становить 150 м, довжина калібрувальної частини ОЦЕ $L_k = 600$ мм. L_0 – відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини.

Функція ризику визначає ймовірність порушення умов розв'язку задачі (3) для статичних і динамічних характеристик КНБК внаслідок неточної інформації та оцінюється за результатами статистичного моделювання. В табл. 2 наведено показники оцінок ризиків варіантів КНБК при застосуванні трьохшарошкових доліт і доліт PDC (кількість статистичних експериментів 100).

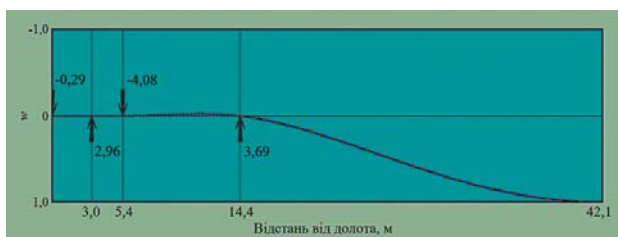
Модель прийняття рішення (3) забезпечує вибір кількості та місць розташування ОЦЕ для досягнення заданих функціональних вимог, в т. ч. з урахуванням інформаційної невизначеності.



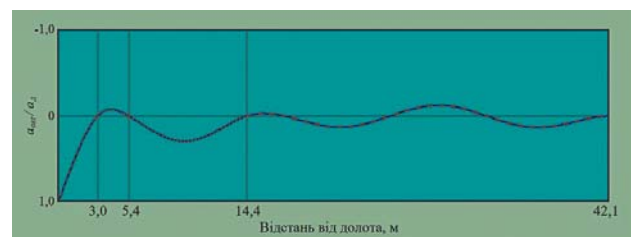
а



б



в



г

Рис. – Статичні (а, в) і динамічні для трьохшарошкових доліт (б, г) характеристики КНБК варіантів А (глибина 2380 м, $\alpha = 0,5^\circ$, $G = 100$ кН, $\omega = 100$ хв⁻¹, $\rho = 1170$ кг/м³) і В (третій ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, $\alpha = 1,74^\circ$, $G = 86,2$ кН, $\omega = 74,7$ хв⁻¹, $\rho = 1120$ кг/м³)

Табл. 2 – Оцінка ризиків КНБК

Показники ризику	Варіанти КНБК		
	А	Б	В
Стабілізації викривлення свердловини	0,02 / 0,02	0 / 0	0 / 0
Динамічна стійкість до вимушених долотом поперечних коливань	0,32 / 0,14	0,06 / 0,04	0 / 0,02
Перетин стабілізації викривлення свердловини і динамічної стійкості	0 / 0	0 / 0	0 / 0
Об'єднання стабілізації викривлення свердловини і динамічної стійкості	0,34 / 0,16	0,06 / 0,04	0 / 0,02

Примітка. В чисельнику наведено значення показників ризику для трьохшарошкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.

Висновки

Сформульовано загальну задачу вибору технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловини і запропоновано її декомпозицію у вигляді послідовності задач вибору бурового розчину, типу долота і режиму буріння, КНБК.

За результатами аналізу промислових даних буріння стабілізованих ділянок на деяких свердловинах Семиренківського ГКР показано можливість інформаційного забезпечення задачі вибору оптимальних технологічних рішень. Побудовано статистичні моделі для показників якості стовбура свердловини і цементування обсадних колон.

Наведено фрагменти моделі вибору КНБК для буріння стабілізованої ділянки в умовах інформаційної невизначеності, показано ефективність запропонованих варіантів у порівнянні із КНБК, яка використовувалась в інтервалі 2200 – 2455 м свердловини 73 Семиренківського ГКР.

Література

1. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин / Р.С. Яремийчук, Г.Г. Семак. – М.: Недра, 1982. – 259 с.
2. Мислюк М.А. Принципи створення системи керування якістю спорудження нафтових і газових свердловин / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Д.О. Єгер та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 1. – С. 9 – 13.
3. Балаба В.И. Управление качеством в бурении / В.И. Балаба. – М.: Недра, 2008. – 448 с.
4. Мислюк М.А. Моделирование принятия технологических решений в бурении / М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 3. – С.11 – 15.
5. Мислюк М.А. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин / М.А. Мислюк, Р.Н. Долык // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 4. – С. 4 – 13.
6. Мислюк М.А. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / М.А. Мислюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 3. – С. 35 – 39.
7. Мислюк М.А. Совершенствование технологии обработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин / М.А. Мислюк, Р.И. Стефурак, И.И. Рыбчич, Ю.М. Василюк. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 212 с.
8. Мислюк М.А. Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении / М.А. Мислюк, Р.Н. Долык, А.К. Раптанов, А.Г. Лазаренко // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С.22 – 27.
9. Булатов А.И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 15 – 19.
10. Ашрафьян М.О. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин / М.О. Ашрафьян, Д.Ф. Новохатский, О.А. Лебедев. – Краснодар: ООО «Просвещение – Юг», 2003. – 134 с.



Marcin Rzepka

Marcin Kremieniewski

Instytut Nafty i Gazu –

Państwowy Instytut Badawczy, Polska

ZACZYNY CEMENTOWE DO USZCZELNIANIA GŁĘBOKICH OTWORÓW WIERTNICZYCH

W ostatnich latach wzrastają wymagania dotyczące skuteczności uszczelniania przestrzeni pierścieniowej w otworach wiertniczych. Dotyczą one przede wszystkim kolumn rur eksploatacyjnych w otworach obejmujących złoża ropy i gazu.

Poziomy eksploatacyjne w głębokich otworach wiertniczych w Polsce udostępniane są głównie podczas wiercenia otworu świdrem o średnicy, umożliwiającej zapuszczenie kolumny rur o średnicy 7". Cementowanie odbywa się często na zakładkę (długość zakładki wynosi ok. 200 do 300 metrów) w kolumnie rur okładzinowych o średnicy 9 5/8". W tablica 1 ukazuje zestawienie wybranych otworów wiertniczych o dużej głębokości, w których wykonano cementowanie eksploatacyjnych kolumn rur okładzinowych o średnicy 7", w okresie ostatnich lat.

Tabl. 1 – Wybrane otwory wiertnicze na Niżu Polskim, w których prowadzono cementowanie rur okładzinowych o średnicy 7" w latach 2013 - 2015

Oznaczenie otworu (miesiąc i rok wykonania cementowania rur o średnicy 7")	Głębokość zapuszczania kolumny rur eksploatacyjnych o średnicy 7", [m]	Gęstość zaczynu cementowego, [kg/m ³]	Zmienna temperatura panująca na dnie otworu, [°C]	Ciśnienie, przy którym prowadzono badania zaczynu cementowego, [MPa]
L-2K (XI-2013)	3690	2420	120	84
L-13K (XII-2014)	3455	2100	110	76
L-11H (V-2015)	3620	2150	110	76
B-22K (VIII-2015)	3310	2160	120	70

W Laboratorium Zaczynów Uszczelniających Instytutu Nafty i Gazu od wielu lat prowadzone są innowacyjne badania zaczynów i kamieni cementowych. Laboratorium posiada szerokie zaplecze badawcze, które umożliwia, poza wykonywaniem prac naukowych, również prowadzenie specjalistycznych badań dla przemysłu. Dzięki zaawansowanej aparaturze badawczej możliwe jest wykonywanie modyfikacji stosowanych w przemyśle zaczynów cementowych oraz opracowywanie nowych receptur przystosowanych do konkretnych warunków otworopodobnych. Pozwala to na optymalizację zabiegu cementowania rur okładzinowych w otworze wiertniczym a tym samym na polepszenie warunków eksploatacji otworu oraz wydłużenie jego „czasu życia”.

W Instytucie Nafty i Gazu – PIB znajduje się specjalistyczna aparatura badawcza zapewnia wykonywanie innowacyjnych prac naukowych jak i serwisowych dla przemysłu, umożliwiających ciągły rozwój stosowanych obecnie zaczynów cementowych a także polepszenie jakości cementowania otworów wiertniczych. Laboratorium gwarantuje szeroki zakres badań dla różnorodnych warunków otworopodobnych tym samym zapewniając najlepsze zaplecze naukowo-badawcze. Posiadamy m.in.:

- wiskozymetr Model 900 firmy OFITE;
- konsystometr ciśnieniowy polowy Model 130 firmy OFITE;
- prasę filtracyjną Model 7120 firmy Chandler;
- ultradźwiękowy Analizator Cementu Model z modułem SGSM Model 120-53;
- maszyna wytrzymałościowa Model 4207 firmy Chandler;
- przepuszczalnościomierz cementowy.

Skład cieczy uszczelniających do cementowania rur okładzinowych w głębokich otworach wiertniczych

W procesie prawidłowego uszczelniania otworu wiertniczego, poza czynnikami technicznymi, podstawowe znaczenie mają właściwości zastosowanego zaczynu cementowego. Zarówno skład jak i właściwości zaczynu dobierane są w zależności od warunków geologiczno-technicznych panujących w otworze, w którym przebiega proces wiązania i twardnienia zaczynu, a także od rodzaju przewiercanych warstw geologicznych, końcowej głębokości otworu, zmiennej i średniej temperatury oraz ciśnienia złożowego i ciśnienia szczelinowania.

Zaczyny cementowe stosowane w tak ekstremalnych warunkach powinny mieć następujące właściwości:

- czas wiązania następujący stosunkowo szybko po wtłoczeniu do przestrzeni pierścieniowej, (czas początku gęstnienia w warunkach wysokiej temperatury i wysokiego ciśnienia powinien wynosić od około 180 do 300 minut w zależności od głębokości otworu);
- wykazywać właściwości reologiczne, umożliwiające skuteczne wypieranie płuczki i cieczy buforowej z otworu przy zachowaniu jak najmniejszych oporów przepływu oraz uzyskanie jak największego promienia rozprywu w uszczelnianym ośrodku;
- zachowywać stabilne właściwości sedymentacyjne (posiadać zerowy odstęp wody) oraz filtrację w warunkach wysokiej temperatury i wysokiego ciśnienia na poziomie nie przekraczającym 50 cm³/30 minut.

Ponadto stwardniały zaczyn cementowy w otworze powinien wykazywać następujące właściwości:

- zapewniać dobrą izolację międzystrefową (po stwardnieniu charakteryzować się wysokim wskaźnikiem przyczepności na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – rura okładzinowa oraz stwardniały zaczyn cementowy – formacja skalna. Dodatkowo płaszcz cementowy powinien wykazywać zerową bądź minimalną przepuszczalność oraz jak najmniejszą porowatość);
- posiadać wysoką wytrzymałość na ściskanie w podwyższonej temperaturze i ciśnieniu;
- chronić orurowanie przed agresywnym działaniem cieczy wiertniczych oraz przed zgnieceniem spowodowanym przez pęcznienie formacji skalnych;
- być odpornym na korozję chemiczną (zwłaszcza siarczanową i magnezową), wysoką temperaturę i ciśnienie.

Biorąc pod uwagę powyższe wymagania stosowany jest odpowiedni rodzaj cementu oraz szereg dodatków, modyfikujących jego właściwości. Do cementowania kolumn rur eksploatacyjnych w głębokich otworach powszechnie używany jest cement wiertniczy klasy G HSR o podwyższonej odporności na siarczany.

W celu umożliwienia zastosowania zaczynu cementowego w głębokich otworach wiertniczych musi on zawierać szereg składników. Poza koniecznością użycia odpowiedniego cementu wiertniczego zaczyn przeznaczony do uszczelniania kolumn rur eksploatacyjnych powinien być zarabiany na 10 % solance NaCl (bwow – w stosunku do masy wody zarobowej). Jest to spowodowane występowaniem w przekroju otworu wiertniczego formacji solnych. Duża głębokość zapuszczania kolumn rur eksploatacyjnych (sięgająca z reguły 3000 - 3500 metrów), wysoka temperatura i ciśnienie panujące na dnie otworu sprawiają, iż konieczne jest również zastosowanie do zaczynów uszczelniających szeregu środków modyfikujących. Należą do nich dodatki:

- odpieniające (redukuja ilość powietrza zawartego w zaczynie);
- upłynniające tj. obniżające lepkość zaczynu, (regulują parametry reologiczne – strukturalne);

-
- obniżające filtrację i odstój wody (zabezpieczają przez utratą wody z zaczynu);
 - wydłużające czas początku gęstnienia (opóźniają proces wiązania).

Prowadzone badania laboratoryjne

Laboratorium Zaczynów Uszczelniających Instytutu Nafty i Gazu współpracujące z Serwisem Cementacyjnym EXALO – głównym krajowym wykonawcą prac cementacyjnych – opracowało szereg receptur obciążonych zaczynów cementowo – lateksowych o regulowanej gęstości dla głębokich otworów wiertniczych. Wieloletnie badania oraz wymiana doświadczeń pomiędzy wymienionymi jednostkami umożliwiła dobór odpowiednich rodzajów oraz ilości środków upłynniających, opóźniających i regulujących filtrację. Badania wykonywane są zgodnie z normą PN-EN ISO 10426-2 «Przemysł naftowy i gazowniczy» – Cementy i materiały do cementowania otworów – część 2: Badania cementów wiertniczych.

W latach 2000 - 2016 w INiG - PIB oraz Serwisie Cementacyjnym EXALO testowano różnego rodzaju dodatki modyfikujące, spośród których wybrano grupę najbardziej odpowiednich do sporządzania zaczynów cementowych dla warunków, panujących na dużych głębokościach. Bazując na tych dodatkach, w INiG PIB sporządzono szereg receptur zaczynów dla temperatur od 110 do 120 °C i ciśnień około 60 – 70 MPa. Sporządzone zaczyny zarabiane były wodą zasoloną chlorkiem sodu w ilości 10 % b/w (w stosunku do masy wody zarobowej). Środek odpieniający, upłynniacz, dodatek antyfiltracyjny i opóźniacz wiązania dodawano do wody zarobowej. Mikrosilikę oraz hematyt mieszano razem z cementem wiertniczym G. Tak przygotowaną mieszaninę składników sypkich dodawano do przygotowanej uprzednio wody zarobowej.

Po sporządzeniu płynnego zaczynu cementowego przeprowadzono badania parametrów reologicznych (lepkość plastyczną, granicę płynięcia), określano gęstość i rozlewność. Regulowanie reologii zaczynów cementowych realizowano za pomocą specjalnie dobranych środków upłynniających. Odstój wody oznaczano w cylindrze miarowym ustawionym pod kątem 90 °. Określano filtrację oraz czas gęstnienia zaczynu w warunkach wysokich temperatur i wysokich ciśnień złożowych. Notowano wartości konsystencji 30 Bc (początek gęstnienia) i 100 Bc (koniec gęstnienia). Podczas opracowywania receptur zaczynów uwzględnione zostały wymagania, jakie powinien spełniać zaczyn cementowo-lateksowy o podwyższonej gęstości, aby zapewnić sprawne wykonanie zabiegu cementowania i skuteczne uszczelnienie eksploatacyjnych kolumn rur okładzinowych w głębokich otworach wiertniczych. Zwracano więc głównie uwagę na to, aby zaczyn cementowy nie posiadał zbyt dużych lepkości, cechował się zerowym odstojem wody oraz filtracją mniejszą niż 50 cm³/30 min. oraz odpowiednim dla danych warunków otworowych czasem gęstnienia, z zachowaniem krótkiego okresu przejścia pomiędzy konsystencją 30 Bc a 100 Bc. Czas początku gęstnienia dobierano tak, aby przewyższał planowany czas zabiegu cementowania o tzw. margines bezpieczeństwa, wynoszący co najmniej 30 – 60 minut.

W tablicy 2 umieszczono zestawienie receptur, natomiast w tablicy 3 wyniki badań zaczynów cementowych dla różnych warunków, panujących podczas cementowania kolumn rur w głębokich otworach wiertniczych.

Zaczyny cementowe badane w temperaturze 110 °C i ciśnieniu 70 MPa oznaczono numerami od 1 do 2. Posiadały one gęstości w granicach od 2180 do 2200 kg/m³, a czasy ich gęstnienia wynosiły od 4 do 6 godz.

Kolejną serię badań przeprowadzono w temperaturze 120 °C i ciśnieniu 70 MPa. W warunkach tych przeprowadzono testy dla zaczynów cementowych o numerach 3–4. Zaczyny posiadały gęstość z przedziału od 2200 do 2290 kg/m³. Czasy gęstnienia wynosiły około 3 godz. 30 min.

Filtracje wszystkich badanych zaczynów w temperaturach od 110 do 120 °C były niższe od 50 cm³/30 min (wynosiły z reguły około 30 – 40 cm³/30 min w zależności od ilości użytego środka antyfiltracyjnego i lateksu). Testowane zaczyny charakteryzowały się zerowymi odstojami wody, a lepkości plastyczne wynosiły w większości przypadków około sto kilkadziesiąt mPa·s (co pozwala na sprawne zatłoczenie zaczynu do przestrzeni międzyrurowej).

Podsumowanie

Instytut Nafty i Gazu PIB opracował szereg receptur zaczynów cementowych, które stosowane są z powodzeniem w celu uszczelniania kolumn rur eksploatacyjnych w głębokich otworach wiertniczych. Na podstawie zdobytych doświadczeń oraz wyników prowadzonych badań stwierdzono, że do sporządzania zaczynów cementowych w takich warunkach należy używać cementu wiertniczego klasy G typu HSR spełniającego wymogi normy PN-EN ISO 10426-1 i 10426-2.

Tabl. 2 – Składy zaczynów cementowych dla temperatur z przedziału od 110 do 120 °C

Skład zaczynu	w/c	Dodatek antyfiltracyjny, [%]	Opóźniacz, [%]	Lateks zagraniczny, [%]	NaCl bwow, [%]	Mączka krzemionkowa, [%]	Hematyt, [%]	Cement, G [%]
Nr 1	0,40	0,3	0,2	20,0	10	35	60	100
Nr 2	0,34	0,1	0,4	25,0	10	10	70	100
Nr 3	0,34	0,1	0,4	25,0	10	10	70	100
Nr 4	0,38	0,1	0,4	25,0	10	10	100	100

* Ilości dodatków podano w procentach w stosunku do masy suchego cementu

Tabl. 3 – Wyniki badań zaczynów cementowych w temperaturach z przedziału od 110 do 120 °C

Skład zaczynu	Temperatura Ciśnienie	Gęstość, [kg/m ³]	Lepkość plastyczna, [mPa · s]	Granica płynięcia, [Pa]	Filtracja, [cm ³ /30 min]	Czas gęstnienia, [h-min] 30Bc i 100 Bc
Nr 1	110 °C 70 MPa	2180	152,0	21,6	20	30Bc: 3 – 52 100Bc: 4 – 31
Nr 2		2200	124,5	11,8	40	30Bc: 5 – 35 100Bc: 6 – 05
Nr 3		2200	124,5	11,8	44	30Bc: 3 – 22 100Bc: 3 – 30
Nr 4	120 °C 70 MPa	2290	136,5	11,8	44	30Bc: 3 – 18 100Bc: 3 – 24

Zaczyny cementowe, przed zastosowaniem ich do uszczelniania rur okładzinowych, są szczegółowo badane w INiG – PIB za pomocą specjalistycznej aparatury. Badania te obejmują wszystkie najważniejsze parametry technologiczne, które wpływają na przebieg i skuteczność wykonania zabiegu cementownia rur. Gęstość zaczynu dostosowywana jest do wartości gradientu ciśnienia złożowego i ciśnienia szczelinowania, filtracja obniżana do wartości poniżej 50 cm³/30 minut natomiast odstój wody redukowany jest do zera. Czasy gęstnienia dobiera się w zależności od warunków geologiczno – technicznych w granicach od około 4 do około 6 godzin. Wytrzymałość na ściskanie opracowanych próbek jest bardzo wysoka i po okresie 28 dni przewyższa 30 MPa.

