

Міжнародна конференція
GeoDrilling III
Буріння і розкриття пластів - 2019

МАТЕРІАЛИ КОНФЕРЕНЦІЇ

Український сервіс
бурих промивальних рідин



Український сервіс
бурових промивальних рідин



Міжнародна конференція
GeoDrilling III
Буріння і розкриття пластів - 2019

Матеріали конференції

17 – 19 квітня 2019 року м. Полтава

УДК 622.244.5(06)(477.53)
М58

Редакційна колегія:

Жолоб Назар Романович, начальник сектору термобаричних досліджень ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

Ляшенко Сергій Олегович, інженер сектору термобаричних досліджень ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

Вертелецька Анастасія Андріївна, бухгалтер ТОВ «Геосинтез Інженірінг»

**М58 Міжнародна конференція GeoDrilling III. Буріння і розкриття пластів
– 2019. Матеріали конференції.** – Полтава: ФОП Говоров С.В., 2020. – 136 с.

ISBN 978-966-2764-35-2

Пропонований читачу збірник наукових праць є підсумком Міжнародної конференції, яка проходила у м. Полтаві 17–19 квітня 2019 року.

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, 2020

© ФОП Говоров С.В. 2020

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

Ум-друк. арк. . Обл.-вид. арк. . Зам. . Тираж .

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 978-966-2764-35-2



www.gse.ua

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

Беларусь	• РУП «Производственное объединение «Белорусьнефть», БелНИПИнефть
България	• РУА БЪЛГАРИЯ ЕООД
Polska	• BRENNTAG • INSTYTUT NAFTY I GAZU - Państwowy Instytut Badawczy • WitChem
Singapore	• YUG-NEFTEGAZ
United States of America	• USA Denimex Inc
Україна	• БУ «Укрбургаз» • ВЦ «TiC» • ГПУ «Полтавагазвидобування» • Група компаній Гео Альянс • Група компаній Smart Energy • ДП «НьюТек Юкрейн» • ДП «Укрнаукагеоцентр» • ДТЕК Нафтогаз • Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу • Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка • ПП «Українська сервісна бурова компанія – 1» • ПрАТ «НДІКБ Бурового Інструменту» • ТОВ «БК «Укрбурсервіс» • ТОВ «Варва Нафта» • ТОВ «Геосинтез Інженірінг» • ТОВ «Геохім» • ТОВ «Герафак» • ТОВ «Денімекс Юкрейн» • ТОВ «ДСВ Логістика» • ТОВ «Екком» • ТОВ «Ендейвер» • ТОВ «Інвент Груп» • ТОВ «Інтермінералбілдінг» • ТОВ «Нафтогазмонтаж» • ТОВ «НК «Газінвестпроект» • ТОВ «НВК «Геохімсервіс» • ТОВ НВП «Карат-БурСервіс» • ТОВ «НВЦ «Актуальні нафтогазові технології» • ТОВ «НТП «Бурова Техніка»

-
- ТОВ «Офер УА»
 - ТОВ «Полтавська Бурова Компанія»
 - ТОВ «Профхім»
 - ТОВ «Регіон»
 - ТОВ «Реконструкція технологічних свердловин»
 - ТОВ «Ромірет»
 - ТОВ «Сімойл ЮА»
 - ТОВ «Спецмехсервіс»
 - ТОВ «Східна Енергетична Бурова Компанія»
 - ТОВ «Телко Україна»
 - ТОВ «Техкор»
 - ТОВ «Українська бурова компанія»
 - ТОВ «Укрнафтагазсервіс»
 - ТОВ «Шамір Кемікал»
 - УкрНДІгаз

ЗМІСТ

Полетучій І. І. (ТОВ «Геосинтез Інженіринг») Конференция GeoDrilling III – общение, информация, сотрудничество	8
Чудик І. І. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) Науково-технологічні аспекти нагорування в Україні власного видобутку нафти і газу	11
Гафич І. П., Ігнаточкіна Ю. Б., Руженський В. В., Куцолуп А. М. (ДТЕК Нафтогаз) Проблеми буріння і освоєння важковидобувних запасів типу Tight gas з глибокозалегаючих покладів вуглеводнів діючих родовищ ДДз (на прикладі Семиренківського ГКР)	17
Лубан Ю. В., Лубан С. В. (ООО «Геосинтез Инжениринг») Вопросы современного технологического управления при бурении в Украине	21
Стефанишин І. В. (ТОВ "БК «Укрбурсервіс») Досвід застосування сучасних бурових верстатів ТОВ «БК Укрбурервіс»	27
Виноградов Г. В. (Група Компаній ГЕО АЛЪЯНС) Эффективность применения современных технологий в условиях глубокозалегающих газоконденсатных горизонтов ДДв	29
Яремійчук Р. С. Буріння нафтових і газових свердловин – вчора, сьогодні, завтра	35
Marcin Warnecki, Sławomir Szufliata (Instytutu Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy Zakład Badania Złóż Ropy i Gazu) Określenie stopnia uszkodzenia skał zbiornikowych przez płuczkę wiertniczą	39
Бойко А. Г., Дудзич В. В. (Група компаній «Смарт Енерджі») Досвід застосування інноваційних технічних рішень, спрямованих на збереження ємнісно-фільтраційних властивостей продуктивних колекторів в процесі їх первинного розкриття і кріплення	48
Порошин Д. В. (РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть) Опыт проводки сложных участков ствола скважин Припятского прогиба	51
Гадяк В. В. (ТОВ «Денімекс Юкрейн») Ефективність та перспективи застосування обладнання та сервісів компанії Денімекс Юкрейн	55
Кунцяк Я. В., Калмиков Ю. Г., Красуцький Г. О., Кунцяк Р. Я. (ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту») Промивальні рідини ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту» для розкриття продуктивних горизонтів	57
Дудій П. М. (ДП «Ньютек Юкрейн») Кріплення продуктивних горизонтів нецементованими експлуатаційними хвостовиками з використанням набухаючих пакерів	62
Попович О. В., Демченко М. Е. (ООО «НК «Газинвестпроект») Проблемы и перспективы развития рынка сервисных услуг по буровым растворам в Украине	65
Фем'як Я. М. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) Становлення, розвиток та інноваційні рішення вітчизняної школи буріння свердловин	69

Забіяка В. І., Плахетко І. І., Резніченко Д. Я. (ТОВ «Техкор») Застосування тампонажних матеріалів TEXCOR HW при цементуванні свердловин з АВПТ	75
Вартикян В. Р. (ООО «Шамир Кемикал») О некоторых проблемах при бурении мезозойских отложений ДДв	80
Лівінський А. М., Вовк М. С. (ТОВ «Ендейвер») Досвід застосування вибірного обладнання NOV в Україні	82
Жуган О. А., Кустурова О. В. (УкрНДІгаз) Капілярні ефекти в карбонаті кальцію	85
Лубан Ю. В., Лубан С. В., Жолоб Н. Р., Онищенко В. П., Король Н. О. (ТОВ «Геосинтез Інженіринг») Високомінералізовані біополімерні бурові розчини, як альтернатива застосуванню обважнених РВО	91
Голуб П. С., Голуб О. Г., Щербина І. В. (ДП «УКРНАУКАНЕОЦЕНТР») Основні результати комплексних досліджень керну по вивченню процесів кольматації, підбору оптимальних рідин буріння та інтенсифікації, спрямованих на збільшення видобутку нафти і газу	95
Мислюк М. А., Богославець В. В. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) Принципи вибору рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних пластів	99
Иванкив О. А., Светлицкий В. М. (НВЦ «Актуальные нефтегазовые технологии») Система временного блокирования призабойной зоны пласта во время ремонта скважин	108
Калинович В. М. (ТОВ НВП «КАРАТ-БурСервіс») Реализация технологии безамбарного бурения скважин с использованием технологического оборудования КАРАТ-БурСервис	113
Сушинський І. І., Ляменков С. В. (БУ «Укрбургаз») Технологічне удосконалення служби бурових розчинів і результати її роботи на площах БУ «Екрбургаз»	117
Чудык І. І. (ИФНТУНГ), Ляшенко С. О. (ООО «Геосинтез Инжиниринг») Исследование механизма структурообразования в биополимерных системах при использовании комплексобразующих солей	119
Васильченко А. О. Економічне та якісне будівництво свердловин: технологія буріння без ускладнень та аварій; нова технологія кріплення, що гарантує повну герметичність; освоєння продуктивних пластів за методом гідророзриву «навпаки»	123
Боровик М. В. (УкрНДІгаз) Робота сервісних підрядників з бурових розчинів при бурінні свердловин в АТ «Укргазвидобування»	128

КОНФЕРЕНЦИЯ GEODRILLING III – ОБЩЕНИЕ, ИНФОРМАЦИЯ, СОТРУДНИЧЕСТВО

Полетучий И. И.

ООО «Геосинтез Инжиниринг»

Дорогие друзья! Уважаемые коллеги!

Сегодня мы собрались на очередную, уже третью, конференцию GeoDrilling, которую в этом году мы проводим совместно с нашими партнерами – ДТЭК Нефтегаз, группой компаний Смарт Энерджи и выставочным центром ТиС.

Мы рады приветствовать уважаемых заказчиков и наших коллег-сервисников, представителей академической и прикладной нефтегазовой науки, производителей и поставщиков оборудования и химических реагентов. Мы рады видеть на гостеприимной полтавской земле наших гостей из Польши и Беларуси, с которыми нас связывает многолетняя дружба и плодотворное сотрудничество.

Четыре года назад свою первую конференцию GeoDrilling мы организовали, как информационную площадку о научных разработках и результатах их внедрения. В тот период это было чрезвычайно актуально, поскольку часто, из-за совершенно необоснованных положений о конфиденциальности, всякое общение между представителями разных предприятий было сведено к минимуму. Люди не знали, что происходит у соседей – буквально через дорогу. Как результат – ошибки в работе многократно повторялись, и наоборот, удачные технические решения шли к потребителю непозволительно долго.

Сегодня ситуация существенно изменилась. На фоне увеличения объемов бурения интенсивно развивается рынок инновационных технологий. В Украине уже никого не удивишь буровыми станками с верхним приводом, форсированными режимами промывки, долотами PDC, растворами на углеводородной основе, роторными управляемыми системами, химическим усилением очистки буровых растворов и пр. В этой связи становится актуальной не столько сама информация о применении той или иной технологии, сколько объективная оценка ее эффективности в увязке с существующими организационными, техническими и горно-геологическими условиями. Такая оценка возможна только в форме живого общения и обмена практическим опытом. Именно поэтому мы постарались придать нашей третьей конференции GeoDrilling не только информационный, но и дискуссионный характер.

В этой связи рассмотрим некоторые вопросы, которые, по нашему мнению, являются проблемными и требуют безотлагательного решения.

Таких объемов сервисных работ, как в минувшем 2018 году, в Украине не было никогда! Это результат увеличения объемов бурения по стране в целом, но нужно сказать честно, основной вклад в ускорение отрасли внес государственный концерн «Укргаздобыча».

Мы сопровождали растворы при бурении 12 глубоких скважин, из которых 7 – это скважины «Укргаздобычи», и судя по началу нынешнего года, интенсивность буровых работ по

государственному заказу будет только нарастать. В этой связи крайне важно оптимизировать взаимоотношения между государственным заказчиком и частными сервисными подрядчиками.

У нашего предприятия возникают серьезные трудности из-за невозможности спланировать объемы проведения работ даже на ближайший период времени.

Сроки начала работ на скважинах часто нарушаются. Период, когда скважина "вот-вот начнется", может длиться по несколько месяцев. Нередки случаи, когда уже начатые работы могут резко прекратиться, а потом, также резко возобновиться. В таких условиях, крайне сложно обеспечить проведение сервисных работ в оптимальном режиме.

В начале минувшего года, из-за организационных сбоев и изменения сроков начала работ, мы одновременно обслуживали 12 скважин. Честно говоря, это было многовато! В условиях введения отсрочек платежей возникали сложности с транспортом, запасом реагентов, лабораторным парком. Ощущалась нехватка полевых инженеров. Нам пришлось срочно увеличивать количество укомплектованных вагонов-лабораторий, покупать новые автомобили, принимать на работу новых людей.

А к концу года, у нас в работе осталась одна скважина. И ситуация повторилась с точностью до наоборот – лишние люди, переполненные склады, простаивающие машины.

Начался новый год – и снова у нас в работе 8 скважин, которые как начались, так и закончатся почти одновременно.

На наш взгляд необходимо изменить действующую систему выделения скважин для сервисного сопровождения. Контракты необходимо заключать на длительные сроки и с привязкой к одному региону, где скважины бурятся в подобных геологических условиях. Именно так организованы сервисные работы в ДТЕК Нефтегаз.

Необходимо отметить, что «Укргаздобыча» уже проводила тендера на сопровождение нескольких скважин, которые будут буриться по очереди, на одном месторождении. Однако такая практика была всего один раз и, судя по последним тендерам, снова вернулись к договорам на отдельные скважины.

Другая проблема, которая характерна для большинства предприятий-заказчиков, не зависимо от формы их собственности – это отсутствие возможности применения принципиально новых научных разработок. Действующая тендерная система такова, что внедрению подлежат только одинаковые и достаточно стандартные технологии, доступные нескольким сервисным предприятиям. Такой подход, наверное, позволяет создать равные условия для претендентов, но при этом, он полностью исключает возможность качественного революционного прорыва. Такого прорыва, какой получают некоторые, наиболее прогрессивные частные инвесторы в результате внедрения инновационных технологических решений.

В качестве примера – сегодня бурение скважин глубиной 5000 м, при самом хорошем раскладе – это минимум 4 – 5 месяцев. В ДТЭК Нефтегаз – мы пробурили 5180 м за неполные 2 месяца. Похоже, это рекорд!

В свое время, на месторождениях Смарт Энерджи была впервые применена технология вскрытия продуктивных пластов на РУО в сочетании с их креплением нецементируемыми эксплуатационными хвостовиками. В результате продуктивность скважин достигла рекордных величин.

Отсюда вывод – прогрессивные частные инвесторы разработали для себя механизмы внедрения дорогих инновационных технологий, и такое внедрение окупается сторицей.

За прошедший год на месторождениях частных инвесторов нами было проведено несколько успешных промышленных испытаний новых систем буровых растворов.

В первую очередь необходимо отметить не имеющую аналогов в Украине биополимерную систему Биокар-ТФ, утяжеленную водорастворимыми солями. Биокар-ТФ – это не содержащая барит, экологически безопасная промывочная жидкость, предназначенная для вскрытия глубокозалегающих продуктивных пластов с термостойкостью до 170 °С и плотностью до 1700 кг/м³. Технологические свойства Биокар-ТФ позволяют создать реальную альтернативу РУО, утяжеленному баритом. Система прекрасно зарекомендовала себя при бурении осложненной скважины и обеспечила получение промышленной продукции.

Для сравнения – на большинстве глубоких скважин с АВПД сегодня применяются утяжелённые баритом полимер-глинистые буровые растворы, разработанные еще в прошлом веке. Очевидно, что качество первичного вскрытия на таких системах далеко от идеального.

Лигносульфонатно-биополимерная система Lignocross подтвердила высокую эффективность в условиях поступления большого количества выбуренной породы при вскрытии отложений пластичных коллоидальных глин Прикарпатья. Следует отметить, что систему Lignocross мы разрабатывали как перспективную, для применения на шельфе Черного и Азовского морей после возвращения Крыма.

Крахмально-акриловая система ИКАР, позволяет резко снизить гидратацию и диспергирование коллоидальных глин юры и триаса, и тем самым существенно уменьшить подлежащий утилизации объем буровых отходов в условиях работы по безамбарной технологии.

В текущем 2019 году, на сложнейшем месторождении с АВПД мы планируем промышленные испытания утяжеленного инвертного эмульсионного бурового раствора Witer II с плотностью более 2000 кг/м³. Это результат напряженной двухлетней работы по разработке рецептуры с термостойкостью до 200 °С. Мы рассчитываем, что применение ИЭР обеспечит качественное улучшение вскрытия продуктивных горизонтов и позволит существенно увеличить продуктивность скважин.

Нам бы очень хотелось, чтобы эти и подобные разработки нашли свое внедрение и на объектах государственного концерна «Укргаздобыча», и на объектах частных инвесторов, которые сегодня отказываются от использования инновационных технологий. Однако для этого необходимо применение нового, отличного от действующего сегодня, юридического и финансового механизма заключения сервисных договоров.

Как известно, в структуре производственной деятельности нашего предприятия научно-исследовательские работы являются приоритетным направлением. Минувший год не стал исключением.

По заказу ДТЭК Нефтегаз была разработана система ИЭР с низкой плотностью и повышенными изоляционными свойствами. Совместно с Польским институтом нефти и газа мы исследовали воздействие ИЭР на коллекторские свойства керна. Проводились работы по созданию новых, весьма перспективных химических реагентов. Продолжалось научно-техническое сотрудничество с Ивано-Франковским университетом нефти и газа и Полтавским университетом им. Ю. Кондратюка.

Мы заверяем, что в случае готовности государственных и частных нефтегазодобывающих предприятий к широкому внедрению новых научных разработок, мы в кратчайшие сроки предложим реальные инновационные проекты, основанные на результатах нашего сотрудничества с научно-исследовательскими институтами, отечественными и зарубежными производственными партнерами.

НАУКОВО-ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ НАРОЩУВАННЯ В УКРАЇНІ ВЛАСНОГО ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

Чудик І. І.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Серед першочергових програм реалізації стратегії сталого розвитку «Україна – 2020» є «Програма енергонезалежності», головне завдання якої – забезпечення енергетичної безпеки держави.

Серед основних цілей державної політики у сфері енергонезалежності є нарощування видобутку вітчизняних енергоносіїв.

Серед основних джерел енергії частка природного газу разом з нафтою в структурі кінцевого споживання залишається найбільшою і в переважній більшості за роки незалежності України перевищує 50 %.

Співвідношення між видобутими та спожитими енергоносіями свідчить про актуальність проблеми збільшення обсягів власного видобутку в країні нафти і газу (табл. 1).

Табл. 1 – Співвідношення між видобутими та спожитими енергоносіями в 2017 р.

Спожито	Видобуто
природного газу – 32,2 млрд. м ³	природного газу – 20,8 млрд. м ³
нафтопродуктів – 7,56 млн. т.	нафти і газового конденсату – 2,1 млн.т.

Ресурсна база вуглеводнів у трьох основних нафтогазоносних регіонах України (Східному, Західному та Південному) становить близько 5,5 млрд. тонн умовного палива.

Перспективні нафтогазоносні структури знаходяться на значних глибинах. В Україні є досвід спорудження надглибоких свердловин. Найглибша свердловина – 7522 метри №1 Шевченкове пробурена на Івано-Франківщині в 70-х роках минулого століття.

В центральній частині північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) за пробуреними свердловинами отримали суттєві дебіти газу на значних глибинах.

Враховуючи наявність в Україні відповідних технологій та необхідного кадрового потенціалу, за рахунок результативного буріння 10 – 15 надглибоких свердловин можна забезпечити приріст річного видобутку природного газу на 4 – 5 млрд. м³.

Перспективним щодо збільшення обсягів видобування вуглеводнів є регіон Карпат, який відрізняється складними гірничо-геологічними умовами, де нафтогазоносні структури знаходяться на глибинах 4000 – 7500 м.

Буріння свердловин – це складний наукоємний, енергозатратний дороговартісний процес з використанням великої кількості різних конструкційних та технологічних матеріалів.

Перспективні горизонти на глибинах, які розробляються сьогодні, характеризуються низькими пластовими тисками, що значно ускладнює процеси спорудження і освоєння свердловин. Практично всі свердловини буряться при великих репресіях на продуктивні горизонти, що призводить до небезпеки колюмативання порового простору і зниження обсягів видобування вуглеводнів.

Стан нафтогазовидобувної галузі України характеризується виснаженням основних за запасами вуглеводнів родовищ нафти і газу, з яких видобувають більшу частку вуглеводневої сировини. У цих родовищах ще містяться значні залишкові запаси вуглеводнів. При сучасному рівні технологій нафтогазовидобування прогнозований кінцевий коефіцієнт нафтовилучення становитиме близько 35 %, конденсатовилучення – 35 – 40 %, газовилучення – 75 – 90 %. Потрібні нові технології, які би дозволили залучити у розробку залишкові запаси вуглеводнів і збільшити кінцеві коефіцієнти нафтогазоконденсатовилучення.

Програма 2020, яку реалізовує АТ «Укргазвидобування» базується на застосуванні технології інтенсифікації вилучення вуглеводнів на діючих промислах. Серед технологій – ключове місце посідає гідравлічний розрив пластів.

Суттєвим ресурсом нарощування власного видобутку нафти і газу є наявний в Україні фонд недіючих свердловин, який налічує більше 7500 одиниць без врахування законсервованих.

В світовій практиці до 30 % поточного видобутку нафти та газу забезпечується завдяки відновленню недіючих свердловин шляхом буріння додаткових бокових похило-скерованих та горизонтальних стовбурів. В Україні такі роботи велися в малих обсягах, через відсутність вітчизняних технологій. Останнім часом питання розробки і апробації технології відновлення свердловин успішно вирішено. На старих родовищах Дніпровсько-Донецької западини та Прикарпаття успішно впроваджено технології та технічні засоби для відновлення ліквідованих, недіючих і малодобітних свердловин шляхом зарізання і буріння додаткових бокових похило-спрямованих та горизонтальних стовбурів.

При порівнянні термінів будівництва нових і відновлення старих свердловин залежно від глибини отримано суттєве скорочення часу на буріння і, як наслідок, зменшення вартості.

Важливою передумовою розширення видобутку нафти і газу є наявність нафтогазоносної зони шельфу Чорного моря біля острова «Зміїний», яка перебуває у незаперечній власності і юрисдикції України. Родовища цієї зони «Одеське» і «Безіменне» повністю розвідані та підготовлені для експлуатаційного буріння, а Одеське родовище частково розбурене.

Освоєння лише Одеського і Безіменного родовищ дасть змогу щорічно додатково добувати близько 4 – 5 млрд. м³ газу і близько 1 млн. т. конденсату. При плановій кількості горизонтальних свердловин 40 – 50 одиниць, термін експлуатаційного розбурювання цих родовищ двома буровими платформами становитиме близько 3-х років.



Рис. 1 – Розвиток транспортної інфраструктури при розробці родовищ в районі о. Зміїний

Для відновлення робіт на шельфі Чорного моря необхідно реорганізувати ДАТ «Чорноморнафтогаз» з розміщенням в районі м. Одеса. Загальний обсяг інвестицій для повного відновлення робіт на шельфі Чорного моря становить близько 700 – 900 млн. дол. США з терміном окупності при ринковій вартості продукції до 1,5 – 2 років після реалізації проекту.

Для підготовки і транспортування газу з родовищ шельфу Чорного моря, які знаходяться в районі острова Зміїний, пропонується створити комбіновану газотранспортну інфраструктуру. На острові розмістити термінал з компресорною станцією та необхідним технологічним обладнанням.

підготовки газу. Компресорну станцію острова Зміїний газопроводом з'єднати з компресорною станцією Орлівка в Одеській області. Видобутий газ із свердловин до терміналу транспортувати рухомих трубопроводом з використанням CNG-технологій (рис. 1). Наукові основи CNG-технологій створені спільно Інститутом електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України, Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу та Національним університетом кораблебудування ім. адмірала Макарова.

Процес буріння свердловин суттєво залежить від якості бурового інструменту, досконалості його конструкції і підбору оптимальних режимів експлуатації.

Установи НАН України отримали високі наукові результати при створенні відповідного бурового інструменту.

В Інституті надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН України створені вдосконалені матеріали твесал і славутич для використання в якості породоруйнівних елементів для розроблених суцільно фрезерованих калібраторів з переривчатою ріжучою частиною, що дасть змогу підвищити ресурс роботи калібраторів до 15 разів (рис. 2). При використанні дослідних калібраторів при бурінні твердих високо абразивних порід в ПАТ «Укргазвидобування» ресурс їх роботи складав 1500 годин, що значно перевищує ресурс роботи калібраторів китайського, російського та інших виробників (100 – 300 годин).



Рис. 2 – Фрезерований калібратор з переривчатою ріжучою частиною

Створено суцільнофрезеровані бурові долота, оснащені новими термостійкими алмазно-твердосплавними пластинами та підрізними і калібруючими вставками із твесала. Проходка на такі долота корелюється з кращими світовими зразками при нижчій в 1,5 рази ціні.

В Інституті електрозварювання ім. Є.О.Патона НАН України розроблено технологію виготовлення бурових доліт і калібраторів зі сталевим корпусом та зносостійким покриттям лопатей. Розроблені долота пройшли випробування в реальних умовах експлуатації, за техніко-економічними показниками в півтори рази перевершують відомі в Україні аналоги та знаходяться на рівні світових виробників бурового інструменту. Крім того, відпрацьовано технологію відновлення породоруйнівного інструменту шляхом нанесення зміцнюючих покриттів. Це дозволяє підвищити ресурс роботи долота у 1,5 – 2 рази.

При відновленні свердловин необхідно проводити підземний ремонт і вирізати вікно в обсадній колоні. Це вимагає проведення робіт з очищення вибоїв від металевих залишків. При цьому використовуються глибинні магніти, ефективність дії яких суттєво знижується при температурах понад 100 °С. В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблено низку конструкцій магнітних вловлювачів із суттєво підвищеними магнітними властивостями.

Одним із напрямків нашого університету є забезпечення надійності кріплення свердловин за рахунок розроблення різноманітних тампонажних систем для різних температур з пониженою водовіддачею, облежених, обважнених, розширливих та корозійно стійких сумішей тощо.

Створено сучасний вітчизняний техніко-технологічний комплекс для відбору глибинних зразків породи (керна) з різних за призначенням, типом та конструкціями свердловин в складних геологічних умовах, що дало змогу підвищити інформативність оцінки продуктивності покладів та уточнення запасів в них вуглеводнів (рис. 3).

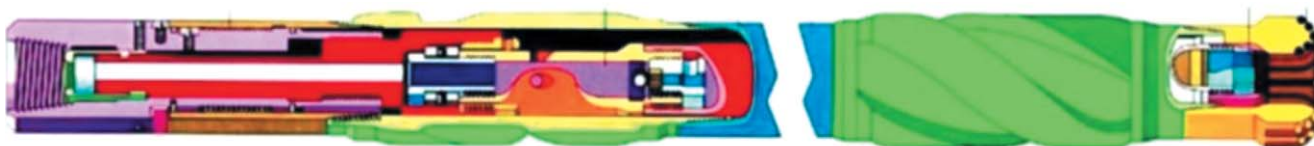


Рис. 3 – Комплекс для відбору керна

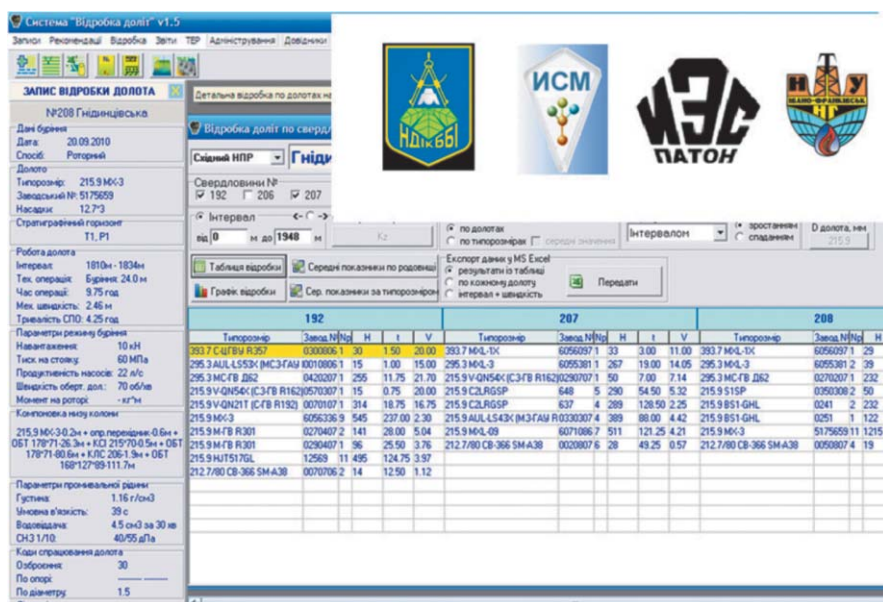


Рис. 4 – Програмний комплекс «Відробка доліт 2.1»

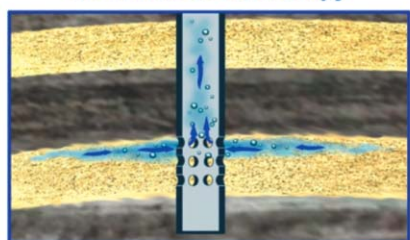
Буріння свердловини суттєво залежить від оптимального вибору породоруйнівного інструменту для конкретних гірничо-геологічних умов. Для цього розроблено програмний комплекс «Відробка доліт 2.1», яка дозволяє оптимізувати долотні програми по базі даних, який містить інформацію про відробку понад 12 тис. бурових доліт на 400 свердловинах 63 родовищ ПАТ «Укрнафта» (рис. 4).

В Інституті геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України на основі отриманого на газовугільних родо-

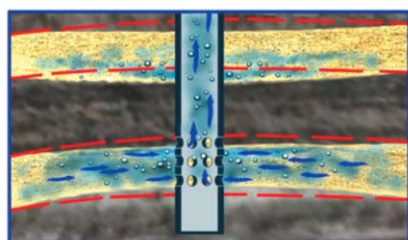
вищах досвіду запропоновано нову геомеханічну гіпотезу утворення вторинної тріщино-пористої структури в породах газових і газоконденсатних родовищ, що перебувають в експлуатації, яка полягає в керованому впливі на колекторні властивості гірських порід, що сприяють поліпшенню їх фільтраційно-ємнісних характеристик, залученню вільного газу в процес перетікання в основний продуктивний пласт, або у сформований колектор, безпосередньо не пов'язаний з зоною фільтрації видобувної свердловини (рис. 5).

В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу впродовж багатьох років виконуються дослідження та ведуться широкомасштабні промислові роботи з інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення вуглеводневилучення з родовищ природних газів. За результатами виконаних досліджень запропоновано принципово нові підходи до розробки родовищ, які ґрунтуються на активному впливі на процеси видобування вуглеводнів і включають комплексний активний вплив на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин.