Literatura

1. Nalepa J. Problemy związane z cementowaniem głębokich otworów wiertniczych / J. Nalepa // Sympozjum Naukowo-techniczne „Cementy w budownictwie, robotach wiertniczych i inżynierskich oraz hydrotechnice” – Piła-Płotki, 2001 – S. 95 – 103.
2. Nelson E.B. Well Cementing / E.B. Nelson. – Houston.: Elsevier Science, 1990. – 1515 p.
3. Rzepka M. Zaczyny cementowe do uszczelniania kolumn rur okładzinowych w głębokich otworach wiertniczych, w temperaturze dynamicznej do ok. 120 °C / M. Rzepka // Nafta-Gaz. – 2010. – Nr. 4. – S. 274 – 279.
4. Nalepa J. Problemy związane z cementowaniem głębokich otworów wiertniczych / J. Nalepa // Sympozjum Naukowo-techniczne „Cementy w budownictwie, robotach wiertniczych i inżynierskich oraz hydrotechnice” – Piła-Płotki, 2001 – S. 95 – 103.



Голуб П. С.
Голуб О. Г.
Приходченко О. Ю.
Щербина І. В.
ДП «Укрнаукагеоцентр»

УСТАНОВКА ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ КЕРНУ

На сьогоднішній день ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР» виконує повний комплекс геологорозвідувальних робіт: обробку та інтерпретацію сейсмічних матеріалів, наукове обґрунтування пошукових та розвідувальних робіт на нафту, газ та нетрадиційні поклади, розробку проектної геолого-технічної документації, геолого-промислові дослідження свердловин, геолого-економічну оцінку родовищ, складання проектів розробки, екологічні дослідження на об'єктах нафтогазового комплексу. Підприємство володіє сучасною лабораторною базою, оснащену приладами провідних світових виробників, що дозволяє в повному обсязі проводити дослідження пластових флюїдів, керну та бурових розчинів.

Останнім часом набирає актуальності проблема недоотримання очікуваних дебітів чи взагалі відсутність продукції після виходу свердловин з буріння при позитивних геофізичних та геологічних характеристиках покладів. Також після проведення незначних та короткотривалих підземних ремонтів свердловин з використанням новітніх рідин глушіння (роботи з додаткової перфорації, спускопідйомні операції для заміни НКТ та ін.) спостерігається зниження продуктивної характеристики, а отже погіршуються фільтраційні властивості пласта-колектора. До сьогодні компанії, що займаються бурінням і геофізичною розвідкою, а також геологічні фірми і підприємства, які відповідальні за приготування бурових технологічних рідин, не завжди можуть дати однозначну відповідь про причини виникнення відповідних проблем.

Зважаючи на вищесказане, дане питання потребує детального вивчення, як аналітичним шляхом, так і проведенням додаткового комплексу лабораторних досліджень впливу різних технологічних рідин на колекторські властивості зразків керну.

До сьогодні в Україні не було установки, за допомогою якої можна вивчати процеси кольтатації та впливу рідин інтенсифікації для покращання чи відновлення колекторських властивостей зразків керну. Подібні дослідження виконуються у лабораторії ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР» з використанням приладу ГК-5 та CSM-300, проте дані прилади не дозволяють у повному обсязі вирішити поставлену задачу.

Тому, вивчивши аналоги установок виробників США, Японії, Франції та ін., нами було модернізовано та введено в експлуатацію установку УДПКПУ (рис. 1), яка дозволяє вимірювати фазову проникність в пластових умовах на зразках керну діаметром 30 мм. Дослідження виконуються при значеннях тиску обжиму до 100 МПа і температури до 200 °С.

На відміну від традиційних приладів, які досліджують зразки керну в стандартних умовах, установка УДПКПУ дає змогу отримати інформацію про фільтраційно-ємнісні властивості зразка керну в пластових умовах, вивчити вплив різних технологічних рідин на забруднення, а також обґрунтувати вибір рідин інтенсифікації з метою відновлення початкової проникності керну.

Наявність установки УГКН-1 дослідження PVT-властивостей пластових вуглеводневих систем дає змогу вивчати проникність зразків керну з використанням реальної вуглеводневої продукції свердловин, яка створюється в камері PVT шляхом рекомбінації проб газу сепарації та газонасиченого конденсату.

Зразок керну поміщається в спеціальну гумову манжету, яка здатна витримувати високі значення тиску та температури, і монтується в кернотримач. Завантаживши в камеру високого тиску зразок керну, приводимо його до заданих умов досліду. Нагнітання тиску обжиму і тиску азоту в зразку керну проводиться ступенево. Тиск збільшується з кроком 2 МПа до необхідного значення на вході та виході з керну. Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводиться шляхом заміру об'єму азоту, пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії.

Промивальні рідини подаються в камеру високого тиску на вихідну лінію за допомогою раніше підготовленого контейнера високого тиску. Зразок керну насичується технологічною рідиною глушіння при постійній репресії протягом всього часу витримки керну. При появі на вхідній лінії рідини визначається проникність керну по рідині.

Після витримки рідини проводиться пропускання через зразок керну азоту при депресії, задля витіснення із керна технологічної рідини чи фільтрату. Після повного витіснення рідини при стабілізації потоку газу та при заданій депресії визначається проникність зразка керну по азоту.

На сьогодні вже проведено дослідження більше 40 зразків кернового матеріалу, з яких 3 досліджено з газоконденсатною вуглеводневою системою. Слід зазначити, що результати проведених дослідів добре співставляються з отриманими в процесі геолого-промислових досліджень свердловин, проведених у подальшому.

Наявність керносковища та зібраний в ньому керновий матеріал майже з усіх родовищ України дозволяє проводити випробування, як на конкретних зразках, відібраних із досліджуваних свердловин, так і підбирати представницькі зразки-аналоги із сусідніх родовищ і площ з необхідними літологічними характеристиками та фільтраційно-ємнісними властивостями.

Як приклад, наведемо деякі з отриманих результатів досліджень.

Більшість досліджуваних технологічних рідин виявилися стабільними під дією високих тисків та температур і відповідали заявленим фізико-хімічним властивостям. Проте траплялися випадки, коли рідини змінювали свої властивості навіть при незначному часі контакту з керном в пластових умовах.

Досліджувані нами технологічні рідини інтенсифікації (органічні розчинники, розчини на основі соляної кислоти, суміші спиртів) суттєво не змінюють фільтраційні властивості зразків керну, тобто не дають очікуваного від них позитивного ефекту.

Використання 15-% розчину соляної кислоти HCl як рідини інтенсифікації дозволяє досить добре відновити проникність, проте при взаємодії певних рідин, що мають великий вміст карбонатного матеріалу, відбувається виділення великої кількості CO₂, короткочасне утворення карбонатної кислоти, яка хоч і є нестабільною, проте дуже агресивно діє в заданих умовах. Проведення таких обробок у свердловині є ефективною, проте існує велика ймовірність порушення технічного стану свердловини, що може призвести до небажаних ускладнень чи аварій (рис. 2).



Рис. 1 – Установка УДПКПУ



Рис. 2 – Результати використання 15-% соляної кислоти HCl як рідини інтенсифікації

При дослідженнях впливу промивальних рідин у деяких випадках спостерігалась незначна фільтрація технологічної рідини через зразок керну. В такій ситуації постає питання визначення зони проникнення рідини або її частини (фільтрату). На даний час ми працюємо над вирішенням цього завдання, що дасть змогу оцінити радіус забруднення привибійної зони пласта за час бурових та ремонтних робіт у свердловинах.

Зазвичай дослідження зразків керну були проведені у випадках, де вже виникали ускладнення під час виконання робіт. Це у свою чергу призвело до зниження продуктивної характеристики свердловин чи до повної відсутності припливу вуглеводнів і, як наслідок, до значних фінансових витрат на роботи з відновлення природних характеристик порід-колекторів та втрат за рахунок неотримання продукції в період проведення відновлювальних робіт.

Отже, описані дослідження потрібно виконувати на етапі розроблення програми бурових, ремонтних та інтенсифікаційних робіт, що дасть можливість з першого разу отримати максимальний результат, виключити ризики безповоротного блокування пор продуктивного пласта, мінімізувати фактор впливу на нормальний технічний стан свердловини.

Очевидно, що для більш якісного процесу буріння та підземного ремонту свердловин дані дослідження мають нести обов'язковий характер. Освоєння даного напрямку досліджень дозволить в майбутньому зберігати фільтраційно-ємнісні властивості породи-колектору в належному стані, збільшити видобуток флюїдів та зменшити витрати на введення свердловин у експлуатацію і, як наслідок, зміцнити енергетичну стабільність та незалежність нашої держави.

ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР» бажає всім підприємствам нафтогазовидобувного комплексу значних професійних успіхів та пропонує надійне науково-виробниче партнерство для досягнення наших спільних загальнодержавних цілей.

Література

1. СОУ 73.1-41-08.11.09:2007. Визначення параметрів порового простору порід-колекторів: Методичні вказівки. – К.: Держгеолслужба, 2007. – 13 с.
2. СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу: Методичні вказівки. – К.: Держгеолслужба, 2006. – 30 с.
3. Гороян В.И. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / В.И. Гороян – М.: ВНИГНИ, 1978. – 396 с.
4. Калинин М.К. Методика исследования коллекторских свойств кернов / М.К. Калинин. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 435 с.



Зоценко М. Л.
Тимофєєва К. А.
Полтавський національний
технічний університет
імені Юрія Кондратюка

ГРУНТОЦЕМЕНТНІ СХОВИЩА ДЛЯ ТОКСИЧНИХ ВІДХОДІВ БУРІННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Одним із пріоритетів проведення бурових робіт є максимально можливе збереження природного стану навколишнього середовища. Відомо, що бурові майданчики належать до об'єктів підвищеної екологічної небезпеки. Це пов'язано з утворенням значних об'ємів відходів, зокрема таких, як відпрацьована промивальна рідина, видалена порода й бурові стічні води, буровий шлам та пластові флюїди. Для приготування бурових розчинів використовуються хімічні реагенти й речовини III та IV класів небезпеки. При експлуатації свердловин для інтенсифікації видобування вуглеводневої сировини використовуються концентровані розчини різних кислот. На різних етапах виробництва трапляються викиди нафти чи конденсату. Потрапляння перелічених відходів у водойми, ґрунт, ґрунтові води у великих кількостях є екологічно небезпечним. Найбільш доступним шляхом ліквідації відходів буріння й експлуатації свердловин є їх захоронення.

Метою проведеного дослідження є створення конструкції підземного сховища для токсичних відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин. Відомі конструкції підземних сховищ токсичних відходів буріння, вміст яких захищений від зовнішнього середовища глинистими, бетонними екранами з використанням додаткової, звичайно плівкової, гідроізоляції [1]. Досвід експлуатації таких сховищ показує їх низьку надійність і довговічність за рахунок складності конструкцій, недовговічності плівкового гідроізоляційного матеріалу, низької якості будівельних робіт, а також їх високу вартість за рахунок потреби у перелічених будівельних матеріалах та їх використання [2].

Пропонується захищати підземний простір сховища ґрунтоцементними протифільтраційними завісами, елементи яких виготовляються з природного ґрунту за бурозмішувальним методом з додаванням цементу. Отримані дослідні дані про хімічну стійкість ґрунтоцементу до тривалої дії, найбільш поширених при бурінні, хімічних реагентів і речовин III та IV класів небезпеки.

Визначені найбільш агресивні хімічні реагенти у складі відходів буріння нафтогазових свердловин, представлені експериментальні лабораторні дослідження впливу агресивних хімічних сполук відходів буріння на фізико-механічні характеристики ґрунтоцементу [3,4].

Хімічні складові відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин, контактуючи в шламових сховищах з ґрунтоцементом, є чинниками II та III видів корозії ґрунтоцементу. До II виду корозії відносяться процеси, що відбуваються під дією води, яка містить речовини, що вступають у хімічну реакцію з цементним каменем. Утворені при цьому продукти реакції виносяться водою, або

виділяються на місці реакції у вигляді аморфних мас, які не володіють в'язучими властивостями. До II виду можуть бути віднесені, наприклад, процеси корозії, пов'язані з дією на бентоніти різних кислот і солей. До III виду корозії відносяться об'єднані процеси корозії, що викликані обмінними реакціями зі складовими цементного каменю. Продукти таких реакцій кристалізуються у порах і капілярах та спричиняють руйнування цементного каменю. До цього ж виду відносять процеси корозії зумовлені відкладанням у порах каменю солей, які виділяються з розчинів, що випаровуються, та насичують ґрунтоцемент. Зазвичай на ґрунтоцементні конструкції одночасно діють багато агресивних факторів, але один з них є основним – це процеси, що зумовлюють корозію II виду.

Для використання ґрунтоцементу як протифільтраційного екрану шламового сховища для відходів нафтогазових свердловин, було проведено дослідження водонепроникності, міцності та хімічної стійкості зразків ґрунтоцементу, витриманих у розчинах хімічних сполук, що входять до складу бурового шламу, та проаналізовано отриманні результати.

Для виготовлення зразків ґрунтоцементу було використано: ґрунт – суглинок лесований; портландцемент марки ПЦ-ІІ/Б-Ш-400; гідрокарбонатнокальцієва слаболужна вода з показником рН 8. Вміст портландцементу М400 складав 20 % від маси сухого ґрунту. Водоцементне відношення В/Ц = 1,5. Зразки ґрунтоцементу формувалися у спеціальних металевих циліндричних формах з розмірами $h = 15,0$ см, $d = 15,0$ см та кубічних формах з розмірами $3,0 \times 3,0 \times 3,0$ см. На другу добу після формування зразки виймалися з форм і зберігалися до випробування у воді протягом 28 діб (час набору міцності). Потім виготовлені зразки були розподілені на чотири групи по 30 зразків та розміщені у ємності з приготовленими хімічними розчинами найбільш агресивних складових сполук бурового шламу і у ємність з водою для подальших лабораторних досліджень ґрунтоцементу на водонепроникність, міцність на одновісний стиск та хімічну стійкість: I група – водопровідна вода H_2O ; II група – 2,8-% розчин каустичної соди $NaOH$; III група – 4-% розчин соди кальцинованої Na_2CO_3 ; IV група – 15-% розчин калію хлористого KCl .

Визначення марки ґрунтоцементу за водонепроникністю (зразки циліндричної форми) проводились в лабораторних умовах у період витримки в розчинах хімічних сполук та воді через 30, 90, 180, 270 та 360 діб стандартним методом «микрої плями» на приладі УВФ-6. Водонепроникність визначалась граничним тиском води, при якому вона ще не здатна просочуватись крізь матеріал.

За результатами лабораторних випробувань зразків-циліндрів ґрунтоцементу на водонепроникність встановлено залежність водонепроникності ґрунтоцементу від терміну витримки у розчинах хімічних сполук та воді. Вона полягає у тому, що в термін витримки від 30 до 90 діб марка ґрунтоцементу за водонепроникністю збільшилась з W4 до W6 і не змінювалась до кінця терміну

витримки в 360 діб. Середовище витримки не вплинуло на показник водонепроникності ґрунтоцементу.

Випробування зразків ґрунтоцементу на міцність на одновісний стиск (кубики $3,0 \times 3,0 \times 3,0$ см) виконувались в лабораторних умовах у період витримки в хімічних розчинах та воді через 30, 90, 180, 270 та 360 діб. Із графіка (рис. 1) видно, що зі збільшенням терміну витримки зразків ґрунтоцементу у розчинах

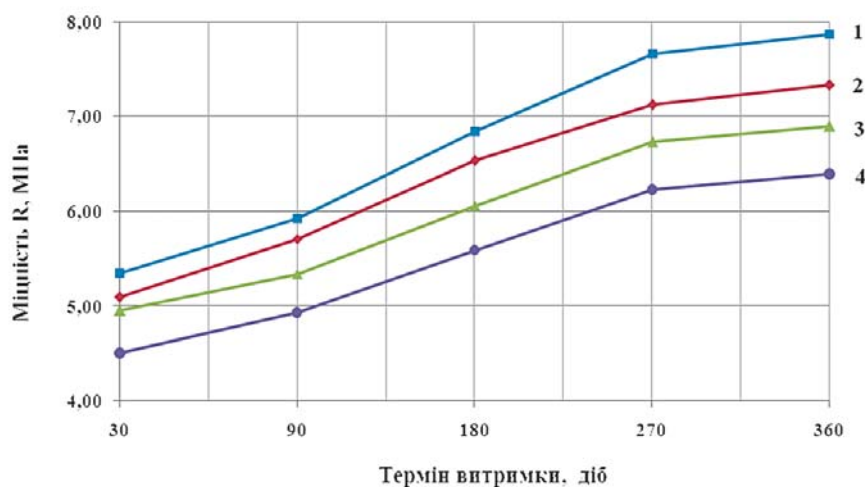


Рис. 1 – Графік міцності зразків ґрунтоцементу в залежності від терміну та умов витримки: 1 – вода, 2 – каустична сода $NaOH$, 3 – кальцинована сода Na_2CO_3 , 4 – калій хлористий KCl

хімічних сполук і воді (з 30 до 360 діб) міцність ґрунтоцементу на одновісний стиск R збільшувалась: з 5,35 до 7,87 МПа (на 47 %) при витримуванні у водопровідній воді H_2O ; з 5,29 до 7,33 МПа (на 39 %) при витримуванні у 2,8-% розчині $NaOH$; з 5,13 до 6,89 МПа (на 34 %) при витримуванні у 4-% розчині Na_2CO_3 ; з 4,78 до 6,39 МПа (на 34 %) при витримуванні у 15-% розчині KCl .

Стійкість ґрунтоцементу до впливу агресивного середовища оцінюємо коефіцієнтом корозійної стійкості K_c , що дорівнює відношенню границі міцності при стиску зразків, які були піддані впливу такого середовища R_a , до границі міцності при стиску контрольних зразків які зберігались у воді R_b .

$$K_c = \frac{R_a}{R_b} \quad (1)$$

За значенням K_c визначається рівень корозійної стійкості ґрунтоцементу: високої стійкості ($K_c > 0,8$), стійкий ($K_c = 0,5 - 0,8$), відносно стійкий ($K_c = 0,3 - 0,5$) і нестійкий ($K_c < 0,3$). За результатами розрахунків побудовано графіки залежності коефіцієнтів корозійної стійкості зразків ґрунтоцементу від терміну та середовища витримки (рис. 2)

З графіку (рис. 2) видно повільне поступове незначне зниження коефіцієнта корозійної стійкості ґрунтоцементу K_c залежно від терміну витримки у агресивному середовищі, але починаючи з терміну витримки в 270 діб коефіцієнт K_c стабілізується у часі за усіма графіками на рис. 2. При цьому коефіцієнт корозійної стійкості K_c залишається у межах нормативу, що характеризує ґрунтоцемент як хімічно високо стійкий ($K_c > 0,8$).

У результаті проведених досліджень водонепроникності, міцності на одновісний стиск та корозійної стійкості зразків ґрунтоцементу, витриманих у розчинах агресивних хімічних сполук, що входять до складу бурового шламу, було

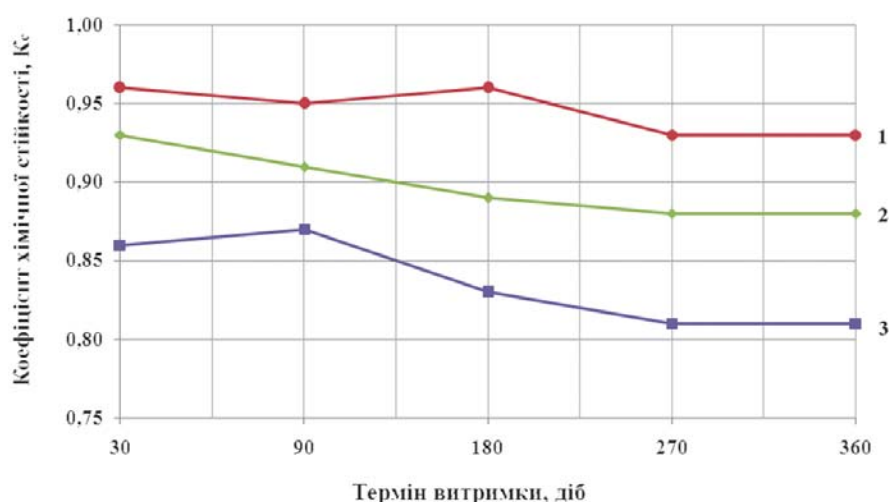


Рис. 2 – Графік залежності коефіцієнта хімічної стійкості K_c від терміну та середовища витримки: 1 – каустична сода, $NaOH$; 2 – кальцинована сода, Na_2CO_3 ; 3 – калій хлористий, KCl

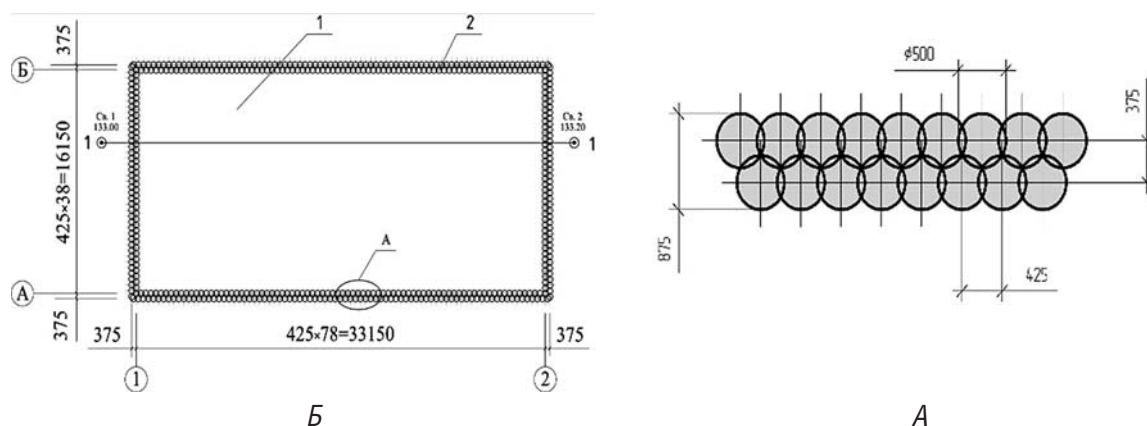


Рис. 3 – Схема розташування ГЦЕ при влаштуванні вертикального протифільтраційного екрану підземного сховища відходів буріння і:

Б – схема розташування ГЦЕ;

А – фрагмент екрану з ГЦЕ: 1 – котлован; 2 – ґрунтоцементні елементи по контуру котловану;

А – фрагмент протифільтраційної завіси

доведено доцільність використання ґрунтоцементу як протифільтраційного екрану підземного шламового сховища.

Бурозмішувальна технологія виготовлення ґрунтоцементу полягає у тому, що за допомогою бурового верстату зі спеціальним долотом — бурозмішувачем ґрунт локально руйнується (буророзмішувачем) за глибиною у межах діаметра бурозмішувача. Паралельно, за порожнистими буровими штангами, в розпушений ґрунт подається водоцементна суспензія і виконується їх перемішування. Внаслідок у ґрунті на проектну глибину виготовляється ґрунтоцементний елемент (ГЦЕ) заданого діаметру, який внаслідок тужавіння цементу через 28 діб отримує початкову міцність $R = 2 - 4$ МПа. Менше значення для глинистих ґрунтів, а більше для пісків. Через рік міцність ґрунтоцементу на стиск збільшується удвічі. Процес зростання міцності ґрунтоцементу продовжується із затуханням не менше 10 років. Особливо сприятливі умови тужавіння ґрунтоцементу спостерігаються для ґрунтів нижче рівня ґрунтових вод [5].

З таких окремих ГЦЕ можна створювати протифільтраційні екрани за типом «стіна у ґрунті». Для підвищення стійкості і водонепроникності такої стіни її виготовляють з двох і більше рядів ГЦЕ, які між собою пересікаються на 20% діаметру.

На рис.3 показано план розташування вертикального протифільтраційного екрану за типом «стіна в ґрунті», як конструктивного елементу підземного сховища токсичних відходів буріння нафтогазових свердловин.

Залежно від інженерно-геологічних умов ділянки бурової свердловини, а саме від глибини залягання водотриву, розрізняють два варіанти підземних сховищ шламу:

варіант 1, коли водотрив залягає на значній глибині, — шламове сховище з гідроізоляцією стінок котловану січними ґрунтоцементними елементами (ГЦЕ), розташованими за периметром котловану і виготовленими за бурозмішувальною технологією без виймання ґрунту — вертикальна

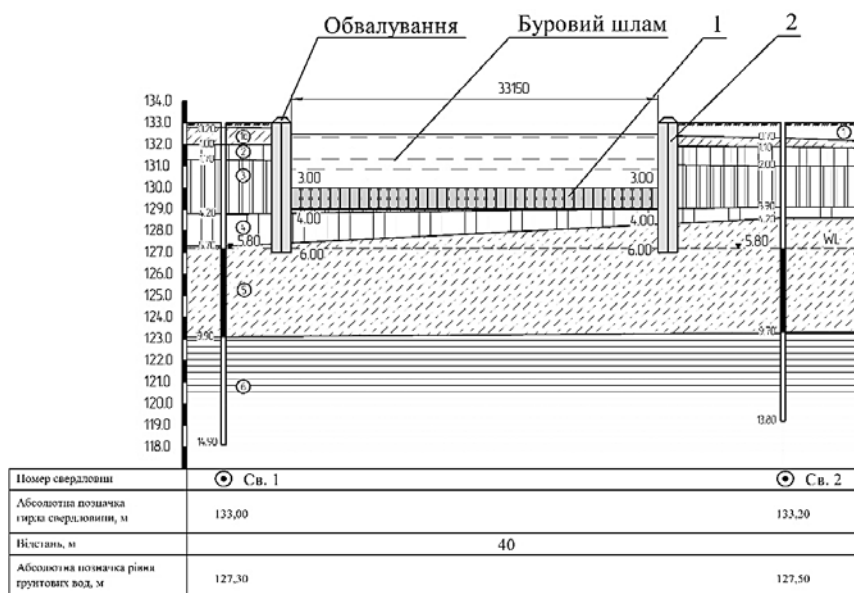


Рис. 4 – Інженерно-геологічний розріз шламового сховища:
1 – горизонтальний протифільтраційний екран днища котловану з січних ГЦЕ; 2 – вертикальна протифільтраційна завіса з ГЦЕ;
ІГЕ-1 – ґрунтово-рослинний шар; ІГЕ-1а – суглинок гумусований;
ІГЕ-2 – суглинок лесовий; ІГЕ-3 – суглинок лесовий;
ІГЕ-4 – суглинок лесовий; ІГЕ-5 – супісок лесовий;
ІГЕ-6 – суглинок м'якопластичний

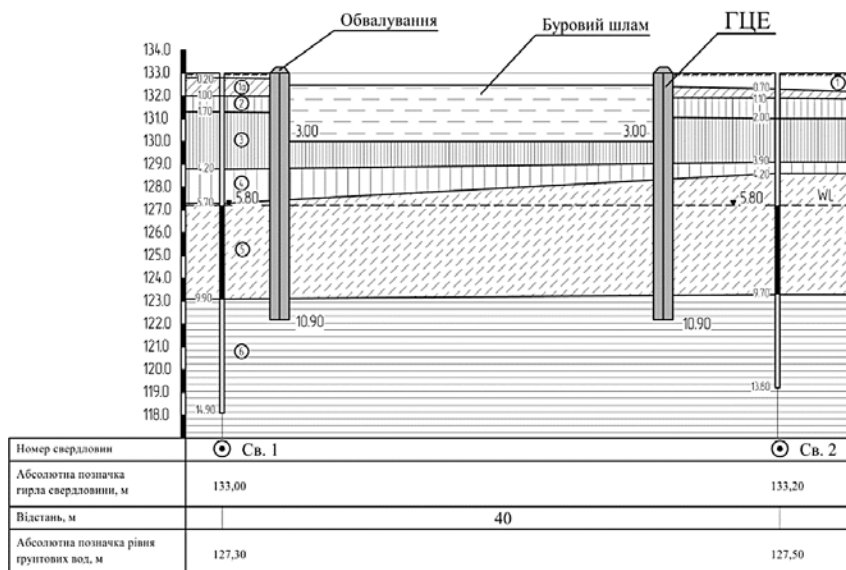


Рис. 5 – Інженерно-геологічний розріз шламового сховища з гідроізоляцією стінок котловану ґрунтоцементними елементами (ГЦЕ) до водотривкового шару ґрунту, без гідроізоляції днища котловану

протифільтраційна завіса по типу «стіна у ґрунті» та гідроізоляцією днища котловану горизонтальним протифільтраційним екраном з таких же січних ґрунтоцементних елементів довжиною 1,0 м, рис. 4 [6];

варіант 2 – при цьому способі спорудження шламового сховища вертикальна протифільтраційна завіса по типу «стіна у ґрунті» складена із січних ГЦЕ, виконаних за бурозмішувальною технологією без виймання ґрунту і розташована за периметром котловану сховища, заглиблюється у водотривкий шар ґрунту ІГЕ-6 на глибину не менше 1 м, рис. 5. Така конструкція дає можливість не влаштовувати горизонтальний протифільтраційний екран днища сховища, функцію якого буде виконувати водотривкий шар ґрунту [7].

Залежно від глибини розташування водотривкого шару у інженерно-геологічному розрізі ділянки бурової свердловини на підставі техніко-економічного порівняння обирається варіант конструкції підземного сховища для токсичних відходів буріння і експлуатації нафтогазових свердловин. Слід враховувати і той факт, що при збільшенні довжини ГЦЕ збільшується вірогідність відхилення їх від вертикалі, що у свою чергу потребує збільшення рядів ГЦЕ у вертикальному екрані.

Література

1. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин [учебное пособие] / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
2. Мислюк М. А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.
3. Пукіш А.В. Дослідження хімічного складу та фізико-хімічних властивостей бурових стічних вод / А.В. Пукіш, Я.М. Семчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №1(22). – С. 141 – 144.
4. Фесенко І.М. Оцінка якості відходів буріння та контроль за станом ґрунтів в районах спорудження нафтових та газових свердловин (на прикладі ДДЗ): автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 21.06.01 «Техногенна безпека держави» / І.М. Фесенко. – Харків, 2002. – 17 с.
5. Brandl H. Excavation support using deep mixing technology / H. Brandl, C.J. Rutherford // Proceedings of the international geotechnical conference «Geotechnical challenges in megacities». – Volume 1. – Published by GRF, 2010. – p. 29 – 54.
6. Патент України на корисну модель № 101183. Шламовий амбар з протифільтраційною завісою по типу «стіна у ґрунті». E02D 31/00, E02D 31/02 / М. Л. Зоценко, К. А. Тимофєєва; опубл. 25.08.2015, Бюл. № 16.
7. Патент України на корисну модель № 97681. Шламовий амбар для відходів нафтогазових свердловин. E02D 31/00 / К. А. Тимофєєва; опубл. 25.03.2015, Бюл. № 6.



Жолоб Н. Р.
Ляшенко С. О.
Лубан С. В.
Лубан Ю. В.
ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

ІНГІБУЮЧІ ВЛАСТИВОСТІ СОЛЕЙ ТА ЇХ СУМІШЕЙ

Важливим завданням під час буріння свердловини є підтримання стійкості гірських порід. Одним із факторів, який впливає на процес розміцнення порід, є хімічний склад фільтрату промивальної рідини [1, 3].

У більшості промивальних рідин роль неорганічного інгібітора традиційно виконує хлорид калію. При цьому в останні часи поширення набувають промивальні рідини, обважені солями та їхніми сумішами [2]. Залежно від необхідної густини вміст водорозчинних солей може змінюватись, як за номенклатурою так і за їх концентраціями. Це додатково має сприяти зростанню інгібуючої дії бурового розчину на глинисті породи. Вивчення ефективності впливу таких солей та їх сумішей на стійкість гірських порід стало предметом наших досліджень.

Оцінка інгібуючої здатності солей виконана за показником стійкості K_c (%), що визначався методом диспергування дроблених частинок аргіліту, певного гранулометричного складу, в середовищі розчинів різних солей та їх сумішей

$$K_c = 100 \frac{m_{\text{зал}}}{m_{\text{вих}}},$$

де $m_{\text{зал}}$ – маса сухого залишку аргіліту після проведення дослідів;

$m_{\text{вих}}$ – вихідна маса аргіліту до проведення дослідів.

Проведені дослідження показують, що у випадку застосування хлориду калію найбільш інтенсивне зростання показника стійкості спостерігається до концентрації 5 %. Подальше збільшення його вмісту у фільтраті промивальної рідини супроводжується незначним зростанням інгібуючої дії (рис 1). Таким чином, раціональний вміст хлориду калію у буровому розчині з позиції інгібуючої здатності та економічної доцільності становить 3 – 5 %, що забезпечує стійкість порід на рівні 75 – 76 %. Тобто, додаткове введення хлориду калію в буровий розчин вище встановлених оптимальних концентрацій практично не впливає на його інгібуючу здатність, а лише призводить до збільшення його вартості.

Більш потужного інгібуючого ефекту можна досягти при використанні форміату калію, межа розчинності якого є на порядок вищою. При однакових концентраціях іону K^+ (до 10 %) розчини форміату та хлориду калію забезпечують близькі між собою показники стійкості (рис. 2). Але при подальшому збільшенні вмісту форміату калію показник стійкості стабільно зростає та на межі повного насичення досягає 96 %, що є найвищим показником серед усіх солей, які досліджувались (рис. 3).

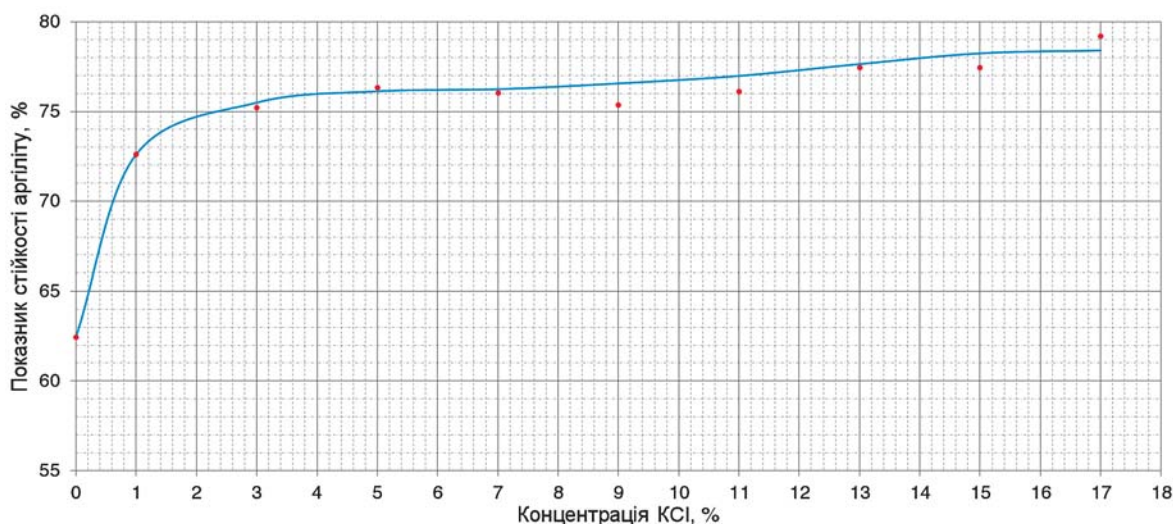


Рис. 1 – Вплив хлористого калію на показник стійкості аргіліту

Для обважнення промивальних рідин найчастіше використовуються хлориди натрію, кальцію та форміату натрію, а для досягнення більш високої густини можливе використання нітрату кальцію та форміату калію. Інгібуюча здатність таких солей при невисоких концентраціях суттєво поступаються хлориду калію (рис. 4). Проте, при концентраціях близьких до рівня насичення такі солі за інгібуючим впливом суттєво випереджають хлорид калію. У випадку застосування солей, де підвищення показника стійкості забезпечується іонами Ca^{2+} , Mg^{2+} та Na^{+} , на відміну від іону K^{+} , спостерігається практично лінійна залежність між показником стійкості та концентрацією відповідного іону (рис. 5 а, б). Величина показника стійкості породи в таких солях може досягати 93 %. Таким чином, у системах з високими концентраціями полівалентних солей додаткове введення хлориду калію недоцільне.

При обважненні водорозчинними солями у фільтраті промивальних рідин одночасно з іонами K^{+} будуть присутні інші іони, концентрація яких буде значно більшою. Питання ефективності їхньої спільної інгібуючої дії на даний час недостатньо вивчено.

Дослідженнями встановлено, що поєднання хлориду калію з хлоридом натрію суттєво збільшує інгібуючі властивості бурових розчинів у порівнянні з розчинами, інгібованими тільки хлоридом калію. Більше того, поєднанням хлоридів калію і натрію можна забезпечити стійкість аргіліту на рівні 82 %, що суттєво перевищує межу при індивідуальному застосуванні кожної з таких солей (рис. 6).