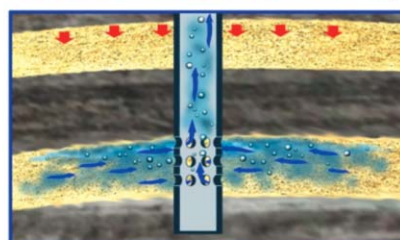
Початкова стадія видобутку газу з основного колектору



Деформація породного масиву і формування техногенного покладу у низькопористому колекторі



Виникнення напружень у породному масиві внаслідок вилучення газу



Залучення до видобутку газу з новоутвореного техногенного колектору

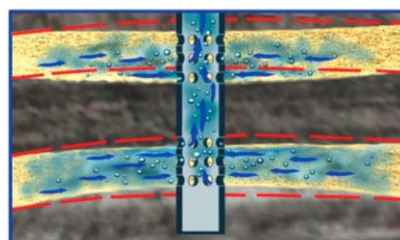


Рис. 5 – Геомеханічна гіпотеза утворення вторинної тріщино-пористої структури в породах

В Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України створено технологію комплексного водневого термобарохімічного впливу на привибійну зону продуктивного пласта для збільшення притоку вуглеводнів. Ця технологія апробована на багатьох родовищах України, забезпечила збільшення припливів вуглеводневої сировини в 2 – 8 разів, а також пройшла успішні промислові випробування на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах Туркменії, Китаю, Грузії.

Нафтогазові свердловини – це складні інженерні споруди. Після виведення з експлуатації руйнуються обсадні колони і стовбур свердловини як канал міграції вуглеводнів до поверхні перетворюється в джерело забруднення довкілля. Таких нафтових джерел забруднення на старих родовищах Західної України є дуже багато (рис. 6). Аналогічно проходять процеси і з газовими свердловинами, що призводить до загазованості місцевості. Всім відома проблема загазованості міста Борислава.

Тому відновлення свердловин вирішують не тільки збільшення видобутку вуглеводнів, а й запобігають забрудненню довкілля.

Свердловини з дуже малими притоками вуглеводнів доцільно переводити в нагнітальні або в режим відбору геотермальної енергії.

Звідси висновок, що свердловини ліквідовувати недоцільно, щоб не створювати екологічних проблем.

Підсумовуючи цю коротку інформацію, можна стверджувати, що в Україні є всі необхідні передумови щодо значного нарощування власного видобутку нафти і газу, а саме: відповідна ресурсна база, сучасні ефективні технології спорудження та експлуатації свердловин, необхідне кадрове забезпечення, півторастолітній досвід промислового видобування нафти і майже столітній досвід видобування газу, доступність сучасного вискооефективного обладнання (як імпортного, так і вітчизняного), наявність високоякісних технологічних матеріалів, переважно вітчизняного виробництва, а також високоінтелектуальний науково-технічний потенціал. Все це складає необхідну умову для вирішення проблеми. Щоб виконувалась і достатня умова, то має бути коректне вирішення економічних проблем, розв'язання яких віддамо на відкуп фахівцям-економістам.

З метою консолідації вітчизняного наукового і науково-технічного потенціалу на вирішення проблем нарощування власного видобутку нафти і газу в Україні пропонується створити державну ключову лабораторію для вирішення проблем нафтогазової галузі шляхом об'єднання наукових



Рис. 6 – Забруднення територій в місцях розміщення ліквідованих нафтових свердловин

ресурсів Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та наукових установ НАН України (Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, Інститут геологічних наук, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна, Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля, Інститут геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова, Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного, Інститут геології і геохімії горючих копалин, Інститут газу, Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка).

Ключову лабораторію можна розглядати як спільний консорціум університетів та інститутів НАН України для участі у конкурсах РП Г2020 з використанням закордонних мереж партнерів за ключовими пріоритетами, які відповідають потребам України, компаній та ЄС.

Пріоритетним завданням діяльності ключової лабораторії – розроблення проблемних питань раціонального освоєння вуглеводневого потенціалу України, зокрема:

- удосконалення методів і засобів виявлення покладів вуглеводнів, розроблення методик прогнозування їх скупчення в породах-колекторах на основі геомеханічної гіпотези утворення вторинної пористо-тріщинуватої структури;

- наукове, техніко-технологічне забезпечення енергоефективних процесів спорудження, відновлення та експлуатації свердловин для освоєння ресурсу важкодоступних покладів на великих глибинах і морському шельфі;

- розроблення методів і засобів для екологічно-безпечної експлуатації наявного фонду свердловин у тому числі як об'єктів відновної енергетики;

- удосконалення методів і засобів інтенсифікації нафтогазовидобутку для виснажених родовищ Прикарпаття і Дніпровсько-Донецької западини;

- розвиток наукових основ підвищення коефіцієнту нафтогазовилучення і збільшення обсягів видобутку вуглеводнів на перспективних та виснажених родовищах вуглеводнів України;

- розроблення методів і засобів забезпечення надійного функціонування об'єктів критичної інфраструктури в рекреаційних зонах та територіях транскордонного співробітництва України;

- розроблення програми раціонального екологічно-безпечного використання технологічних рідин, матеріалів і реагентів для забезпечення процесів видобування вуглеводнів;

- розроблення техніко-технологічних підходів щодо видобування, збору і транспортування вуглеводнів, отриманих з низькопродуктивних свердловин;

- оптимізація режимів роботи та прогнозування довговічності і експлуатаційної надійності об'єктів газотранспортної системи України в умовах її неповного навантаження;

- розроблення науково-практичних підходів щодо реалізації процесу транспортування газу з родовищ морського шельфу з використанням рухомого трубопроводу;

- розроблення та реалізацію програми раціонального використання наявного ресурсного потенціалу, зменшення втрат вуглеводнів під час їх видобування та транспортування;

- сертифікація матеріалів, техніки і технологій зарубіжних компаній, які використовуються на нафтогазових об'єктах України.

ПРОБЛЕМИ БУРІННЯ І ОСВОЄННЯ ВАЖКОВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ ГЛИБИКОЗАЛЯГАЮЧИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ ДДЗ (НА ПРИКЛАДІ СЕМИРЕНКІВСЬКОГО ГКР)

Гафич І. П.

ТОВ «ДТЕК НАФТОГАЗ»

Куцолап А. М.

Руженський В. В.

Ігнаточкіна Ю. Б.

ПрАТ «Нафтогазвидобування»

В умовах необхідності підтримання базового видобутку вуглеводнів ПрАТ «Нафтогазвидобування» постійно вдосконалює підхід до ефективної розробки родовищ та залучення в роботу ущільнених колекторів, що характеризуються граничними, або близькими до граничних, значеннями колекторських властивостей.

Загалом запаси Семирєнківського ГКР зосереджені в покладах двох різних типів:

- масивно пластовий поклад горизонту В-19, який є основним продуктивним горизонтом і об'єктом експлуатації на родовищі, представлений піщанистою товщею, потужністю 40 – 50 м, зі середнім K_p в межах 9 – 10 %, що вміщує в собі до 60 % запасів родовища;

- поклади горизонтів В-18, В-17, В-16, що являють собою перешарування переважно не-витриманих і лінзовидних пісковиків із середнім K_p до 7 – 8 %, через свою мінливість по потужності і фільтраційно-ємнісним властивостям розбиті на 18 покладів, в яких зосереджено до 40 % запасів (рис. 1).

Незважаючи, навіть, на значне зниження енергетики горизонту В-19 в процесі розробки, комплексний підхід до технологій первинного і вторинного розкриття продуктивних пластів дозволив не лише досягти

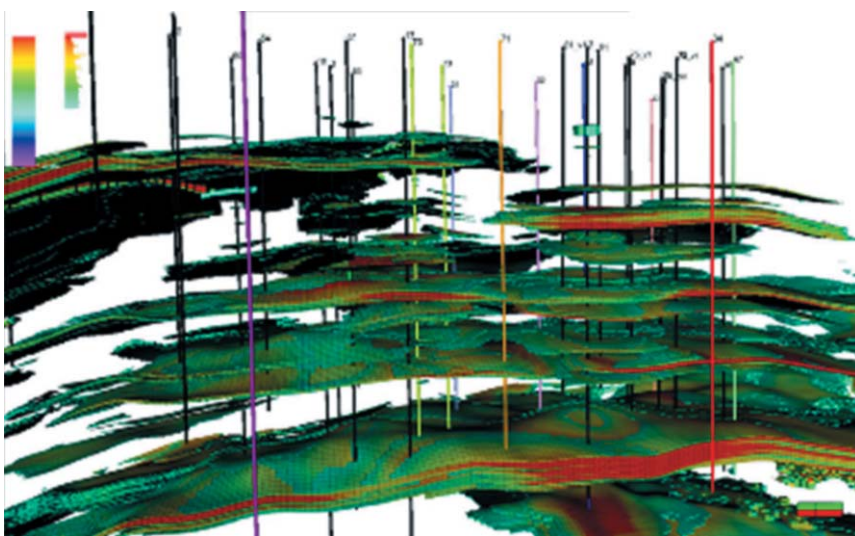


Рис. 1 – Фрагмент об'ємної моделі Семирєнківського ГКР та локалізація запасів

найвищих дебітів, але й залучити до розробки до 10 % слабодренованих запасів газу з низькопористих пісковиків з $K_p = 7 - 8 \%$. Їх внесок в загальний дебіт свердловин є суттєвим (рис. 2).

Це стало можливим завдяки застосуванню для первинного розкриття пластів бурового розчину на вуглеводневій основі WITER II з густиною до $1,15 \text{ г/см}^3$, а також переходу від класичного цементування обсадної колони, в інтервалі залягання продуктивних горизонтів, до технології закінчування свердловини фільтром-хвостовиком.

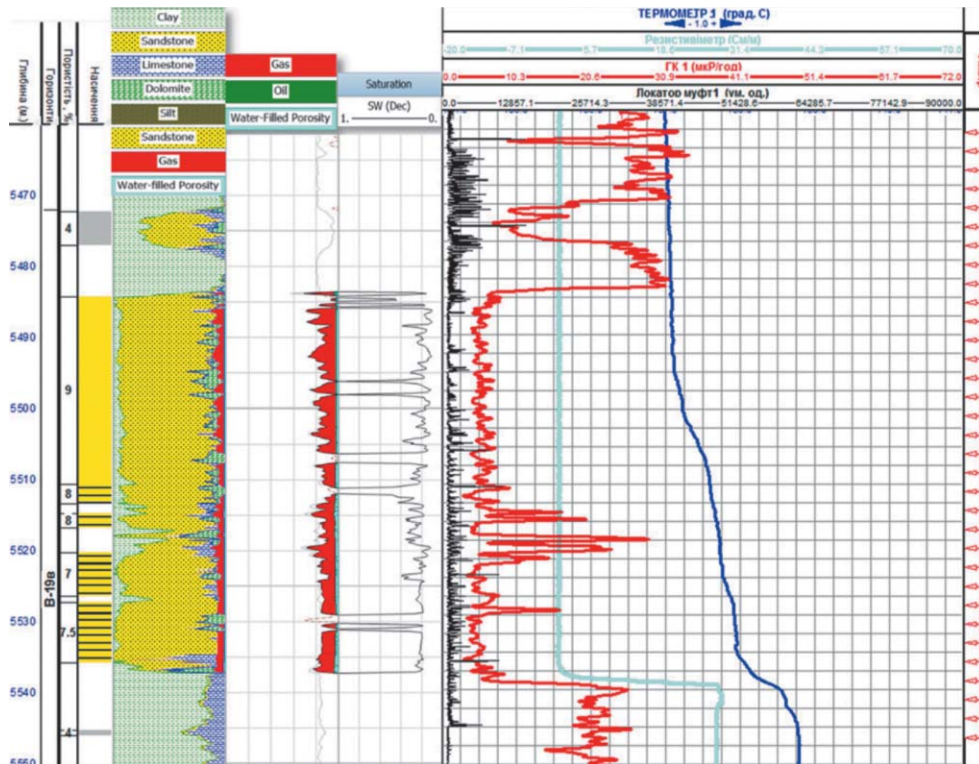


Рис. 2 – Зведена діаграма літології та термодобітометрії в свердловині №34 Семиренківського ГКР.
«Підключені» до роботи пласти з $K_p = 7 \%$

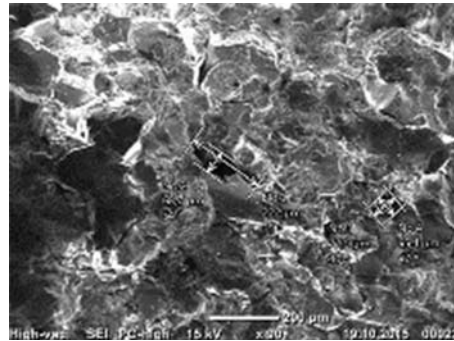
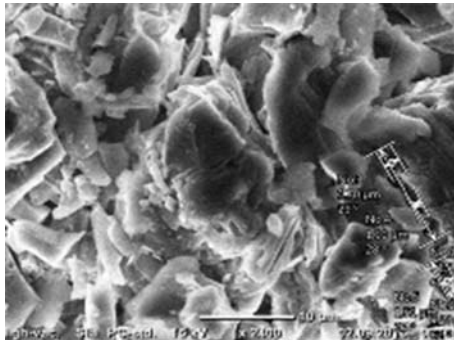
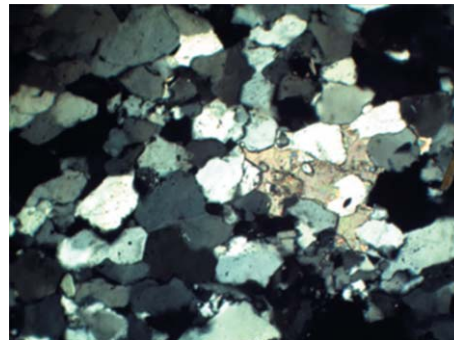
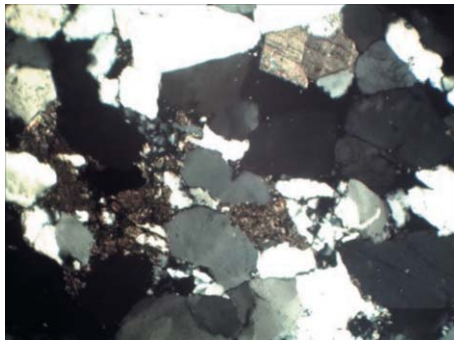
Проте при випробуванні та дослідженні схожих за своїми фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів горизонту В-16 – 18 з $K_p < 8 \%$ промислових припливів газу отримано не було.

З метою уточнення граничних значень колекторських властивостей, створення нових або корегування існуючих петрофізичних моделей, проведено додатковий відбір та комплексний аналіз кривого матеріалу в лабораторіях ДП «Укрнаукагеоцентр» (м. Полтава) та Інституту Нафти і Газу (м. Краків, Польща). За результатами досліджень встановлено, що структура порового простору пісковиків горизонту В-16 – 18, на відміну від В-19, є більш складною, внаслідок сидеритизації та наявності глинистого цементу (рис. 3). За таких умов, при встановленому значенні кондиційності порід-колекторів Семиренківського ГКР на рівні $K_p = 6,5 \%$, граничне значення пористості для горизонту В-18 – 16 є не нижчим за $7,5 - 8 \%$, що обумовлене особливістю будови порового простору.

Отже набуває актуальності питання освоєння важковидобувних запасів горизонтів В-18 – 16, в яких зосереджено 15 млрд. м^3 запасів газу родовища, з яких більше 6 млрд. м^3 – в ущільнених пісковиках пористістю $7 - 8 \%$, локалізованих в північно-західній частині родовища і не охоплених розробкою. Існуючим на сьогодні фондом свердловин дренуються тільки 3 млрд. м^3 запасів зазначених горизонтів.

ПрАТ «Нафтогазвидобування» виконано пошук та адаптацію технологій розробки покладів газу, пов'язаних з ущільненими породами, спрямованих на підвищення ефективності первинного розкриття пластів:

- перекриття «проблемних» зон обсадними колонами (інтервалів з переважним розвитком щільних порід з високими поровими тисками);



Горизонт В-19. Пісковик середньозернистий, зерна кварцу регенеровані, цемент каолінітовий, пори чисті, вторинні, тріщинуватий,

Горизонт В-18. Пісковик поліміктовий, дрібнозернистий, пори мілкі, вторинні, частково заповнені глинисто-карбонатним цементом, тріщинуватий,

Рис. 3 – Комплексний аналіз керну

- розкриття продуктивної частини розрізу розчином на вуглеводневій основі, який був спеціально розроблений та перевірений на керновому матеріалі з моделюванням пластових умов;
- повна відмова від цементування обсадної колони в продуктивній частині розрізу, при «гідралічному» від'єднанні продуктивного пласта від свердловини на період спуску і цементування верхньої секції експлуатаційної колони та підготовчих робіт до освоєння;
- використання комбінованих систем водо- та нафтонабухаючих пакерів для розмежування продуктивних горизонтів та зон підвищеного ризику обводнення пластів.

Зазначені технології в комплексі було впроваджено при закінчуванні свердловини № 61 Семиренківського ГКР, де в результаті випробування, при сумісній експлуатації горизонтів В-18 та В-17, отримано промисловий приплив газу.

Разом з тим досвід буріння та випробування свердловин вкотре вказав на беззаперечну необхідність синергії геологічних завдань, з точки зору одержання максимальної продукції, та дотримання проектних параметрів буріння, з огляду на безпечне та безаварійне споруджування свердловини.

За результатами додаткового аналізу гірничо-геологічних умов проведення свердловин, особливо в інтервалах залягання пластів з пониженим пластовим тиском, було оптимізовано питому вагу та реологічні параметри бурового розчину. Бурові розчини повинні, з одного боку, задовольняти умовам стійкості стовбуру свердловини і запобіганню газопроявів, викликаних поровими тисками ущільнених пропластків, а з іншого, забезпечувати мінімізацію поглинань і техногенного впливу на колекторські властивості продуктивних горизонтів. При цьому слід врахувати, що зниження питомої ваги бурового розчину, з метою запобігання його надмірних поглинань, не завжди є можливим і ефективним, особливо в умовах розкриття пластів з несумісними умовами буріння. Оптимальні системи промивальних рідин для таких умов були розроблені саме завдяки проведенню спеціальних досліджень, залученню наукового потенціалу та програмі довгострокового партнерства з ТОВ «Геосинтез Інженерінг».

Вивчення кольматуючих властивостей розчинів та правильний підбір вмісту і розміру кислоторозчинних наповнювачів дозволили досягти потрібного технологічного балансу та призвели до звуження «вікна питомої ваги бурового розчину» в межах 1,24 – 1,30 г/см³. В минулому, при розкритті продуктивних горизонтів на родовищі використовували розчини з густиною від 1,35 до 1,54 г/см³. При цьому важливими факторами успіху залишаються: контроль якості бурового розчину, своєчасне виявлення поглинань і оперативне на них реагування, а також скорочення до мінімуму часу на первинне розкриття пластів.

Все це, в комплексі з моніторингом розрізу і адаптацією даних, отриманих в процесі буріння та розробки родовища, в постійно діючий геолого-технологічній моделі, дозволило оптимізувати програму буріння та освоєння важковидобувних слабодренованих запасів.

Висновки:

1. Завдяки комплексному підходу до технологій первинного розкриття продуктивних горизонтів в умовах погіршених колекторських властивостей, близько 6 млрд. м³ запасів газу Семиренківського ГКР будуть переведені з умовно-промислових (з недоведеною економічною рентабельністю) в видобувні.

2. Вибір оптимальної конструкції свердловин, в сукупності з низкою технологічних рішень та підбором типу і параметрів бурового розчину в умовах значних глибин і погіршених колекторських властивостей, дозволив «включити» в роботу ущільнені колектори з $K_n = 7,5 - 8\%$, що є граничною межею для покладів горизонтів В-18, В-17.

3. Тільки тісна співпраця видобувних компаній, сервісу бурових розчинів та наукових підприємств дозволяє досягти найкращого результату, ефективного і безаварійного проведення свердловин, отримання промислових дебітів вуглеводнів на об'єктах нетрадиційного типу, які раніше вважалися непромисловими, з високим ризиком отримання комерційних припливів.

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. Дослідження літо-фаціальних особливостей та фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Семиренківського ГКР: Звіт / О. Голуб та ін. – Полтава, ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР», 2018.

ВОПРОСЫ СОВРЕМЕННОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В УКРАИНЕ

Лубан Ю. В.

Лубан С. В.

ООО «Геосинтез Инжиниринг»

Последние годы ознаменовались привлечением иностранных предприятий, причем не только для непосредственного осуществления бурового процесса, но и для оперативного управления технологией бурения. В результате, на переднем крае строительства скважины оказываются люди, не имеющие опыта работы в Украине и не знакомые с ее геологическими условиями.

Следствием этого является частая потеря контроля над производственным процессом и неспособность принятия оперативных решений, особенно в случае нестандартных технологических ситуаций. В итоге – снижение эффективности бурения и возникновение осложнений, преодолевать которые приходится ценой больших усилий и финансовых затрат (рис. 1).

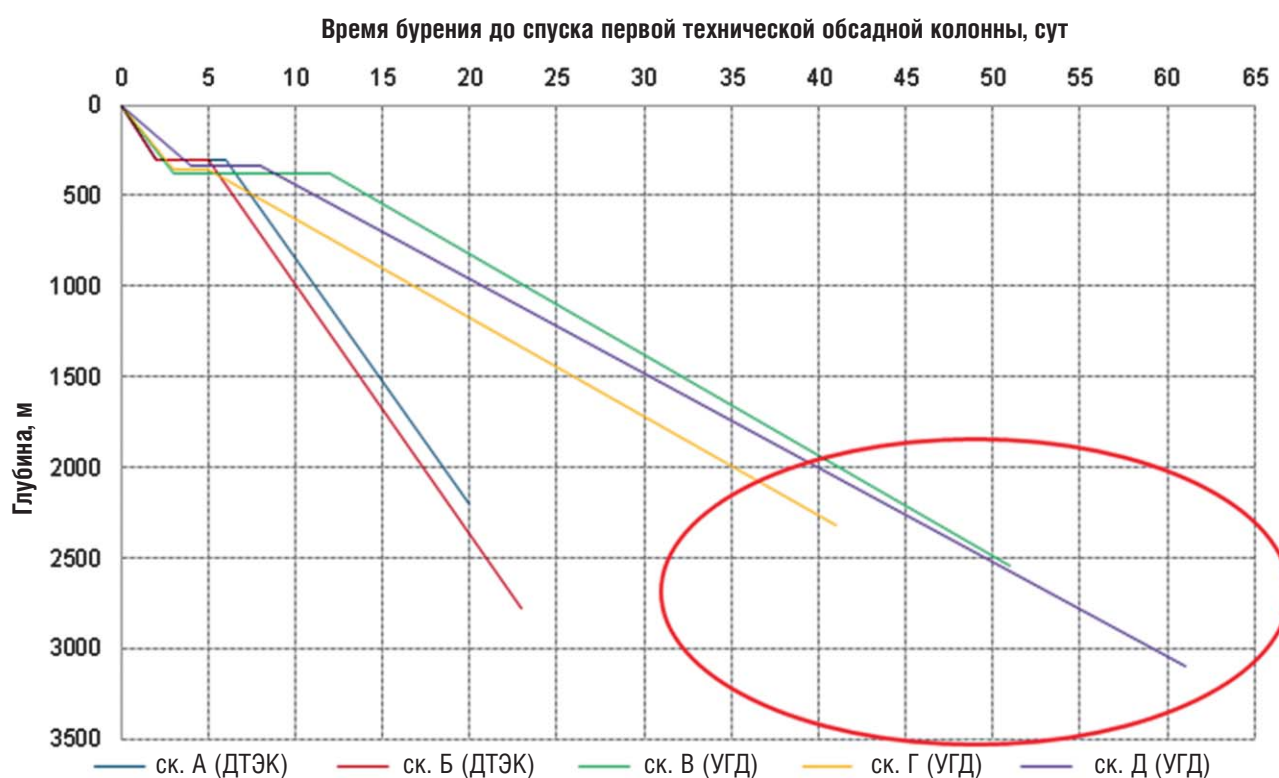


Рис. 1 – Продолжительность бурения верхних интервалов геологического разреза на скважинах ООО «ДТЭК Нефтегаз» и АТ «Укргаздобыча»

Сервис буровых растворов на всех скважинах – ООО «Геосинтез Инжиниринг»;

ООО «ДТЭК Нефтегаз» – супервайзеринг ООО «Нефтегазмонтаж» (Украина);

АТ «Укргаздобыча» – супервайзеринг Integrated Engineering Solutions LLP (Казахстан).

Подобные проблемы возникали не только в Украине. По этой же причине Беларусь своевременно отказалась от использования иностранных супервайзеров [1].

К сожалению, у нас плохо изучается зарубежный опыт. Мы предпочитаем набивать собственные шишки. Рассмотрим несколько примеров управления технологией бурения от иностранных специалистов.

История первая

С 70-х годов прошлого века известно, что в условиях ДДв оптимальными буровыми растворами для вскрытия верхних интервалов геологического разреза, представленного мелом, коллоидальными глинами и песчаниками с гидростатическим давлением, являются системы с низким содержанием твердой фазы.

В нашем зале присутствует И. Ю. Харив, который первым показал принципиальную возможность, и доказал техническую и экономическую целесообразность применения в Украине бесструктурных буровых растворов (рис. 2).



Рис. 2 – Заслуженный изобретатель Украины И. Ю. Харив
(Архив ПО УкрНИГИ)

Благодаря таким промывочным системам в Министерстве Геологии УССР была успешно реализована программа «Скорость», заложившая основы технологической концепции эффективного и безаварийного вскрытия отложений мела, юры, триаса, перми и даже – верхнего карбона. То есть интервалов до глубины 2500 – 3000 м.

Основные, проверенные годами, постулаты бурения «по верху»:

- минимальная плотность, минимальная вязкость и нулевое СНС – как часто говорил Иван Юрьевич: «все зайве з розчину має випадати»,

- максимальные обороты ротора, максимальная подача насосов и нагрузка – тонна на сантиметр диаметра

шарошечного долота.

При этом практика показала, что увеличение степени ингибирования буровых растворов, и соответственно, увеличение расхода стабилизаторов и затрат времени на обработку не приводит к повышению эффективности бурения. Наоборот, увеличивается стоимость растворов и уровень аварийности.

Оптимизация скорости бурения и финансовых затрат достигается:

- при использовании относительно дешевых буровых растворов с невысокой степенью ингибирования,

- при их интенсивном разбавлении с использованием «обратной воды»,

- и своевременном сбросе избытка раствора в шламовый амбар [2].

Следует отметить, что при правильной организации работы практически вся водная фаза сброшенного раствора возвращается в циркуляцию.

В те далекие времена, по чисто техническим причинам, не всегда удавалось полностью реализовать эти положения. Но они никогда не ставились буровиками под сомнение, поскольку были подтверждены эффективной практикой (рис. 3).

Кто бы мог подумать, что сегодня, в XXI веке, возникнет необходимость доказывать правильность такого технологического подхода!

А причина в том, что верхние отложения месторождений Средней Азии, Казахстана, Азербайджана представлены пластичными глинами или сланцами с аномально высокими поровыми давлениями,

подобными отложениям Майкопа в Крыму и Вортыщенской свиты в Карпатах. Такие отложения традиционно вскрываются на утяжеленных буровых растворах, при достаточно высокой степени ингибирования (рис. 4).

В последнее время, именно такие технологические приемы работы, совершенно неоправданно, пытаются распространить на геологические условия ДДв. Они просто не понимают, как можно работать по-другому!

Существует немало примеров распоряжений иностранных супервайзеров, сделанных при бурении верхних интервалов:

- об увеличении плотности бурового раствора (рис.5);
- о вводе биополимеров для увеличения вязкости;
- о необходимости создания СНС и пр.

Время от времени у них возникают «гениальные идеи»:

- об увеличении минерализации вплоть до насыщения;
- о вводе хлорида калия, вплоть до 10 %;
- о применении каких-то экзотических «чудо-реактивов».

Отдельно необходимо сказать о настоящих «кругах ада», которые необходимо пройти нашему инженеру на скважине, для того чтобы согласовать разбавление бурового раствора или сброс наработанного объема.

Следствием такого технологического управления является:

- закономерный рост концентрации твердой фазы;
- падение скорости проходки;
- и отклонение от проектных параметров, в чем всегда оказывается виноват подрядчик по буровым растворам.



Рис. 3 – Объем применения буровых растворов с низким содержанием твердой фазы в системе Мингео УССР (Архив ПО УкрНИГРИ)

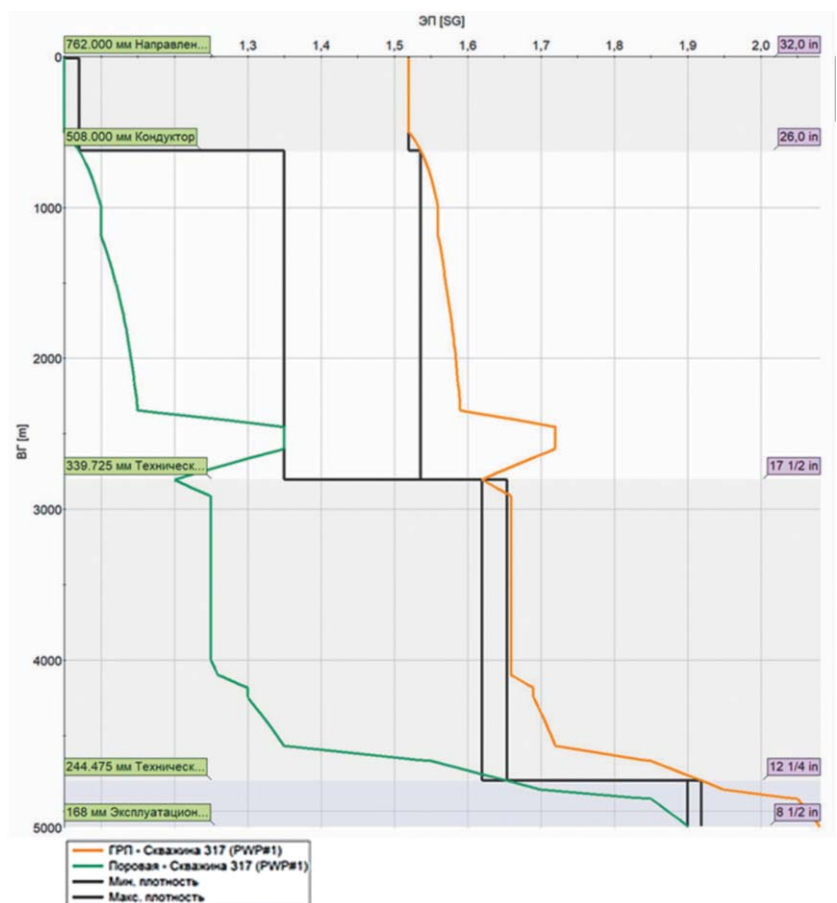


Рис. 4 – График совмещенных давлений для скважин одного из месторождений Средней Азии

Капегі доброго дня,

Густину бурового розчину збільшуємо до величини 1.18-1.2 г/см3. Відповідний протокол наради буде наданий завтра.