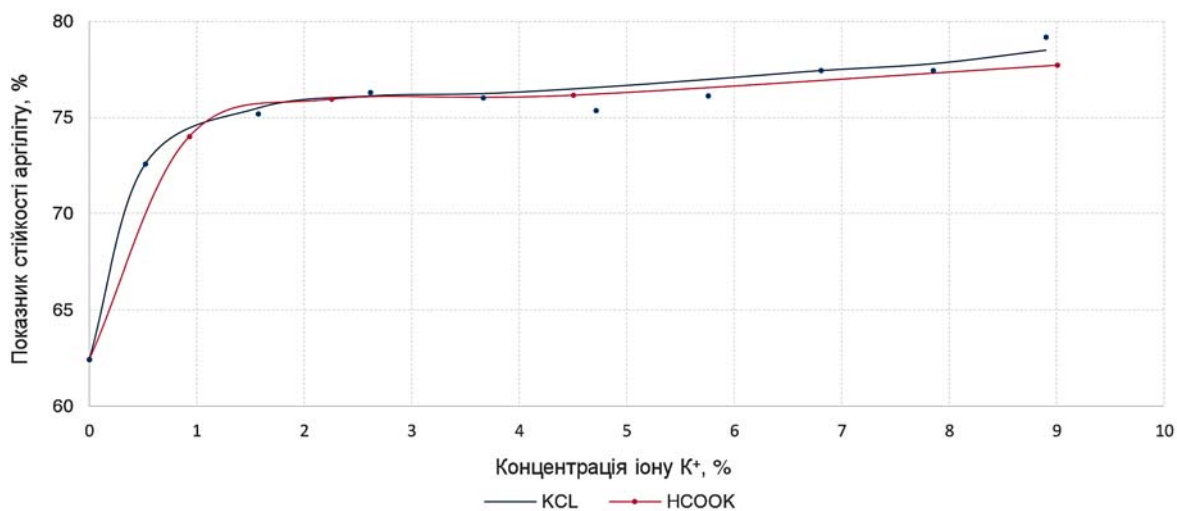


Рис. 2 – Порівняльний графік впливу хлориду калію та формиату калію на стійкість аргіліту при однаковій концентрації іонів K^{+}

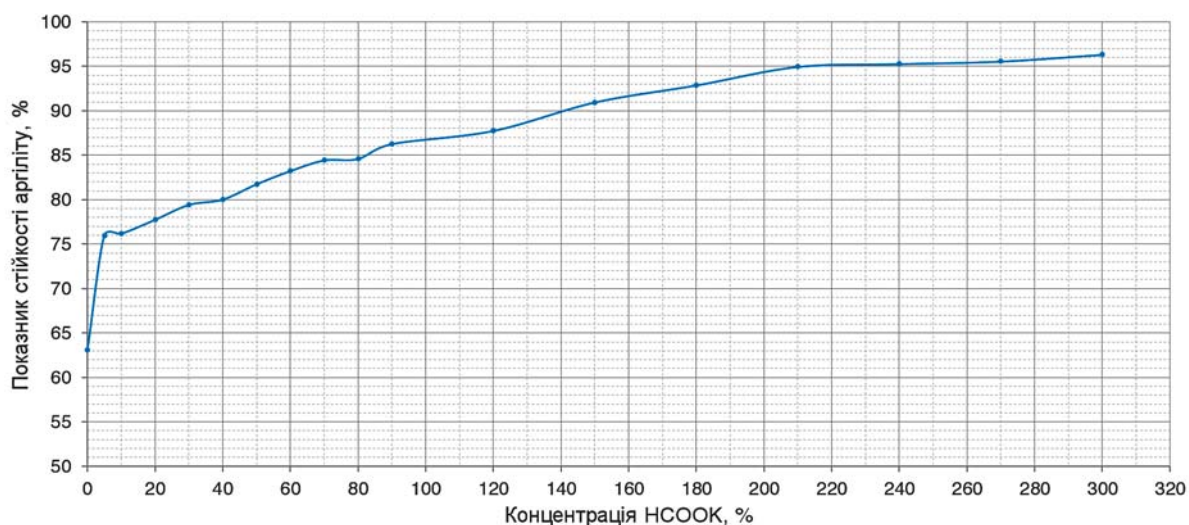


Рис. 3 – Вплив формиату калію на показник стійкості аргіліту

Аналогічний синергетичний ефект спільної інгібуючої дії іонів K^+ та Na^+ проявляється і у випадку застосування солей формиату калію та натрію (рис. 7). Така комбінація дозволяє досягнути рівня показника стійкості аргіліту 98 %, що на 2 % перевищує максимальний показник для формиату калію. При цьому, сумарна кількість солей для досягнення даного показника на 70 % нижча, ніж у випадку індивідуального використання формиату калію. Отже, підвищення інгібуючої здатності іону калію можливе за рахунок введення в буровий розчин іону натрію. Така комбінація дозволить не тільки досягнути більш високих показників стійкості, але і значно зменшить вартість промивальної рідини.

При спільному застосуванні хлоридів калію і кальцію їх вплив на процес інгібування порід залежить від співвідношення концентрацій солей в системі (рис. 8). При низьких концентраціях хлориду кальцію (менше 10 %) основний інгібуючий вплив на породу створює хлорид калію. Зі збільшенням концентрації хлориду кальцію, роль хлориду калію поступово зменшується і майже повністю нівелюється при концентрації хлориду кальцію більше 50 %. Подальше збільшення концентрації хлориду кальцію сприяє зростанню показника стійкості, але спостерігається ефект послаблення інгібуючої здатності сольової суміші по відношенню до розчину хлориду кальцію аналогічної концентрації.

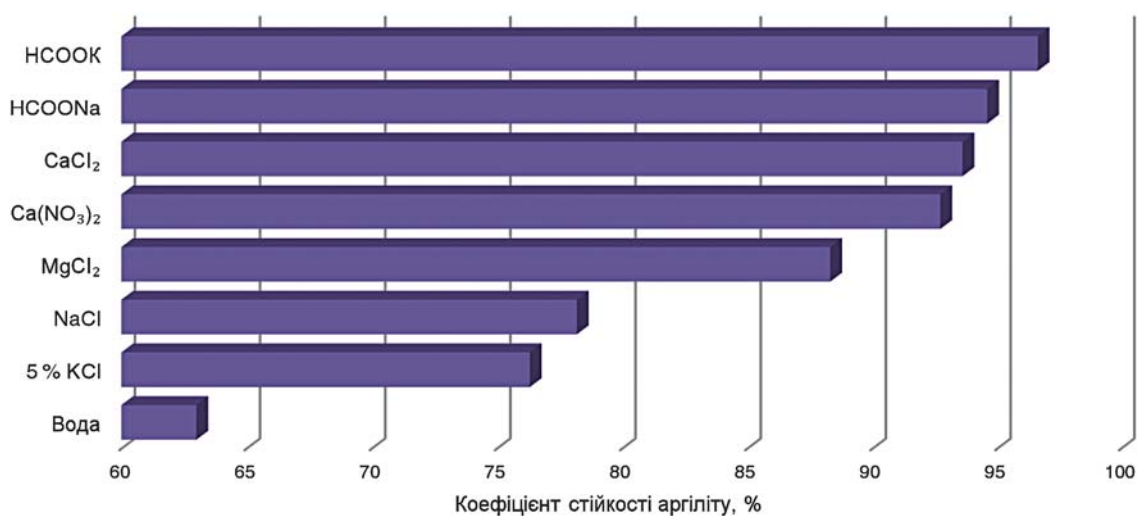
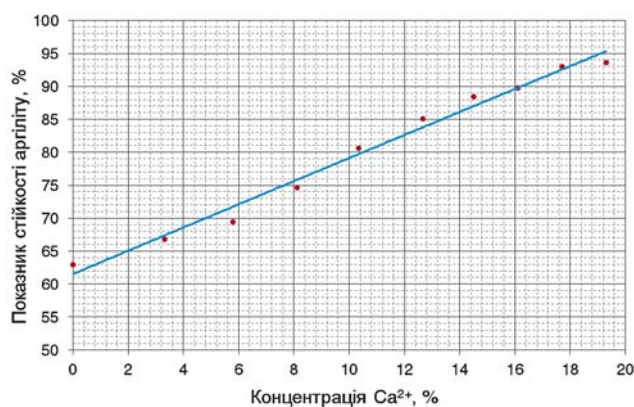
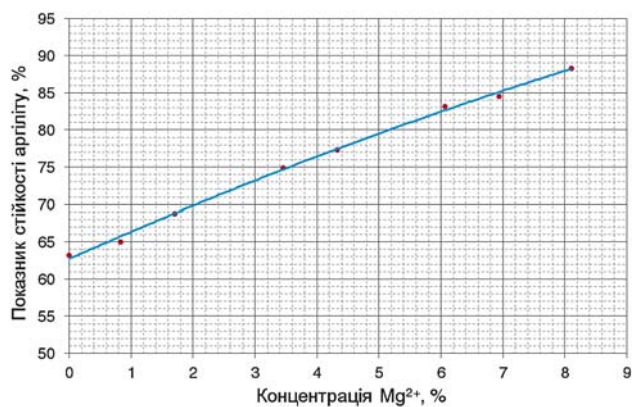


Рис. 4 – Порівняння показників стійкості аргіліту у воді та розчинах солей близьких до максимального насичення



а



б

Рис. 5 – Вплив концентрації солей на показник стійкості аргіліту: а – CaCl₂, б – MgCl₂

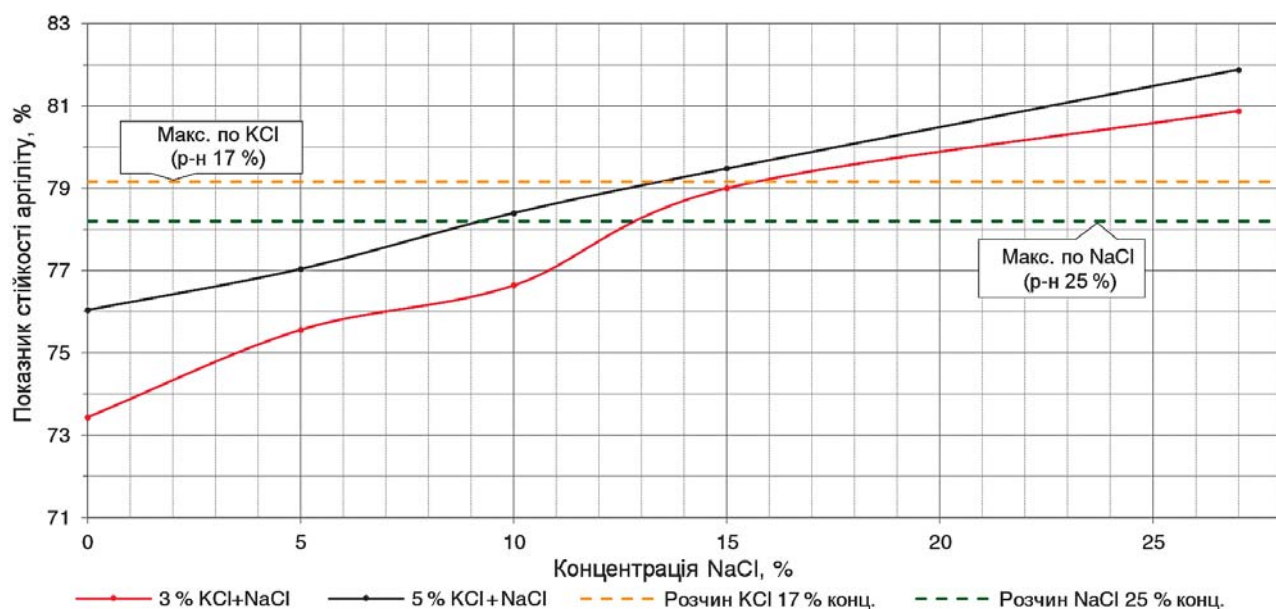


Рис. 6 – Підвищення стійкості аргіліту при спільному застосуванні хлоридів калію і натрію

Таким чином, виходячи з результатів досліджень, можемо зробити такі висновки:

1. Рациональна концентрація хлориду калію у фільтраті промивальної рідини з позиції інгібуючої здатності та економічної доцільності становить 5 %. Тобто, додаткове введення хлориду калію в буровий розчин вище встановленої концентрації практично не впливає на інгібуючу здатність, а тільки збільшує його вартість.

2. Всі солі, які досліджувалися при концентраціях близьких до повного насичення, володіють вищими показниками інгібування, ніж хлорид калію. Отже, у бурових розчинах, обважнених водорозчинними солями, максимальна ступінь інгібування може бути досягнута без хлориду калію, а його застосування може бути взагалі недоцільним.

3. Підвищення ефективності інгібуючої здатності хлориду калію можливе за рахунок додаткового введення хлориду натрію. Таке поєднання дозволить не тільки досягнути більш високих показників стійкості, але і значно зменшить вартість промивальної рідини.

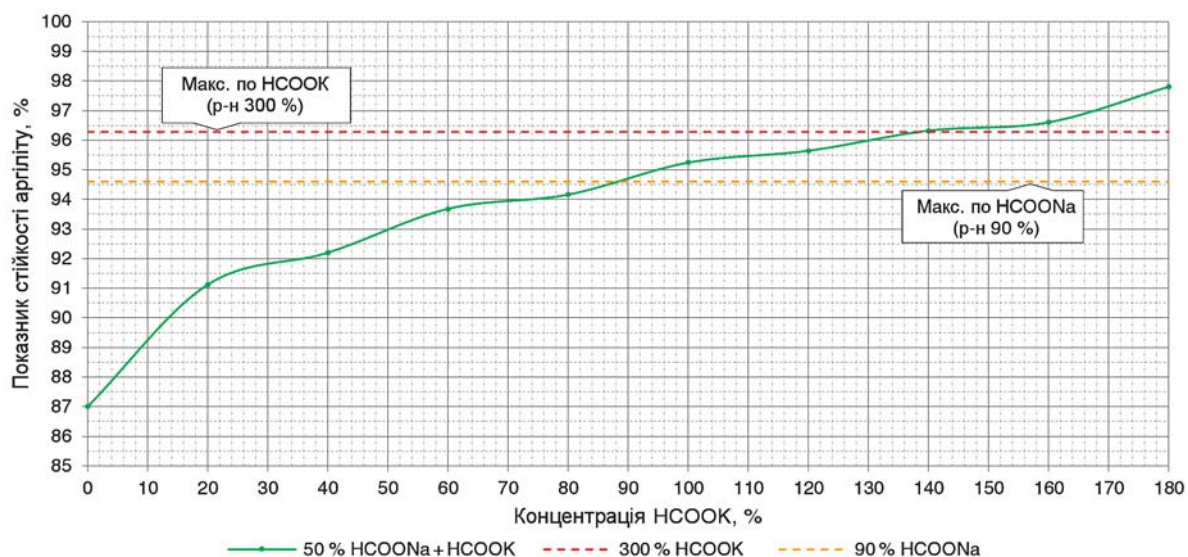


Рис. 7 – Підвищення стійкості аргіліту при спільному застосуванні формиату натрію і калію

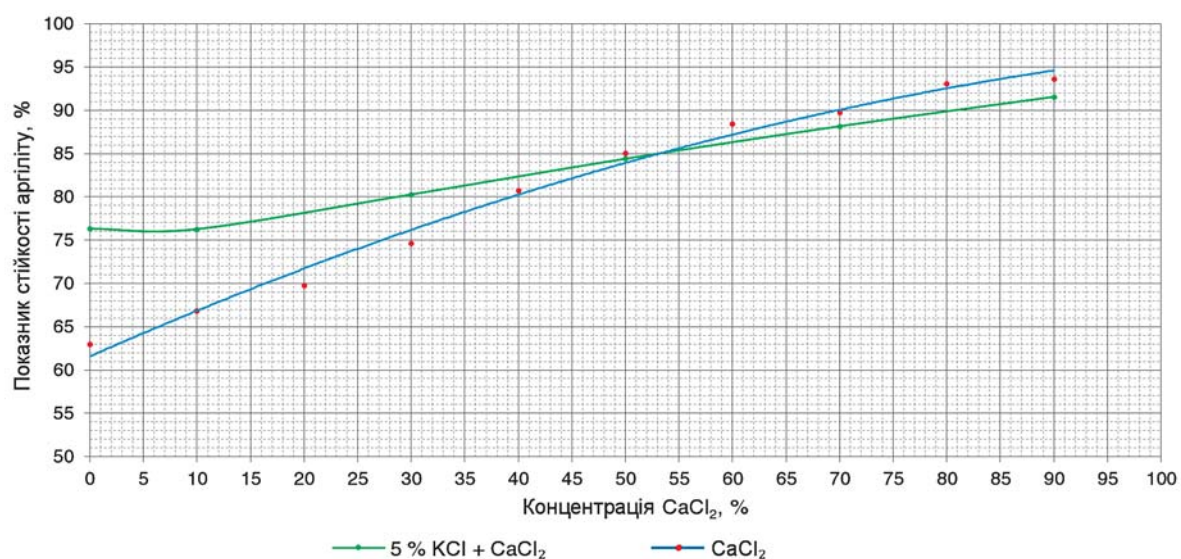


Рис. 8 – Підвищення стійкості аргіліту при спільному застосуванні хлоридів калію і кальцію

4. В системах, обважнених хлоридом кальцію, хлорид калію створює інгібуючий вплив лише при невисоких концентраціях хлориду кальцію (до 50 %). При більших концентраціях CaCl₂ хлорид калію погіршує інгібуючу здатність. Тобто використання хлориду калію в концентрованих розсолах хлориду кальцію є недоцільним.

Література

1. Киреев А.М. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / А.М. Киреев, В.С. Войтенко. – Тюмень: Изд.-полиграф. Центр «Экспресс», 2006. – Т. 1. – 280 с.
2. Застосування безглинистих промивальних рідин в умовах високих пластових тисків і температур / [Ю.В. Лубан, С.В. Лубан, В.В. Дудзич та ін.] // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 18 – 22.
3. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / Новиков В.С. – М.: Недра, 2000. – 270 с.



Гадяк В. В.
Цицкиєв В. А.
Хома Я. В.
ТОВ «Веллспрінг Енерджі»

ПЕРСПЕКТИВИ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ ШЛЯХОМ ВІДНОВЛЕННЯ СТАРОГО ФОНДУ СВЕРДЛОВИН

Для нашої країни першочерговим завданням є вирішення проблеми енергетичної незалежності шляхом збільшення видобутку власного газу. Основна частина запасів нафти та газу зосереджена на родовищах, багато з яких знаходяться на стадії пізньої експлуатації або наближаються до неї.

Великою проблемою для галузі залишається низький об'єм капітальних вкладень у пошуки та розробку нових родовищ.

Тому перспективним методом вирішення частини цих проблем є відновлення бездіючого фонду свердловин та збільшення їх дебіту шляхом буріння бокових похилих або горизонтальних стовбурів із вирізаного вікна в обсадній колоні.

Буріння бокових стовбурів дає можливість збільшити дебіт свердловин за рахунок повторного розкриття пласта, котрий раніше рахувався нерентабельним, більш продуктивних зон пласта, а також дозволяє обійти зони забруднення та обводнення пласта.

Вартість та строк окупності капітальних затрат на будівництво бокового стовбура значно нижчі аналогічних показників буріння нової свердловини за рахунок використання більшої частини стовбура існуючої свердловини та наявної інфраструктури родовища.

Більше того боковий стовбур проходить поблизу зони продуктивного пласта, котра вже охарактеризована керновим матеріалом та каротажними даними, результатами випробування та експлуатації старої свердловини, що суттєво скорочує витрати на геофізичні дослідження.

Системне використання технології буріння бокових стовбурів в конкретному нафтогазовидобувному регіоні рівноцінно відкриттю нового родовища.

Компанія «Веллспрінг Енерджі» має всі необхідні дозволи, обладнання та персонал для проведення робіт із вирізання технологічного вікна в 139,7, 168,3, 177,8 та 244,5 мм обсадних колонах.