Regards,

Ваше розпорядження ми виконали! Як тільки станем на забій - почнемо утяжелення. Но последствия для скважины, от увеличения плотности в этих интервалах, будут самые негативные!! Причины этого мы уже не раз объясняли. Повторяться не буду. Будем надеяться, что пробурим оставшиеся 30 метров и спустим колонну до того момента, когда начнутся серьезные осложнения.

С уважением
Ю.Лубан

Рис. 5 – Одно из технологических распоряжений, выданных при бурении верхних интервалов разреза (E-mail)

История вторая

Это серьезные нарушения принятой в Украине методики отбора проб и измерения параметров буровых растворов.

При проведении так называемых «контрольных замеров» не учитывается:

- ни отсутствие бурового инструмента в скважине;
- ни ход процесса обработки раствора;
- ни время выхода цикла циркуляции.

На рис. 6 представлен один из многочисленных актов контрольных замеров, проведенных во время геофизических работ или СПО. Для такого замера проба раствора отбирается из приемной емкости, в условиях отсутствия циркуляции. При этом, когда реологические параметры или СНС отобранного таким образом раствора «неожиданно» оказываются завышенными, следует наказание в виде штрафа.

Еще одна системная проблема – это проведение замеров на устье скважины, без учета его загазованности, температуры и времени циркуляции (рис. 7).

АКТ
визуального контроля параметров проб бурового раствора из скважины № 202
Березовский КР

Проведенный визуальный контроль:
- I проба раствора взята 23.11.2018 года в 13:20. Место забора: редуктор АБЗ
- II проба раствора взята 23.11.2018 года в 13:20. Место забора: редуктор АБЗ
Выбор: 23.11.2018 м.
На данный момент на скважине проводятся работы: Бурение КНС
Инженером буровых работ сервисной компании: Березовский КР было проведено измерение параметров промывальной жидкости у присутствующего представителя супервайзерской службы Заказчика:

Значения параметров бурового раствора	Программные (проектные) параметры	Данные лабораторных исследований сервисной компании	I проба	II проба
Час замера			14:00	
Густота, г/см ³	1,15 - 1,25		1,190	
Условная вязкость, с	40-80		87 !!!	32°C
Фильтрация (API), см ³ /30сек	≤ 6		4,8	
pH	8,5-10,5		11,34	
Вмест. песка, %	≤ 4		0,2	
Температура замера, °C			49°C	
600/300			86/46	43°C
200/100			37/17	43°C
показатель 6/3			4/3	43°C
СНС 100/1000 Па	4-6/6-12		1,44/8,16	43°C
Пластина вязкости, мПа·с	10-30		40	
Динамическая нагрузка эсува, Па	6-16		2,88	
МВТ, кг/м ³	≤ 40		20	
KCL, кг/м ³	≥ 7		7	
CaCO ₃ , кг/м ³	≥ 50		28	
CL, мг/л			71500	

Подпись:
Представитель Заказчика: инженер БТБ ЧП НДС роз Макаров Д.В.
ТОБ, инженер-инспектор Левко Е.П.
инженер БТБ Макаров Д.В.
ДВ 153 Д.В. Макаров 23.11.18

Рис. 6 – Акт контрольного замера бурового раствора во время проведения СПО

Vodafone UA 09:41
203 колона >
Федченко, Mykhaylo Paduchak, ...

Контрольный замер условной вязкости показал 170 сек. Геосинтез делает замер в лаборатории с предварительным размешиванием и удалением воздуха и получают 105 сек - это не правильно.

Напишите сообщен...

Рис. 7 – Доклад супервайзера о «нарушениях» методики измерения параметров бурового раствора (Viber)

Сегодня стало обычной практикой, после двух суток проведения ГИС и спуска бурового инструмента на 4,5 тыс. м, запустить насос и требовать измерить вязкость раствора через 5 - 10 мин циркуляции, и это при плотности – 1,46 г/см³ (рис. 8).

Ну как объяснить человеку, поставленному руководить буровым процессом, что буровой раствор это тиксотропная система, параметры которой зависят от времени покоя или от скорости сдвига?

Как объяснить, что замеры параметров на устье проводятся исключительно для оценки текущей ситуации на скважине – газопроявление, выход забойной пачки, смывка цемента и т.д.? Но никогда по замеру на устье нельзя судить об истинных характеристиках бурового раствора. Такие заключения возможны только на основе анализа полностью дегазированного раствора, после перемешивания под мешалкой при нормальной температуре [3].

АКТ
контрольного аналізу бурового розчину.

Ми, що нижче підписалися, представник Замовника АТ «Укргазвидобування», супервайзер Данияр Жакашев, буровий майстер CROSKO Integrated Drilling & Well Services Co.LTD Любо Абрамович з одного боку, і представник Виконавця ТОВ «Геосинтез Інженіринг» інженер з бурових розчинів Ясько О.М., з іншого боку, склали цей акт про те, що на бур. №203 Березівського ГКР 14.02.2019р о 8:00 год було відібрано проби для проведення контрольного аналізу розчину під час СПО при циркуляції на гл.4777м. Розчин відібраний через 5 хв після початку циркуляції. Параметри розчину наступні:

№ п/п	Параметри	Проектні	На усті/через 5хв циркуляції	В лабораторії
1.	Густина г/см3	1,46	1,44(іст)	1,465
2.	Умовна в'язкість, кварта/сек	40-80	153	66
3.	ПВ, мПа*с	10-30		24
4.	ДНЗ, Па	6-16		17,7
5.	СНЗ 10с/1хв/10хв, Па	4-6/6-12		11,4/14,8/18,1
6.	Фільтрація API, см3/30хв	<6		5,2
7.	Тверда фаза, %Об			25
8.	Пісок, % Об	≤1		0,2
9.	МВТ, кг/м3	≤40		18
10.	pH / Темп.	8,5-10,5		8,43
14.	Заг. жорсткість (Ca++), %			0,12
17.	Вміст KCL, % Об	≥7,0		7,2

Супервайзер

[Підпис] Данияр Жакашев

Інженер з бурових розчинів

[Підпис] Ясько О.М..

Буровий майстер
CROSKO Integrated Drilling & Well
Services Co.LTD
[Підпис] Любо Абрамович

Рис. 8 – Акт контрольного замера бурового раствора через 5 мин после начала циркуляции



Рис. 9 – «Новое» китайское оборудование

Как объяснить, что даже согласно американскому стандарту, на который так любят ссылаться иностранные супервайзеры, газ из раствора должен быть удален, иначе величины параметров будут искажены [4].

Объяснять бесполезно! Нас постоянно штрафуют на основании таких искаженных результатов, да еще и обвиняют в «систематическом предоставлении Заказчику недостоверной информации».

И таких примеров современного технологического управления можно привести великое множество.

Можно рассказать о том, как нас обвинили в загустевании бурового раствора через двое суток непрерывного и успешного проведения ГИС, когда возникли трудности при спуске очередного прибора.

Можно рассказать, как при спуске обсадной колонны с зазором 5 мм на сторону пытались вызвать циркуляцию, почему-то создавая 70 атм вместо расчетных 90 атм. А после этого сутки таскали колонну по стволу скважины, провоцируя то приток, то поглощение, и в конце концов создав таки циркуляцию, но при расчетных 90 атм.

Или рассказать о том, как по два-три раза спускают и поднимают кондуктор.

А еще хотелось бы поговорить о непосредственных исполнителях бурового процесса:

– о «колоссальном» опыте сверхглубокого бурения у китайской компании Xinjiang Beiken Energy Engineering, пробурившей за год до входа в Украину целых 300 скважин, но с общей проходкой 300 000 м;

– о «новом», в кавычках, буровом оборудовании, завезенном в страну в нарушение всех тендерных требований (рис. 9);

– о «качественных» долотах, рассыпающихся на забое скважины (рис.10);

– о циркуляционных системах «современных» буровых установок, не способных пропустить 30 л/с при требуемых 70 л/с;

– о срыве всех сроков выполнения работ, когда в 2019 году мы ведем работы на скважинах, запланированных на 2016 год.



Рис. 10 – «Качественные» китайские долота



Рис. 11 – Ликвидация Ахтырского УБР, 2017 год

И возникает вопрос – а зачем все это? Зачем в страну, которая всегда являлась экспортером буровых технологий и профессиональных кадров заводить иностранные предприятия? В первую очередь – китайские. Разрушая при этом свои буровые компании (рис.11).

Даже если предположить, что это не сет технический прогресс, трудно отделаться от навязчивой мысли, что в конечном итоге, все эти действия приведут к полному уничтожению национальной буровой отрасли.

Мы на личном опыте убедились в низкой квалификации китайских буровых бригад. В своей массе это не профессиональные буровики, а самые настоящие переселенцы.

Многие были свидетелями, как на просьбу установить станцию для автоматической подачи воды китайский менеджер ответил: «Станцию поставить не можем. Сколько нужно привезти еще людей, чтобы запускать насос вручную?»

В Алжире, чиновник государственной нефтегазовой компании признался, что они «Очень боятся китайской экспансии и так формируют условия тендеров, чтобы китайцы не могли победить».

Туркмения, привлекая иностранные

предприятия, требует, чтобы 90 % работающего персонала, были граждане Туркмении.

И только Украина ничего не боится!!

Не нужно быть провидцем, чтобы сказать, что будет дальше. За счет демпинга, китайцы выдавят с рынка и разорят все национальные предприятия. После этого, оставшись монополистами, закрутят гайки. Так происходит по всему миру!

Если ничего не изменится, в том числе и в нашей технологической политике, через 5 лет в каждом украинском городе будет по «чайна-тауну». Через 10 лет – они будут выбирать свою власть. Яркий тому пример – российское Забайкалье.

Но это уже не вопрос технологии бурения, а проблема безопасности государства.

Спасибо за внимание.

Література

1. Грибовский Ю. Лед тронулся. / Ю. Грибовский // Нефтяник. – 2018. – №25 (2602). – 5 июля. – С. 1, 4, 5.
2. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твёрдой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 160 с.
3. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004. – [взамен РД 39-2-645-81] / отв. исп. д.т.н. В.И. Демихов. – Краснодар: ОАО НПО «Бурение», 2004. – 138 с.
4. API Recommended Practice 13B-1, Recommended Practice for Field Testing of Water-based Drilling Fluids, Fourth Edition dated March 2009.

ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ БУРОВИХ ВЕРСТАТІВ ТОВ «БК УКРБУРСЕРВІС»

Стефанишин І. В.

ТОВ "БК «Укрбурсервіс»

Історія бурової компанії «Укрбурсервіс» почалася в 2003 році з інженерно-технічного супроводу свердловин у Харківській області. Успішна реалізація цього і наступних проектів дозволила підприємству придбати першу бурову установку «Уралмаш 3Д - 76», сформувати висококваліфіковану бурову команду, почати будівництво виробничої бази та допоміжних виробництв.

Перший придбаний буровий верстат «Уралмаш», як і інші, згодом було модернізовано. Процес модернізації вимагає від підприємства значних зусиль ну і дешевих кредитів під ці потреби не буває.

Оновлення «Уралмашів» здійснювалося в три етапи:

- зміна насосних груп. Перехід на триплексні бурові насоси потужністю від 1000 к. с.;
- встановлення сучасної 4-х ступеневої системи очистки бурових розчинів;
- оснащення новим буровим інструментом, гідравлічними та пневматичними машинними ключами.

Шляхом такої модернізації було отримано доволі потужний варіант бурових верстатів, що дало змогу значно пришвидшити процес буріння.

Але час вносить свої корективи. І вимогою сьогодення стало використання верхнього приводу (Top Drive), який за досвідом бурових компаній більш ефективно використовувати на сучасних А-подібних бурових верстатах, замість баштових типу «Уралмаш 3Д».

Новий рівень бурових робіт потребує переходу на верстати саме консольного типу, оскільки це дозволяє значно скоротити терміни монтажу і демонтажу установок, надає можливість високотехнологічного комп'ютерного керування, розширює межі режимних можливостей під час робіт. Такі верстати мають більшу вантажопідйомність і є високонадійними. Усе це, загалом, забезпечує значно вищу комерційну швидкість буріння глибоких і надглибоких свердловин.

Тому в 2009 році організацією «Укрбурсервіс» було вирішено зробити ставку на закупівлю нової сучасної техніки – важких і високотехнологічних верстатів. І вже в 2010 році було придбано найсучаснішу на той момент бурову установку на постійному струмі з Top drive і дизель-генерацією відомої канадської компанії NOV. Буровий верстат NOV, вантажопідйомністю 400 тон, оснащений системою верхнього приводу PTD – 500 AC, дозволив значно скоротити витрати часу на буріння свердловин глибиною понад 5300 метрів.

Навіть найбільш сучасна техніка не виключає «людського фактору» і потребує відповідної кваліфікації персоналу. Тому до початку робіт на установках з верхнім приводом компанією «Укрбурсервіс» було забезпечено навчання трьох десятків працівників у спеціалізованому навчальному центрі в Румунії. Отримавши необхідні знання з роботи з Top Drive, превенторами та іншим сучасним буровим обладнанням, фахівці компанії стали готувати кваліфіковані бригади для роботи на високотехнологічному обладнанні на місцях. Зазначимо, що політика бурової компанії «Укрбурсервіс» полягає у залученні до робіт саме власних, українських кадрів.

Використання бурових верстатів з верхнім приводом дало відчутний результат з перших же днів комерційна швидкість буріння глибоких свердловин збільшилася в рази. А це вигідно як для замовника, так і для безпосереднього виконавця робіт.

Саме з буровою установкою NOV почали працювати на замовлення за більш прогресивною добовою ставкою замість загальноприйнятих на той час договорів "під ключ". Такий підхід дає змогу підрядникам зосередитися на підвищенні якості робіт, а замовникам – ретельніше планувати виробничі витрати і загалом бюджет.

Пізніше, у 2015 році, технічний парк «Укрбурсервісу» поповнив верстат SL2500T-AC-W, вантажопідйомністю 590 тон.

Потужну бурову установку з частотним регулюванням за замовленням компанії виготовила українська компанія «Discovery Drilling Equipment».

Шляхом постійного моніторингу ринку бурового обладнання, регулярного відвідування закордонних виставок у США, Канаді, Китаї, Німеччині, Норвегії було вирішено відмовитися від практики придбання бурових установок «з одних рук». Працівники «Укрбурсервісу» самостійно комплектують верстати, замовляючи частини обладнання безпосередньо у виробників. Це дає змогу не лише заощадити кошти, але й отримати потужні бурові з провідними характеристиками.

У 2019 році на випробувальному майданчику Discovery було піднято мачту вже третьої високотехнологічної бурової установки за замовленням БК «Укрбурсервіс».

Станом на сьогоднішній день компанія працює в басейні ДДз. Основою технічного оснащення підприємства є 7 установок для буріння: 3 сучасні бурові верстати з Top Drive і 4 модернізовані бурові верстати «Уралмаш» 3Д/4Е.

За роки існування БК «Укрбурсервіс» зусиллями його працівників пробурено більше 50-ти свердловин. Сумарна проходка становить понад 245 тис. метрів. З півсотні пробурених свердловин більше ніж 40 глибиною понад 5 тисяч метрів. Ще дві – понад 6 тисяч метрів. Майже половина – це похило-скеровані свердловини, з відходами від вертикалі більше 400 – 500 м; таких було пробурено 24 за весь час.

Підвищення ефективності бурових робіт стало можливим завдяки новітньому обладнанню та злагодженій роботі кваліфікованих бурових бригад.

Команда «Укрбурсервісу» – це більше 400 фахівців, об'єднаних спільною метою – забезпечення високої якості послуг, що надаються в сфері буріння нафтових і газових свердловин. З цією метою проводиться стажування співробітників в навчальному центрі Grup Servicii Petroliere (GSP) в Румунії, навчання спеціалістів по другому рівню сертифікації IWCF в Івано-Франківському НТУ нафти і газу, відвідуються на регулярній основі різноманітні тренінги, семінари, виставки.

Не дивлячись на те, що приватний нафтогазосервісний ринок розвивається в Україні лише трохи більше десятиліття, українські компанії уже зараз не лише не поступаються іноземним, але й домінують у деяких сегментах. Похило-скероване буріння, цементування, капітальний ремонт свердловин, сервіс бурових розчинів – це послуги, які українські фірми здатні надавати на високому рівні при конкурентних цінах.

Полтава та Полтавська область є місцем найбільшої концентрації бурових і сервісних підприємств та лідером за видобутком нафти й газу. Від подальшого розвитку сфери нафтогазових сервісних послуг регіону виграють, зрештою, всі. Але є і значний спектр проблем.

Основні виклики для нафтогазосервісної галузі вбачаються у наступному:

- відсутність у середньотерміновій перспективі підготовлених ділянок під буріння;
- відсутність доступу до фінансових ресурсів для модернізації та переоснащення обладнання вітчизняними сервісними компаніями;
- дисбаланс пропозиції та попиту, який утворився в результаті державної програми «20/20»;
- надмірна кількість «сплячих» ліцензій з несумлінними надрокористувачами;
- поширення спротиву проти проведення бурових робіт місцевими громадами;
- відсутність державної політики із захисту українського ринку бурових та нафтогазових послуг.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ГОРИЗОНТОВ ДДВ

Виноградов Г. В.

Группа Компаний ГЕО АЛЬЯНС

Современные 3D сейсмоисследования выполнены на 7 площадях, общий объем работ – 662 км². Ещё на ряде площадей выполнены 2D-сейсмоработы объемом более 300 пог. м.

Обработка и переобработка данных 3D сейсмики осуществлялась зарубежными Компаниями P-Wave («Пи Вейв», Калгари, Канада), Western Geco («Вестерн Геко», Schlumberger, Италия), CGG («Си ДЖИ ДЖИ», Калгари, Канада).

Инверсионные преобразования сейсмических данных 3D выполнялись специалистами ООО «СЖЖ ВОСТОК» (Москва), Western Geco («Вестерн Геко», Schlumberger, Италия).

Выполненные исследования позволили детализировать структурно-тектоническое строение площадей, проследить дизъюнктивные нарушения, выделить дополнительные локальные нарушения.

В то же время, даже после инверсии сейсмических данных, решить проблему достоверного распространения пластов-коллекторов с улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами, определения характера их насыщения не удалось, не смотря на применение передовых технологий и привлечение мировых компаний в этой области.

Так, по мнению специалистов CGG, на больших глубинах, характерных для ДДв, эти задачи могут решаться лишь при пористости коллекторов не менее 15 %, при их мощности 20 – 25 м.

Следующим аспектом, на котором хотелось бы остановиться – это ГИС. В последние годы при вскрытии продуктивной части разреза компании «Гео Альянса» используют растворы на углеводородной основе, которые не позволяют применение электрических методов каротажей, кроме ИК, что в свою очередь влияет на качество оценки насыщения пластов-коллекторов.

В подобных условиях возникает необходимость применения новых дополнительных методов ГИС, которые должны обеспечивать более полное изучение характеристик пластов-коллекторов и вскрываемого разреза в целом. Среди таких методов, опробованных в скважинах «Гео Альянса» – спектральный гамма каротаж для более детальной межскважинной корреляции, определения фаций и условий осадконакопления, ультразвуковой высокоразрешающий имиджер для оценки трещиноватых интервалов (плотность, угол падения, азимут простираания), а также оценки механических свойств пород.

В то же время применение литосканера для оценки наличия пирита и гематита в породе не показало наличие достаточного количества минералов, которые могли бы влиять на низкие показатели сопротивления, а диэлектрический каротаж оказался не эффективным для оценки характера насыщения низкоомных пластов и «Гео Альянс» отказался от дальнейшего применения данного метода.

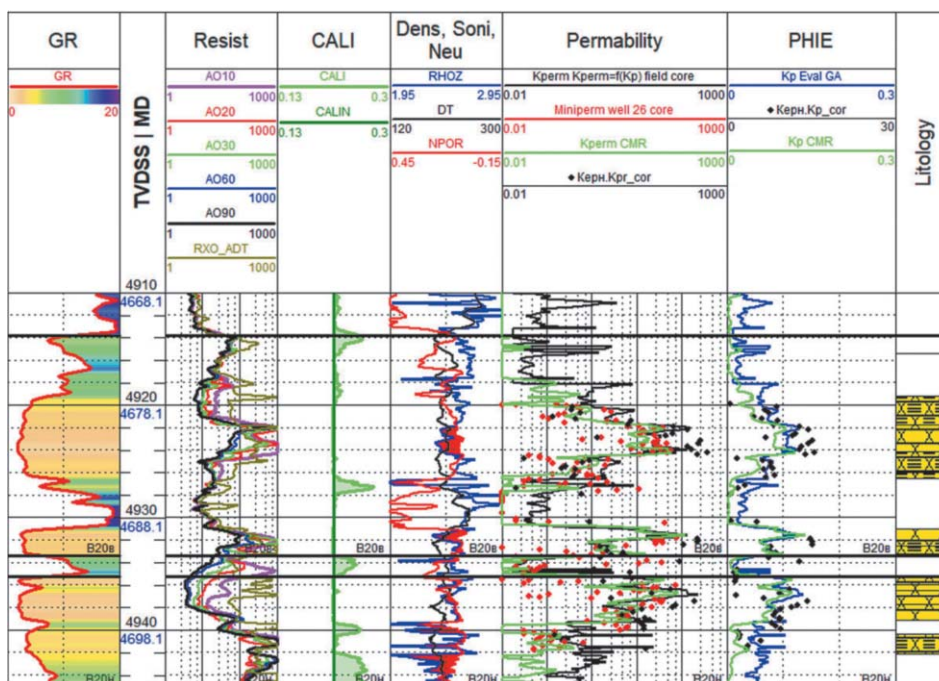


Рис 1. – Сходимость показаний проницаемости ЯМК (зелёная кривая) и показаний минипермометром (красные точки)

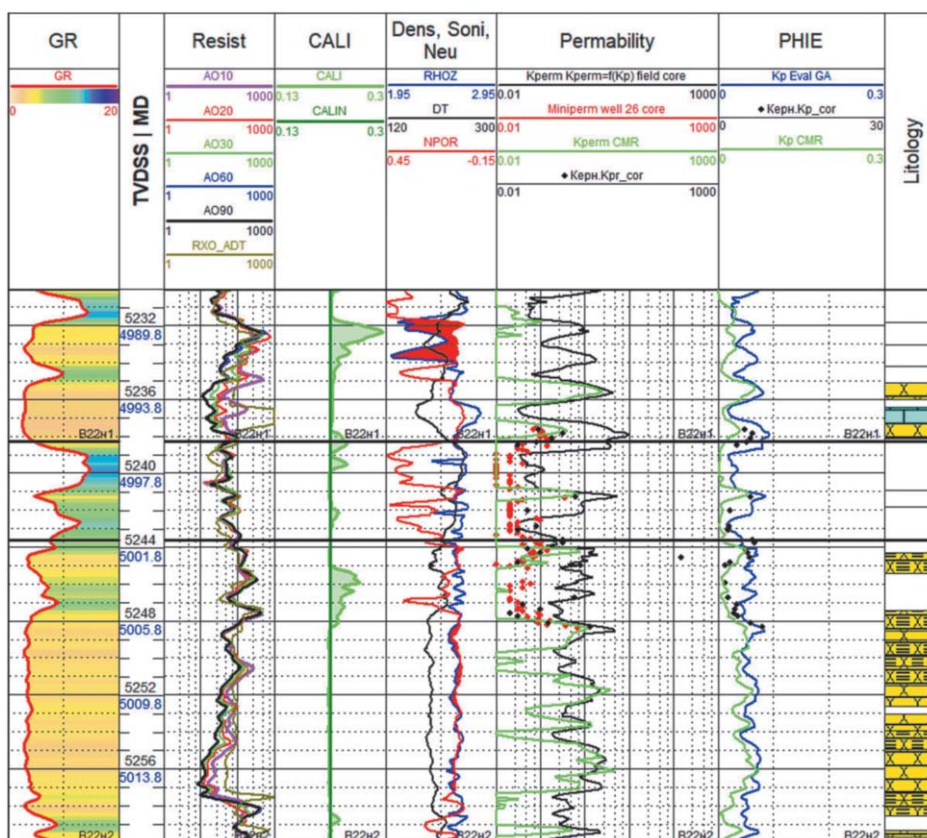


Рис. 2 – Сходимость проницаемости по ЯМК (зелёная кривая) и определения проницаемости лабораторными методами образцов керна (чёрные точки)

В отличие от диэлектрического метода хорошие результаты получены от применения ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), главной целью которого является оценка коллекторов с низкой пористостью, оценка проницаемости и дальнейшее сопоставление с лабораторными исследованиями керна, оценка насыщения в пластах с низким сопротивлением. Проницаемость по ЯМК достаточно хорошо совпадает с креновой зависимостью. Также хочется обратить внимание, что результаты лабораторных исследований проницаемости минипермометром на образцах керна хорошо сопоставляются с результата-

ми интерпретации проницаемости по ЯМК. На рисунке 1 хорошо видна сходимость показаний проницаемости ЯМК (зелёная кривая) и показаний минипермометром (красные точки).

Интереснее всего картина прослеживается в низкопоровых пропластках, в которых метод ЯМК точнее определяет проницаемые пропластки по сравнению со стандартными методами, которые не дают достоверных результатов. На рисунке 2 прослеживается неплохая сходимость проницаемости по ЯМК (зелёная кривая) и определения проницаемости лабораторными методами образцов керна (чёрные точки). Таким образом, метод ЯМК показывает лучшую сходимость с результатами исследования керна.

Два слова об отборе керна в процессе бурения скважин. До последнего времени сплошной отбор керна осуществлялся с использованием оборудования компании NEW TECH («Нью Тек»). Всего выполнено 103 рейса в 11 скважинах, из которых в 96 рейсах обеспечен вынос керна 80 – 100 % (93,2 %), в том числе 100 % керна поднято при 41 рейсе (39,8 %). Недостатком сплошного отбора керна является то, что отбор не всегда осуществляется именно из продуктивного интервала, высокие риски попадания в аргиллиты, замедляется бурение и т.д.

В качестве альтернативы, в «Гео Альянсе» впервые проведён отбор керна боковым сверлящим грунтоносом MSCT компании Шлюмберже. Данный кернотборный снаряд позволяет отобрать до 50 образцов за один спуск. Размер образцов керна: длина – 50,8 мм, диаметр 23,4 мм, что даёт возможность выполнения полноценных лабораторных исследований. На практике скорость отбора образцов составила от 3 до 20 минут в зависимости от типа породы. Интервалы отбора проводились по результатам интерпретации ЯМК, соответственно были выбраны точки с наилучшими показателями пористости и проницаемости. Основными положительными моментами применения прибора MSCT является прогнозируемый отбор образцов из нескольких перспективных интервалов за одну СПО. Также немаловажным преимуществом является существенная экономия времени в отличие от классического метода отбора керна. Среди недостатков использования оборудования необходимо отметить низкий вынос образцов из трещиноватых и слабосцементированных коллекторов. На практике наилучший вынос керна

90 – 100 % был в чистых, неглинистых песчаниках и чистых аргиллитах. (На практике из интервалов, имеющих по ГИС характеристику как уплотнённые или с низким коэффициентом пористости, коэффициент выноса составил 90 – 100 %). Из интервалов, которые по анализу шлама характеризовались как слабо-среднесцементированные или заглинизированные, и по результатам ГИС – с довольно высокими коэффициентами пористости и проницаемости, процент выноса керна был около 40 – 50 %.

Впервые в «Гео Альянсе» отбор керна производился в керноприемные трубы. В последующем керн в этих трубах был передан в лабораторию для исследования. Это позволило получить неповрежденный керн с первоначальной ориентацией. Совместно с данными ультразвукового имиджера это позволило правильно ориентировать керн в пространстве. Было произведено СТ сканирование и получены детальные данные о структуре пористости и детальное понимание изменений в условиях осадконакопления (рис. 3).

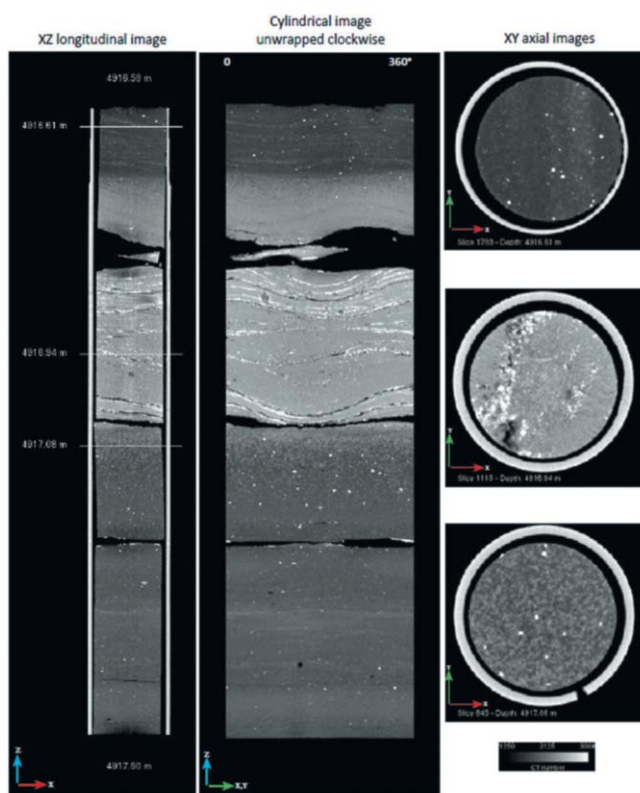


Рис. 3 – Результаты сканирования керна

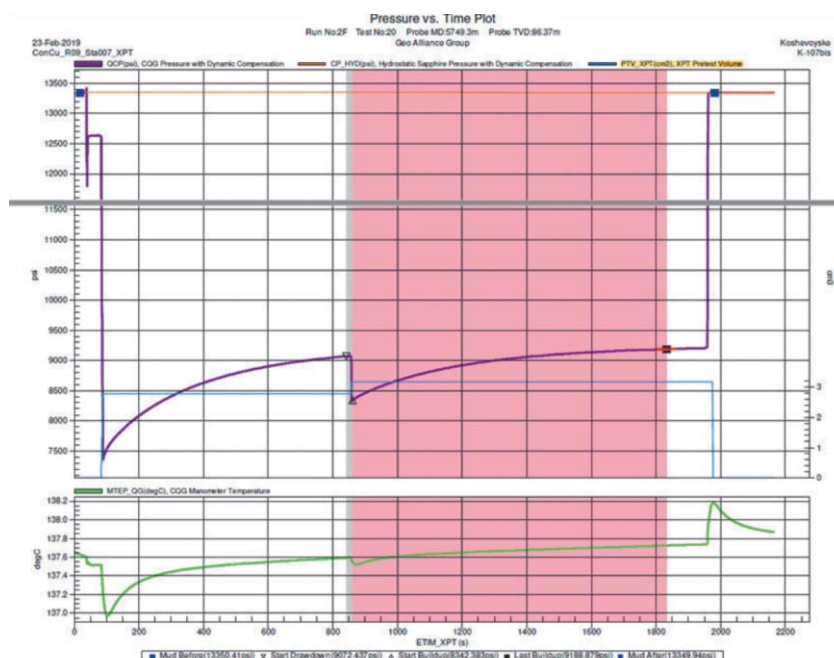


Рис. 4 – Замер пластового давления в уплотнённом коллекторе

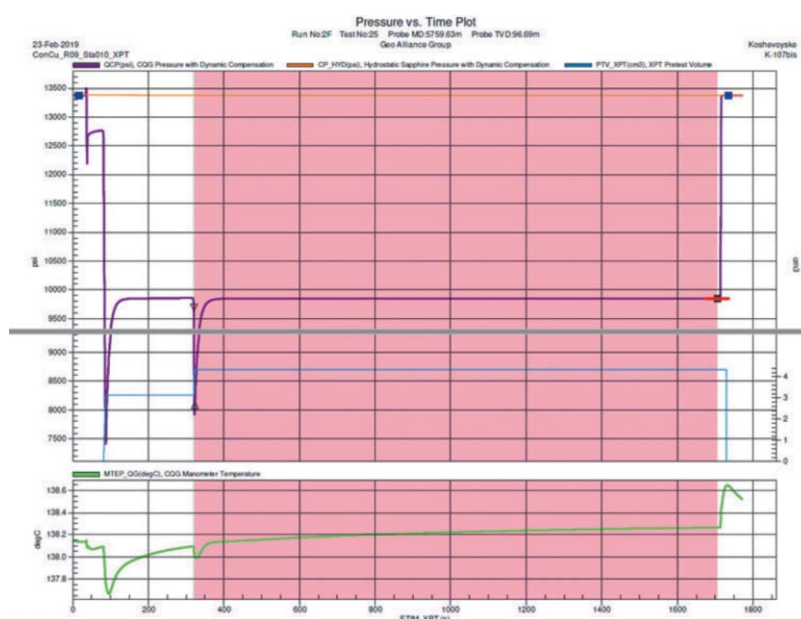


Рис. 5 – Замер пластового давления в высокопроницаемом коллекторе

Хорошие результаты получены и при использовании прибора компании Шлюмберже – MDT (модульного динамического испытателя пластов на кабеле), который использовался для точечных замеров пластового давления. Выбор точек замеров проводилась также согласно полученных результатов интерпретации ЯМК. Так на выбранных точках, уже во время проведения замера, хорошо прослеживается уровень проницаемости коллектора и, как правило, даёт хорошее схождение с результатами интерпретации методов ГИС. Благодаря проведённым замерам пластового давления в скв. 107-бис Кошевойского месторождения, успешно был построен градиент роста пластового давления и определены зоны с аномально высоким пластовым давлением. На рисунках 4 и 5 приведены примеры замера пластового давления в условиях уплотнённого и высокопроницаемого коллектора.

Отдельно хотелось бы упомянуть пороховые генераторы STIMTUBE (СТИМТЮБ), которые представляют собой цилиндры из пропеллента, которые воспламеняются от детонационного шнура. Компания-производитель (OWEN) широко рекламирует данное оборудование, как и STIMGAN (СТИМГАМ), в качестве интенсификации притока давлением пороховых газов. При этом в рекламе

указывалась глубина канала, создаваемого в процессе интенсификации, на уровне нескольких метров.

Перед применением системы СТИМТЮБ в одной из скважин Луценковского ГКМ компания «Гео Альянс» предложила потенциальным подрядчикам на выполнение работ провести моделирование процесса для конкретных условий вышеупомянутой скважины. Результаты моделирования оказались различными. Так, ожидаемая глубина канала по модели Гео Уелл Сервисез – от 2,06 до 5,49 м (в зависимости от проницаемости и плотности заполняющей скважину жидкости), по модели Везерфорд (Румыния) – всего 0,52 – 0,58 м, по модели OWEN (HTH Technical Services, inc) – 1,83 м.

При этом ни в одном из официальных документов, как компании-производителя, так и компаний-подрядчиков, невозможно найти ответ на два принципиальных вопроса при использовании данной технологии.

1. Какая плотность жидкости, заполняющей скважину, является оптимальной для проведения работ, т.е. эффект будет выше при репрессии или депрессии?

2. В момент взрыва взрывная волна может передаваться на фонтанную арматуру и за счёт гидроудара деформировать её элементы. Как избежать подобных рисков (сейчас, перед взрывом, открывают трубное и затрубное пространство скважины на факельный амбар, что в свою очередь должно снижать эффективность работ)?

Ответы на данные вопросы до сих пор не получены. Взрыв системы СТИМТЮБ в скважине Луценковского ГКМ осуществлялся при открытом трубном и затрубном пространстве. В результате получен лишь незначительный эффект.

В последние годы всё более актуальным становится вопрос пересмотра фонда старых скважин и результатов ГИС действующего фонда с целью выявления новых, ранее «пропущенных» перспективных объектов.

На украинском рынке появились сразу две новые технологии, альтернативные традиционному ИННК, в частности система RAPTOR NVISION компании Везерфорд, предназначенная для определения газонасыщенности коллекторов в условиях спущенной эксплуатационной колонны и технология «КВАД НЕЙТРОН» с использованием прибора канадского производства ROKE, которая основана на использовании радиоактивных методов (2ННК, 2НГК, ГК) для исследования коллектора через одну или более колонн, или через буровой инструмент. Технология применяется для определения следующих параметров:

- определение пористости пород;
- определение величины нефтегазонасыщенности пласта;
- определение относительной плотности и проницаемости отложений с целью уточнения нефтегазонасыщенности продуктивных интервалов;
- создание литологической модели разреза скважины.

Данную технологию на Украине внедряет компания GEO DELTA KB под кураторством опытного высококвалифицированного специалиста, нашего коллеги Стельмаха В.Г.

Обе технологии уже опробованы в условиях компании «Гео Альянс». Так, технология КВАД НЕЙТРОН, показала неплохие результаты по определению эффективной пористости, которые имеют хорошее сходство с результатами интерпретации данных ГИС открытого ствола. Как видно на рис. 6, кривая пористости открытого ствола (синяя кривая) и кривая пористости, полученная по технологии «КВАД», имеют хорошую сходимость. Также получены неплохие результаты в части определения литологической модели разреза, что даёт возможность использовать данный метод как альтернативу некоторым методам открытого ствола.

Результаты интерпретации данных определения характера насыщения вызвали некоторые спорные моменты. Данные о характере насыщения, полученные по технологии «КВАД НЕЙТРОН», имели существенное расхождение с данными открытого ствола и классического метода ИННК. По мнению специалистов компании «ROKE», основным фактором, искажающим результаты интерпретации, являлось глубокое проникновение цемента. Ниже, на рис. 7, приведён пример сравнения кривой насыщения «КВАД НЕЙТРОН» (красная кривая) и кривой насыщения полученной по данным ГИС открытого ствола (коричневая кривая).

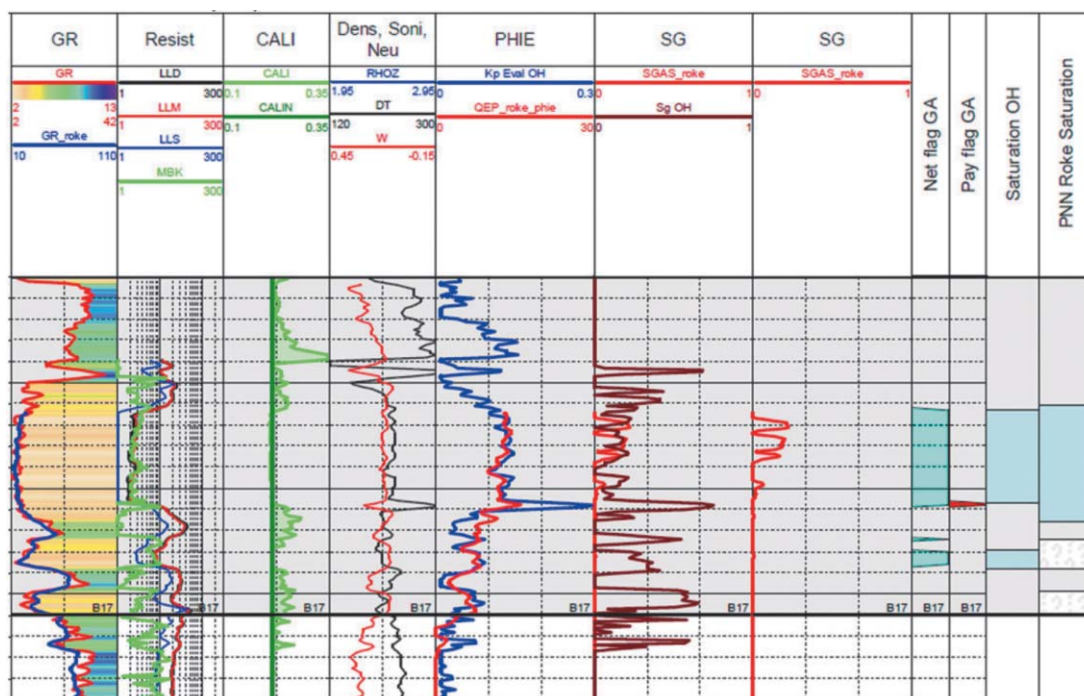


Рис. 6 – Кривая пористости открытого ствола (синяя кривая) и кривая пористости, полученная по технологии «КВАД» (красная кривая)

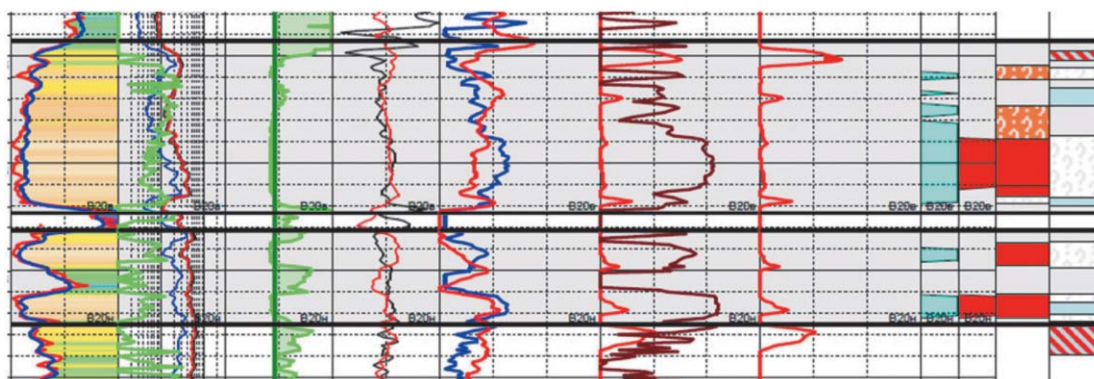


Рис. 7 – Сравнения кривой насыщения «КВАД НЕЙТРОН» (красная кривая) и кривой насыщения полученной по данным ГИС открытого ствола (коричневая кривая)

По результатам интерпретации исполнителей работ прибором "ROKE" все три перспективных для перехода вышележающих объекта характеризовались как водоносные или вода с газом. При перфорации только из нижнего интервала получена вода с газом, два остальных вышележающих объекта дали промышленную углеводородную продукцию.

Похожие результаты получены и при использовании прибора RAPTOR, по которому продуктивный интервал, который пребывал в исследованиях и пробной эксплуатации был охарактеризован как водонасыщенный. В то же время, по результатам исследований прибором RAPTOR выделен перспективный карбонатный объект в вышележающей части разреза, который был пропущен при интерпретации данных ГИС в открытом стволе.

Таким образом, оба этих метода имеют перспективу, но требуют доработки методологии интерпретации полученных данных.

Кроме вышеуказанного хотелось бы отметить, что в условиях безводного разреза хорошие результаты показывает заканчивание скважины фильтром или не зацементированным «хвостовиком», особенно в условиях коллекторов с «посаженными» пластовыми давлениями. Бытует мнение, что эффективность незацементированного хвостовика из-за отсутствия за колонной цемента снижается, но на практике подобных проблем не отмечалось и после перфорационных работ получали такие же промышленные притоки, как и в зацементированных колоннах.

БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН – ВЧОРА, СЬОГОДНІ, ЗАВТРА

Яремійчук Р. С.

Буріння нафтових і газових свердловин є однією з надзвичайно складних технологій, які постійно розвиваються впродовж півтори сотні років. Змінювалися способи буріння від ударного руйнування порід до руйнування порід різними типами бурових доліт з використанням їх обертання на вибої бурильними трубами (роторне буріння) або з використанням вибійних двигунів (турбобурів, електробурів, гвинтових). В тридцяті - вісімдесяті роки минулого століття в колишньому СРСР в технологіях спорудження свердловин переважало турбінне буріння. Цьому сприяло і те, що створення турбобурів базувалося на теоретичних засадах П. Шумилова та роботах видатних вчених - конструкторів Р. Іоаннесяна, М. Гусмана, М. Тагієва, Г. Булаха та інших, а також те, що перед другою світовою війною і в наступні десятиліття були відкриті потужні нафтові родовища між Волгою та Уралом, що залягали на глибині від 1200 до 2000 метрів. Саме на цих глибинах турбінне буріння дозволило швидкими темпами нарощувати видобування нафти в умовах другої світової війни з використанням тодішніх бурильних труб і шарошкових радянських доліт.

В тридцятих роках минулого століття в Харкові починається розробка електробурів з підведенням кабелем через бурильні труби змінного струму під високою напругою. В 70-х роках минулого століття там же створюються телеметричні системи для буріння свердловин електробурами, що дозволило почати роботи по спорудженню похило скерованих і горизонтально-розгалужених свердловин цією технікою. На той час ця техніка і технології не уступали зарубіжним аналогам.

Необхідність буріння свердловин на значно більші глибини (від 3000 до 6000 і більше метрів) показало значно меншу ефективність турбінного буріння у порівнянні з роторним способом.

В 60-і роки минулого століття майже одночасно починаються роботи по конструюванню гвинтових об'ємних двигунів у Франції, США і СРСР. Дещо пізніше почалося конструювання електробурів на постійному струмі у США і в Україні, але ці роботи у нас не знайшли подальшого розвитку, позаяк тодішнє керівництво нафтогазовою промисловістю не підтримало розвиток цього перспективного способу буріння навіть в надглибоких свердловинах.

У другій половині 20-го століття в Україні буровими підприємствами Міністерств геології, нафтової і газової промисловості виконується великий обсяг розвідувальних робіт, відкриваються та вводяться в розробку потужні нафтові і газові родовища на суші та в шельфовій зоні Чорного та в акваторії Азовського морів. Видобуток газу сягає 68 млрд кубічних метрів та нафти 15 млн тонн за рік. Буровими колективами сходу і заходу України освоюється буріння глибоких та надглибоких свердловин (1 Луги, 1 Синьовидне, з глибиною 6000 м і 7000 м відповідно, та 1 Шевченкове, глибиною 7522 м). На Долинському та Старо-Самбірському нафтових родовищах успішно пробурено електробурами з використанням телесистем одинадцять розгалужено-горизонтальних свердловин, що могло стати в майбутньому прообразом буріння горизонтальних свердловин. В Прикарпатті здійснено буріння більше 40 свердловин з продувкою вибою

стиснутим повітрям, природним газом, азотом та бурінням на аерованих бурових розчинах. При бурінні стовбурів великого діаметра широко застосовуються реактивно-турбінні бури та суміщений турбінно-роторний спосіб. Виконані геолого-розвідувальні роботи підтверджують наявність великих ресурсів нафти і газу в надрах Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті, Волино-Поділля та на Чорному і Азовському морях.

З відкриттям потужних нафтових і газових родовищ в Західному Сибіру припиняється фінансування розвідувальних та експлуатаційних бурових робіт в Україні, а бурові організації спрямовуються разом з буровими верстатами для роботи в Сибіру. Величезний ріст видобування нафти і газу в СРСР кінці 20 століття в значній мірі забезпечився за рахунок бурових робіт українських організацій.

В Україні були розроблені під керівництвом П.Ф. Шпака та затверджені урядом дві державні програми нарощування видобування нафти і газу на суші та одна для Чорного і Азовського морів, реалізація яких уже в 2010 році робила би Україну енергонеалежною (передбачалося видобувати 28 млрд метрів кубічних газу і 5 млн тонн нафти, без врахування їх видобутку з наших морів). Але ці програми були профінансовані лише на 10 відсотків від необхідних розмірів і виконати їх було неможливо.

За останні 20 років в західній частині України, і в значній мірі на сході України, припинили роботи більшість бурових організацій, що привело до втрати найголовнішого - професійних з великим досвідом спеціалістів інженерів та робітників. Практично припинили свою роботу геолого-розвідувальні НДІ та експедиції.

Сьогодні почався процес відновлення в Україні геолого-розвідувального і експлуатаційного буріння свердловин. Урядовими заявами прогнозується за п'ять наступних років досягти енергетичної незалежності України. При цьому передбачається залучення до цих робіт не лише державних, але і приватних компаній.

Проте цей процес нарощування власного видобування нафти і газу йде дуже повільно. Причин цього дуже багато. Для розширення обсягів буріння свердловин необхідно вкласти великі кошти для придбання сучасного бурового обладнання, в основному, виробництва США, Сінгапуру або інших закордонних компаній. В Україні нема власного виробництва сучасних бурових доліт, багатьох необхідних типів бурильних та обсадних труб, іншого бурового інструмента і починати освоєння їх заново недоречно.

Важливим є освоєння українськими буровиками сучасних технологій буріння свердловин, особливо глибоких і надглибоких. Ці технології базуються на отриманні бурильником (оператором) багатофакторної інформації про взаємодію бурового долота з породою, про характер гідродинамічних тисків на вибої та на стінках свердловини при СПО бурильних труб та в процесі самого буріння свердловини, про механічні, фізичні і колекторські властивості порід при їх розбурюванні. Професіональні якості бурильника визначаються його вмінням виконувати буровий процес, керуючись інформацією, що поступає із свердловини.

На жаль, наші спеціалісти не вміють працювати з новими комп'ютерними програмами в реальному буровому процесі, що підтвердилося при бурінні свердловин з так званих "вишок Бойка" Сінгапурського виробництва в Чорному морі на Одеському газоконденсатному родовищі. Ці складні системи були відключені, а буріння здійснювалося за старими, ще з радянських часів, схемами. Внаслідок цього ефективність роботи наших спеціалістів залишилася на попередньому низькому рівні. В наших університетах Івано-Франківська, Полтави і Харкова цьому навчити нікому, бо ними не володіють і викладачі фахових кафедр в цих університетах.

Проекти буріння, зокрема експлуатаційних свердловин, носять схематичний характер і вони призначені, в основному, для оцінки вартості їх спорудження.

На наш погляд, ці проекти повинні мати дві складові:

1. Перша частина проекту повинна забезпечувати максимально можливу швидкість буріння свердловини від її початку до досягнення покрівлі продуктивних пластів. Ця ціль може бути досягнута при науково-обґрунтованій конструкції свердловини, використанні сучасних досконалих бурових доліт, способу їх обертання, реалізації режимів буріння на основі комп'ютерного

опрацювання інформації зі свердловини, застосування сучасних типів промивальних рідин і регулювання їх властивостей хімічними реагентами в залежності від властивостей гірських рід.

2. Друга частина проекту повинна бути присвячена конструкції вибою свердловини, технології розкриття продуктивних пластів, технології відновлення погіршених в процесі розкриття їх фільтраційних характеристик, технологіям виклику припливу, закінчення, освоєння свердловини і передачі її в експлуатацію. Всі відомі і доступні методи відновлення або навіть покращення фільтраційних характеристик пласта-колектора повинні бути закладені в цю частину проекту і повинні мати фінансову оцінку.

В Україні значна частина перспективних родовищ нафти і газу розміщена в пластах з аномально низькими пластовими тисками. Такі пласти знаходяться на теренах Дніпро-Донецької западини, на Волино-Подільській платформі та в родовищах, що розробляються впродовж тривалого часу. Розкриття продуктивних пластів повинно виконуватися на аерованих бурових розчинах з постійним контролем тисків при виконанні спуско-підймальних робіт та під час їх розкриття бурінням. Для цих пластів повинні розроблятися і спеціальні методи відновлення проникності в процесі освоєння свердловин. Можна рекомендувати застосування прискореної примусової кольматції, із введенням наповнювачів-кольматантів в буровий розчин за 50 метрів до входу в продуктивний горизонт, що забезпечить суттєве зменшення проникнення в пласт-колектор бурового розчину або його фільтрату. Важливою частиною цього проекту повинно бути суттєве зменшення додаткових гідродинамічних тисків при спуско-підймальних операціях і безпосередньо при бурінні свердловини.

При реалізації першої і другої частин проекту варто використовувати сервісну систему виконання окремих видів робіт з залученням фахівців з цих робіт. В першу чергу це стосується регулювання властивостей промивальних рідин, режимів їх циркуляції у свердловині, а також процесів кріплення свердловини. Сервісні компанії повинні залучатися до всіх видів відновлення фільтраційних характеристик пластів-колекторів.

Сьогодні в Україні практично припинено фінансування науково-дослідних робіт по вдосконаленню процесів руйнування порід при їх бурінні. Але, для прикладу, отриманий в минулі роки досвід показав, що буріння в умовах суттєвого зменшення тиску промивальної рідини на вибої, при продувці вибою газами або при застосуванні аерованих рідин, збільшує проходку на долото і швидкість буріння в 3 – 5 і навіть в десять разів. Цей спосіб буріння можна застосовувати лише при проходці гірських порід, які не руйнуються при відсутності тиску на стінках свердловини. Проте досягнення таких результатів можна отримати іншим способом.

В 2003 році в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу була захищена кандидатська дисертація Я.В. Фем'яком, у якій обґрунтовано зменшення тиску на вибої в процесі руйнування порід долотом за допомогою ежекторного пристрою, встановленому над долотом. При такому способі буріння стінки свердловини знаходяться під необхідним тиском промивальної рідини, а руйнування породи відбувається при суттєвому зниженні тиску рідини на вибої. Промислові випробування цієї технології показали збільшення проходки і швидкості буріння в 3,5 – 4,5 разів відповідно. На жаль, в силу багатьох причин ця технологія не була підтримана керівництвом галузі і її подальший розвиток зупинився. На наш погляд, сьогодні треба було би виготовити декілька цих наддолотних пристроїв та провести повторно ці експериментальні роботи на бурових. Після їх удосконалення подальші бурові роботи повинні виконуватися сервісною компанією. При широкому застосуванні цього наддолотного обладнання та технологій можна скоротити час спорудження свердловин до двох разів, а це може суттєво зменшити вартість буріння свердловин.

Це лише один з прикладів не реалізованих наукових досліджень в практиці буріння свердловин.

В минулому 2018 році опублікована монографія «Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика» (автори Булатов А.Ш., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремійчук Р.С.), в якій згруповані дослідження останніх десяти років в цій частині спорудження свердловин. На жаль, вона вийшла невеликим тиражем (250 примірників) і швидко розійшлася. І ще більше жаль, що в наших фахових університетах ця частина професійних знань не доходить до майбутніх

спеціалістів. Головним в цій книзі є обґрунтування при яких геологічних умовах рекомендуються застосування тих чи інших методів покращення або відновлення фільтраційних властивостей пластів-колекторів та детально описані самі технології. До них відносяться хімічні методи впливу на пласт, звичайний та потужний гідророзриви пласта, методи впливу на привибійну зону пласта шляхом створення багаторазових депресій і репресій та методи оцінки фільтраційних властивостей порід в процесі освоєння свердловин.

Особливу роль в підвищенні ефективності спорудження свердловин на сьогоднішній час могло би широке застосування колтубінгових технологій при розкритті багатопластових покладів з різними фільтраційними характеристиками. Ці технології знайшли значне застосування в практиці спорудження свердловин у США та інших країнах світу. В Україні вони ще не знайшли свого належного застосування. В нашій монографії «Колтубінг в нафтогазовидобуванні» (автори М.М. Поліник, В.М. Ясюк, Р.С. Яремійчук, 2014 р, видавництво «Центр Європи») описані обладнання та технології, що застосовуються в багатьох країнах світу і дозволяють не лише збільшити продуктивність свердловин і зменшити їх кількість, але і суттєво покращити розробку родовищ.

Нам видається, що досягти порівняно швидкого збільшення власного нафто- і газовидобування треба шляхом широкого залучення до буріння свердловин і розробки родовищ приватних українських і зарубіжних компаній. Але при цьому треба було би суттєво зменшити оподаткування виконуваних бурових робіт, кардинально спростити відведення земель та вирішити на державному рівні ряд інших проблем.

Реалізація багатьох пропозицій науковців, проектантів і практиків дозволить порівняно швидко збільшити видобування власних нафти і газу до необхідних величин.

OKREŚLENIE STOPNIA USZKODZENIA SKAŁ ZBIORNIKOWYCH PRZEZ PŁUCZKĘ WIERTNICZĄ

Marcin Warnecki

Sławomir Szuflita

Instytutu Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Zakład Badania Złóż Ropy i Gazu

Wprowadzenie

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy stanowi główną bazę badawczo-naukową dla polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego. Instytut jest jednym z najstarszych w Polsce instytutów naukowo-badawczych. Jego historia datuje się od 29 listopada 1944 r.

Obecnie w Instytucie znajduje się 28 zakładów badawczych. Jednym z nich jest Zakład Badania Złóż Ropy i Gazu znajdujący się w Krośnie, w południowo-wschodnim rejonie Polski. Tematyka badawcza zakładu to głównie badania właściwości fazowych płynów złożowych PVT (ang. Pressure – Volume – Temperature), również metody wspomagania wydobywania ropy EOR (ang. Enhanced Oil Recovery) i gazu EGR (ang. Enhanced Gas Recovery) na fizycznych modelach złoża. W zakładzie rozwiązywane są także problemy związane z zachowaniem przepływu w trakcie eksploatacji ropy i gazu (parafiny, asfalteny, osady nieorganiczne, hydraty). Tematyka badawcza jest bardzo szeroka, ewoluująca wraz z pojawianiem się wciąż nowych wyzwań w przemyśle naftowo-gazowniczym.

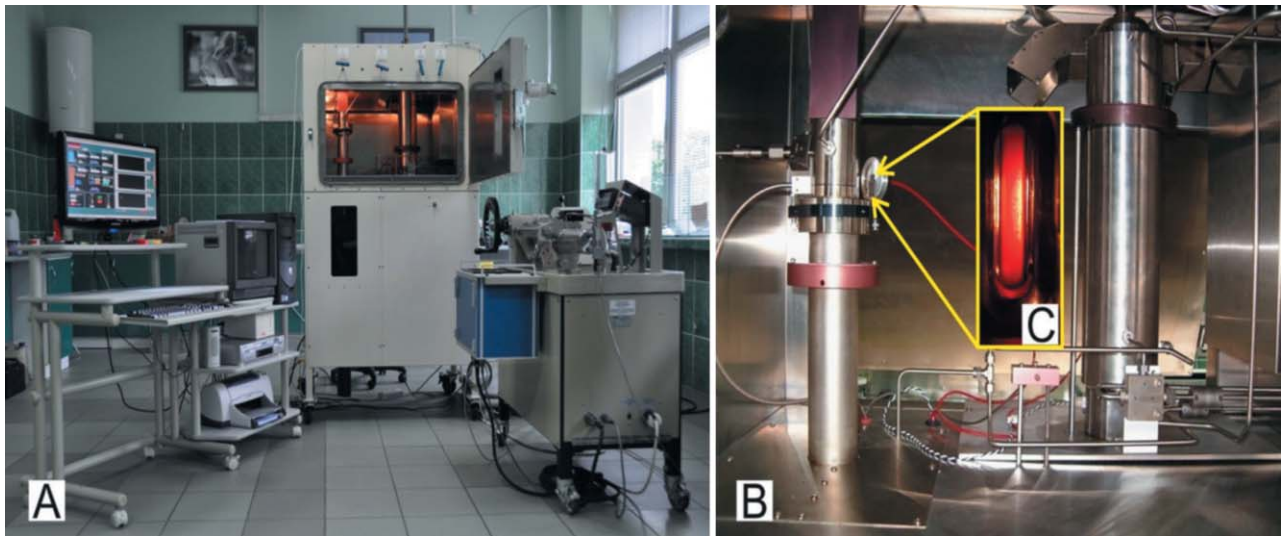
Badania płynów złożowych

Zakład dysponuje dwoma rodzajami aparatury PVT, starszą firmy Ruska USA (rys.1), choć jest to jeszcze aparatura tzw. rtęciowa, to bywa bardzo użyteczna przy badaniach gazów kondensatowych. Dzięki trójkiennej komorze wizualnej umożliwia precyzyjny pomiar ilości wykraplającego się z gazu kondensatu.



Rys.1 – Aparatura do badań PVT firmy Ruska, USA ($P = 0 - 70 \text{ MPa}$; $T = 0 - 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$)

Drugi rodzaj to aparatura PVT firmy Chandler Engineering USA, sprzęt bardziej zaawansowany technicznie, bezręciowy (tłokowy), «naszpikowany» elektroniką i sterowany komputerem – rys. 2 – 3.



Rys. 2. – Aparatura do badań PVT firmy Chandler Engineering, USA ($P = 0 - 150 \text{ MPa}$; $T = 0 - 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$)
a) widok ogólny, b) komory badawcze w powietrznej łaźni termostatycznej, c) szklany wziernik do weryfikacji stanu fazowego próbki w zadanych warunkach termobarycznych



Rys. 3 – Panel kontrolny (interfejs użytkownika) z podglądem: ciśnienia, objętości i temperatury w obu ciśnieniowych komorach badawczych, tj. Pump Cell (kolor biały) i Gas Condensate Cell (kolor czerwony)

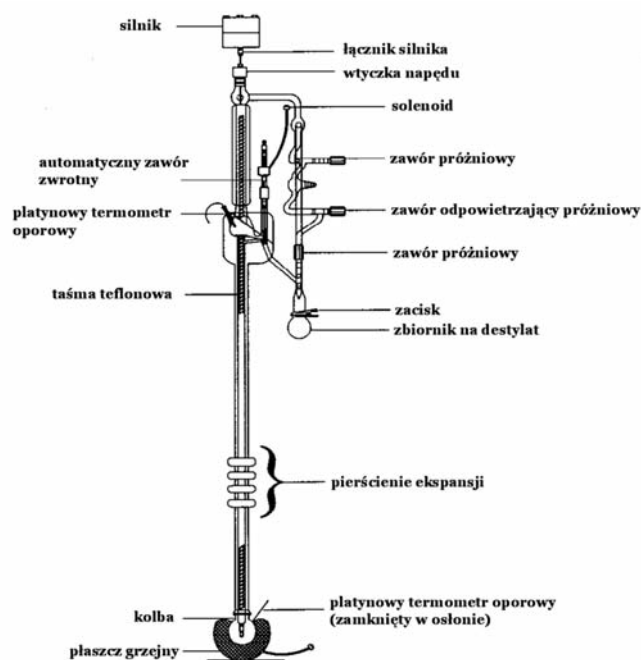
W komorach badawczych aparatury PVT dokładnie odtwarzane są warunki termobaryczne odpowiednie dla złoża, z którego pochodzi badany płyn węglowodorowy (ropa, gaz kondensatowy, gaz mokry/suchy). Wykonywane są, opracowane na przestrzeni dziesięcioleci, ustandaryzowane testy służące scharakteryzowaniu nowoodkrytego złoża i zawartego w nim węglowodorowego płynu złożowego. Należy tu wymienić następujące eksperymenty badawcze:

- badanie kontaktowe ropy/gazu (ang. Constant Mass Expansion – CME test);
- badanie różnicowe ropy (ang. Differential Liberation – DL test);
- badania odbioru gazu do stałej objętości (ang. Constant Volume Depletion – CVD test);
- badanie warunków separacji ropy (ang. Separator Test);
- badania lepkości (ang. Viscosity Study);
- badania odbioru kontaktowego ropy/gazu (ang. Flash Vaporization Test).