Для ізоляції ділянки стовбура в експлуатаційних колонах, розміщеного нижче місця забурювання бокового стовбура, ми використовуємо **профільний перекривач ОЛКС** виробництва компанії DRILLING INNOVATION.

Призначення:

- для перекриття зон ускладнень (катастрофічні поглинання, водопроявлення, обвали, осипання);
- захист продуктивних горизонтів від блокування проникних каналів буровими та цементними розчинами;
- для ремонту проміжних і експлуатаційних колон при бурінні та капітальному ремонті свердловин.



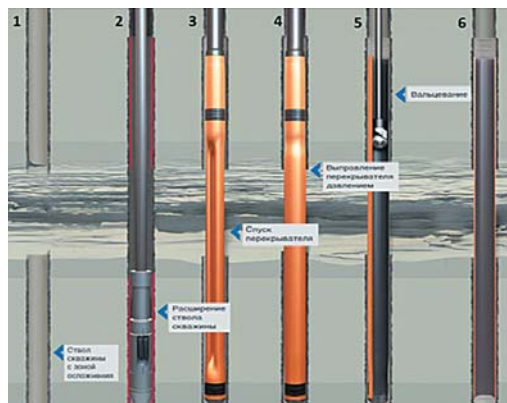
Профільний перекривач

Область застосування:

- вертикальні свердловини;
- похило-скеровані свердловини;
- горизонтальні свердловини.

Технологічна ефективність:

- вирішення проблеми ізоляції зон з інтенсивними поглинаннями бурового розчину;
- скорочення термінів будівництва свердловин;
- перекриття пластів без зменшення діаметру свердловини під час буріння;
- застосовується без цементування;
- забезпечує перекриття зони негерметичності експлуатаційних колон із мінімальним зменшенням прохідного діаметру.



Спуск перекривача:

1 – стовбур свердловини із зоною ускладнень;

2 – розширення стовбура свердловини;

3 – спуск перекривача;

4 – вирівнювання перекривача тиском;
5 – вальцювання.



Для вирізання вікна використовуємо обладнання **KLEN-HA** виробництва DRILLING INNOVATION. Ці пристрої зарекомендували себе тільки з кращої сторони. За допомогою цих пристроїв було вирізано більше 1200 вікон у колонах різного діаметру. Системи KLEN-HA є прості у використанні та економлять час на установку і вирізання вікна за рахунок відсутності потреби у встановленні опорних цементних мостів, відносно невисока вартість їх виготовлення.

Обладнання KLEN-HA призначене для фрезерування вікна в обсадній колоні і відкритому стовбурі свердловини, буріння короткого стовбура під КНБК у заданому напрямку за один рейс. Складається з гідравлічного якоря, клина з гідросистемою, фрезера та допоміжного інструменту. Зарізання бокового стовбура виконується у такій послідовності.

Зібраний на гирлі комплекс інструменту опускають у заздалегідь прошаблоновану свердловину на задану глибину. Після орієнтування клина, насосом створюють перепад тиску, завдяки чому розкривається якор, який фіксує клин-відхилювач в обсадній колоні. Натягом бурильного інструменту зрізають транспортувальний гвинт та звільняють інструмент від клинового відхилювача. Далі фрезерують вікно в обсадній колоні, яке закінчується виходом розширюючої частини фрезера за обсадну колону. Допускається буріння фрезером короткого стовбура під КНБК для наступного поглиблення бокового стовбура.

Переваги використання системи KLEN-HA:

- дозволяє виконувати зарізку бокового стовбура без цементування та опорі на штучний вибій у свердловинах із зенітними кутами до 90°;
- армований металокерамічною композицією і твердосплавними пластинами на торцьовій частині фрезер забезпечує високу швидкість фрезерування;
- проста конструкція і надійний якір;
- тривалість фрезерування вікна складає 2 – 9 год залежно від марки сталі та товщини стінки труби обсадної колони, а також зенітного кута в інтервалі зарізки.

Орієнтування клина-відхилювача KLEN-НА в колоні проводиться за допомогою гіроскопічного інклінометра ИГ. Переваги використання інклінометра ИГ:

- відсутність необхідності діамагнітних бурильних труб, оскільки він не чутливий до магнітного впливу;
- можливість використання при вибійних температурах до 100 °С і тисках до 100 МПа;
- при внутрішніх діаметрах бурильних труб (замків) до 52 мм.

Таким чином, одним із шляхів збільшення видобутку вуглеводнів та зменшення витрат є відновлення бездіючого фонду нафтових та газових свердловин. Буріння бокових стовбурів із застосуванням сучасного обладнання та новітніх технологій, на сьогодні, це один із самих перспективних та екологічно безпечних напрямків збільшення об'ємів видобутку нафти та газу.



Обладнання для орієнтування клина-відхилювача в колоні



Романишин Л. І.

Романишин Т. Л.

Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу

ОЧИЩЕННЯ ВИБОЇВ СВЕРДЛОВИН ВІД МЕТАЛУ МАГНІТНИМИ ЛОВИЛЬНИМИ ПРИСТРОЯМИ

Процес спорудження нафтогазових свердловин супроводжується періодичними відмовами та поломками бурового інструменту. В результаті аварій з породоруйнівним інструментом, падінням у свердловину сторонніх предметів, геофізичних або інших приладів на вибої залишаються різні за формою та масою металеві уламки. Загалом дані аварії складають близько 20 % від загальної кількості. Ефективним способом вилучення із свердловини металевих предметів без їх попереднього руйнування є використання магнітних ловильних пристроїв.

Проведений аналіз відомих конструкцій магнітних пристроїв виявив їх загальні недоліки: невисока вантажопідймальна сила, схильність до саморозмагнічування пристроїв з литими магнітами, швидке зношення робочої поверхні магнітної системи, розсіювання магнітного поля в зазорах між корпусом і системою, низька надійність утримання видовжених предметів [1].

У зв'язку з низькою ефективністю засобів очищення вибоїв в процесі спорудження свердловин актуальним є завдання вдосконалення свердловинних магнітних ловильних пристроїв і визначення їх експлуатаційних характеристик.

За останній час розроблено нові магнітотверді матеріали, а саме висококоерцитивні постійні магніти із рідкісноземельних матеріалів [2]. Використання таких магнітів у системах ловильних пристроїв дозволило створити нові конструкції з суттєво вищими характеристиками.

За замовленням бурових і нафтогазовидобувних підприємств в ІФНТУНГ розроблено магнітні ловильні пристрої типу ПМЛ із зовнішніми діаметрами 88, 103, 115, 118, 146, 195 та 270 мм на основі вдосконалених магнітних систем із рідкісноземельними магнітами складу неодим-залізо-бор. Оптимальні геометричні розміри елементів магнітних систем визначено шляхом побудови їх тривимірних моделей та подальшого розрахунку методом скінченних елементів у середовищі програми ANSYS Maxwell [3].

Магнітний ловильний пристрій (рис. 1) складається з корпусу, всередині якого розміщена магнітна система, перехідника, призначеного для з'єднання з колоною бурильних труб, та коронки. За замовленням підприємств пристрої додатково можуть комплектуватися направляючою воронкою або захисним кільцем. Для свердловин з великим умовним діаметром вперше розроблено пристрій з багатополусною системою [4]. Нові технічні рішення дозволили зменшити розсіювання магнітного поля, що дало можливість значно підвищити коефіцієнт використання енергії постійних магнітів.

Суттєвими відмінностями розроблених пристроїв від аналогів є:

– використання висококоерцитивних рідкісноземельних неодимових магнітів;

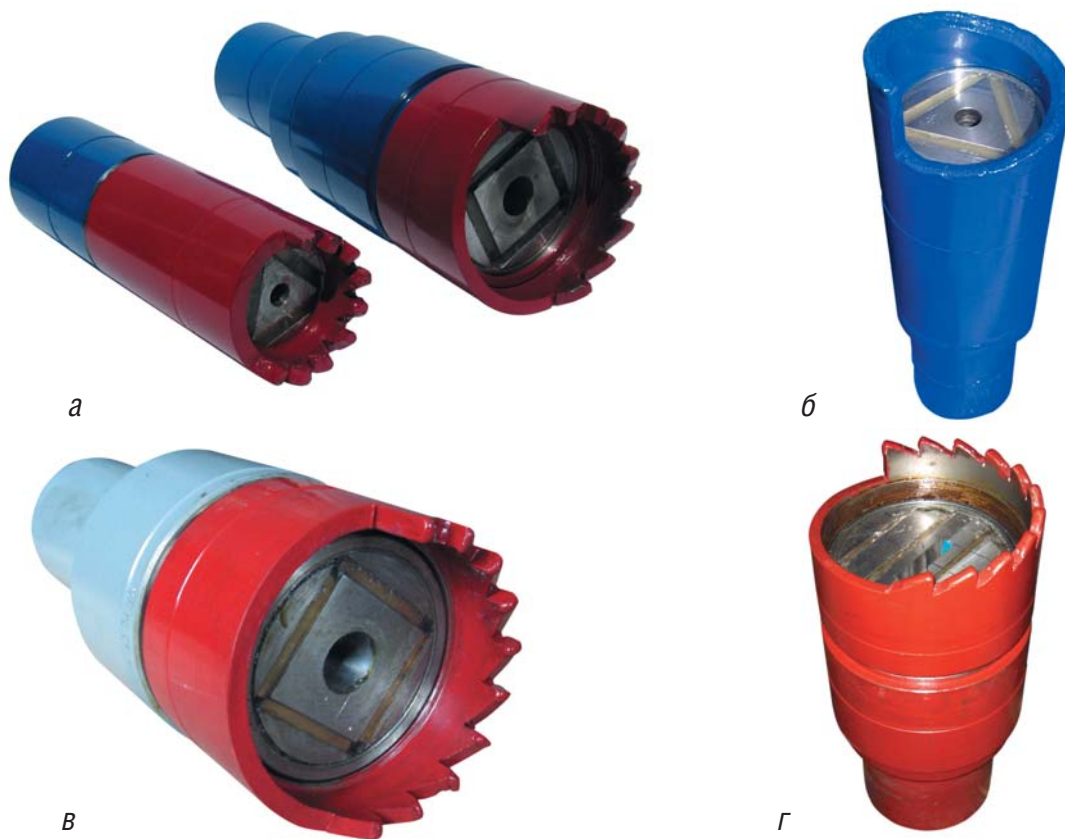


Рис. 1 – Магнітні ловильні пристрої:
а – ПМЛ-88 і ПМЛ-146; б – ПМЛ-115; в – ПМЛ-195; г – ПМЛ-270

- принципово нові конструкції магнітних систем;
- здатність магнітних систем пристроїв усіх типорозмірів залишатися нерухомими під час ловильних робіт, що запобігає зношенню їх робочих поверхонь;
- оптимальні співвідношення геометричних розмірів елементів систем.

Ефективність роботи магнітних пристроїв знижується під час вилучення предметів, що слабо володіють феромагнітними властивостями: елементів бурильної колони, породоруйнівного, ріжучого та ловильного інструменту. Для їх виготовлення застосовуються якісні конструкційні та леговані сталі 45, 36Г2С, 40Х, 40ХН, долотні сталі 14ХН3МА, 18ХН3МА, твердий сплав.

За результатами дослідження впливу матеріалу предметів на силові характеристики системи встановлено зменшення питомої вантажопідіймальної сили на 9 – 10 % для зразків зі сталі 40Х, 40ХН, 36Г2С та на 20 – 22 % для зразків зі сталі 14ХН3МА, 18ХН3МА. Сила притягання зразка зі вольфрамо-кобальтового сплаву становить 15 – 20 % від максимального значення.

Як відомо, параметри постійних магнітів змінюються внаслідок дії зовнішніх умов. Під час експлуатації на значних глибинах магнітні ловильні пристрої піддаються впливу високих температур до 200 °С.

Проведено дослідження впливу температури на підймальну силу системи ловильного пристрою діаметром 146 мм з неодимовими магнітами марки N38H. Аналізуючи одержані результати (рис. 2) бачимо, що сила притягання системи зменшується на 5,6 % із досягненням максимальної робочої температури магнітів 120 °С. Це досить прийнятний показник, враховуючи той факт, що після повернення до початкових умов підймальна сила повернеться до максимального значення. Аналогічні результати отримано для систем із магнітами з робочою температурою від 80 до 200 °С. Проте, необхідно відмітити, що експлуатація ловильних пристроїв за температур вище робочих призводить до незворотних втрат підймальної сили.

Порівняльний аналіз характеристик вітчизняних та закордонних магнітних ловильних пристроїв (табл. 1) дає можливість стверджувати, що розроблені пристрої за вантажопідіймальною силою в 4 – 6 разів перевищують аналоги з литими та в 1,5 – 2 рази – з феритовими і рідкісноземельними магнітами [5].

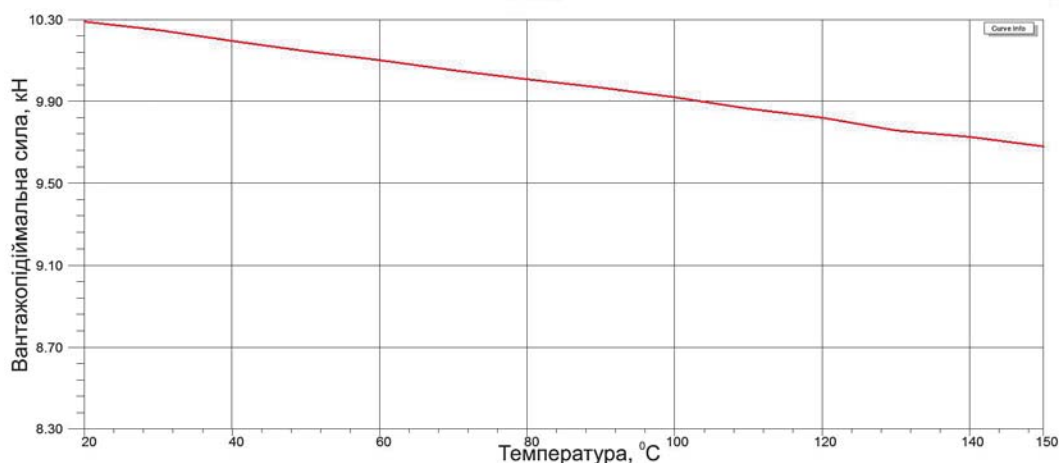


Рис. 2 – Залежність сили притягання пристрою ПМЛ-146 від температури

За показниками надійності розроблені пристрої перевищують зарубіжні, так як робочі поверхні магнітних систем за рахунок відсутності провертання менше піддаються зношенню під час контакту з аварійними предметами.

Табл. 1 – Порівняльні характеристики магнітних ловильних пристроїв

Діаметр ловильного пристрою D, мм	Вантажопідіймальна сила F, кН					
	Пристрої ПМЛ (ІФНТУНГ)	Пристрої УОЗ (Україна)	Фрезери магнітні ФЛМ (Росія)	Магнітні уловлювачі МСЛ (Росія)	Фрезери магнітні ФМ, (Азербайджан)	Bowen Fishing magnets (США)
88-92	3,8	2,6	1,7	3,5	0,7	0,4
103	4,7	4,0	2,5	-	0,8	0,8
115	6,2	3,8	2,5	-	0,95	1,1
118	6,7	-	2,5	5,5	1,0	-
146-150	10,4	6,5	6,5	7,0	2,4	1,7
195	19,6	10,0	8,5	9,0	3,2	3,1
270-275	42,3	19,0	10,0	21,8	6,8	4,5

Дослідно-промислові випробування розроблених пристроїв на бурових, нафтогазопромислових та геофізичних підприємствах України і Литви підтвердили результати теоретичних та експериментальних досліджень, ефективність роботи під час очищення свердловин від феромагнітних предметів різної форми і маси та здатність уловлювати твердосплавні елементи, стабільність магнітних і силових параметрів у складних умовах експлуатації, а також значну перевагу перед аналогічними пристроями на основі феритових магнітів [6].

Одним із важливих чинників підвищення техніко-економічних показників поглиблення свердловини і зниження аварійності є систематичне очищення вибою свердловини від металевих предметів (частинок), що залишаються у свердловинах після аварій та бурінні. Особливо багато металевих скрапу залишається у свердловинах після аварійно-відновлювальних робіт. Так, після фрезерування металевих предметів на вибої залишається скрап масою від 75 до 85 % маси цілого предмету, який не виноситься до гирла свердловини, а супроводжує процес буріння і є однією з причин виходу з ладу породоруйнівного інструменту.

Усі розглянуті вище та розроблені авторами ловильні пристрої передбачають необхідність додаткової спуско-підіймальної операції. Відсутні пристрої для періодичного очищення свердловин від металу, крім шламометалоуловлювачів, які можна включати в компоновку бурильної колони при бурінні чи фрезеруванні, та й ті малоефективні при вилученні металевих частинок.

Тому, з метою задоволення потреб бурових організацій у високоефективних засобах для періодичного профілактичного очищення вибоїв свердловин від феромагнітних предметів в бурінні та

аварійно-відновлювальних роботах, розроблено магнітний металоуловлювач.

Магнітний металоуловлювач (рис. 3) складається з корпусу 1 для з'єднання з бурильною колоною та породоруйнівним або ловильним інструментом. До корпусу за допомогою лап 2, стержнів 5 та скоб 6 прикріплені системи з кільцевих магнітопроводів 3 та високоенергетичних магнітів 4, розміщених двома ярусами. Новизна конструкції полягає в тому, що магнітні системи виконані відкритими для обтікання промивальною рідиною та розміщені двома ярусами, причому верхній ярус зміщений відносно нижнього на 45° [7]. Таким чином, створюються умови для ефективного уловлювання феромагнітних частин, позаяк промивальна рідина постійно омиває магнітні системи.

Пристрій встановлюють у нижній частині бурильної колони над породоруйнівним (різальним, ловильним) інструментом, опускають у свердловину, промивають вибіи і починають буріння (фрезерування). При промиванні рідина проходить внутрішнім каналом пристрою, потрапляє до зони руйнування породи (аварійного предмету), де захоплює зруйнований метал та породу і виносить їх у затрубний простір. При цьому рідина омиває магнітні системи, які вилучають із неї феромагнітні частинки. Після завершення буріння або аварійно-відновлювальних робіт пристрій піднімають на поверхню і очищують від уловлених предметів.

Отже, створено нове покоління ловильних пристроїв на основі постійних рідкісноземельних магнітів, що володіють в 1,5 – 6 разів вищою вантажопідіймальною силою, ніж відомі аналоги. Також розроблено ловильний пристрій гідромагнітної дії для періодичного очищення вибоїв свердловин від феромагнітних предметів при бурінні та аварійних роботах.