Dzięki przeprowadzeniu wyżej wymienionych badań ustalane są ważne, z punktu widzenia prowadzenia właściwej eksploatacji złoża, parametry. Są to między innymi:

- typ/rodzaj płynu złożowego;
- przebieg diagramu fazowego (ang. Phase Diagram);
- ciśnienie nasycenia (ang. Saturation Pressure – Bubble Point lub Dew Point);
- współczynnik objętościowy (ang. Formation Volume Factor);
- wykładnik gazowy (ang. Gas Oil Ratio);
- gęstość i lepkość w warunkach PT: złożowych, otworowych, powierzchniowych;
- optymalne warunki prowadzenia powierzchniowej separacji.

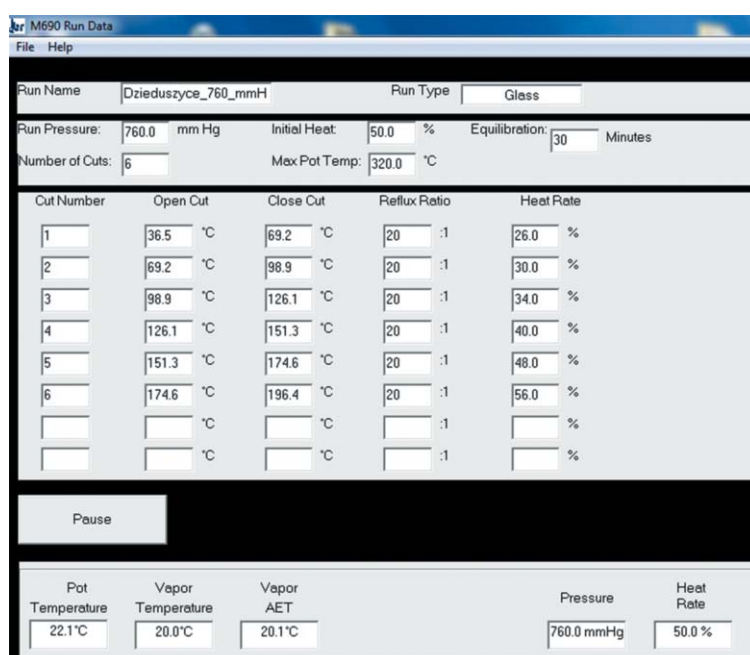
Bardzo istotną cechą płynu złożowego jest jego skład chemiczny. Skład gazu ziemnego ustalany jest w drodze chromatografii gazowej, natomiast skład ropy określany jest w procesie destylacji próżniowej TBT (ang. True Boiling Point) na systemie destylacyjnym B/R Instruments, USA z wirującą wstęgą – rys. 4.



Rys. 4 – System destylacji próżniowej z wirującą wstęgą, z lewej widok ogólny, z prawej budowa

System destylacyjny z wirującą wstęgą reprezentuje najwyższy poziom rozwoju wśród zestawów destylacyjnych wysokiej sprawności. Rdzeniem tego systemu destylacyjnego jest kolumna z wirującą wstęgą, która wykorzystuje jej spiralny kształt na całej długości kolumny – co odpowiada 80 teoretycznym półkom destylacyjnym. Wstęga obraca się podczas trwania procesu destylacji, czego wynikiem jest zwiększona efektywność rozdziału zadanych frakcji ropy/kondensatu.

System jest kontrolowany przez mikroprocesor, który zapewnia prostą i zautomatyzowaną obsługę. W kontrolerze dostępna jest pamięć dla zapisywania różnych programów destylacyjnych, które można odtworzyć/przeprowadzić w późniejszym czasie. Dla uniknięcia wysokich

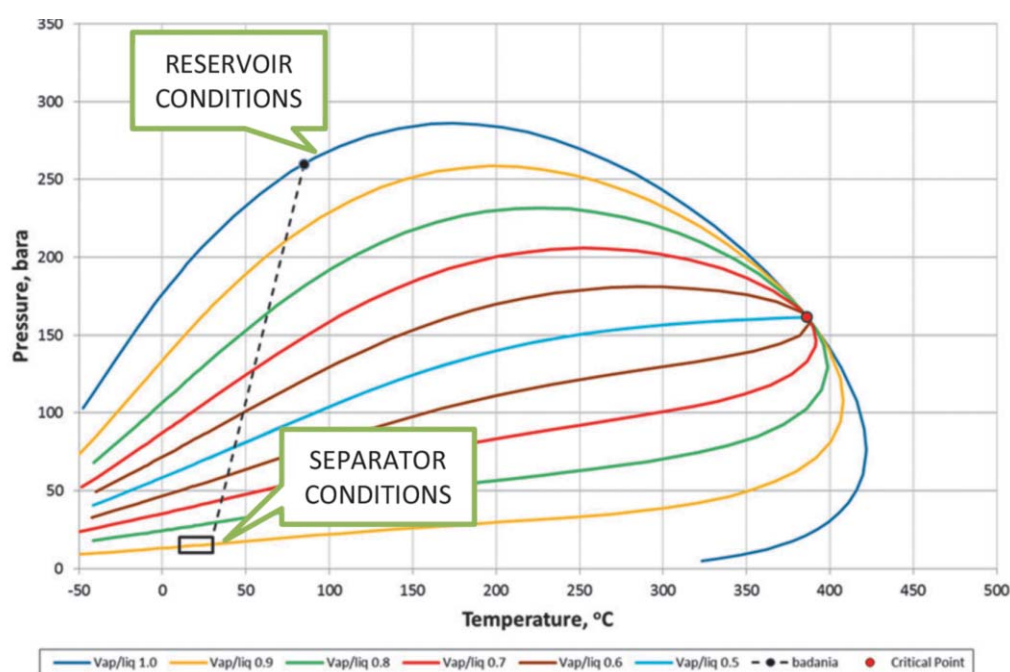


Rys. 5 – Panel sterowania procesem destylacji próżniowej

temperatur i zjawiska krakingu destylację prowadzi się również przy obniżonym ciśnieniu w układzie – nawet do 10 mmHg. Poszczególne frakcje węglowodorowe oddzielane są poprzez zadanie odpowiednich zakresów temperatur wrzenia (ang. Boiling Temperature Open – Close Cut) – rys. 5.

Symulacje komputerowe – model płynu

Skład chemiczny oraz ustalone w badaniach eksperymentalnych parametry PVT, służą następnie do opracowania numerycznego modelu płynu złożowego. W Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu używany jest specjalistyczny program symulacyjny PVTsim firmy Calsep, Dania. Dobrze skalibrowany model płynu złożowego jest bardzo przydatny dla prowadzenia właściwej eksploatacji złoża, gdyż za jego pomocą można generować istotne właściwości wydobywanego gazu czy ropy zmieniające się wraz z postępującą eksploatacją złoża. Można prognozować zmiany fazowe zachodzące w złożu (np. wykraplanie się kondensatu dla złóż gazowych czy wydzielanie się wtórnej czapy gazowej dla złóż ropnych). Numeryczny model płynu złożowego powinien być zbudowany na jak najszybszym etapie udostępniania danego złoża, niesie ze sobą wówczas najwięcej korzyści – pomaga np. przy pracach projektowych nad zagospodarowaniem napowierzchniowym złoża. Na rys. 6. przedstawiono przykładowy diagram fazowy ropy złożowej wygenerowany programem PVTsim. Zaznaczono aktualne warunki PT (Pressure Temperature) złożowe, które równe są ciśnieniu nasycenia ropy gazem, wobec tego należy przypuszczać, że faza ciekła pozostaje w równowadze w złożu z fazą gazową w postaci czapy gazowej. W miarę postępującej eksploatacji i spadku ciśnienia złożowego, już w złożu, z ropy będzie wydzielał się gaz migrując grawitacyjnie w górę struktury i powiększając obszar czapy gazowej. W odwiertach udostępniających strefę ropną złoża obserwowany będzie spadek wykładnika gazowego (ropa częściowo odgazowana). Posiadanie reprezentatywnego modelu płynu złożowego daje wiele korzyści prowadzących do optymalnej ścieżki zarządzania szczerpaniem złoża węglowodorów.



Rys. 6 – Diagram fazowy ropy złożowej z zaznaczeniem warunków złożowych i separatorowych

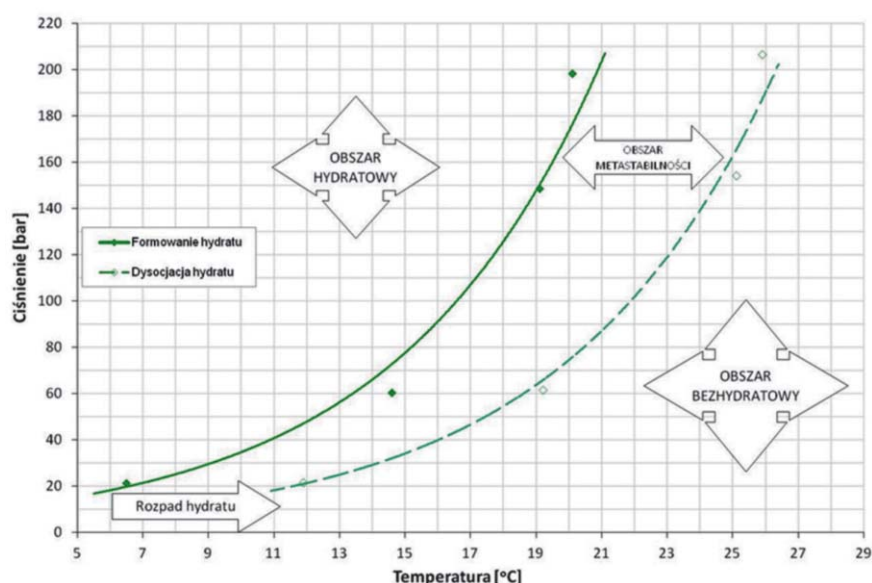
Problemy eksploatacji ropy i gazu

Prowadzenie efektywnej eksploatacji złoża węglowodorów narażone jest na wiele niebezpieczeństw prowadzących do wymuszonego ograniczenia wydobycia lub jego okresowego, całkowitego wstrzymania.

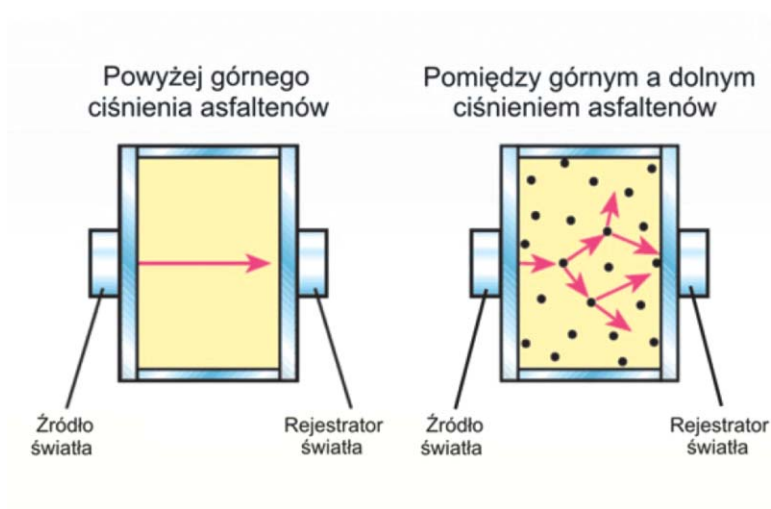
Częstym problemem eksploatacji głęboko zalegających złóż gazu ziemnego (czy gazo-kondensatu) są zjawiska formowania się hydratów gazowych. Wytworzone na odcinku złoża-rurki wydobywcze-głowica odwiertu-separator korki hydratowe błyskawicznie zamykają drożność rur i zatrzymują wydobycie. Z użyciem autorskiej metody tzw. «tąpnienia ciśnienia», w laboratorium PVT na specjalistycznej aparaturze, eksperymentalnie określa się obszar zagrożenia hydratami (rys. 7). Testuje się również skuteczność inhibitorów hydratów (porównując z czystym metanolem) i ustala ich optymalną dawkę.

Metodą prześwietlania ropy złożowej strumieniem światła podczerwonego badane są zjawiska flokulacji asfaltenów, w tym określana jest górna i dolna krzywa wytrącania asfaltenów (rys. 8).

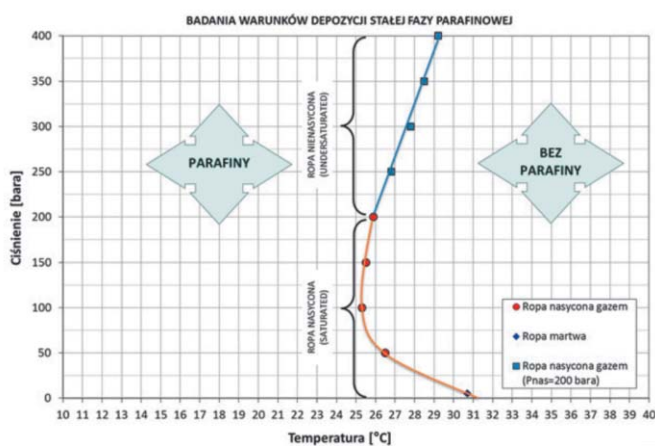
Z użyciem, odpowiednio zmodyfikowanej, aparatury PVT bada się i identyfikuje zjawiska wydzielania się z ropy stałej fazy parafinowej. Na specjalnych filtrach, w zadanych warunkach termobarycznych, dokonuje się oddzielenia i wychwycenia wszelkich osadów organicznych, które następnie poddaje się szczegółowym analizom – w tym analizie SARA (ang. Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes) czyli: węglowodory nasycone, aromatyczne, żywice i asfalteny. Dzięki opisywanym badaniom, podobnie jak w przypadku hydratów gazowych, określa się



Rys. 7 – Przykładowe wyniki badań nad formowaniem się hydratów dla konkretnego gazu i towarzyszącej mu wody złożowej – obszar hydratowy i bezhydratowy rozdzielone obszarem metastabilności, tj. powolnego rozpadu hydratu



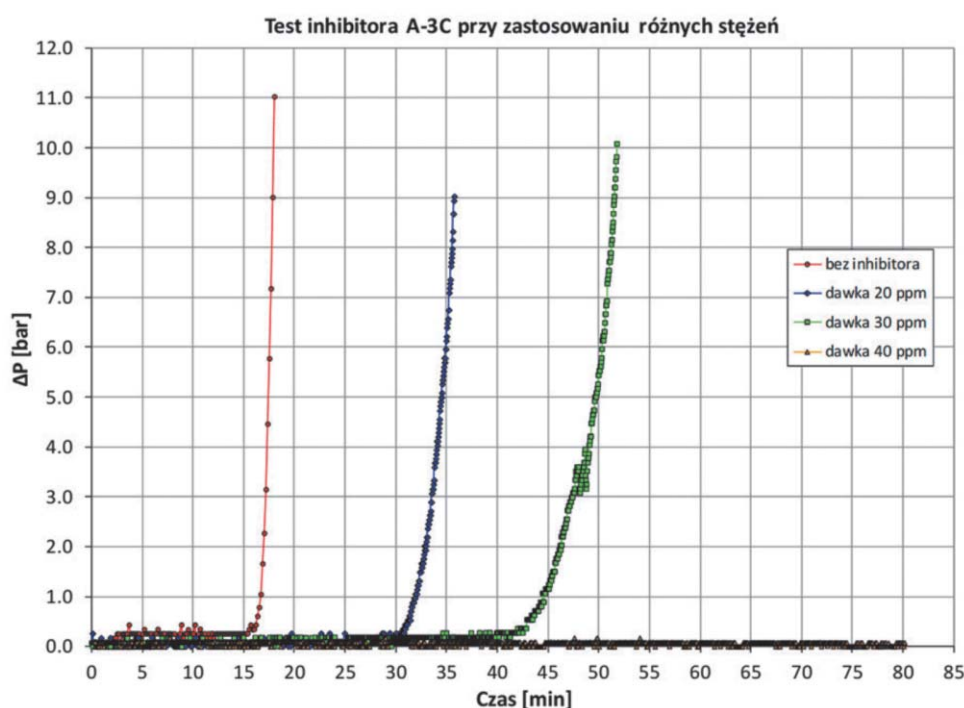
Rys. 8 – Po lewej – metoda prześwietlania ropy strumieniem światła podczerwonego, po prawej – widok ropy rejestrowany w trakcie badań w widmie podczerwieni



Rys. 9 – Po lewej – wyznaczony eksperymentalnie obszar PT wytrącania parafin, po prawej – osad parafinowy wylapany w zadanych warunkach PT na powierzchni filtra

obszary (w układzie PT) zagrożenia wytrącaniem z ropy osadów utrudniających przepływ na odcinku złoża ropy – urządzenia napowierzchniowe (rys. 9). Ponadto, testuje się skuteczność specjalistycznych inhibitorów osadów i ustala ich optymalną dawkę.

Dynamiczny rozwój przeżywają obecnie metody wspomagania wydobywania zarówno ze złóż ropnych (EOR) jak i gazowych (EGR). Ważną rolę odgrywa zatłaczanie wody. Podczas nawadniania złoża wykorzystuje się często wody pochodzące z różnych źródeł, tj. np.: wodę złożową wynoszoną ze złoża wraz z wydobywanymi węglowodorami, solankę dostarczaną z sąsiednich złóż, wodę technologiczną, a nawet wodę studzienną pozyskiwaną ze specjalnie odwierconych studni. Wymienione wody przeważnie nie są ze sobą kompatybilne, tzn. ich zmieszanie skutkuje wytrąceniem się osadów nieorganicznych. Zatłaczanie takich mieszanin wodnych bez odpowiedniego przygotowania nieuchronnie przyczyni się do kolmatacji strefy przyodwiertowej odwiertu zatłaczającego wodę do złoża. Zaprojektowano specjalne badania służące do badań kompatybilności mieszanin wód przeznaczonych do procesów nawadniania. Są to testy dynamiczne przepływu, TBT (ang. Tube Blocking Test). Na specjalnym zestawie aparaturowym, w zadanych warunkach termobarycznych, dochodzi do zmieszania przeznaczonych do zatłaczania do złoża wód. Podczas mieszania wód zachowane są ich rzeczywiste proporcje wolumetryczne, odpowiadające zarazem planowanym objętościom przeznaczonym do zatłaczania. Podczas eksperymentu mieszanina wód przetłaczana jest przez ciekłą, lecz odpowiednio długą kapilarę, w której występują (lub nie) potencjalne zjawiska wytrącania osadów blokujące przepływ. Przytykanie przepływu w kapilarze sygnalizowane jest stopniowym (lub nagłym) wzrostem ciśnienia tłoczenia wody (rys. 10). Testowana jest zarówno kompatybilność wód pod kątem intensywności wytrącania się osadów nieorganicznych jak również dobór skutecznych inhibitorów i ich optymalnej dawki.

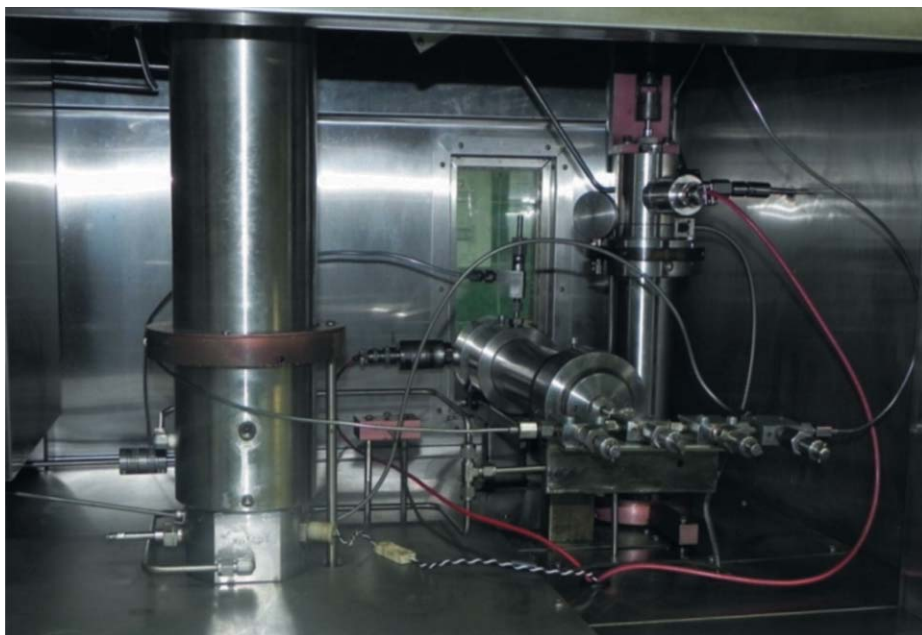


Rys. 10 – Badania TBT – widoczne malejące problemy z przepływem mieszanych wód wraz z zastosowaniem inhibitora osadów

Metody wspomagania wydobywania

Malejąca liczba odkryć nowych złóż węglowodorów wymusza większe zainteresowanie efektywniejszym wykorzystaniem istniejących, udokumentowanych zasobów ropy i gazu. Skutkuje to zdecydowanym wzrostem zainteresowania metodami wspomagania wydobywania – EOR i EGR. W INiG – PIB, dla danego złoża prowadzi się studia ukierunkowane na dobór optymalnych metod wspomagania wydobywania ropy. Wśród najczęściej wykorzystywanych technik wspomagania wydobywania należy wymienić: nawadnianie, nagazowanie (w tym CO₂ – EOR), stosowanie polimerów czy WAG (ang. Water – Alternating – Gas), czyli naprzemienne zatłaczanie wody i gazu.

Do badań laboratoryjnych procesów wypierania ropy wykorzystuje się fizyczny model złoża typu cienka rurka (ang. Slim Tube). Wynikiem eksperymentów jest m.in. określenie minimalnego ciśnienia zmieszania MMP (ang. Minimum Miscible Pressure) oraz krzywych odropienia ośrodka porowatego. Bardziej zaawansowane eksperymenty wypierania ropy praktykuje się na fizycznym modelu złoża zbudowanym z długich rdzeni wiertniczych. Dzięki komorze rdzeniowej (ang. Core Holder), odpowiednio zamontowanej w łaźni termostatycznej aparatury PVT (rys. 11), możliwe jest odtworzenie oryginalnych nasycień rdzeni płynami złożowymi i prowadzenie eksperymentów wypierania ropy przy utrzymaniu złożowych warunków ciśnienia i temperatury.



Rys. 11 – Core Holder (poziomo) z zespołem zaworów wejściowych i dwie komory ciśnieniowe (pionowo) w powietrznej łaźni termostatycznej aparatury PVT

W wyniku eksperymentów otrzymujemy krzywe odropienia ośrodka porowatego, w funkcji ilości załoczonego medium wypierającego i ostateczny współczynnik sczerpania (ang. Recovery Factor) odpowiadający badanemu wariantowi wypierania. Na podstawie takiego modelowania można wstępnie wybrać najbardziej efektywną, czy w danych warunkach, optymalną metodę oddziaływania na konkretne złożo. Następnym krokiem pozostaje uruchomienie instalacji pilotażowej już na złożu.

Badanie wpływu płuczki wiertniczej na przepuszczalność skały zbiornikowej

W laboratorium PVT Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu prowadzone są badania z użyciem rzeczywistych płynów złożowych, przy utrzymaniu zadanych warunków termobarycznych i z wykorzystaniem rzeczywistego materiału rdzeniowego w postaci próbek rdzeni wiertniczych (rys. 12). Taki potencjał badawczy daje również możliwości do oceny wpływu oddziaływania płuczek wiertniczych na przepuszczalność skały zbiornikowej.

Aparatura PVT wraz z osprzętem pomocniczym umożliwia pełną kontrolę nad przebiegiem ekspozycji rdzenia na płuczkę wiertniczą (ciśnienie, objętość, temperatura, czas) oraz natychmiastową możliwość precyzyjnego pomiaru przepuszczalności rdzenia. W związku z powyższym przeprowadzono specjalistyczne badania eksperymentalne, które miały na celu ocenę czy dana płuczka wiertnicza, użyta do dowiercania konkretnego złoża gazu, nie spowoduje uszkodzenia przepuszczalności strefy przyodwiertowej, co miałoby istotny wpływ na wydatek dopływu gazu do odwiertu.



Rys. 12 – Przygotowywanie materiału rdzeniowego do badań

Każda płuczka wiertnicza podczas wiercenia musi uszczelniać złoże – zjawisko to ogranicza uszkodzenie strefy przyotworowej przez filtrat z płuczki. Podstawowa różnica pomiędzy dobrą a złą płuczką do dowiercania polega na różnicy w trwałości tego uszczelnienia. Źle dobrana płuczka do dowiercania złoże powoduje trwałe uszkodzenie jego strefy przyotworowej. W konsekwencji następuje pogorszenie ekonomiki eksploatacji danego złoże. Płuczka prawidłowo dobrana do dowiercania złoże powinna zabezpieczyć strefę przyotworową przed jej trwałym uszkodzeniem. Podstawowym narzędziem ochrony jest szczelny, ale jednocześnie jak najcieńszy placek filtracyjny. W czasie procesu rozpoczęcia eksploatacji utworzony placek filtracyjny powinien łatwo «odkleić się od złoże», a przepuszczalność strefy przyotworowej powinna powrócić do pierwotnej. Reasumując: szczelny placek filtracyjny to zaleta płuczki, a nie wada, ale o prawdziwej przydatności płuczki do przewiercania skał zbiornikowych decyduje łatwość jego usunięcia.

Opracowana przez zespół specjalistów Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu INiG – PIB Oddział Krosno i Geosynthesis Engineering sp. z o.o., metodyka pomiarowa pozwala na wiarygodne określenie stopnia uszczelnienia/uszkodzenia strefy przyotworowej złoże przez płuczkę wiertniczą, a przeprowadzany proces oczyszczania rdzenia jest uwarunkowany parametrami panującymi na danym złoże. Badano stopień uszkodzenia rdzenia piaskowcowego oraz określono parametry regeneracji rdzenia dla płuczki inwersyjnej Witer-II. Badania przeprowadzono na rdzeniach, których przepuszczalność pierwotna wynosiła około 30 mD. Parametry ekspozycji rdzenia na płuczkę były następujące: różnica ciśnienia 30 bar, czas kontaktu 35 minut. Główne parametry charakteryzujące badania wpływu płuczki wiertniczej Witer-II na przepuszczalność piaskowcowego ośrodka porowatego zawarto w tablicy 1.

Tabl. 1 – Specyfikacja eksperymentów i rezultaty pomiarów

Lp.	Proces	Ciśnienie azotu ΔP , bar	Czas trwania procesu, min/sek	Objętość przetłoczonego azotu V, ml	Przepuszczalność K, mD	Utrata przepuszczalności, %
1	Pomiar bazowy przepuszczalności	3	2' 40"	1000	30,2	–
2	Oddziaływanie płuczki wiertniczej na rdzeń	30	45'	–	–	–
3	Pomiar przepuszczalności 1	3	3' 27"	1000	18,0	40,0
4	Pomiar przepuszczalności 2	3	3' 08"	1000	19,8	34,0
5	Oczyszczanie rdzenia	30 – 0	~ 8'	12000	–	–
6	Pomiar przepuszczalności 3	3	2' 30"	1000	24,8	17,0
7	Oczyszczanie rdzenia	60 – 0	~ 7'	24000	–	–
8	Pomiar przepuszczalności 4	3	2' 15"	1000	27,7	7,6
9	Oczyszczanie rdzenia	90 – 0	~ 6'	36000	–	–
10	Pomiar przepuszczalności 5	3	2' 06"	1000	29,6	1,3
11	Oczyszczanie rdzenia	90 – 0	1'	Nie mierzono	–	–
12	Pomiar przepuszczalności 6	3	2' 06"	1000	29,7	1,0
13	Pomiar przepuszczalności 7	3	2' 03"	1000	30,3	0,0

Z przebiegu eksperymentów dało się zaobserwować, że badana płuczka inwersyjna utworzyła bardzo szczelny «placek» na ścianie rdzenia. Objętość filtratu, która przeniknęła do rdzenia podczas pierwszych 30 min, wyniosła 4,7 ml (9,4 ml/h). Przenikanie filtratu przez utworzony «placek» po 30 min spadło do wartości poniżej 0,33 ml/h. Ekspozycję zakończono po upływie 45 minut, praktycznie po całkowitym wyhamowaniu infiltracji.

Po zakończeniu ekspozycji rdzenia na płuczkę wykonano pomiar przepuszczalności rdzenia, oznaczona wartość wyniosła 18,0 mD – odnotowano więc 40 % utratę przepuszczalności względem przepuszczalności bazowej.

Wykonano kontrolnie powtórny pomiar i stwierdzono, że znaczący proces regeneracji rdzenia rozpoczął się już z momentem pierwszego pomiaru przepuszczalności. Powtórny pomiar wykazał przepuszczalność rdzenia

na poziomie 19,8 mD, a więc 34 % uszkodzenie przepuszczalności pierwotnej.

W kolejnym kroku wykonano zasadnicze czyszczenie rdzenia przez przepuszczenie przez rdzeń 12 dm³ gazu z komory ciśnieniowej aparatury PVT (objętość komory, $V_k = 400 \text{ cm}^3$) o początkowym ciśnieniu 30 bar. Gaz wypuszczano na wolny wypływ do atmosfery.

Ponowny pomiar przepuszczalności rdzenia wykazał wartość 24,8 mD, czyli uszkodzenie jeszcze na poziomie 17 %.

Analogicznie wykonano jeszcze dwa cykle oczyszczania rdzenia, napełniając komorę PVT gazem o ciśnieniu odpowiednio 60 bar i 90 bar. Końcowe uszkodzenie rdzenia, konsekwentnie maleje i tym razem wyniosło jedynie 1,3 % przepuszczalności pierwotnej.