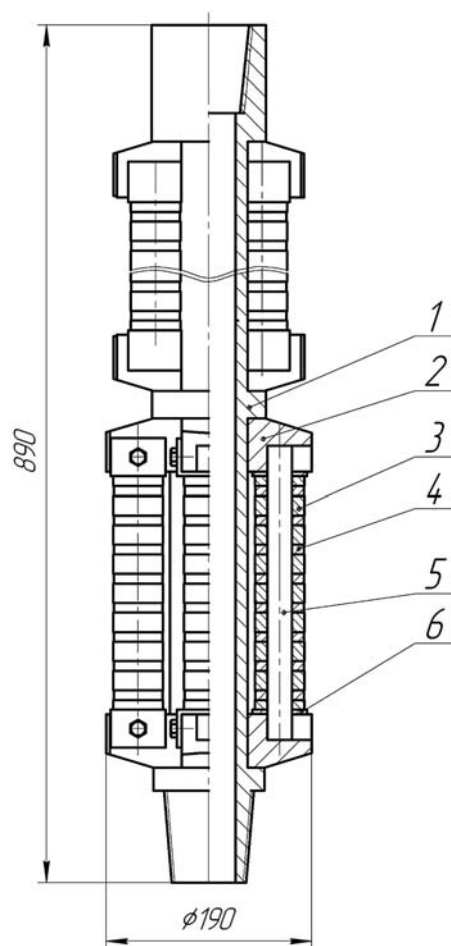


Рис. 3 – Магнітний металоуловлювач:
1 – корпус; 2 – лапа; 3 – магнітопровід;
4 – постійний магніт; 5 – стержень;
6 – скоба

Література

1. Магнитные устройства для очистки скважин / Ю. А. Курников, И. Ф. Концур, М. Т. Кобылянский, Л. И. Романишин; под. ред. Ю. А. Курникова. – Львов: Вища школа, 1988. – 108 с.
2. Advanced Magnetic Materials and Applications: the 2nd International Symposium on 12–16 July 2010, Sendai International Center, Sendai, Japan. – Journal of Physics: Conference Series 266 (2011).
3. Romanyshyn L. Modeling and calculation of magnetic systems of borehole fishing tools / L. Romanyshyn, T. Romanyshyn, T. Vengryniuk // Metallurgical and Mining Industry. – 2016. - № 5. – p. 82-89.
4. Пат. 99790 Україна, МПК E21B 31/06. Уловлювач магнітний / Є. І. Крижанівський, Л. І. Романишин, Т. Л. Романишин; заявник і патентовласник Є. І. Крижанівський, Л. І. Романишин, Т. Л. Романишин. – №a2011 09349; заявл. 26.07.2011; опубл. 25.09.2012, Бюл. № 18. – 6 с.
5. Экспериментальные исследования характеристик магнитных систем ловильных устройств / Е. И. Крыжановский, П. Н. Райтер, Л. И. Романишин, Т. Л. Романишин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 104-106.
6. Романишин Л. І. Дослідно-промислові випробування магнітних ловильних пристроїв / Л. І. Романишин, В. В. Гладун, Т. Л. Романишин // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. — К.: ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2013. — Вип. 16. — С. 160-164.
7. Пат. 32318 Україна, МПК E21B 31/06. Металоуловлювач магнітний / Романишин Л. І., Атаманчук І. С., Лях М. М., Євчук Л. В., Романишин Т. Л.; патентовласник ІФНТУНГ. – u2008 00298; заявл. 08.01.2008; опубл. 12.05.2008, Бюл. № 9. – 4 с.



Довгополий Є. Є.
ТОВ «УКРСКС»

ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ДЛЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Спеціалістам відомо, що на сьогоднішній день видобування нафти і газу в Україні пов'язане з низкою проблем, зумовлених переважно значним виснаженням родовищ, ускладненнями під час буріння і експлуатації свердловин тощо. Це диктує необхідність розробки і прийняття технологічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності і безпеки видобування вуглеводнів.

При цьому слід зазначити, що ефективність видобування залежить не тільки від геологічних умов, які безперечно мають бути враховані при прийнятті відповідних рішень, і технічних характеристик свердловини на етапі введення в експлуатацію, але і від того, наскільки оптимальні технічні характеристики свердловини забезпечуються в процесі експлуатації під впливом гідромеханічних навантажень при різних способах та режимах експлуатації, включаючи сучасні методи інтенсифікації.

Інакше кажучи, якісне видобування продукції залежить від виконання однієї з ключових вимог – надійності свердловини, яка характеризується здатністю її технічних характеристик забезпечувати ефективне і безпечне видобування вуглеводнів протягом планового періоду експлуатації. На наш погляд, однією із визначальних таких характеристик, без якої надійність будь-якої свердловини наближається до нуля, є герметичність на контакті між основними елементами конструкції свердловини, або герметичність так званої системи «обсадна колона – цементне кільце – стінка свердловини».

Чому саме герметичність є визначальною і потребує особливої уваги? Відсутність герметичності в елементах конструкції свердловини є основною причиною виникнення перетоків і передчасного обводнення продуктивних пластів, виникнення заколонних газопроявів. Як наслідок – значне погіршення експлуатаційних показників (зменшення дебітів, зниження якості продукції в результаті обводнення), надлишкові витрати на ремонтно-ізоляційні роботи, зростання ризиків втрати контролю над свердловиною, що може призвести не тільки до її ліквідації, але і до екологічної катастрофи.

Як показує практичний досвід, в переважному числі випадків до вищезазначених негативних наслідків призводить руйнування сформованого цементного кільця відразу після введення свердловини в експлуатацію, або з часом під дією змінних навантажень. Це відбувається в результаті прийняття технологічних рішень стосовно способів цементування, тампонажних матеріалів та інших елементів технологічного комплексу, які не відповідають заданим умовам з точки зору безпеки та результативності. Таким чином, саме процес цементування є ключовим у вирішенні проблеми

герметичності, а отже і забезпеченні достатньої надійності свердловини, яка гарантує екологічну безпеку та високі показники видобування.

Група компаній «СКС» займається розробкою і впровадженням ексклюзивних технологічних рішень для ефективного цементування нафтових і газових свердловин. Сьогодні на ринку подана величезна кількість альтернативних варіантів для цементування свердловин у різних гірничегеологічних умовах. На даний час не існує єдиної методики оцінки пропонованих технологічних рішень для забезпечення герметичності конструкції свердловини. Наприклад, вимоги стандартів до тампонажних цементів регламентують мінімальні значення параметрів, які є достатніми лише для безпечного проведення процесу цементування, але не дають гарантій надійної роботи свердловин в процесі експлуатації. Ситуація ускладнюється в умовах тендерної системи закупівель, коли через відсутність попередньої оцінки ефективності вибираються найдешевші і, на жаль, часто найменш ефективні варіанти.

Очевидно, що в умовах сьогодення існує нагальна потреба розширення критеріїв оцінки ефективності тих чи інших технологічних рішень у заданих умовах та створення системи оцінювання технологічних комплексів цементування, орієнтованої на постійне покращання показників якості. Під поняттям «технологічний комплекс» мається на увазі сукупність взаємозв'язаних технологічних елементів з визначеними параметрами, враховуючи параметри робочих рідин (бурові розчини, буферні рідини, тампонажні розчини), оснащення колон, параметри процесів підготовки і проведення цементування (підготовка стовбуру свердловини, способи і режими цементування).

Яким же чином можна оцінити ефективність технологічних комплексів цементування? Наша компанія робить це за допомогою розробленого програмного забезпечення «СemExpert».

«СemExpert» — це програмне забезпечення, розроблене на базі статистичних даних групи компаній «СКС», включаючи досвід цементування понад 12 000 свердловин у різних гірничегеологічних умовах із застосуванням великої кількості комбінацій тампонажних систем. Наразі програма дозволяє оцінити понад 30 параметрів технологічного комплексу цементування за шкалою ефективності з точки зору вирішення проблем із герметичністю в конкретних гірничегеологічних умовах і обрати найбільш ефективний з них.

Для проведення оцінки задаються вхідні дані (рис.1) у вигляді числових параметрів, що характеризують гірничегеологічні умови для конкретної свердловини та фактори (в тому числі гідравлічні навантаження в процесі освоєння і експлуатації), які можуть сприяти виникненню зон негерметичності, числові значення параметрів елементів технологічного комплексу (свердловина, тампонажні розчини і т.ін.) цементування свердловини.

Після цього визначається коефіцієнт складності гірничегеологічних умов та ускладнюючих факторів у бальній системі від 0 до 100. Коефіцієнт складності є відношенням фактичних значень факторів, що впливають на ризик виникнення негерметичності в заданих умовах, до їх максимальних значень. Далі програма проводить оцінку технологічного комплексу цементування за такою системою. Ця оцінка характеризує здатність технологічного комплексу цементування протидіяти негативному впливу гірничегеологічних умов та ускладнюючих факторів. Програма має можливість подати результат оцінки тампонажної системи у вигляді 3D поверхні (рис. 2), що дозволяє більш детально проаналізувати відповідність кожного з параметрів заданим умовам.

На основі оцінок параметрів технологічного комплексу можна отримати інтегральну оцінку його ефективності для конкретних умов свердловини та визначити ризик отримання негерметичності.

Наприклад, коефіцієнт складності гірничегеологічних умов та факторів ($K_{сл}$) за обчисленням СemExpert склав 54 бали, технологічний комплекс цементування отримав оцінку (C) 63,8 бали. Таким чином, ризик отримання негерметичності в елементах конструкції свердловини при використанні даного технологічного комплексу складає

$$P = K_{сл} \left(1 - \frac{C}{100} \right) = 54 \left(1 - \frac{63,8}{100} \right) = 19,55 \, \%.$$

Серед основних особливостей програмного забезпечення СemExpert можна виділити такі:

- принцип комплексності, який дозволяє оцінювати технологічні елементи з урахуванням їх взаємовпливу та підібрати параметри для досягнення оптимального результату;

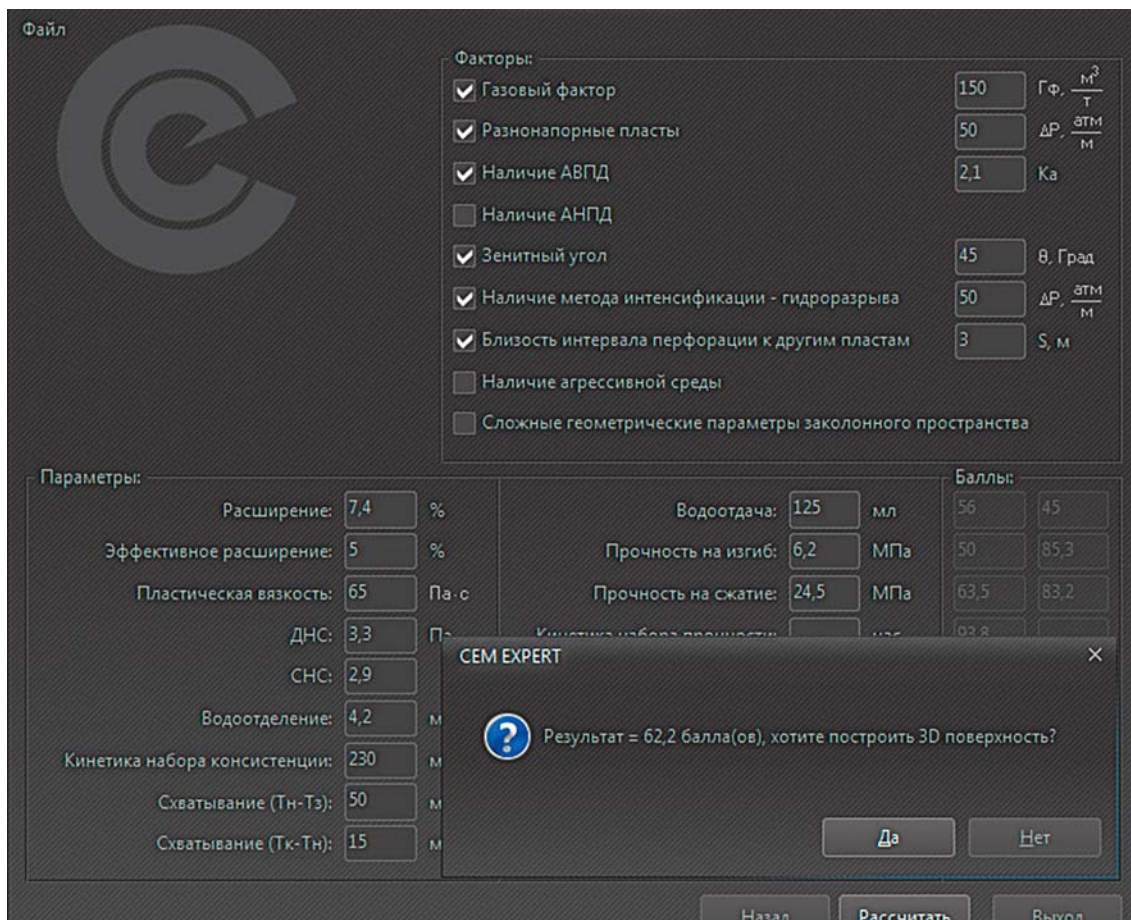


Рис.1 – Діалогове вікно програми «СетExpert» для задавання вхідних даних

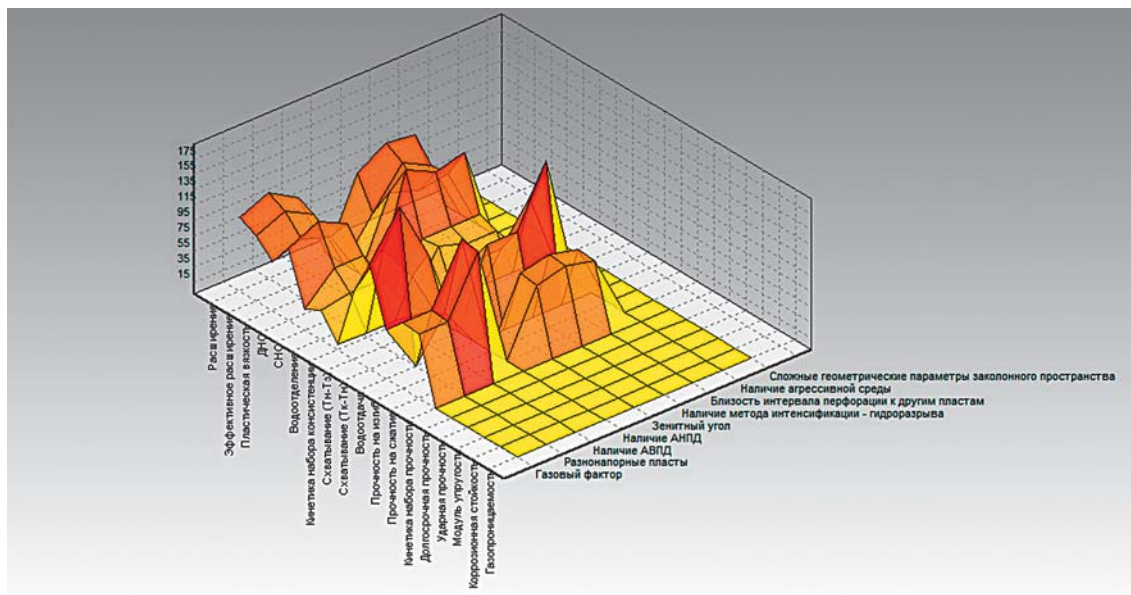


Рис. 2 – 3D поверхность з результатами оцінки тампонажної системи

- спрощення вибору ефективних технологічних рішень для цементування в конкретних умовах та зниження технологічних, фінансових і екологічних ризиків;
- універсальність для вирішення різних технологічних задач цементування на об'єктах будь-якої складності.

Таким чином, застосування програмного комплексу CEMExpert дозволяє знизити екологічні ризики, підвищити рентабельність об'єктів, а також збільшити частку економічно виправданих проектів розробки вуглеводнів.



Paweł Budak
Renata Cicha-szot
Grzegorz Leśniak
Marcin Majkrzak
Instytut Nafty i Gazu
– Państwowy Instytut Badawczy, Polska

PŁUCZKA OLEJOWA — WPŁYW TEMPERATURY NA USZKODZENIE PRZEPUSZCZALNOŚCI

Konieczność zatłoczenia do odwiertu cieczy roboczej zachodzi m.in. w trakcie procesu wiercenia, przy wykonywaniu prac rekonstrukcyjnych, przeprowadzaniu zabiegów stymulacyjnych, zmianie wyposażenia wgłębnego i udostępnianiu złoża. Ciecz robocza spełnia szereg zadań takich jak ułatwienie zapuszczenia narzędzi wiertniczych, wywarcie odpowiedniego przeciwcisnienia na złoże czy uniemożliwienie przepływu płynów złożowych do odwiertu. Jednak krytycznym warunkiem, jaki musi spełniać dobrze dobrana ciecz robocza, jest możliwie najmniejsze uszkodzenie przepuszczalności skały w strefie przyodwiertowej [1-3].

Czas oddziaływania cieczy roboczej, jaką jest płuczka wiertnicza, na skały strefy przyodwiertowej w zasadniczym stopniu wpływa na wielkość filtracji oraz jakość osadu filtracyjnego [4]. Jeżeli filtrat płuczki również powoduje uszkodzenie strefy przyodwiertowej, to zwiększona jego ilość w skale spowoduje większe uszkodzenie przepuszczalności. Na podstawie wieloletnich badań i obserwacji praktycznych można stwierdzić że:

- stopień uszkodzenia przepuszczalności skał jest zawsze funkcją czasu trwania zjawiska kolmatacji cząstkami stałymi, pochodzącymi z płuczki wiertniczej oraz z „uruchomionymi” cząstkami z wnętrza skały;
- znaczne uszkodzenie przewodności hydraulicznej strefy przyodwiertowej obserwuje się w przypadkach, gdy stopień zasolenia filtratu jest znacznie mniejszy od poziomu zasolenia, wymaganego dla inhibitowania iłłów;
- głębokość inwazji cząstek stałych, znacząco zależy od rodzaju płuczki; płuczki o niskich lepkościach plastycznych będą powodowały głębszą inwazję cząstek stałych;
- zjawisko inwazji cząstek stałych zachodzi głównie podczas pierwszej fazy procesu filtracji, przed uformowaniem się osadu filtracyjnego – aby minimalizować skutki procesu filtracji, należy tak dobierać fazę stałą płuczki, by osad filtracyjny powstawał jak najszybciej oraz był maksymalnie nieprzepuszczalny i cienki.

Płuczki wiertnicze przygotowane na osnowie wodnej mogą być z powodzeniem stosowane w odwiertach, gdzie zrównoważenie ciśnienia złożowego wymaga użycia cieczy o gęstości przekraczającej $1,0 \text{ g/cm}^3$, zastosowanie jednak tych płuczek ogranicza między innymi temperatura czy niski gradient ciśnienia złożowego. W takich przypadkach można zastosować płuczki na osnowie olejowej, które charakteryzuje doskonała stabilizacja minerałów pęczniejących, wysoka odporność na zanieczyszczenia oraz dobre właściwości smarne [5].

W artykule przedstawiono badania wyselekcjonowanej płuczki olejowej pod kątem odporności na wysokie temperatury występujące w jednym z głębokich otworów (ponad 6000 m) znajdujących się w centralnej Polsce.

Badania uszkodzenia przepuszczalności wykonano na próbkach przygotowanych z wzorcowego piaskowca szydłowieckiego. Z kolei badania wpływu płuczki olejowej na skały ilaste wykonano na próbkach skał mioceńskich, pobranych z otworów z rejonu Polski południowej, które wykazują wysoką reaktywność jeśli chodzi o oddziaływanie na nie roztworów soli i płuczek na bazie wody.

Do badań użyto olejową płuczkę obiegową o gęstości 1590 kg/m^3 , używaną podczas wiercenia wspomnianego wyżej głębokiego otworu. Zakres badań obejmował:

- określenie wielkości uszkodzenia (utruty) przepuszczalności próbek skał spowodowanego oddziaływaniem płuczki olejowej w różnych temperaturach, w tym pomiar lepkości płuczki w funkcji temperatury;
- ocenę wpływu oddziaływania obiegowej płuczki olejowej na skały ilaste/łupki;
- badania dezintegracji łupka/skały ilastej (Roller Oven);
- badania pęczenia łupka/skały ilastej (LSM).

Badania wpływu płuczki na skały ilaste/łupki miały na celu potwierdzenie założenia braku niekorzystnego chemicznego oddziaływania wytypowanej płuczki na minerały ilaste zawarte w przewierczanych skałach, co może być jedną z przyczyn występowania niestabilności ścian otworu („sypanie” itp.).

Badania laboratoryjne uszkodzenia przepuszczalności próbek skały zbiornikowej pod wpływem oddziaływania płuczki otworowej wykonano przy użyciu prasy filtracyjnej HTHP (OFI, USA), zmodyfikowanej przez INiG-PIB (pomiaru filtracji cieczy wiertniczych przez rdzenie w warunkach statycznych i dynamicznych przy $\Delta p_{max} = 2,8 \text{ MPa}$ i $T_{max} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$) oraz przepuszczalnościomierza firmy TEMCO (pomiaru przepuszczalności).

W tabeli 1 przedstawiono wyniki badań utraty przepuszczalności przebadanych próbek. Tabela przedstawia wartości przepuszczalności (dla gazu) początkowej i przepuszczalności końcowej po oddziaływaniu na próbkę obiegową płuczką olejową oraz procentową wielkość utraty przepuszczalności. Podczas prowadzonych badań na powierzchniach próbek powstał osad filtracyjny. Jego grubość była uzależniona od temperatury pomiaru.

Z wartości przedstawionych w tabeli 1 wynika, że dla próbek wykonanych z wzorcowego piaskowca szydłowieckiego, poddanych oddziaływaniu badanej płuczki olejowej, utrata przepuszczalności była relatywnie umiarkowana i wyniosła od 8,2 do 21,9 %.

Tabl. 1 – Zestawienie wyników badań utraty przepuszczalności

Numer próbki	Temperatura badań, [°C]	Filtracja, [cm ³ /30 min]		Przepuszczalność, [mD]		Utrata przepuszczalności, [%]
		dynam.	statycz.	początkowa	końcowa	
A	20	0,9	0,2	960,00	770,41	19,75
B	20	0	0	9,12	7,12	21,93
C	60	0	0	38,40	35,27	8,15
D	60	0	0	12,82	11,54	9,98
E	100	1,1	0,1	690,70	571,87	17,20
F	100	0	0	9,97	7,90	20,76

Nie można zauważyć generalnego związku pomiędzy wzrostem temperatury badań a wielkością uszkodzenia przepuszczalności. Wyniki pomiarów w temperaturze pokojowej (20 °C) oraz w 100 °C są podobne – utrata przepuszczalności wynosi 17,2 – 21,9 %. Z kolei w przypadku pomiarów w temperaturze 60 °C wartość uszkodzenia jest mniejsza i wynosi od 8,2 do 10 %. Trochę inaczej wygląda sytuacja, jeżeli weźmiemy pod uwagę przepuszczalność wyjściową badanych próbek piaskowca szydłowieckiego. We wszystkich przypadkach, dla poszczególnych temperatur badań, uszkodzenie przepuszczalności jest większe dla próbek o mniejszej przepuszczalności wyjściowej.

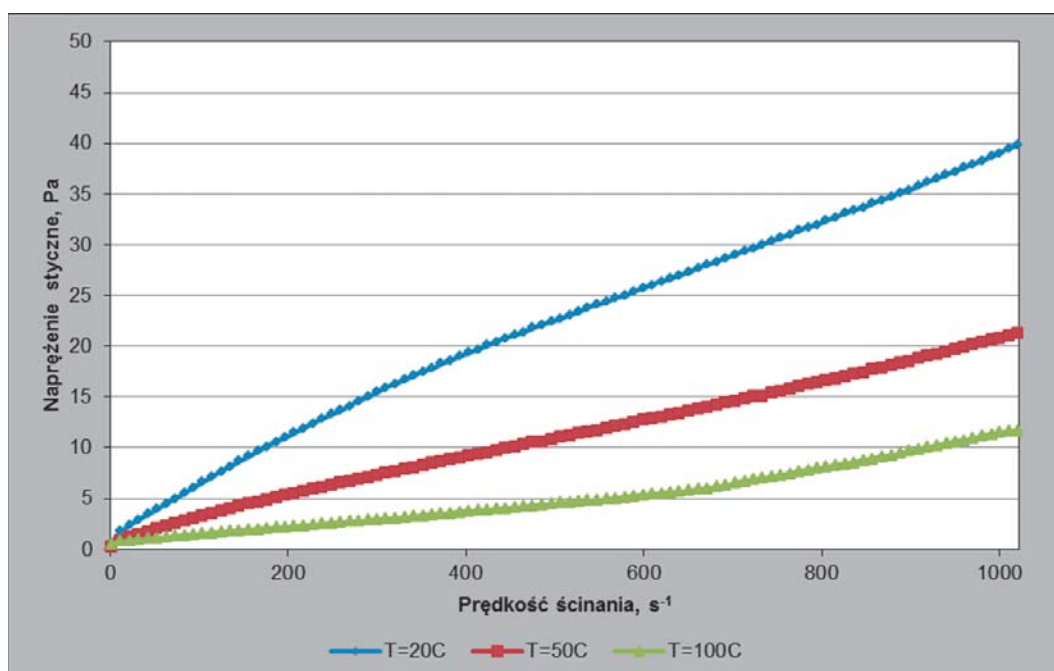
Zaobserwowany osad filtracyjny po okresie oddziaływania płuczką na próbkę skały oraz po końcowym pomiarze przepuszczalności charakteryzuje się dużą grubością, co nie jest pożądane w trakcie wiercenia otworu. W tym zakresie płuczka olejowa oddziaływała zatem niekorzystnie na próbki skał piaskowca

szydłowieckiego. Zmierzona w czasie pomiarów filtracja przez próbkę skały wyniosła we wszystkich przypadkach zero, oprócz skał o bardzo dużej przepuszczalności, tzn. 960 i 690 mD, gdzie całkowita filtracja wyniosła odpowiednio 1,1 i 1,2 cm³, czyli była ona mała. Przemawia to z kolei na korzyść płuczki olejowej, ponieważ taka sytuacja może świadczyć o bardzo małym zasięgu uszkodzenia skały, czyli wnikananiu w jej przestrzeń porową filtratu i cząstek fazy stałej.

Przeprowadzone testy reologiczne na reometrze MCR-301 firmy Anton Paar, wyposażonym w system pomiarowy z współosiowymi cylindrami zostały wykonane w temperaturze z zakresu od 20 do 115 °C oraz przy szybkości ścinania z zakresu 1 – 1022 s⁻¹. Kontrola temperatury była prowadzona za pomocą układu Peltiera.

Zaobserwowano spadek lepkości płuczki wraz ze wzrostem temperatury. Płuczka olejowa wykazywała również własności tiksotropowe. Miara zjawiska tiksotropii jest pole powierzchni pętli histerezy naprężeń obliczone metodą całkowania trendów krzywych płynięcia lub krzywych lepkości. Pole powierzchni pętli histerezy krzywych płynięcia/lepkości jest odpowiednikiem energii wewnętrznej układu zużytej do zniszczenia lub odbudowy struktury płuczki w czasie pomiaru. Dla płuczki olejowej powierzchnia pętli histerezy odpowiada wartości 2631,4 Pa/s, co daje wartość powierzchni liczonej na każdy cm³ próbki równą 146,2 Pa/(s·cm³).

Jednym z istotnych parametrów płuczki jest jej zdolność do inhibicji pęcznienia minerałów ilastych. Płuczka olejowa nie będzie wpływała niekorzystnie na minerały ilaste zawarte w skałach, tak jak to ma miejsce w przypadku płuczek i innych cieczy wiertniczych sporządzonych na bazie wody, gdyż nie będzie występowało zjawisko hydratacji minerałów ilastych, którego wynikiem jest ich pęcznienie, które z kolei jest powodem dezintegracji skały ilastej i na przykład «sypania» otworu. Zarówno w przypadku pomiarów pęcznienia jak i dezintegracji ograniczono się do wykonania w każdym badaniu po jednym pomiarze bazowym (dla wody) oraz z użyciem płuczki olejowej.



Rys. 1 – Krzywa płynięcia płuczki w temperaturze 20, 50 oraz 100 °C

Analizując tabelę 2 możemy zauważyć, że dla wody wielkość pęcznienia badanych próbek wynosi ok. 17 %, co można uznać za wartość typową spotykaną dla reaktywnych miocenńskich skał ilastych i łupków. W przypadku badanej płuczki pęcznienie wyniosło 0,1 %, a zatem można przyjąć, że badane skały ilaste/łupki nie podlegają zjawisku pęcznienia, czyli płuczka olejowa, tak jak można było przypuszczać, nie wpływa na hydratację minerałów ilastych zawartych w skałach miocenńskich, a więc nie będzie, biorąc pod uwagę jej chemizm, niekorzystnie wpływać na stabilność ścian otworu w warstwach skał ilastych i łupków napotykanych w otworze.

Tabl. 2 – Pęcznienie próbek łupków pod-danych oddziaływaniu wody i płuczki

Ciecz	Pęcznienie, %
Woda wodociągowa	17,0
Płuczka olejowa	0,1

Tabl. 3 – Odzysk masy próbek łupków/skał ilastych po dezintegracji w danej cieczy

Ciecz/roztwór	Odzysk masy próbki, %
Woda wodociągowa	60,8
Płuczka olejowa	99,2

Kolejnym ważnym parametrem jest dezintegracja skały pod wpływem cieczy roboczej. Parametr ten determinuje jakość wynoszonego materiału skalnego oraz ewentualne zmiany ciężaru cieczy roboczej. W tabeli 3 zestawiono wyniki badań dezintegracji łupka pod wpływem wody wodociągowej i obiegowej płuczki olejowej. Widać wyraźnie, że dezintegracja badanych łupków w środowisku wody jest stosunkowo duża i ubytek masy wynosi w tym przypadku około 39 %. W takim środowisku mogą wystąpić problemy z integralnością formacji łupkowych na ścianie i pojawić się problemy z utrzymaniem stabilności takiego otworu, nie biorąc pod uwagę mechanicznych aspektów stabilności (wytrzymałość skały na ściskanie, wielkość ciśnienia pęcznienia itp.)

W przypadku płuczki olejowej sytuacja wygląda absolutnie inaczej – ubytek masy badanych próbek jest pomijalnie mały i wynosi on 0,8 %, co można przyjąć za brak dezintegracji badanych skał w środowisku badanej płuczki olejowej, czyli nie wpływa ona w tym przypadku na minerały ilaste zawarte w badanych skałach.



Rys. 2 – Przykład: osad filtracyjny na powierzchni czołowej próbki C po oddziaływaniu płuczką w temperaturze 60 °C i po końcowym pomiarze przepuszczalności

Wnioski końcowe

Wszystkie powyżej przedstawione wnioski z wykonanych badań laboratoryjnych pozwalają na stwierdzenie, że w przypadku skał wzorcowego piaskowca szydlowieckiego zanotowano relatywnie niskie uszkodzenie przepuszczalności (8,2 – 21,9 %) badanych próbek, a więc strefy przyotworowej, spowodowane przez oddziaływanie na nie obiegowej płuczki olejowej stosowanej podczas wiercenia otworu. Nie zanotowano również trendu wzrostu lub zmniejszania się uszkodzenia wraz ze zmianami temperatury badań.

Tworzący się gruby osad filtracyjny na ścianie otworu nie jest korzystny z punktu widzenia technologii wiercenia, jednak nie wpływa on w sposób decydujący na odzysk przepuszczalności badanych próbek. Na korzyść tej płuczki przemawia zerowa filtracja przez badane próbki o małych przepuszczalnościach i niska w przypadku przepuszczalności dużych, rzędu kilkuset mD, co może świadczyć o małym promieniu uszkodzenia strefy przyotworowej.

Biorąc pod uwagę wyniki badań wpływu płuczki olejowej na minerały ilaste zawarte w skale (czyli w tym przypadku na reaktywny łupek mioceński) wykazały one praktycznie brak niekorzystnego oddziaływania płuczki: pęcznienie wyniosło 0,1 % (dla wody 17 %), a ubytek masy w teście dezintegracji 0,8 % (dla wody ok. 40 %), co można uznać za granicę błędu pomiarów.

Literatura

1. Herman Z.: Ocena oddziaływania płuczek wiertniczych na skały ilaste i zbiornikowe w świetle badań laboratoryjnych, „Wiertnictwo Nafta Gaz”, 17, 2000
2. Uliasz M., Chudoba J., Herman Z.: Ciecze do rekonstrukcji odwiertów. I Konferencja Naukowo-Techniczna „Problemy rekonstrukcji i likwidacji odwiertów ropnych i gazowych w Karpatach i na Przedgórzu”, Bóbrka, październik 2000
3. Herman Z., Uliasz M.: Dobór receptur i właściwości cieczy roboczych oraz solanek do prac związanych z opróbowaniem i rekonstrukcją odwiertów udostępniających utwory cechsztyńskie na Niżu Polskim. Dokum. Niepubl. INiG, 2001
4. Uliasz M.: Dobór płuczek wiertniczych dla ograniczania uszkodzenia strefy przyodwiertowej, Prace Instytutu Nafty i Gazu, Nr 158, 255-300, 2009
5. Jasiński B.: Badania nad zastosowaniem emulsji olejowo-wodnych jako cieczy roboczych o obniżonej gęstości, Nafta-Gaz, 68, 12, 2012



Наливайко О. І.

Матвієнко О. М.

Полтавський національний
технічний університет
імені Ю. Кондратюка

Хакімов Л. З.

ТОВ «Спецмехсервіс»

ЗАПОБІГАННЯ ПРОЯВІВ ОСМОТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ У ДИФЕРЕНЦІАЛЬНИХ ПРИХВАТАХ КОЛОН ТРУБ

В сучасних умовах одним із найбільш поширених ускладнень при бурінні глибоких свердловин на нафту або газ є прихвати колон труб внаслідок перепаду тиску, або їх ще називають диференціальними прихватами. Роботи із ліквідації прихватів бурильних і обсадних колон є складними та трудомісткими.

Аналіз причин диференціальних прихватів бурильних колон при бурінні свердловин Хрестищенського ГКР доводить, що існуючий погляд на механізм їх виникнення не забезпечує пошуку ефективних заходів попередження і ліквідації на практиці. Механізм диференціальних прихватів, описаний Хейддорфом (США) в 1937 р., до цих пір побутує в літературі. Значний внесок у вирішення теоретичних і практичних питань технологій ліквідації прихватів зробили А.П. Гасанов, Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарлі, Р.С. Яремійчук тощо.

Відомо, що на теперішній час утримуюча сила (сила прихоплення) визначається відповідно до формули

$$F_{\text{п}} = [(p_{\text{с}} - p_{\text{п}})S_{\text{к}} + G_{\text{н}}]\mu + F_{\text{а}} \quad (1)$$

де: $p_{\text{с}}$ і $p_{\text{п}}$ – тиск у свердловині та пластовий тиск; $S_{\text{к}}$ – площа контакту прихвачених труб із кіркою; $G_{\text{н}}$ – нормальна складова ваги інструменту в зоні прихвату; μ – коефіцієнт тертя колони труб об глинисту кірку; $F_{\text{а}}$ – адгезійна складова сили прихвату.

Майже усі величини, що входять у формулу, з початку притиснення труби до стінки, зростають в часі, що приводить до неминучого збільшення F [1].

Початкове торкання труби зі стінкою має місце при наявності і подальшому зростанні кірки, сформованої в умовах динамічної фільтрації у вільній частині стовбура та біля притиснутої труби, в так званій, застійній зоні, а труба за рахунок деформації кірки втискується в неї. Це ущільнює кірку і зменшує динамічний тиск під трубою в зоні прихоплення, що приводить до помітного зростання перепаду тиску.

Аналогічні пояснення механізму прихвату внаслідок перепаду тиску знаходимо в [2,3]. Не дають повної відповіді механізму виникнення диференціального прихвату пояснення, які викладено у довіднику «Буріння свердловин», том 5, с. 172, 173 [4].

Метою досліджень даної роботи є аналіз проблеми запобігання причини утворенню диференціальних прихватів бурильної колони під час буріння свердловин.

Щоб уникнути можливості створення умов для виникнення диференціальних прихватів бурильної колони необхідно запобігти прояву осмотичного процесу, тобто створюється діелектричний прошарок між бурильною колоною і стінками свердловини, що приводить до звільнення бурильної колони. Приклади із практики буріння свердловин на Хрещищенському ГКР дозволяють припускати, що при запобіганні створення механізму прихоплень бурильних колон необхідні заходи для запобігання прояву осмотичного процесу.

Розріз Хрещищенського ГКР характеризується трьома потужними геологічними комплексами: надсольовий 0 – 2000 м, сольовий (хемогенні відклади) 2000 – 3000 м і підсольовий 3000 – 3850 м. На початковій стадії розбурювання конструкція свердловин була трьохколонною, коли були 2 проміжні і експлуатаційна колони. Проміжні колони опускались, щоб розділити надсольовий від сольового, сольовий від підсольового комплексу. Після спуску другої проміжної колони при бурінні під експлуатаційну використовувався прісний або значно опріснений буровий розчин. В цей період часто виникали «прилипання» бурильної колони.

Наведені приклади наштовхують на думку, що механізм прихоплень, пов'язаний з перепадом тисків, пояснений не повністю, тому немає ефективних засобів боротьби і методів попередження цього явища. Виникає питання, який дійсний механізм виникнення прихоплень бурильної колони в свердловині?

В статті ми звернули увагу на явище осмосу. Це явище описано детально стосовно різних процесів, що відбуваються в свердловині, а фахівцям відомо про його вплив на руйнування аргілітів, набухання глин тощо. Ми прийшли до висновку, що при врахуванні дії осмосу в ході буріння свердловин виникненню прихвату можна запобігти.

Існуючий сьогодні в науково-технічній літературі пояснення механізму диференціальних прихватів, на наш погляд, потребують уточнення, а формули розрахунків прихоплень майже неможливо використовувати при проведенні практичних робіт.

Промивальні рідини – колоїдно-суспензійні системи, приготовлені як на прісній так і на мінералізованій воді. Як відомо, явище осмосу – це рух розчинника в сторону більшої концентрації. Виходячи із цього визначення, можна зробити такі припущення:

- коли у свердловині виникає осмотичний процес між свердловиною і пластом, то електричний потенціал, який виникає при цьому, є основною причиною прихватів;

- чим більша різниця в концентраціях розчинів між пластивим флюїдом і промивальною рідиною в свердловині, тим вище осмотичний тиск з боку розчину в свердловині та більша різниця потенціалів, тим ймовірніше виникнення прихоплення.

Якщо, таким чином, розглянути диференціальні прихвати, то можна пояснити механізм їх виникнення, а також підійти до вирішення практичних питань для запобігання і ліквідації прихватів.

Проведені теоретичні дослідження дозволяють зробити такі висновки:

- підтримувати в промивальній рідині більш високі, або рівні концентрації солей ніж в пластивому флюїді;
- хімічну обробку промивальної рідини проводити з таким розрахунком, щоб якомога більше зв'язати воду (розчинник), тобто не мати вільної води;
- надати промивальній рідині високих діелектричних властивостей.