Na zakończenie cyklu pomiarowego przepuszczono przez 1 minutę gaz z butli przy stałej różnicy ciśnienia wynoszącej 90 bar. Wykonane dwa końcowe pomiary przepuszczalności rdzenia praktycznie pokrywają się z wartością pierwotnie oznaczoną. Całkowity czas procesów oczyszczania i okresów pomiarowych wyniósł około 45 minut.

Podsumowanie

1. Możliwy jest laboratoryjny pomiar stopnia kolmatacji i stopnia oczyszczenia rdzenia przez różne płuczki wiertnicze, co ważne, w odniesieniu do różnic ciśnienia panujących podczas wiercenia (parametry płuczki), jak i podczas eksploatacji (parametry złożowe).
2. Po dokonaniu wyboru płuczki można poszukiwać najkorzystniejszych rozwiązań w zakresie rodzaju stosowanych materiałów – zwłaszcza dotyczy to materiałów obciążających oraz blokatorów.
3. Dla danego typu blokatora istnieje możliwość optymalizacji ilości jego zużycia.
4. Wnioskowanie co do rodzaju optymalnego typu płuczki, rodzaju poszczególnych dodatków oraz ich koncentracji na bazie dokonywanych testów laboratoryjnych jest zabiegiem zdecydowanie prostszym i szybszym od uogólniania wyników uzyskiwanych podczas aplikacji przemysłowych płuczek wiertniczych.
5. Zaawansowana aparatura badawcza i zespół doświadczonych specjalistów Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu INiG – PIB są gwarantem realizacji rzetelnych prac badawczych nie tylko w zakresie testowania wpływu płuczek wiertniczych na skąłę zbiornikową, ale w również w szerokim spektrum zagadnień związanych z eksploatacją, wspomaganiem wydobywania i badaniem parametrów płynów złożowych.

ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ, СПРЯМОВАНИХ НА ЗБЕРЕЖЕННЯ ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОДУКТИВНИХ КОЛЕКТОРІВ В ПРОЦЕСІ ЇХ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ І КРІПЛЕННЯ

Бойко А. Г.

Дудзич В. В.

Група компаній «Смарт Енерджі»

Проблема техногенного забруднення продуктивних колекторів на етапі будівництва свердловини суттєво загострюється в умовах їх природного виснаження та падіння пластових тисків внаслідок експлуатації. Відповідно, впровадження технологічних заходів, спрямованих на зменшення такого забруднення, є потужним фактором підтримки і навіть збільшення видобутку.

Сьогодні практична реалізація таких задач на підприємствах групи компаній «Смарт Енерджі» досягається шляхом застосування якісних бурових розчинів для первинного розкриття колекторів та кріпленням продуктивних інтервалів експлуатаційним «хвостовиком» на пакерній підвісці без цементування.

Вперше ідея кріплення продуктивного інтервалу без цементування була реалізована на свердловині № 5 Васищівського родовища, де в конструкції експлуатаційної колони, яка цементувалася тільки у верхній частині, була використана складна компоновка з надувних та водонабухаючих пакерів виробництва «TAM International». Пакерна система забезпечила надійну ізоляцію зацементованого горизонту В-25 – 26 та дозволила до теперішнього часу ефективно експлуатувати газоконденсатні поклади горизонтів В-17в та В-17н. Завдяки відсутності негативного впливу цементного забруднення свердловина № 5, без застосування будь-яких заходів по інтенсифікації видобутку, досягла рівня продуктивності, який у свердловинах старого фонду був отриманий лише після проведення потужного ГРП.

Отже, свердловиною № 5 була доведена вірність обраного способу кріплення та визнана доцільність його подальшого застосування.

У повному об'ємі концепція збереження ємнісно-фільтраційних властивостей продуктивних колекторів була реалізована нами при спорудженні свердловини №10 Васищівського ГКР, де була впроваджена комплексна програма іноваційних заходів, яка включала наступні положення:

- Розкриття продуктивних горизонтів із застосуванням мінералізованої безглинистої промивальної рідини «Біокар-МТ», яка у порівнянні з буровим розчином «Біокар», що використовувався на свердловині № 5 Васищівського ГКР, має підвищені показники термостабільності, забезпечує коефіцієнт відновлення проникності на рівні 92 – 94 % та ефективніше сприяє збереженню стійкості порід, що надзвичайно важливо для оптимального встановлення набухаючих пакерів.
- Застосування вискоефективного бурового долота типу PDC VS613DG1HXU виробництва компанії VAREL, з приводом ГВД 6 S виробництва компанії VENZEL. Це дозволило повністю роз-

крити продуктивний горизонт, використовуючи лише одне долото та скоротити час контакту бурового розчину зі стовбуром свердловини.

Для порівняння:

- при бурінні відповідного інтервалу на свердловині № 5 було використано п'ять шарошкових доліт виробництва компанії SMIT BITS;
- продуктивний інтервал свердловини № 10 був розкритий бурінням за 13 діб, при тому, що буріння на свердловині № 5 тривало 31 добу.
- Кріплення продуктивного інтервалу експлуатаційним «хвостовиком» Ø 177,8 мм замість експлуатаційної колони Ø 139,7 мм, що була застосована на свердловині № 5 та зацементована від покрівлі продуктивного горизонту до устя із використанням манжети.

Таке технологічне рішення забезпечує:

- відсутність впливу цементного розчину та його фільтрату на колекторські властивості та структуру покладу;
- більшу надійність ізоляції продуктивних та водонасичених горизонтів через кращі технічні характеристики набухачих пекерів Ø 177,8 мм, які розраховані витримувати диференційний тиск 68,9 МПа (10000 psi), проти використаного у свердловині № 5 набухачого пекера Ø 139,7 мм, здатного витримати диференційний тиск 61,4 МПа (8900 psi);
- високу якість кріплення експлуатаційної колони Ø 244,5 мм та виключення факторів технологічного ризику, пов'язаних із застосуванням ненадійного манжетного цементування;
- розширення технічних можливостей для залучення більш потужного обладнання при КРС та інтенсифікації видобутку (включаючи буріння другого стовбура свердловини та застосування гідро-струменевої перфорації для розкриття вищезалеганих продуктивних горизонтів).
- Встановлення потужного комплексу з 11 водонабухачих пакерів для ізоляції 7 продуктивних об'єктів, що дозволяє проводити їх окреме випробування та експлуатацію (рис. 1).

Окремо слід відмітити, що конструкція свердловини № 10 Васищівського ГКР дозволяє, в разі необхідності, провести нарощування хвостовика всередині експлуатаційної обсадної колони

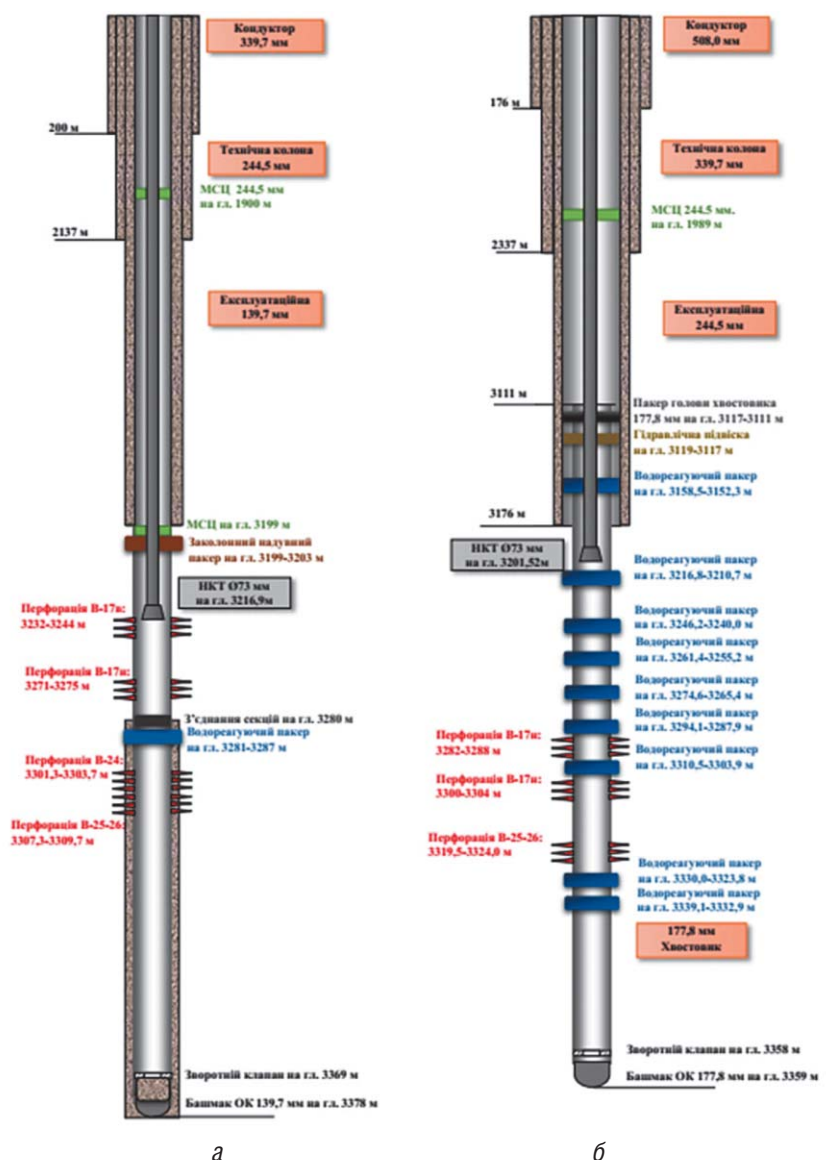


Рис. 1 – Порівняння конструкцій свердловин:
а) свердловина № 5 Васищівського ГКР
б) свердловина № 10 Васищівського ГКР

Ø 244,5 мм або на заключній стадії експлуатації випробувати горизонти московського та башкирського ярусу, що визначені ГДС як продуктивні.

Таким чином, розроблений та впроваджений комплекс інноваційних технологій дозволив уникнути забруднення продуктивних пластів при бурінні та кріпленні свердловини, забезпечив умови для ефективного управління видобутком при експлуатації та можливість подальшого переходу та експлуатації вищезалягаючих продуктивних горизонтів. Сьогодні продуктивність свердловини № 10 Васищівського ГР є однією з найвищих на родовищі.

ОПЫТ ПРОВОДКИ СЛОЖНЫХ УЧАСТКОВ СТВОЛА СКВАЖИН ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Порошин Д. В.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», БелНИПИНефть

Специалисты РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» оценивают урон, наносимый неустойчивостью стволов скважин в Припятском прогибе, в пределах 3 млн. долларов ежегодно.

Известно, что неустойчивость ствола скважины связана с превышением концентрации напряжений в пристволенной зоне по отношению к прочности слагаемых пород, в результате происходит деформация и разрушение стенок скважины.

Последствием неустойчивости ствола является непроизводительное время, связанное с проработками, промывками, прихватами инструмента, потерями раствора, невозможностью подготовить ствол к каротажу, спуску колонны, потере ствола с последующим перебуриванием, вплоть до невозможности достичь цели.

При проектировании скважин для выбора оптимального бурового раствора, траектории ствола, технологических мероприятий изучаются результаты бурения соседних скважин. Но, несмотря на это, поведение геологического разреза не всегда предсказуемо.

Опыт проведения работ в условиях неустойчивости ствола можно продемонстрировать на примере скважины 13-Гировская.

Скважина 13-Гировская начата бурением с целью выявления перспектив нефтеносности подсолевых отложений на Гировской структуре.

Бурение выполнялось с установки Drillmes грузоподъемностью 345 т. Профиль ствола двухинтер-
вальный, с зенитным углом на
забое 32,72° и проектной глуби-
ной 5225 м (рис. 1).

Бурение секции 295,3 мм сопровождалось множеством проблем, типичными из которых были осыпание ствола, прихваты. При забое 3112 м во время проработки произошел слом элемента КНБК и был потерян ствол с головой инструмента на глубине 2086 м. Аварийные работы результата не принесли, и был установлен цементный мост с головой на 1400 м. Риск недостижения проектного забоя скважины при перебурировании боковым стволом был велик.

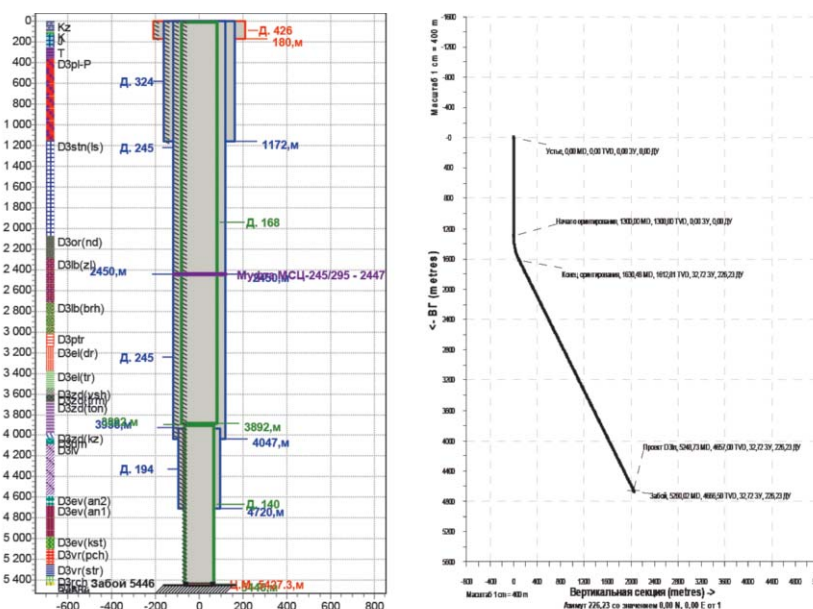


Рис. 1 – Проектная конструкция и профиль ствола скважины 13-Гировская

Для решения проблемы были подключены специалисты БелНИПИнефть, которые применили комплексный подход к контролю устойчивости ствола скважины, включающий сбор информации, разработку стратегии обеспечения устойчивости, разработку детального плана работ.

Сложный участок располагался в интервале 1172 – 2160 м. Стратиграфически участок представлен оресско (шатилковские слои)-полесскими горизонтами (D3or(sht)-pl), литологически – неравномерным чередованием различных по мощности пропластками каменной соли (2 %), глин (92 %), мергелей, известняков, ангидритов. Средний коэффициент кавернозности аварийного ствола составил 2,29.

Выбранная стратегия включала оптимизацию технологии бурения:

- оптимальную рецептуру бурового раствора;
- новый проектный профиль скважины;
- наблюдения в процессе бурения, сбор данных и обнаружение признаков неустойчивости ствола.

Исходя из материалов сейсмической съемки в данном интервале ожидалось существование зоны естественной трещиноватости пород, обусловленной солянокупольной тектоникой. При снижении удельного веса раствора ожидалось осыпание породы. В случае утяжеления раствора могла быть выведена из равновесия зона трещиноватости. Неустойчивость ствола была неизбежна. Стратегия была построена на предположении, что осыпания породы будут носить ограниченный характер и с ними можно будет справиться эффективной промывкой, тогда как проявление зоны трещиноватости не позволит продолжить бурение, то есть не пытаться подавить осыпание увеличением удельного веса.

Для перебуривания ствола был применен эмульсионный соленасыщенный буровой раствор плотностью 1280 – 1300 кг/м³, взамен стандартного для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» соленасыщенного сапропелево-глинистого бурового раствора плотностью 1310 кг/м³.

В качестве структурообразователя использовалось органоминеральное сырье, в качестве углеводородной фазы – смазочная композиция. Процентное содержание углеводородной фазы в растворе составляло 18 – 20 %. Дисперсность достигалась эмульгатором в составе смазочной композиции. Это обеспечивало участие смазки в коркообразовании и гидрофобизации поверхности породы.

Фильтрация раствора регулировалась вводом крахмального реагента и ПАЦ. Ингибирование обеспечивалось за счет двух видов ингибиторов. Эмульсия первого рода обеспечивала гидрофобизацию пород, что также повышало ингибирующие свойства за счет частичного блокирования доступа воды.

Большинство компонентов раствора использовалось производства Республики Беларусь. Так, органоминеральное сырье поставлялось с месторождений Житковичи и Лельчицы, а крахмальный реагент производил Рогозницкий крахмальный завод. Углеводородная фаза поставлялась от двух производителей: ОАО «Завод горного воска» и ОДО «АКСО». Для оптимизации промывки каждые сутки бурения была организована прокачка очищающих высоковязких пачек. Также была произведена замена бурильных труб со 127 мм на 140 мм. Это позволило снизить гидравлические сопротивления и увеличить подачу насосов, а также снизить интенсивность накопления усталостного износа труб.

Был изменен проектный профиль ствола, обеспечено вскрытие сложного участка с зенитным углом 11° взамен 32,72°, интервал набора угловых параметров был снесен ниже сложного участка.

Непосредственно на буровой круглосуточно присутствовал инженер БелНИПИнефть по буровым растворам и инженер БелНИПИнефть с опытом бурения сложных участков.

Специалисты не только контролировали параметры, но и инструктировали персонал буровой бригады по вопросам устойчивости ствола скважины.

В процессе бурения производился анализ шлама на поверхности для определения происхождения осколков (рис. 2).

Классификация производилась по общепринятым признакам, например, обломки от недостаточного противодействия имеют игольчатую форму или угловую форму, обломки из зон трещиноватости имеют плоскую форму с параллельными поверхностями.

Несмотря на низкий удельный вес, в данном интервале мы наблюдали чаще плоскую форму обломков. Литологический состав: бурые, серо-бурые глины (60 – 70 %), зеленовато-серые, карбонатные глины (15 – 20 %), доломитовые мергели (10 – 15 %), светло-серые известняки (5 %). Бурые глины раскалывались на плитчатые отдельности и имели зеркала скольжения.

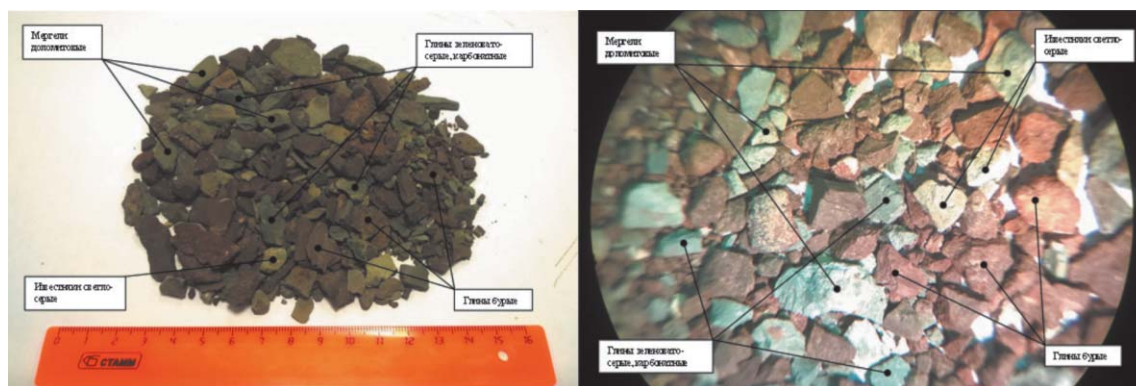


Рис. 2 – Анализ шлама в процессе бурения

На буровой производился учет шлама по объему заполнения контейнеров за вахту. Данный метод грубый, но позволяет отражать динамику осыпания.

Бурение в интервале сопровождалось затяжками, посадками в допустимых пределах. Свободный ход инструмента обеспечивался проработками и промывками.

Как результат, секция была пробурена с опережением графика, осложнение было в допустимых пределах. Средний коэффициент кавернозности составил 1,41, при базовом 2,29. Была подтверждена правильность предположения о важности поддержания устойчивого состояния зоны трещинности, а также подтверждена правильность выбранной стратегии.

Специалистами БелНИПНефть была продолжена работа и при бурении следующей секции 215,9 мм в интервале 4047 – 4720 м.

Стратиграфически участок представлен евлановским горизонтом (анисимовские слои) и ливенским горизонтом (ev(an)-lv), литологически-неравномерным чередованием каменных солей (52 %) с пропластками глинисто-карбонатных пород. В интервале залегания ливенского горизонта ожидалось осложнение (прихваты), связанные с пластическим течением глин.

На стадии проектирования, для стабилизации стенок скважины, была запланирована плотность бурового раствора 1930 кг/м³. Дальнейшее увеличение плотности могло привести к гидроразрыву нижележащих пород евлановского горизонта. Существовал риск с выдавливанием пластических глин, при этом глубина залегания пластических глин была неизвестна.

Специалистами БелНИПНефть была разработана стратегия обеспечения устойчивости скважины, включающая наблюдения в процессе бурения и обнаружение признаков пластического течения.

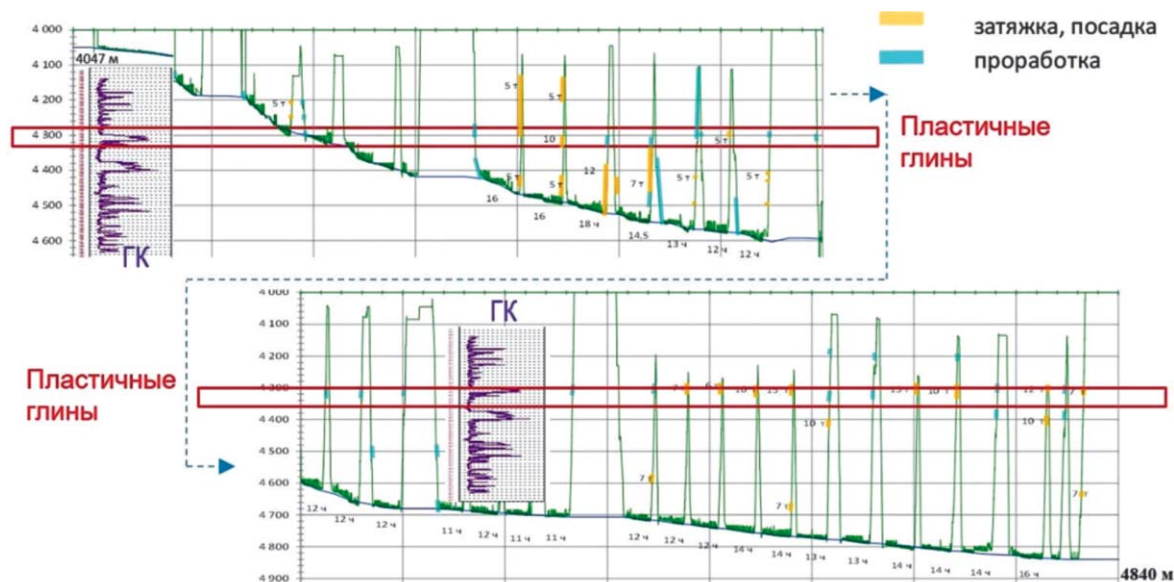


Рис. 3 – Обнаружение глин по данным гамма-каротажа

Раннее обнаружение глин осуществлялось по данным модуля гамма-каротажа в составе роторной КНБК. Неизмеренная зона по гамма-каротажу составляла 4,66 м.

По гамма-каротажу были обнаружены два пропластка глин (рис. 3). Для изучения их поведения было проведено определение безопасного времени нахождения КНБК ниже пропластка глин. Контроль течения глин выполнялся профилактическими СПО. Оптимальный период между проработками составил 12 ч, увеличение периода до 14 – 16 ч приводил к затыжкам более 10 т.

В результате предпринятых мероприятий по прохождению глин была обеспечена ритмичная работа.

В целом, комплексный подход к контролю устойчивости ствола скважины позволил снизить риск, сократить затраты и успешно пробурить скважину 1 З-Гировская.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» последние годы, для полноты понимания рисков, их минимизации и контроля, активно развивает направление геомеханики. Уже сегодня силами БелНИПИнефть производятся построения геомеханических моделей, как для целей ГРП, так и бурения.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» стремится к повышению качества принятия решений за счет полноты и точности наших знаний. Комплексный подход и методы контроля являются важной составляющей в повышении эффективности бурения.

ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ТА СЕРВІСІВ КОМПАНІЇ ДЕНІМЕКС ЮКРЕЙН

Гадяк В. В.

ТОВ «Денімекс Юкрейн»

Для нашої країни першочерговим завданням є вирішення проблеми енергетичної незалежності шляхом збільшення видобутку власного газу. Основна частина запасів нафти та газу зосереджена в розроблювальних 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.

Одним із перспективних методів вирішення частини цих проблем є відновлення без діючого фонду свердловин та збільшення дебіту працюючих свердловин шляхом буріння бокових похило-скерованих або горизонтального стовбурів із вирізаного вікна в обсадній колоні.

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

Крім того, велику роль при бурінні свердловин відіграє застосування якісного внутрішньо-свердловинного обладнання та інструментів, які дають можливість швидко та якісно бурити свердловини, адже від цього залежить якість первинного розкриття продуктивних пластів.

Компанія ТОВ «Денімекс Юкрейн» володіє всім необхідним парком обладнання та надає сервісні послуги для буріння та капітального ремонту свердловин.

Компанія з 2017 по теперішній час розвинула ряд сервісних послуг, зокрема це:

- Долотний сервіс;
- Сервіс похило-скерованого буріння;
- Сервіс оренди вибійного обладнання (ГВД, яси, НАБи);
- Сервіс з ловильних та фрезерувальних робіт;
- Послуги цеху з ремонту та обслуговування бурового обладнання та інструменту.

Компанія не зупиняється на досягнутому, тому враховуючи екологічні аспекти, при бурінні та капітальному ремонті свердловин, запровадила сервіс з осушування вибуреного шламу під час буріння свердловин та очищення води від нафтопродуктів. Цей напрямок сервісних послуг є перспективним оскільки все більше компаній впроваджують безамбарний спосіб буріння.

Для виконання всіх послуг, ТОВ «Денімекс Юкрейн» використовує обладнання та інструмент, виключно виробництва США та Західної Європи.



Весь персонал, який залучений до виконання цих послуг, має великий досвід, а також пройшов необхідне навчання на виробничих потужностях компаній виробників.

Наша компанія на території України ексклюзивно представляє такі всесвітньо відомі компанії:

- Compass Directional Guidance (США) – Виробник телеметричного обладнання;
- Drilling Tools International (США) – Виробник та постачальник елементів КНБК;
- Fluid System Incorporated (США) – Виробник систем очистки бурових розчинів;
- Hamburg Oil Tools (Німеччина) – Виробник наземного обладнання для буріння та КРС;
- Ulterra (США) – Виробник доліт PDC;
- Gotco Applied Oil Tools (США) – Виробник ловильного та фрезерувального інструменту;
- Reactive (США, Великобританія) – Виробник набухаючих пакерів та спеціального інструменту.

Застосовуючи комплексний підхід, починаючи з розробки проектів на будівництво свердловин, закінчуючи використанням якісного обладнання та інженерного супроводу, видобувні компанії в значній мірі можуть скоротити час на будівництво свердловин та їх капітальний ремонт. Що в свою чергу, дозволить в короткі терміни вводити свердловини в експлуатацію, добувати природний газ, що наблизить нашу країну до енергонезалежності.

ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ ПРАТ «НДІКБ БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ» ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

Кунцяк Я. В.

Калмиков Ю. Г.

Красуцький Г. О.

Кунцяк Р. Я.

ПРАТ «НДІКБ бурового інструменту»

Типи бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних горизонтів розроблених ПРАТ «НДІКБ бурового інструменту»:

- Важкий буровий розчин на основі суміші органічних і неорганічних солей та кислото-розчинних обважнювачів;
- Безглинистий біополімер-калієвий буровий розчин на основі традиційних хімічних реагентів;
- Безглинистий буровий розчин на основі біополімерного реагенту нового покоління;
- Буровий розчин на вуглеводневій основі з використанням дизпалива.

Важкий буровий розчин на основі суміші органічних і неорганічних солей

Для ведення робіт в умовах АВПТ традиційно використовують обважнені бурові розчини, які містять баритовий, залізовмісний та інші нерозчинні обважнювачі. Однак, використання таких розчинів призводить до незворотної колюментації продуктивних пластів.

Безглинисті важкі бурові розчини, густина яких регулюється концентрацією водорозчинних солей і кислоторозчинних обважнювачів, мають важливу перевагу при закінченні свердловин за рахунок виключення зі складу нерозчинного колюментанту.

Розроблений буровий розчин на основі суміші органічних і неорганічних солей містить комплекс полісахаридних реагентів для регулювання фільтраційних, реологічних і капсулюючих властивостей та мармурову крихту (або сидерит), при необхідності дообваження до густини 1700 – 1900 кг/м³.

Оптимізація реологічних та фільтраційних властивостей цих розчинів проводиться комплексом полісахаридних реагентів.

Запропонована суміш має ряд переваг в порівнянні з важкими неорганічними солями, зокрема є екологічно безпечною, забезпечує високу інгібуючу здатність, підвищує термостабільність та знижує коефіцієнт тертя бурових розчинів, володіє низькою корозійною активністю, сумісна з пластовими флюїдами.

Бурові розчини на основі запропонованої суміші зберігають термостабільність при температурах до 200 °С, мають низькі значення показника фільтрації (0,5 – 2,0 см³/30 хв при $\Delta P = 0,7$ МПа), регульовані в широких межах значення пластичної в'язкості ($PV = 25 - 50$ сПз) і динамічного напруження зсуву ($\gamma P = 90 - 200$ дПа), при цьому бурові розчини мають низькі гідравлічні опори (коефіцієнт консистенції $K = 0,008 - 0,227$ при швидкості зсуву 511/1022 с⁻¹), низькі значення коефіцієнта тертя ($K_{тр} = 0,05 - 0,07$).

Даний тип розчину був застосований при бурінні свердловини №312 Майницької площі Самбірського району. Параметри бурового розчину наведені в таблиці 1.

Таб. 1 – Параметри бурового розчину в свердловині №312 Майницької площі

ρ, кг/м³	T, сек	Φ, см³/30 хв	СНЗ, дПа	PV, сПз	ΥР, дПа	Gel, фнт/100фт²	pH	Мінералізація, %
1660	75	1,8	25/31	47	211	20/22/26	11	26
Параметри розчину через 120 днів								
1690	80	2,6	29/37	53	221	13/15/25	10	26,4



ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР»

Затверджую

Перший заступник
генерального директора,
головний геолог
ДП «УКРАЇНСЬКИЙ
ГЕОЛОГІЧНИЙ НАУКОВО-
ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР»

Солодкий В.М.

ВИСНОВКИ

за результатами лабораторних досліджень впливу бурового розчину на колекторські властивості зразків керну

Серед досліджуваних бурових розчинів, оптимальним для застосування виявився розчин №1, який несуттєво змінює проникність зразка керну (залишкова проникність на рівні 87 %). При застосуванні розчину 15-% соляної кислоти HCl в якості рідини інтенсифікації, проникність збільшується до 93 % відносно початкової.

Виконавці:

Інженер
Інженер II категорії
Начальник комплексної
аналітичної лабораторії, к.г.н.
Начальник партії по випробуванню,
дослідженню свердловин, моделюванню
пластових вуглеводневих систем
Головний інженер,
директор департаменту з розробки родовищ
та дослідження свердловин

Дяченко А.Ю.
Щербина І.В.
Сіра Н.В.
Приходченко О.Ю.
Голуб О.Г.

Результати досліджень впливу бурового розчину на відновлення проникності керну

Безглинистий біополімер-калієвий буровий розчин на основі традиційних хімічних реагентів

Присутність інгібіторів набухання і диспергування глин (KCl, NaCl та ін.) забезпечує стійкість глинистих відкладів і попереджає набухання глини в колекторі пласта. ББК-БР стабільний при будь-якій мінералізації, а його фільтраційна кірка стійка до впливу тампонажного розчину.

Для запобігання глибокого проникнення дисперсної фази і дисперсійного середовища бурового розчину в пласт передбачається введення кислото-розчинних коьматантів (мармурова крихта, сидерит), фракційний склад яких вибирається за результатами дослідження кернавого матеріалу конкретного родовища.

Даний тип бурового розчину був застосований на свердловинах ДДЗ: №101 Ігнатівська, №158 Мовчанівська, № 2 Південно-Євгенівська, №308 Єлизаветівська.

З метою визначення глибини кольматації застосували метод зрізу робочого торця керна довжиною 1 мм. При цьому зауважено підвищення коефіцієнту відновлення проникності β зріс до 85 %. Швидкість фільтрації збільшилась до 0,055 см/с із подальшим плавним зменшенням до 0,22 см/с.

Наступним етапом дослідження було застосування методу солянокислотної обробки пласта. Відновлення проникності керна після цього стало 95 % після прокачування 10 порових об'ємів вуглеводневої рідини.

Висновок: з аналізу результатів досліджень випливає, що БПР характеризується якісними значеннями загальнотехнологічних показників. Рідина спричиняє кольматацію неглибоку, середнього рівня, яку можна значно зменшити зруйнувавши механічним способом частину кольматційного шару, або діями соляної кислоти.

Начальник відділу промислової хімії
та аналізу керну

Провідний інженер ВПХтаАК

Інженер I категорії ВПХтаАК

М.Я. Магун

С.А.Гурський

О.Т. Кравців

Результати досліджень біополімер-калієвого бурового розчину на відновлення

Безглинистий буровий розчин на основі біополімерного реагенту нового покоління

Безглинистий біополімер-калієвий буровий розчин на основі полісахаридів, ПАР і інгібуючих добавок має низькі значення показника фільтрації (при $\Delta P = 0,7$ МПа; $\Phi = 2,0 - 3,5$ см³/30 хв); структурно-реологічні характеристики ($PV = 15 - 40$ сПз; $YP = 25 - 180$ дПа, Gel (10 с/1 хв/10 хв = $4 - 12/6 - 15/8 - 25$ фнт/100 фт²; $CH_3 (1/10) = 15 - 35/20 - 50$ дПа); оптимальні псевдо-пластичні властивості (коефіцієнт « n » = $0,36 - 0,48$) і низькі гідравлічні опори (коефіцієнт консистенції « K » = $0,45 - 1,8$).

БРНП створює основу для ряду високо-ефективних промивальних систем на водній основі. Бурові розчини на основі БРНП володіють відмінними псевдопластичними характеристиками, що забезпечує низьку ECD (еквівалентну циркуляційну густину) та оптимальні гідравлічні потужності на долоті. Використання БРНП значно покращує очищення стовбуру свердловин, особливо при бурінні долотами великих діаметрів та похило-скерованих свердловин з великим відходом. Крім того БРНП з поверхнево-активною структурою забезпечує відмінні характеристики інкапсуляції сланців – зменшення диспергування вибуреної породи. Параметри запропонованого бурового розчину наведені в таблиці 2.

Таб. 2 – Параметри бурового розчину, використаного на свердловинах №103 Ігнатівська та №3 Західно-Машівська

ρ , кг/м ³	T, сек	Φ , см ³ /30 хв	CH_3 , дПа	PV , сПз	YP , дПа	Gel, фнт/100фт ²	KCl, %	Мінералізація, %
1110	56	3,2	43/48	26	67	8/9/10	6,3	12
1220	45	3,6	38/43	20	125	9/10/13	9	19

Переваги біополімерного реагенту нового покоління та промивальних рідин на його основі:

- Оптимізоване очищення стовбуру свердловини, вища механічна швидкість буріння із зниженням непродуктивного часу;
- Більш низька еквівалентна циркуляційна густина, що значно зменшує ризик поглинань бурового розчину;
- Зменшення крутного моменту;
- Підвищена змащувальна властивість;
- Доведена оптимізація коефіцієнтів вилучення газу/нафти в свердловинах з низькою проникністю;
- Нетоксичний і простий у використанні.

Біополімерний реагент нового покоління – це екологічно чиста технологія для бурового розчину наступного покоління, яка не завдає шкоди і може бути використана при споруджуванні свердловин. Був використаний при бурінні бокового стовбура на свердловині № 103 Ігнатівська.

Для визначення ефективного способу декольматації застосували метод солянокислотної обробки пласта. Відновлення проникності керна після цього стало 99,2% (практично повне відновлення) після прокачування 10 порових об'ємів вуглеводневої рідини за 25 хв. Швидкість фільтрації була стабільною та рівнялась 0,04 см/с, що відповідає повному відновленню проникності.

Висновок: з аналізу результатів досліджень випливає, що БПР характеризується якісними значеннями загальнотехнологічних показників і задовільними відновлювальними властивостями щодо проникності: за рахунок правильного підбору полімерних реагентів та кислоторозчинних блоаторів (мікрокальциту) забезпечує ефективне екранування порід-колекторів, яке можна повністю зруйнувати дією соляної кислоти.

Начальник відділу промислової хімії
та аналізу керну

Провідний інженер ВПХтаАК

Інженер I категорії ВПХтаАК

М.Я. Магун

С.А.Гурський

О.Т. Кравців

Результати досліджень БРП на відновлення проникності керна

Буровий розчин на вуглеводневій основі

Вимогам, які забезпечують високу якість розкриття продуктивних пластів, відповідають розчини на вуглеводневій основі (РВО). Використання РВО дозволяє практично повністю виключити зниження нафтопроникності привибійної зони свердловини.

Основним середовищем цих розчинів є вуглеводнева основа, яка за фізико-хімічними властивостями споріднена вуглеводневим флюїдам, що насичують продуктивний пласт і не утворює при їх взаємодії малорухомих сумішей, які блокують поровий простір привибійної зони свердловини.

Крім якісного розкриття продуктивних пластів, РВО з успіхом можуть використовуватися в розвідувальному бурінні для відбору керна зі збереженням його природної проникності, а також при бурінні свердловин в ускладнених умовах та підземного (капітального) ремонту нафтових і газових свердловин.

Розчин для свердловини № 5 Ярмківського родовища був розроблений і впроваджений на основі дизпалива спільно з ТОВ «НТК і К», в тісній співпраці з керівником цього підприємства к.т.н.

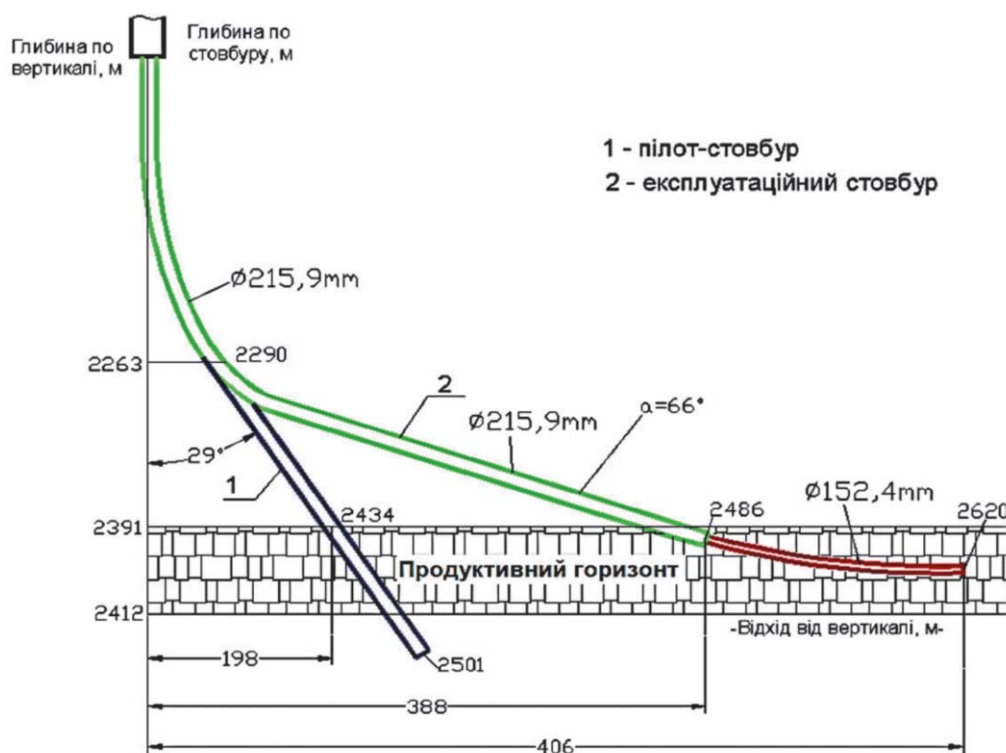


Рис. 1 – Профіль свердловини №5 Ярмківська

Вінярським Р.В., при бурінні горизонтальної свердловини, профіль якої приведений на рис. 1. Параметри цього розчину приведені в таблиці 3.

Таб. 3 – Параметри РВО з використанням дизпалива при бурінні горизонтальної ділянки свердловини №5 Ярмаківська

ρ, кг/м³	T, сек	Φ, см³/30 хв	СНЗ, дПа	PV, сПз	УР, дПа	Електростабільність, В
1080	56	0,5	15/15	34	38	640
1100	60	0,5	20/22	38	43	650

В таблиці 4 наведені порівняльні результати застосування запропонованих бурових розчинів для розкриття продуктивних горизонтів при відновленні свердловин, шляхом буріння бокових стовбурів із ліквідованих свердловин, які були пробурені в період 2004 – 2008 рр. Із таблиці 4 видно, що в одних і тих же умовах застосування, запропоновані ПрАТ "НДІКБ бурового інструменту" розчини дозволяють отримати значне підвищення дебіту продукції, в порівнянні з початковим дебітом новопробурених свердловин на звичайних розчинах.

Таб. 4 – Порівняльний початковий дебіт свердловин по основному і боковому стовбурах

Свердловина №	Основний (I) стовбур		Боковий (II) стовбур	
	Дебіт		Дебіт	
	Газ тис.м³/доб	Нафта т/доб	Газ тис.м³/доб	Нафта т/доб
101 Ігнатівська	125	–	245	–
103 Ігнатівська	83	–	269	–
158 Мовчанівська	–	4,5	–	12,9

КРІПЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ НЕЦЕМЕНТОВАНИМИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИМИ ХВОСТОВИКАМИ З ВИКОРИСТАННЯМ НАБУХАЮЧИХ ПАКЕРІВ

Дудій П. М.

ДП «Ньютек Юкрейн»

Набухаючі пакери мають декілька областей застосування, головними з яких є розмежування пластів, багатостадійний ГРП, покращення якості цементування тощо.

Конструктивно є два типи пакерів:

- Модульного типу з намотаним еластомером на обсадну трубу з нарізаними різьбами. Максимальний перепад тиску, який витримує пакер при довжині елемента 6,1 м – 68 МПа (рис. 1).



Рис. 1 – Пакер модульного типу

- Рукавного типу, який виконаний у вигляді втулки, яку легко встановити на обсадну трубу в умовах бурової. Стандартна довжина пакеру 0,3 і 0,9 м, максимальний перепад тиску – 7 і 20 МПа відповідно (рис. 2).



Рис. 2 – Пакер рукавного типу

З обох боків еластомер обмежений стоп кільцями, які оберігають його від механічного пошкодження при спуску в свердловину.

За типом рідини активації пакери поділяються на водонабухаючі (набухають у водному середовищі), нафтонабухаючі (набухають у вуглеводневому середовищі) та гібридні (набухають у водному та/або у вуглеводневому середовищі). Довжина еластомеру може бути як стандартною, так і на вимогу замовника. Об'ємне розширення пакеруючого елемента може досягати 200 %.

Процес набухання є незворотнім, який можна лише сповільнити або призупинити. Середовищем набухання пакеру є бурові розчини на водній чи нафтовій основі та пластові флюїди – вода чи нафта.

Основними чинниками, що впливають на темпи набухання та величину перепаду тиску є температура, тип флюїду та довжина еластомеру. При високій температурі процес набухання відбувається швидше, а при низькій – повільніше. Водонабухаючі пакери не набухають у вуглеводневому середовищі, а нафтонабухаючі пакери у водному середовищі. Необхідний час набухання встановлюється дослідим і розрахунковим шляхом. Збільшення часу набухання та довжини еластомеру збільшує допустимий перепад тиску на пакер (рис. 3).

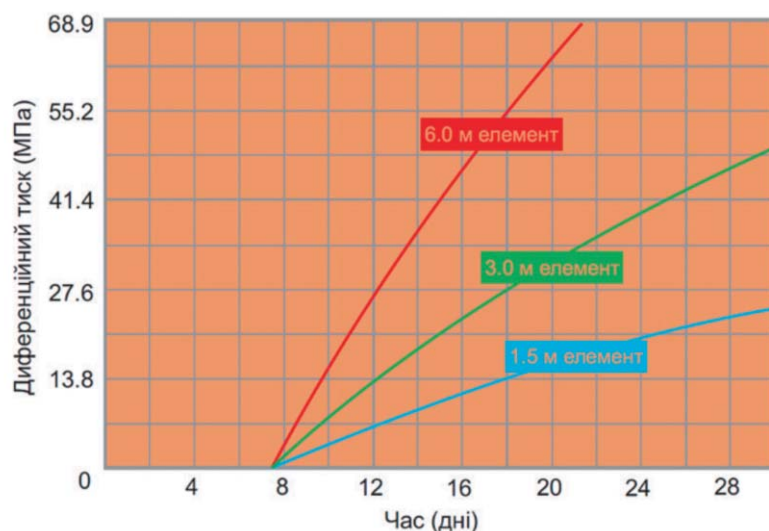


Рис. 3 – Залежність граничного перепаду тиску від довжини еластомеру

Для успішного використання набухаючих пакерів необхідно правильно підібрати тип еластомеру за швидкістю набухання, яка максимально підходить для умов свердловини. При цьому враховується тип флюїду активації, температура середовища набухання, глибина встановлення пакеру, мінералізація або в'язкість флюїду. Як правило чим вища мінералізація або в'язкість вуглеводневого середовища – менша швидкість набухання (рис. 4).

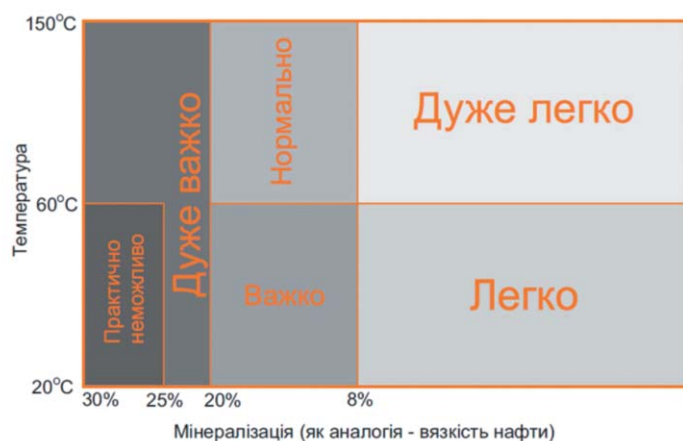


Рис.4 – Залежність швидкості набухання від мінералізації середовища набухання

Щоб врахувати всі вище наведені чинники і провести кваліфікований підбір еластомеру для кожної свердловини, в лабораторіях які діють в м. Полтава та в США (Х'юстон) проводяться тести рідин на міні-пакерах та «таблетках» (рис. 5). За результатами дослідів розраховуються необхідні параметри і будуються криві збільшення діаметру еластомеру в залежності від часу.



Рис. 5 – Процес набухання: а) міні пакеру; б) таблетки

На рисунку 6 приведений успішний приклад кріплення свердловини нецементованим експлуатаційним хвостовиком з використанням набухаючих пакерів. На даній свердловині був проведений спуск 178 мм хвостовика який містив дев'ять водонабухаючих пакерів, вісім з них у відкритому стовбурі. Еластомер для пакерів був спеціально підібраний для набухання в середовищі бурового розчину. В даному випадку це безглиниста промивальна система Біокар. Отже застосування набухаючих пакерів забезпечує надійне кріплення та зменшує техногенне забруднення колектора через відсутність попадання фільтратів цементного розчину у структуру покладу.

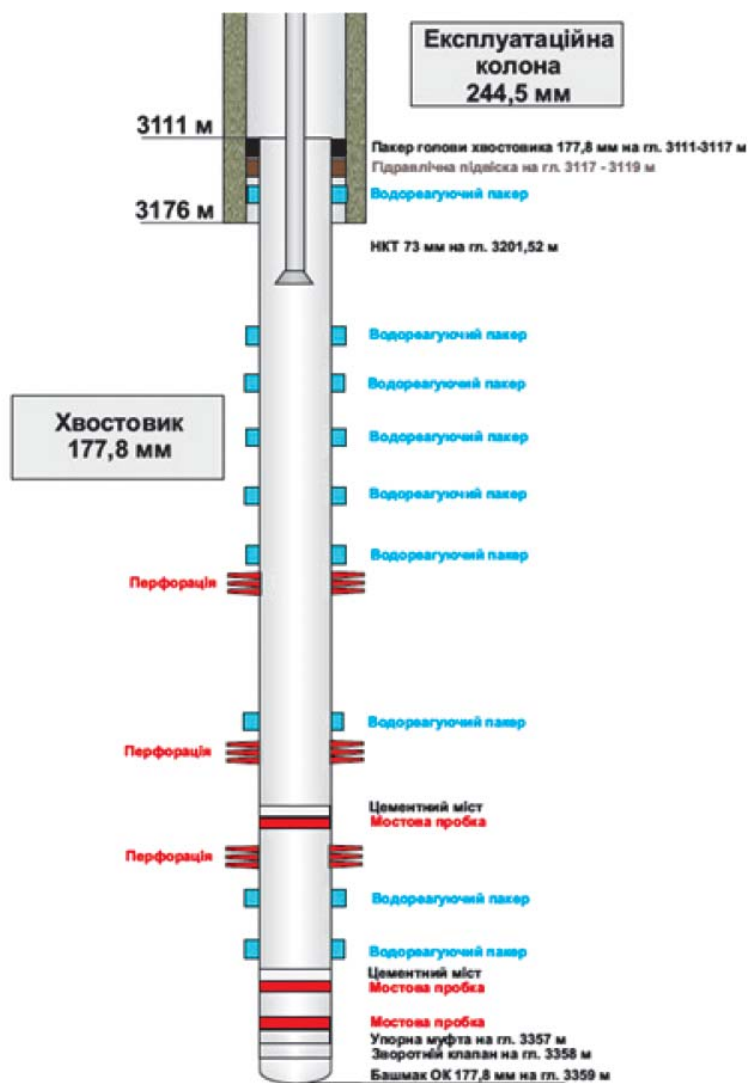


Рис. 6 – Приклад кріплення свердловини нецементованим експлуатаційним хвостовиком з використанням водонабухаючих пакерів

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА СЕРВИСНЫХ УСЛУГ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ В УКРАИНЕ

Попович О. В.

Демченко М. Е.

ООО «НК «Газинвестпроект»

За последние 3 года рынок сервисных услуг по буровым растворам претерпел качественные изменения, которые напрямую связаны с расширением объемов закупок сервисных услуг от предприятия АО «Укргаздобыча» (далее в тексте – АО «УГД»), которое оказало непосредственное влияние на развитие рынка сервисных услуг на территории Украины.

В период, со второй половины 2016 года по настоящее время, АО «УГД» было проведено порядка 20 тендерных закупок, в которых разыгрывались 78 скважин. При этом, буровыми подрядчиками выступали как БУ «Укрбургаз», так и внешние буровые подрядчики (далее по тексту – «ВБП»). Суммарный бюджет составил около 1,6 млрд. грн., при объемах бурения около 214 тыс. метров.

Также, по доступной информации и официальной аналитике, объем частного рынка составил около 50 скважин за данный отчетный период (рис. 1).

Проведя анализ торгов, проведенных АО «УГД» с конца 2016 года (рис. 2), можно наблюдать тенденцию роста заинтересованности отечественных сервисных компаний в новых объектах. В связи с сокращением строительства новых скважин в 2014 – 2016 г., конкуренция среди сервисных компаний значительно возросла, что особенно выражено соотношением между ожидаемой и итоговой стоимостями выставленных на торги лотов в период с 28.10.2016 по 12.04.2017 г. Падение на торгах составляло до 30 – 40 % от стартовой цены.

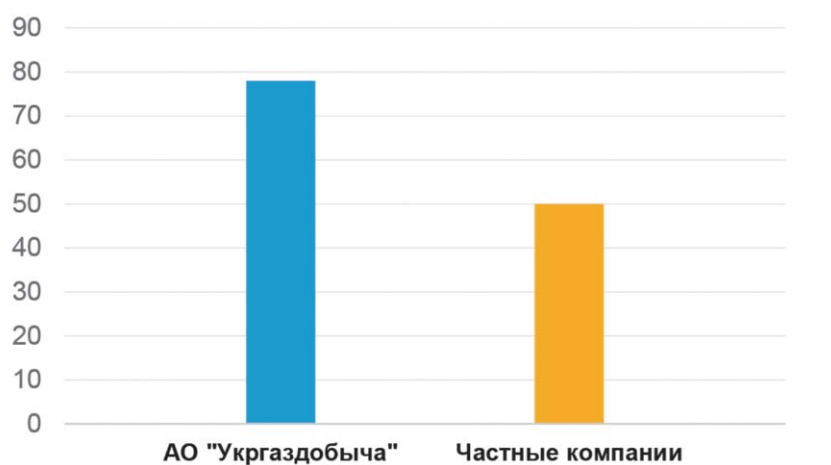


Рис.1 – Объем тендерных закупок сервисных услуг по буровым растворам АО «Укргаздобыча» (согласно данным «Prozzoro») в сравнении с частными компаниями

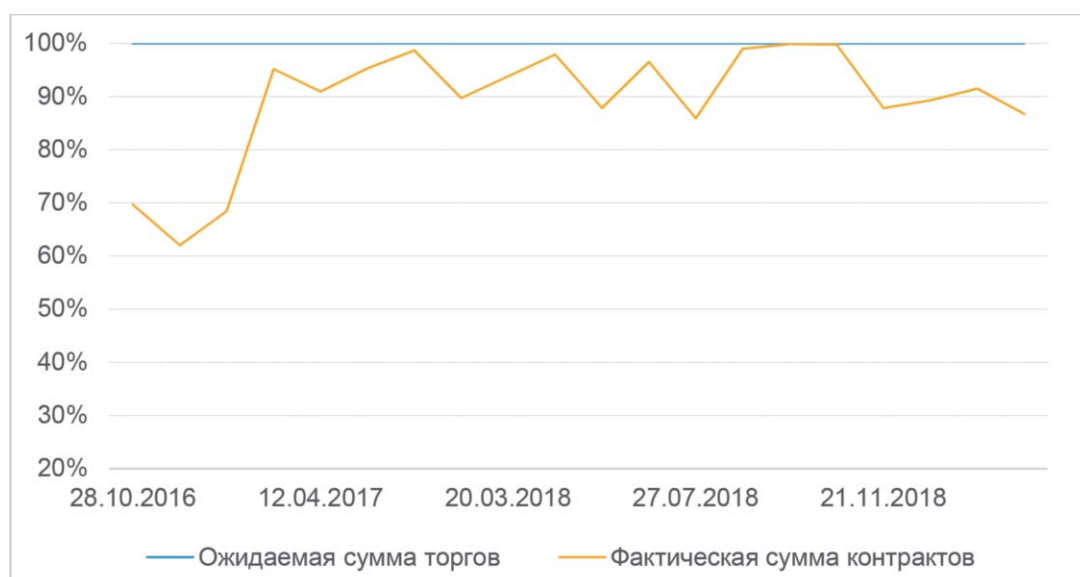


Рис. 2 – Динамика развития конкуренции на торгах АО «УГД»

В дальнейшем, конкуренция ослабла, что отчасти связано с новым опытом сотрудничества с АО «УГД». Были оценены риски, которые могут сопутствовать предоставлению сервиса, в том числе бюрократические сложности при обосновании и дальнейшем оформлении дополнительных материалов и прочих затрат:

- в случае внесения изменения в проекты по геологическим и прочим условиям;
- при возникновении осложнений, не связанных с качеством предоставления услуг.

Поэтому, при дальнейшем участии в торгах, участники проводили более глубокий анализ рисков и возможных последствий демпинга тендерной закупки.

Однако, на графике (рис. 2) отслеживается реакция рынка на появление китайских сервисных компаний, демпинговая политика которых непосредственно повлияла на дальнейшее развитие конкуренции. Стоит отметить, что политика демпинга на торгах обусловлена наличием у китайских компаний огромной материально-технической ресурсной базы. Данный факт несет в себе значительные риски для украинских сервисных компаний, не обладающих значительными финансовыми ресурсами и поддержкой правительства. Но отсутствие опыта участия в закупках по законодательству Украины, а также материально технической базы и персонала, привело к дисквалификации китайских участников.

Также АО «УГД» были проведены другие процедуры закупки сервисных услуг по буровым растворам, а именно:

- Открытые тендера на строительство скважин «под ключ», в которых наиболее конкурентоспособными оказались китайские компании, даже при участии украинских компаний: Xinjiang Beiken Energy Engineering Co., Ltd – подписаны договора на бурение 6 скважин, общий проектный объем бурения составляет – 31230 метров; Zhongman Petroleum and Natural Gas Group Corp., Ltd – подписаны договора на бурение 1 скважины, общий проектный объем бурения составляет – 5200 метров. Этот факт осложняет привлечение украинских сервисных компаний к выполнению работ на данных скважинах в связи с политикой китайских буровых подрядчиков, которые самостоятельно обеспечивают сервис по буровым растворам на своих объектах.
- Бурение боковых стволов, которое уже не кажется малой долей рынка в разрезе объемов закупок АО «УГД»: только за 2018 год было проведено торгов на 32 скважины, общим объемом бурения около 24 тыс. метров.

Стоит отметить тот факт, что по предварительной информации 26 скважин, которые были отданы под проведение капитального ремонта, а именно «Halliburton», нивелирует факт участия украинских сервисных компаний в данном процессе. Это существенно сокращает объем предоставления услуг отечественных компаний на территории Украины.

- Также, по определенным причинам АО УГД проводит внутренние торги, по сервису промывоч-

ных жидкостей, закрытые для украинских компаний. В список участников входят только всемирно известные компании – MI SWACO, HALLIBURTON, BAKER HUGHES. На первом этапе было разыграно 4 скважины, однако на данном этапе трудно спрогнозировать будет ли данная тенденция продолжаться, и какой процент объемов будет выделен на закрытые тендерные закупки, что и ставит под сомнение возможность сохранить открытость процедур закупок.

Опыт сотрудничества

В таблице 1 приведены некоторые ключевые особенности опыта сотрудничества нашей компании с АО «УГД»:

Таб. 1 – Ключевые особенности опыта сотрудничества нашей компании с АО «УГД»

На начальном этапе предоставления услуг	В настоящее время
Длительное согласование технологического процесса и параметров промывочной жидкости. Бюрократическая сложность процессов.	Более оперативное согласование действий после появления профильных отделов. Появление возможности оперативного решения технических и прочих вопросов в устной форме, а также путем электронной переписки.
Недостаточная геологическая информация.	Появления более детальной информации, в результате опыта бурения скважин с использованием сервисных компаний.
Оценка эффективности работы сервисных компаний по устаревшим методикам.	Переход к современным методикам контроля и оценки. Закупка лабораторного оборудования по стандартам API, обучение собственного персонала.
Неопытность персонала УГД в работе с химическими реагентами.	Повышение квалификации персонала в АО УГД, в том числе в результате работы с сервисными компаниями.
Отсутствие подъездных путей и погрузочно-разгрузочной техники и площадок для хранения химреагентов.	Закупка погрузочно-разгрузочной техники и материалов для строительства специальных площадок.
Необходимость завоза большого объема химреагентов и материалов на объект с дальнейшим вывозом значительных объемов неиспользованных остатков. Сложности по обеспечению погрузочно-разгрузочных операций.	Условие наличия необходимого объема материалов на близлежащих складах сервисных компаний; наличие погрузочно-разгрузочной техники на площадке.
Устаревшее оборудование УГД и отсутствие необходимой гаммы ситовых панелей.	Закупка УГД нового оборудования и необходимого количества ситовых панелей соответствующего качества.

Необходимо отметить тот факт, что наряду с непрерывным совершенствованием и развитием сервисных компаний, для того чтобы соответствовать требованиям государственного Заказчика, политика АО «УГД» также претерпевает позитивные изменения.

Факторы, влияющие на развитие рынка в данный момент:

1. Политическая ситуация в стране;
2. Изменение условий финансирования контрактов (отсрочка платежей с 30 до 60 календарных дней);
3. Сложность при долговременном планировании – не своевременное начало работы на объектах, отсутствие наличия тендерных закупок на долговременной основе.

Негативное влияние государственных фискальных органов:

1. Безосновательный отказ в регистрации налоговых накладных;
2. Неправомерные действия правоохранительных органов, а именно: попытки оказания давления путем блокировки работы складов и офисных помещений, что в свою очередь ведет к рискам несвоевременного выполнения своих обязательств по договорам.

Перспективы развития рынка:

1. Планируемые торги АО «Укргаздобычи» – 5 скважин на сумму приблизительно 170 млн;
2. Планы закупок АО «Укргаздобычи» на 2019 год:
 - 30 – 35 скважин, при бурении внешним буровым подрядчиком;
 - 10 – 15 скважин, при бурении силами БУ «Укрбургаз».
3. Планы закупок частных компаний на ближайшее время – от 6 до 8 скважин.

Итоговым фактором, оказывающим позитивное влияние на развитие рынка, является стратегическая необходимость в увеличении как собственной добычи газа АО «УГД», так и частными нефтегазодобывающими компаниями. При этом, привлекая все больше сервисных услуг для повышения результативности при строительстве скважин.