Сьогодні, крім викладених рішень для попередження прихватів бурильної колони, назріло питання створення новітнього бурового розчину на полімерній основі.

Література

1. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин / А.К. Самотой. – М.: Недра, 1979. – 182 с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1988. – 262 с.
3. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
4. Мислюк М. А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.



Калинович В. М.
ТОВ НВП «КАРАТ-БурСервіс»

СУЧАСНІ РІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ ПІД ЧАС БУДІВНИЦТВА СВЕРДЛОВИН

В останній час проблемам навколишнього середовища при бурінні свердловин в нафтогазовому секторі приділяється підвищена увага. Забезпечення екологічної безпеки будівництва свердловин вимагає значних капіталовкладень. Бурові компанії часто намагаються здешевити будівництво свердловин, але при цьому необхідно дотримуватися усіх інструкцій і норм чинного законодавства з екологічної безпеки.

Під час будівництва свердловин виникають такі основні проблеми:

- забезпечення якісного очищення бурових розчинів;
- утилізація або повторне використання відпрацьованих бурових розчинів;
- обезводнення бурових шламів.

Для забезпечення якісного багатоступеневого очищення бурових розчинів бурові компанії використовують сучасне обладнання. Уже традиційним стало використання трьох вібросит, ситогідроциклонної установки (мадклінер) та двох центрифуг. Однак значні темпи буріння не дозволяють утримувати параметри бурового розчину в межах вимог геолого-технічних нарядів та режимно-технологічних карт. Часто не обходиться без додаткового розбавлення технічною водою з добавленням необхідних хімічних реагентів.

Для буріння свердловин застосовують різні типи бурових розчинів. В основному після кріплення кожної обсадної колони необхідно відпрацьований буровий розчин видаляти і готувати новий розчин на чистій технічній воді з добавкою інших хімічних реагентів. Особливо гостро ця проблема виникає при переведенні глинистих бурових розчинів на полімерні.

В обох випадках вирішити ці проблеми можна з допомогою системи обезводнення (хімічного підсилення) коагуляційно-флокуляційного блоку (КФБ). Відпрацьовані бурові розчини відносяться до гетерогенних полікомпонентних систем, що складаються з рідкої і твердої фаз. Фізико-хімічний склад і технологічні властивості бурових розчинів визначаються геолого-технічними умовами буріння, при цьому компонентний склад рідкої і твердої фази відпрацьованих бурових розчинів в кожному конкретному випадку різний. Очищення бурових розчинів за допомогою сучасних механічних і фізико-хімічних способів дозволяє переводити тверду фазу в буровий шлам.

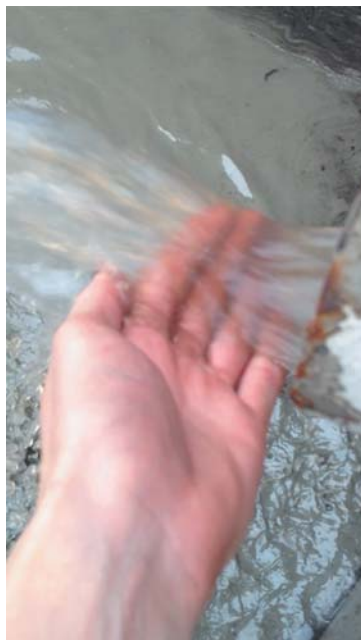
Аналіз існуючих на сьогоднішній день проблем в області переробки відпрацьованих бурових розчинів на блоці КФБ показав, що найбільшу складність при їх розділенні на зневоднену тверду фазу і дисперсійне середовище, яке характеризується прозорістю і здатністю зберігати свою якість тривалий час, викликають безглинисті бурові розчини. Вони містять у своєму складі високу

концентрацію полімерних органічних реагентів-регуляторів реологічних властивостей і знижувачів фільтрації, в результаті чого ускладнюється процес їх руйнування на блоці КФБ. В основі роботи системи флокуляційного посилення покладено такі фізико-хімічні процеси: коагуляція і флокуляція в розчині твердої фази і подальша дія на розчин відцентрових сил центрифугальної установки. При цьому ефективність роботи центрифуги і обсяг шламу, що утворюється, залежать від того, наскільки оптимально підібрані коагулянт і флокулянт для конкретного типу переробленого бурового розчину.

При бурінні верхніх інтервалів під кондуктор (приблизно 300 – 350 м) використовуються дешеві глинисті розчини. Під час буріння та після спуску і цементажу такої колони необхідно утилізувати біля 150 – 200 м³ відпрацьованого бурового розчину. З допомогою системи обезводнення весь буровий розчин був розділений на технічну воду та шлам. На вході в збалансовану систему був буровий розчин з густиною 1,25 г/см³, а на виході фугат з густиною 1,02 г/см³.



Вихід шламу



Вихід фугату

В процесі буріння шлам після очищення вміщує значну кількість рідини, яка ускладнює завантаження і транспортування шламу у відведені шламонакопичувачі. Для обезводнення шламу необхідно застосовувати механічне обладнання, яке дозволяє відділяти рідину у відцентровому полі. Для вирішення цієї проблеми ми застосували установку осушення шламу, яка дозволила усі рідкі відходи обезводнити, а шлам перетворити в загущений нетекучий стан. В зв'язку з обмеженою кількістю спеціалізованих шламонакопичувачів якість шламу має велике значення для безпечного транспортування та захоронення.

Впровадження у бурову практику безамбарного способу буріння дозволяє значно поліпшити екологічну ситуацію при будівництві свердловин. У той же час переваги даного способу можуть бути реалізовані тільки при вирішенні цілого комплексу спеціальних питань, спрямованих на вдосконалення технології очищення та утилізації відпрацьованого бурового розчину з використанням ефективних технологій і реагентів. В даний час при будівництві свердловин активно



Комплекс обладнання для безамбарного буріння свердловин

впроваджується безамбарна технологія ведення бурових робіт, що є найбільш прогресивним напрямком мінімізації негативного впливу відходів буріння на навколишнє природне середовище.

Для забезпечення технології безамбарного буріння наше підприємство використовує повний комплект обладнання, який дозволив вести бурові роботи без шламових амбарів. До складу обладнання увійшло:

- КФБ;
- центрифуга типу ОГШ;
- установка осушення шламу;
- комплект відповідних перекачуючих насосних агрегатів.

Таким чином, можна констатувати, що технологія безамбарного буріння свердловин є доступною та ефективною в умовах роботи українських бурових підрядників.



Ляшенко С. О.
Жолоб Н. Р.
Лубан С. В.
Лубан Ю. В.
ООО «Геосинтез Инжиниринг»

КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ РАСТВОРОВ СОЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР И ПУТИ ЕЁ УМЕНЬШЕНИЯ

Успешное освоение глубокозалегающих коллекторов в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур в значительной мере зависит от состава и свойств технологических жидкостей на основе тяжелых рассолов. Во многих технологических процессах их применению не существует альтернативы из-за широкого диапазона рабочих плотностей, отсутствия твердой фазы, интенсивного ингибирующего воздействия на горные породы [1]. В то же время, вследствие высокой коррозионной активности рассолов, их применение сопряжено с высокими рисками разрушения скважинного оборудования.

Известно, что коррозионная активность рассолов существенно возрастает с увеличением их плотности и температуры испытаний [2]. При этом, значительная часть проведенных исследований ограничивается температурой 100 °С, для которой разработаны эффективные методы защиты металлических поверхностей и установлены допустимые нормы скорости коррозии [3]. Для условий глубоких месторождений Украины, где пластовая температура существенно превышает 100 °С, необходимо проведение специальных исследований, от результатов которых зависят перспективы применения промывочных жидкостей на основе рассолов.

Нами была изучена коррозия стали марки Р-110 в среде различных рассолов с плотностью от 1,18 до 2,30 г/см³ (рис. 1). В качестве коррозионной среды использовали рассолы солей, применяемые в технологических процессах заканчивания и ремонта скважин. Испытания проводили в герметичных коррозионностойких сосудах при температурах 80, 120 и 150 °С. Образцы стали Р-110 контактировали с коррозионной средой в течение трех суток. Скорость коррозии рассчитывалась по потере массы металлического образца за время испытаний

$$П_r = \frac{8,76 \cdot 10^6 (m_1 - m_2)}{St\rho},$$

где $П_r$ – скорость коррозии металла, мм/год;

m_1 – масса образца до начала испытаний, г;

m_2 – масса образца после очистки образцов от продуктов коррозии, г;

S – площадь образца до испытаний, мм²;

t – время, ч;

ρ – плотность материала, г/см³.

Исследованиями подтверждено резкое увеличение интенсивности коррозионных процессов при повышении температуры для всех исследованных солей. Наибольшая скорость коррозии

характерна для рассолов с плотностью выше $1,40 \text{ г/см}^3$, которые содержат бромид и хлорид цинка (рис. 2 а), а также нитрат кальция. В рассолах, содержащих нитрат кальция, проявляется интенсивная питтинговая коррозия, в результате которой в металлических образцах после проведения испытаний образовались сквозные отверстия (рис. 2 б).

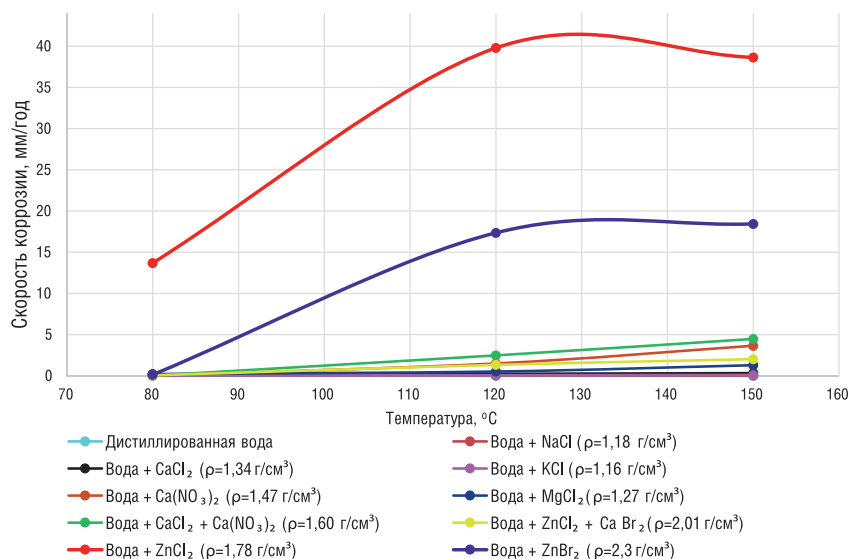


Рис. 1 – График зависимости скорости коррозии различных солей от температуры

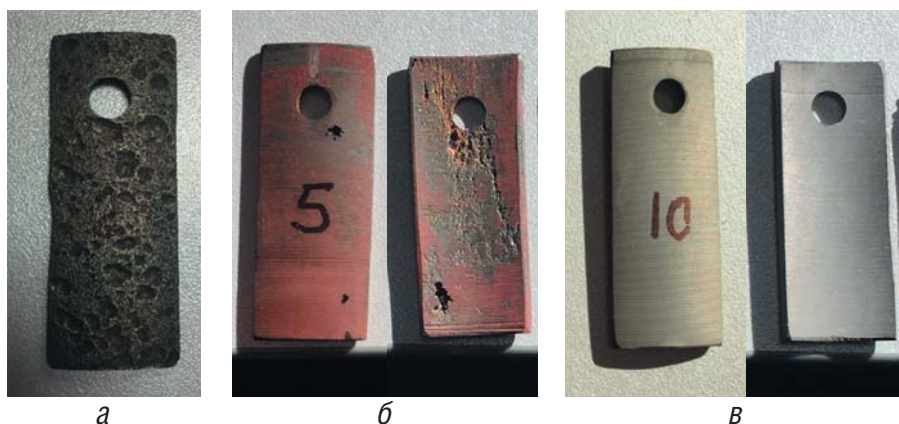


Рис. 2 – Металлические образцы после коррозионных испытаний при температуре $150 \text{ }^\circ\text{C}$ на протяжении 3 суток: а) раствор бромида цинка; б) раствор нитрата кальция; в) раствор формиата натрия

Наименьшая коррозионная активность характерна для формиатов калия и натрия (рис. 2 в). Промывочные жидкости на основе формиатов не требуют применения специальных методов для ограничения коррозии и могут использоваться при высоких температурах без риска разрушения скважинного оборудования. Максимальная плотность таких жидкостей 1550 кг/м^3 .

При использовании других солей в условиях высоких температур обязательным является применение ингибиторов коррозии.

Подбор ингибиторов коррозии проводили при температуре $150 \text{ }^\circ\text{C}$ для рассола бромида цинка с плотностью $2,30 \text{ г/см}^3$, а также смеси хлорида и нитрата кальция с плотностью $1,50 \text{ г/см}^3$. Установлено, что большинство из испытанных веществ, традиционно применяемых для снижения коррозионной активности в

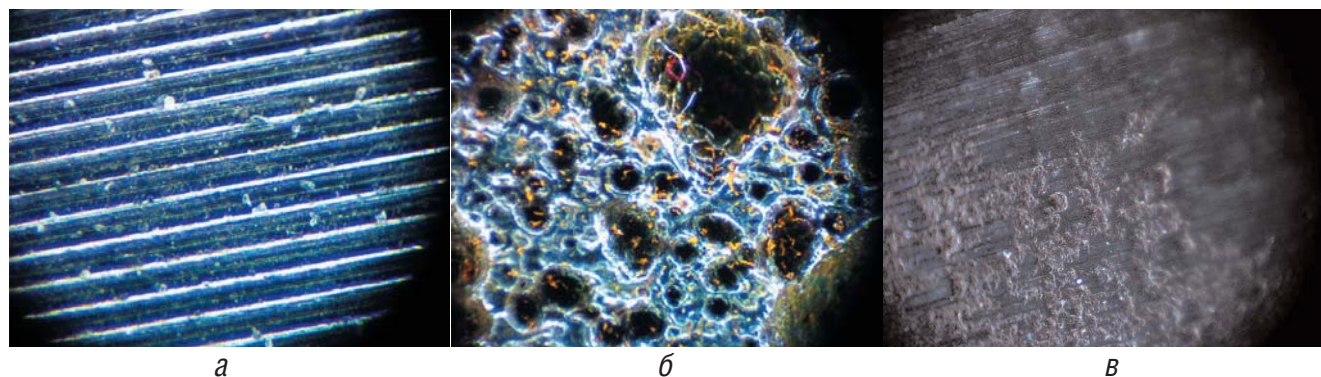


Рис. 3 – Результат применения ингибитора коррозии голландского производства в среде бромида цинка при температуре $150 \text{ }^\circ\text{C}$. Фото поверхности металлического образца (100-кратное увеличение): а) до испытаний; б) после выдержки в растворе ZnBr_2 ; в) после выдержки в растворе ZnBr_2 с добавкой ингибитора коррозии

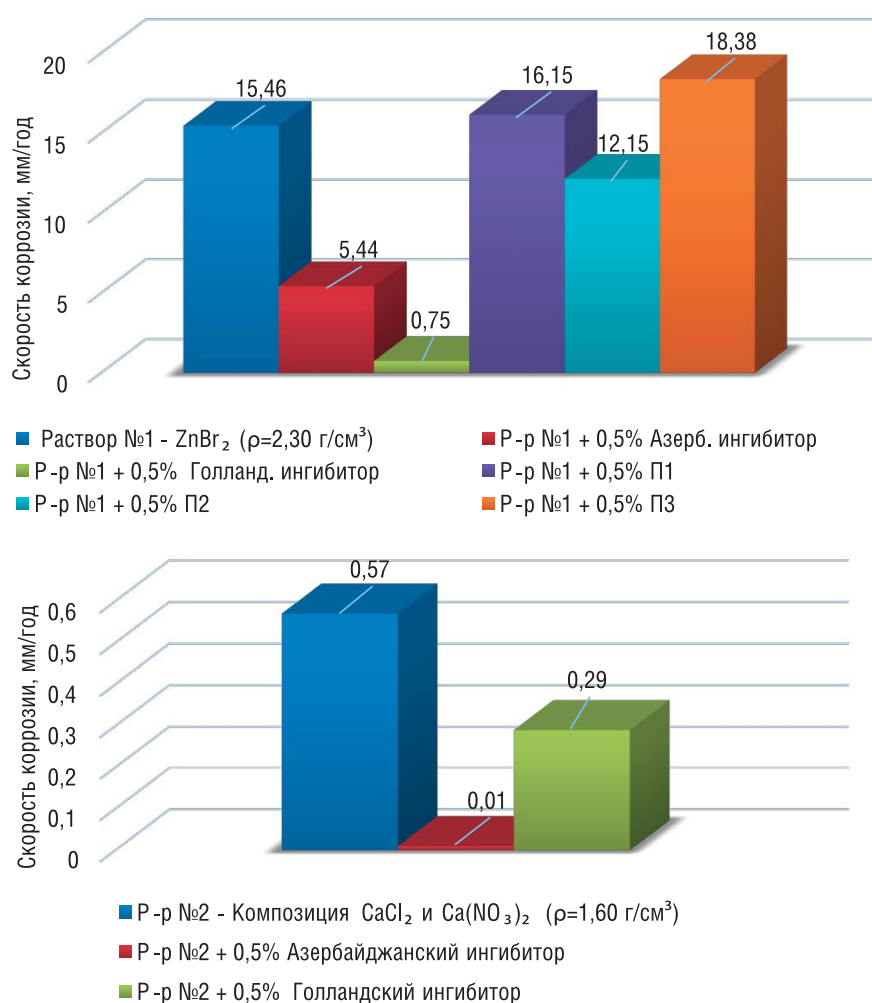


Рис. 4 – Результаты испытаний ингибиторов коррозии зарубежных производителей в рассолах при температуре 150 °C

скважинах, не обеспечивают защиту металла в условиях эксперимента. Были отмечены случаи даже увеличения скорости коррозии.

Лучшие результаты для раствора бромида цинка были получены при использовании ингибитора голландского производства, который позволил уменьшить скорость коррозии в 20 раз (рис. 3). Для раствора смеси нитрата и хлорида кальция наиболее эффективным оказался азербайджанский ингибитор, разработанный НИПИ Нефтегаз Socar (рис. 4). Скорость коррозии при его использовании уменьшилась более чем в 50 раз.

Таким образом, проведенные исследования указывают на возможность существенного уменьшения скорости коррозии стали Р-110 в условиях ее контакта с тяжелыми рассолами при высоких температурах. При этом установлено, что универсального ингибитора коррозии, одинаково эффективного для различных солей, не существует. Подбор оптимального ингибитора должен проводиться для каждого конкретного солевого состава.

Литература

1. Басарыгин Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: [учебник для вузов] / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 543 с.
2. Абдуллин И.Г. Коррозия нефтегазового и нефтегазового оборудования: [учебное пособие] / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков и др. – Уфа.: Издательство Уфимского нефтяного института, 1990. – 72 с.
3. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконт. – Краснодар: ОАО НПО «Бурение», 2006. – 264 с.





36009, м Полтава, вул. Дружби, 10
тел./факс: +38 (0532) 534-121, 534-131
e-mail: gse@gse.ua