СТАНОВЛЕННЯ, РОЗВИТОК ТА ІННОВАЦІЙНІ РІШЕННЯ ВІТЧИЗНЯНОЇ ШКОЛИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Фем'як Я. М.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Передумовою створення кафедри буріння свердловин був успішний розвиток нафтового промислу в Галичині, який вимагав поповнення його висококваліфікованими інженерними кадрами. Тому у 1882 році на нафтовому конгресі в Перемишлі з ініціативи референта гірничого округу Леона Сирочинського було прийнято постанову про запровадження у Львівській політехнічній школі викладання основ нафтової геології, вертництва та переробки нафти. У цьому ж році професор Броніслав Павловський розпочав викладання хімічної технології, а в 1885 – 1888 рр. – хімічну технологію нафти і озокериту. В 1886 році Б. Павловський організував науково-дослідну лабораторію для нафтового промислу, що дало можливість у повному обсязі досліджувати технологію та виробничі аспекти нафтового промислу. Це дозволило сенату Львівської політехнічної школи відкрити у 1886 р. дворічні підготовчі курси для кандидатів гірництва на механічному, та металургії – на хімічному факультетах. У 1887 році асистент Роман Залозецький захистив дисертацію в галузі технології нафти і озокериту, і в 1888 р. у Львівській політехнічній школі відкривається доцентура із цієї спеціальності, а у 1891 році – ще й з нафтового гірництва. Після цього доцент Р. Залозецький почав викладати хімічну технологію нафти і озокериту (на IV курсі інженерного, хімічного та механічного факультетів), а доцент Л. Сирочинський – на III курсі – глибоке буріння та експлуатацію копалин (на інженерному факультеті) і гірництво нафти та озокериту (на механічному та хімічному факультетах). У 1893 році сенат Львівської політехнічної школи прийняв ухвалу про перетворення дворічних підготовчих курсів на трирічні з нафтовим ухилом, на яких, окрім загальноосвітніх та загально-інженерних, викладались спеціальні та правові дисципліни, зокрема мінералогія, геологія, гірництво нафти і озокериту, будова машин, хімічна технологія нафти і озокериту, енциклопедія будівництва, бухгалтерія, право та державна адміністрація. У 1897 році у Львівській політехнічній школі було створено кафедру гірництва, яку очолював професор Леон Сирочинський аж до виходу на пенсію. У 1917 році цю кафедру очолив професор Юліан Фабіанський, одночасно будучи деканом механічного факультету політехнічної школи (нині це національний технічний університет «Львівська політехніка»). Впродовж 1917 – 1918 навчального року на механічному факультеті Львівської політехнічної школи було відкрито нафтовий відділ, а з 1922 по 1923 рр. – організовано кафедру «Буріння і видобування нафти» у Львівській політехніці, яку очолив професор Юліан Фабіанський. Тому саме 1922 рік вважається початком створення кафедри буріння нафтових і газових свердловин:

- Львівський період: 1922 – 1941 рр. у Львівській політехніці; 1944 – 1963 рр. у Львівському політехнічному інституті (у воєнний період кафедра не працювала, як і ЛПІ в цілому);
- Івано-Франківський період: 1963 – 1966 рр. в Івано-Франківському філіалі Львівського політехнічного інституту; з 1967 р. і до сьогодні в Івано-Франківському інституті нафти і газу (нині Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу).

Сьогодні професорсько-викладацький склад кафедри буріння свердловин налічує 23 штатні працівники, які інтенсивно працюють над удосконаленням старих і розроблянням та впровадженням в промислову практику новітніх технологій та інтерактивних методів навчання фахівців нафтогазового профілю.

Кафедра забезпечує кадрами тренажерний буровий центр (завідувач Колісник В. І., завідувач лабораторією Колісник Р. А.). За період 1922 – 2017 рр. кафедрою підготовлено 6205 висококваліфікованих інженерів-буровиків, які працюють не тільки на нафтогазових підприємствах України, а і в багатьох зарубіжних країнах. Кафедра проводить підвищення кваліфікації і перекваліфікацію фахівців за спеціальністю «Буріння свердловин», Міжнародну сертифікацію бурового персоналу за напрямком «Контроль стану свердловин. Керування свердловиною під час флюїдопроявлень при бурінні та капітальному ремонті свердловин», підготовка помічників бурильників з експлуатаційного і розвідувального буріння.

Хочу зазначити, що одинадцять випускників кафедри захистили докторські дисертації (Білик С. Ф., Векерик В. І., Воєвідко І. В., Жидовцев М. О., Коцкулич Я. С., Мислюк М. А., Мочернюк Д. Ю., Навроцький Б. І., Чекалюк Е. Б., Чудик І. І, Яремійчук Р. С.) і понад 160 – кандидатські. За спеціальністю «Буріння свердловин» в університеті функціонує спеціалізована Вчена рада із захисту докторських і кандидатських дисертацій. На кафедрі функціонує наукова школа «Теоретичні основи прийняття технологічних рішень при бурінні свердловин в ускладнених умовах» під керівництвом професора Мислюка М. А. та функціонувала наукова школа «Кріплення нафтових і газових свердловин» під керівництвом професора Коцкулича Я. С. За післявоєнні роки викладачами кафедри видано 13 підручників, в тому числі 6 – українською мовою, 24 монографії, довідник у 5-ти томах, опубліковано понад 1200 наукових статей, отримано понад 600 авторських свідоцтв і патентів на винаходи.

Науково-педагогічними працівниками кафедри буріння свердловин успішно розвиваються такі напрямки:

- управління напрямком свердловини;
- бурові промивальні рідини;
- кріплення свердловини та розмежування пластів;
- ремонтно-відновлювальні роботи при будівництві та експлуатації свердловин;
- керування свердловиною під час флюїдопроявів.

На кафедрі функціонують дві сучасні науково-дослідні лабораторії: лабораторія тампонажних розчинів (рис. 1) і лабораторія бурових промивальних рідин (рис. 2).



Рис. 1 – Навчально-дослідницька лабораторія тампонажних розчинів



Рис. 2 – Навчально-дослідницька лабораторія бурових промивальних рідин

Спеціалісти кафедри готові надавати послуги з підготовки фахівців з необхідним рівнем знань для виконання робіт під час цементування свердловин, виконання наукових досліджень на замовлення підприємств, з моніторингу технологічних властивостей тампонажних розчинів під час цементування свердловин, з підвищення кваліфікації персоналу з видачею або без видачі відповідних документів про освіту, проходження тренінгів, курсів, профільних занять.

Основні напрямки наукових досліджень лабораторії тампонажних розчинів:

- дослідження відповідності показників портландцементу вимогам стандарту «Портландцементи тампонажні. Технічні умови. ДСТУ Б В.2.7.88 – 99»;
- дослідження властивостей тампонажних розчинів та каменів відповідно до вимог стандартів;
- дослідження властивостей інших тампонажних матеріалів та їх сумішей;
- розробка рецептур тампонажних розчинів для цементування свердловин з заданими геолого-технічними умовами;
- розробка рецептур тампонажних розчинів з спеціальними властивостями.

На базі лабораторії бурових промивальних рідин проводяться вимірювання технологічних властивостей бурових розчинів за РД-39-2-645-81 і стандартами API 13B: густини, умовної в'язкості, фільтрації, статичного напруження зсуву, фільтрації при високому тиску та високій температурі (НРПТ), коефіцієнту тертя кірки, концентрації побічних твердих домішок, водневого показника рН, загальної мінералізації та концентрації іонів Ca^{2+} і Mg^{2+} в фільтраті, показників стабільності і седиментації, визначення вмісту колоїдної фази, визначення вмісту КСІ в фільтраті бурового розчину за допомогою тесту Мерскоquant (1.17985.0001) та кобальтонітритним методом.

Основні напрямки наукових досліджень лабораторії бурових промивальних рідин:

- дослідження реологічних властивостей бурових технологічних рідин при температурах до 90 °С;
- моніторинг технологічних властивостей бурових розчинів під час буріння свердловин;
- обґрунтування оптимальних рецептур для обробки бурових розчинів у заданих умовах буріння;
- обґрунтування оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних пластів і для буріння в ускладнених умовах;
- оцінка виносної здатності бурових розчинів при бурінні свердловин у заданих умовах. Обґрунтування режимів промивання свердловин;
- побудова рівнянь стану для реологічних і тиксотропних властивостей бурових розчинів та обґрунтування регламентів на них;
- розробка рекомендацій для керування гідродинамічною ситуацією при виконанні технологічних операцій під час буріння свердловин у заданих умовах;

- дослідження фільтраційних властивостей бурових розчинів в умовах високих температур і тисків та обґрунтування регламентів на них.

Слід зазначити, що протягом 2017 – 2018 н. р. в навчально-дослідницькій лабораторії бурових промивальних рідин кафедри буріння свердловин відбувся практично-лабораторний тренінг для фахівців АТ «Укргазвидобування», а саме: Шебелинського ВБР, Хрестищенського ВБР, Полтавського ВБР, Стрийського ВБР, УкрНИИгаз; ТОВ «Шамір Кемікал», ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту».

Курси-тренінги проводять висококваліфіковані викладачі кафедри: професор Мислюк Михайло Андрійович та доценти Колісник Василь Іванович, Бейзик Ольга Семенівна, Богославець Володимир Васильович. Загалом проатестовано 136 спеціалістів.

Актуальним завданням, яке сьогодні стоїть перед кафедрою, є постійний пошук нових та удосконалення старих методів буріння свердловин з використанням сучасної техніки і технологій, які повинні забезпечити швидкі темпи і якість спорудження свердловин, враховуючи при цьому:

- вплив геологічного розрізу і оточуючого середовища на функціонування бурових процесів;
- зменшення енерговитрат, скерованих на руйнування масиву гірських порід;
- фізико-механічне і техніко-економічне обґрунтування свердловинних процесів.

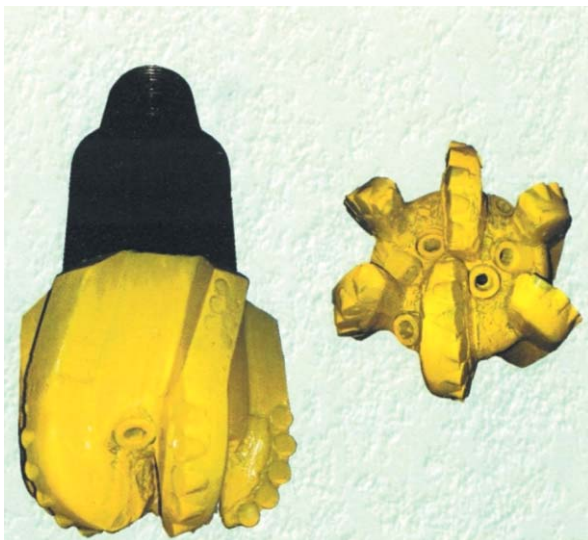


Рис. 3 – Бурове долото оснащене алмазно-твердосплавними пластинами (PDC)

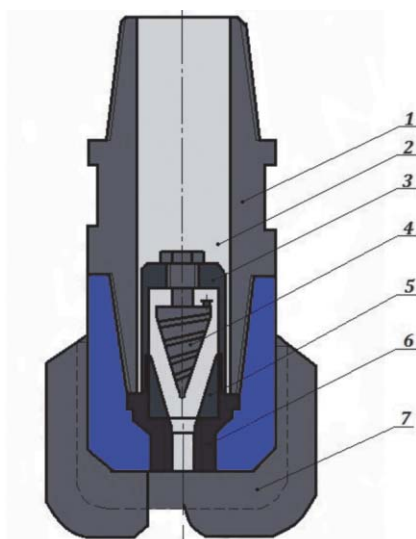


Рис. 4 – Загальний вигляд бурового долота в повздовжньому плані. 1 – корпус бурового долота; 2 – центральний промивний канал; 3 – кавітаційна камера; 4 – в стрижень із гвинтовою поверхнею; 5 – камера завихрення; 6 – насадка; 7 – лопать долота

Одним із шляхів зменшення енергетичних витрат при бурінні є забезпечення умов руйнування гірської породи вибоєм з використанням ефективного породоруйнівного інструменту з раціональною схемою розташування озброєння, у відповідності до гірничо-геологічних і техніко-технологічних умов буріння. Для цього, із використанням сучасного програмного забезпечення ANSYS, було розроблено скінченно-елементну модель процесу різання гірської породи буровими долотами ріжучого типу при зміні режиму його реалізації і форми породоруйнівного елемента (при зношенні зубця). Для проектування конструкцій бурових доліт в програмному середовищі Solid Works створено комп'ютерну геометричну модель породоруйнівного інструменту ріжучого типу, в основу якої добре вписуються вищезгадані дослідження. Представлені розробки втілені в конструкції бурового долота з генеруючою схемою різання гірських порід (рис. 3).

За результатами досліджень кавітаційно-пульсаційних процесів і їх використанні в інструментах для буріння свердловин (проф. Яремійчук Р. С., доц. Фем'як Я. М.) запропонована конструкція бурового долота, схема якої наводиться на рис. 4.

Експериментальними дослідженнями роботи запропонованого долота встановлено, що проходка на долото та механічна швидкість буріння в промислових умовах його застосування будуть значно вищими, ніж при використанні серійних гідромоніторних трилопатевого доліт. Очевидним є той факт, що в даному буровому процесі відбувається поєднання двох явищ – відрив передзруйнованих частинок породи та викидання їх з масиву.

Дослідженнями також встановлено, що при застосуванні кавітаційно-пульсаційної технології виникає ряд інших, не менш важливих процесів, зокрема ріст

температури в зоні лускання кавітаційних пухирців та зміна структури промивальної рідини. Ці процеси планується дослідити через енергію, яка виділяється в оточуюче середовище, як результат лускання кавітаційних пухирців.

Завдяки розміщенню співвісно до кавітаційних камер стрижнів із зовнішньою гвинтовою поверхнею, значно збільшується швидкість руху промивальної рідини по осі камери, що призводить до збільшення розмірів і кількості кавітаційних пухирців. Це сприяє підвищенню амплітуди імпульсів зменшення тиску, які утворюються при руйнуванні кавітаційних пухирців. Завдяки тому, що крок гвинтової поверхні стрижнів зменшується в сторону сопла кавітаційної камери, досягається максимальний ефект в руйнуванні долотом масиву гірської породи, і як наслідок, зменшується енергоємність процесу буріння свердловини.

Понизити енерговитрати при бурінні можливо й іншими типами бурових доліт, застосувавши в них технологію кавітаційної пульсації потоку промивальної рідини, але це вже результати подальших і більш поглиблених досліджень.

Для оцінки умов втомного руйнування бурильних труб і попередження аварій з ними, важливою є інформація про передумови руйнування металу на основі розрахункових даних про розміри корозійно-втомних тріщин, утворених під впливом змодельованого експлуатаційного навантаження. Нашими науковцями (проф. Чудик І. І., доц. Білецький Я. С.) було розроблено розрахункову схему кінетики росту втомної тріщини (з використанням програмного забезпечення ANSYS) з можливістю моделювання напружено-деформованого стану бурильної колони в околі фронту її поширення, в широкому спектрі зміни техніко-технологічних умов роботи бурильної колони.

Запропоновано імітаційну модель напружено-деформованого стану замкового різьбового з'єднання бурильної колони з використанням програмного забезпечення ANSYS (рис. 5). Для одного з типорозмірів замкового різьбового з'єднання бурильної колони розроблено геометричну 3D модель, побудовано скінченно-елементний аналог з'єднання, змодельовано умови навантаження та закріплення з'єднання. За результатами всіх вищенаведених кроків, отримано розподіл нормальних напружень у впадині різьби ніпеля з'єднання.

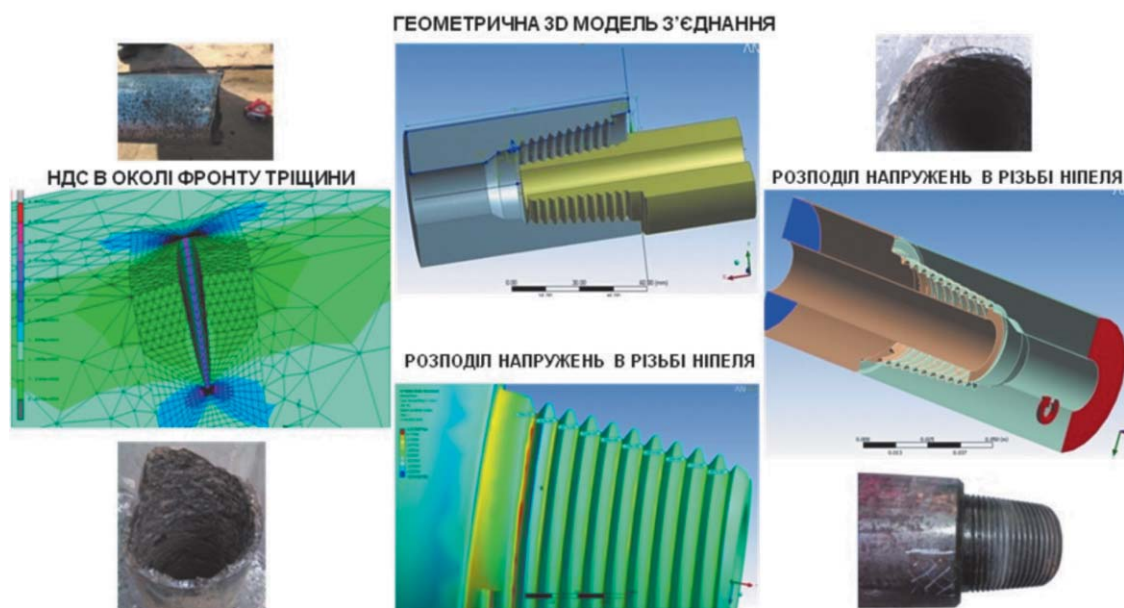


Рис. 5 – Імітаційна модель напружено-деформованого стану замкового різьбового з'єднання бурильної колони з використанням програмного забезпечення ANSYS

Для забезпечення енергоефективних режимів експлуатації бурильної колони пропонується відповідна методика і засоби зниження енерговитрат на коливання і вібрацію бурильної колони у свердловині в процесі її роботи.

Для зменшення тертя між бурильною колоною і стінками свердловин, зниження імовірності виникнення прихоплення бурильної колони і її абразивного зношування, запропоновано мастильні і протизношувальні домішки до бурових промивальних рідин на основі графіту, полімерів і поверхнево-активних речовин.

Для підвищення ефективності виконання аварійних і ремонтних робіт в свердловині по видаленню з неї металевих предметів, науковцями кафедри (доценти Оринчак М. І., Бейзик О. С.) представлено результати досліджень ловильного інструменту на основі постійних магнітів по 4-х системах з кільцевими радіально-намагніченими магнітами і відповідним розташуванням в них магнітів. Було запропоновано результати досліджень їх комп'ютерних моделей у вигляді розподілу магнітної індукції для систем без феромагнітної плити і з нею. Відображено їх ефективність в якісному і кількісному значеннях.

Іншим важливим напрямком досліджень кафедри (Мислюк М. А.) є оцінка якості бурових розчинів і енергоефективності промивання свердловини. Для цього розроблено програмний комплекс Реометрія, що включає:

- *вибір адекватної реологічної моделі в класі реологічно-стаціонарних (в тому числі бів'язких) моделей;*
- *оцінку параметрів реологічної моделі;*
- *пакетну обробку даних ротаційної віскозиметрії.*

Розроблено методику проектування і вибору продуктивності бурового насоса для забезпечення енергоефективного процесу промивання свердловини. Постійно, на базі сучасної лабораторії, проводиться пошук нових рішень в напрямку розроблення ефективних рецептур промивальних рідин.

На завершення, хочу зазначити, що кафедра буріння свердловин завжди готова до співпраці з фахівцями галузі в сфері ефективної, екологічно безпечної реалізації процесу спорудження похило-скерованих і надглибоких нафтогазових свердловин для освоєння важкодоступних нафтогазових покладів.

ЗАСТОСУВАННЯ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ TEXCOR HW ПРИ ЦЕМЕНТУВАННІ СВЕРДЛОВИН З АВПТ

Забіяка В. І.

Плахетко І. І.

Резніченко Д. Я.

ТОВ «Техкор»

При підготовці до початку робіт у відповідності до особливостей проводки свердловин, конструктивних і технічних характеристик, необхідно проводити лабораторні аналізи та здійснювати підбір рецептури, регулюючи параметри тампонажного розчину та цементного каменю, шляхом введення хімреагентів у воду затворення. Невиконання процедур впливають на втрату герметичності зацементованого за колонного простору, а наявність води в продукції, міграція флюїдів з пластів призводить до газо- або водо-проявлень, недоотримання продукції, зниження дебітів та додаткових зусиль по ремонту свердловин для відновлення чи досягнення заявлених обсягів видобутку.

Вибір цементу, як основи в'язучого для приготування тампонажного тіста – це функція багаточисельних факторів.

Для отримання готового тампонажного цементу при його виготовленні вводяться наповнювачі (полегшуючі, обважнюючі, розширні добавки тощо) в різній кількості, різні по якісному складу, не кажучи, що одні і ті ж наповнювачі за назвою і від різних виробників мають власну насипну поверхню та питому вагу.

Наша компанія дотримується комплексного підходу по визначенню показників фізико-механічних параметрів, а це:

- час загуснення тампонажного розчину;
- терміни тужавіння цементного розчину;
- пружні властивості при наборі міцності цементного каменю;
- седиментаційні характеристики;
- порядок і методи застосування двопорційних систем;
- використання гамми буферних рідин;
- величин реологічних показників буферних, бурових, та тампонажних систем;
- режими їх закачування;
- вплив гірничо-геологічних умов та градієнтів тисків і температур;
- недопущення утворення важкопрокачуваних гелів в зонах змішування.

Тестування технологічних рідин для цементування свердловин з малими кільцевими зазорами, хвостовиків, обсадних колон з великими діаметрами і обсадних колон в умовах АВПТ (аномально-високих пластових тисків) – це задачі не тотожні. Редагування правил застосовуваних технологій кріплення для різних родовищ, а інколи навіть для різних блоків на одному родовищі, пов'язане з моделюванням процесів та переглядом моделей, і не може виконуватись по єдиному стандарту або алгоритму. Різні процеси потребують різних підходів.

Вперше з АВПТ на ДДз зіткнулись в 1950 р. при бурінні першої пошукової свердловини на Шебелинському родовищі, при розробці підсолевих нижньо-пермських газоносних горизонтів. На глибині 1464 м коефіцієнт аномальності склав $K_a = 1,60$, що призвело до аварійного фонтанування. В подальшому розвідка показала, що АВПТ формуються в нижньопермсько – верхньокам'яновугільному підсолевому комплексі (Єфремовське, Хрещищенське та інших родовищах). Також, в підсолевому комплексі були виявлені локальні скупчення газу і ропи з АВПТ всередині нижнепермської соленосної товщі (карбонатні горизонти S_2 і S_3 на Кегичівському, Мелихівському родовищах).

В 1964 р. в горизонтах карбону АВПТ вперше виявлені на глибині 4408 м на свердловині № 200 Шебелинського родовища (в середньому карбоні відмічені газопрояви при густині бурового розчину 1390 кг/м^3).

АВПТ – це як правило, ізольовані окремі самостійні гідродинамічні системи зі своїми термобаричними і хімічними складами та гірничо-геологічними умовами залягання, яким властиві індивідуальні методи розробки. Ризики, які виявляються в процесі буріння, необхідно враховувати при плануванні робіт з цементування, для цього необхідно використовувати матеріали профілів температур і тисків опорних свердловин.

Основними критеріями вибору тампонажних матеріалів є показники температури на вибої та по всій довжині стовбуру свердловини, а також статична і циркуляційна температура бурового розчину.

Для отримання результату роботи при кріпленні обсадних колон необхідний контроль тисків при закачуванні цементів, витісненні цементного розчину в заколонний простір при початковому та кінцевому тиску потребує сучасного тампонажного флоту та кваліфікацією персоналу.

Основними заходами по недопущенню газопроявів пов'язаних з міграцією газу в зацементований заколонний простір та визначальними критеріями при розробці та підборі тампонажних матеріалів, буферних і промивальних рідин є:

- дослідження цементних розчинів на сумісність з буферними системами. Останні повинні забезпечити відмивання, витіснення та заміщення, мати відповідну густину, бути сумісними з буровим розчином, володіти термостійкими та седиментаційно-стабільними властивостями;
- розрахунок створення протитиску для під час тужавіння цементного розчину;
- застосування пакерів;
- забезпечення справності устьового та підземного обладнання;
- збереження запланованого терміну ОЗЦ;
- забезпечення показників і вимог (густина, нульове водовідділення, розрахунок температур $T_{ст}$, $T_{дин}$) для запланованого інтервалу кріплення;
- розрахунок диференційного часу схоплення двопорційних систем;
- мінімальний час агрегованого стану для нижньої порції цементного розчину тощо.

Велику увагу слід приділяти параметру водовіддачі цементного розчину та величинам заміряних до проведення робіт. Показник водовіддачі слід визначати при перепаді тиску в 1000 psi. На практиці регулювання показника водовіддачі здійснюють шляхом введення хімреагентів здатних зв'язувати вільну воду, що не задіяна на етапі гідратації. Проте, понижувачі водовіддачі загущують тампонажні системи, що в свою чергу веде до підвищення в'язкості дисперсної системи та показників реології.

Існує багато різноманітних технологій, які дозволяють підвищувати якість кріплення обсадних колон. Багато компаній пропонують свої розробки, матеріали, хімреагенти, оснастки, проте як показує досвід, застосування нових технологічних рішень не задовольняє замовника.

Але сервісні компанії, що займаються цементуванням в активному пошуку, балансуючи між реаліями, наукою, досвідом, поєднуючи воедино комплекс технічних, організаційних і технологічних розробок з використанням програмних продуктів для моделювання процесів.

Для робіт з кріплення свердловин в розпорядженні ТОВ «Техкор» необхідна технічна документація, дозвільні сертифікати на виконання робіт з підвищеною небезпекою, тампонажні матеріали і спеццементи, випробувальна лабораторія. Кадровий персонал здатний впроваджувати нові технологічні рішення для вирішення складних завдань. Рівень кваліфікації персоналу постійно підвищується.

Спеціалісти нашої компанії мають великий досвід цементування свердловин в складних гірничо-геологічних умовах:

- Свердловина №17 Семеренківського ГКР – пробурена на буровому розчині густиною 2260 кг/м³, глибина свердловини 6750 м, статична температура 171 °С, пластовий тиск 101 МПа;
- Свердловина №52 Мачухського ГКР – пробурена до глибини 5450 м, густина бурового розчину 1980 кг/м³, статична температура 157 °С, пластовий тиск 99,7 МПа.

Ми з впевненістю можемо говорити про рівень можливостей і реалізацію технічних і технологічних рішень. Наш досвід виконання складних робіт був використаний при кріпленні І секції обсадної колони на свердловині №4 Герсеванівського родовища в умовах АВПТ. Складність цементування полягала в тому, що на вказаному родовищі по стовбуру свердловини відмічена зона аномально високих температур. На глибині 5100 м геостатична температура досягала 180 °С. Для цементування був використаний тампонажний матеріал ТМ-150, а також розроблені та успішно впроваджені буферні рідини густиною 1600 кг/см³.

Нещодавно команда наших фахівців приймала участь в кріпленні свердловин №5, 7 Водянівська. Особливістю кріплення даних свердловин було те, що зона з аномально-високими пластовими тисками розпочиналася вже з глибини 4300 м, при бурінні під «хвостовик» Ø194 мм, густина промивальної рідини складала 1900 кг/м³. При цементуванні інтервалу 4300 – 5000 м були використані тампонажні матеріали торгової марки «ТЕХКОР». Дані свердловини з АВПТ успішно пробурені та здані в експлуатацію. Приклад геолого-технічних умов та використання тампонажних матеріалів для свердловин з АВПТ наведено в таблиці 1 та на рисунку 1.

Табл. 1 – Приклад геолого-технічних умов свердловини з АВПТ

Інтервал по вертикалі, м	Вік порід	Пластовий тиск Рпл, МПа	Гradient Рпл, МПа/м	Тиск гідророзриву, Рг, МПа	Gradient Ргидр, МПа/м	Пластова Т, °С
0 – 340	KZ	3,4	0,01	5,54	0,0163	27
2500 – 3150	C ₃	33,07	0,0105	52,60	0,0167	73
3150 – 3625	C _{2m}	38,78	0,0107	61,62	0,0170	82
3625 – 4265	C _{2b}	46,06	0,0108	73,78	0,0173	98
4265 – 4600	C _{1s2}	54,74	0,0119	82,34	0,0179	107
4600 – 5015	C _{1s1}	70,21	0,0140	95,28	0,0190	119
5015 – 5120	C _{1v2}	82,43	0,0161	102,4	0,0200	121
5120 – 5380	C _{1v2}	108,14	0,0201	117,28	0,0218	129
5380 – 5570	C _{1t}	111,95	0,0201	122,54	0,0220	135
5570 – 6000	D _{3fm}	120,60	0,0201	132,00	0,0220	147

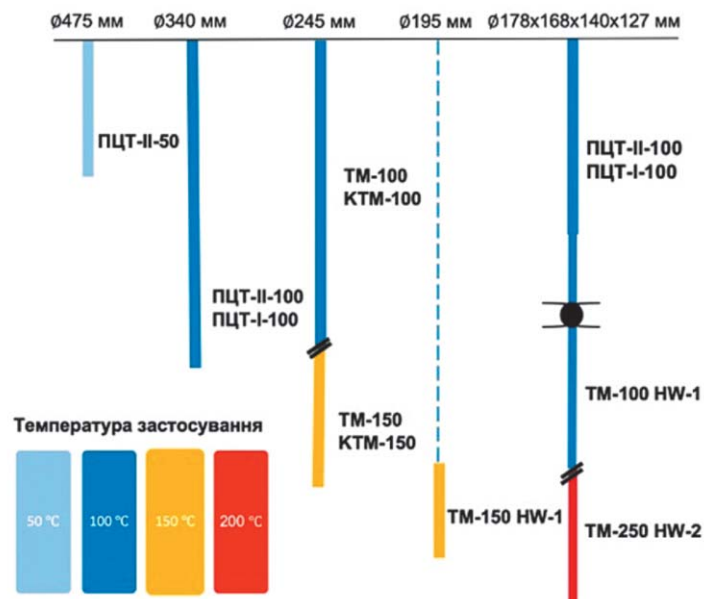


Рис. 1 – Приклад використання тампонажних матеріалів для свердловин з АВПТ

Як зазначалось раніше, свердловини Мачухського, Водянівського та надглибока свердловина № 17 Семеренківського родовищ характеризуються наявністю двох зон: зон нормального розподілу пластового тиску, що як правило до глибини 4000 – 4600 м перекриваються обсадною колоною Ø 245 і зон аномально-високого пластового тиску (АВПТ) до яких приурочені газові поклади турнейського і фаменського ярусів. Коефіцієнт аномальності пластових тисків досягає 1,80 і більше. Типова схема проводки свердловин наведена на рисунку 2.

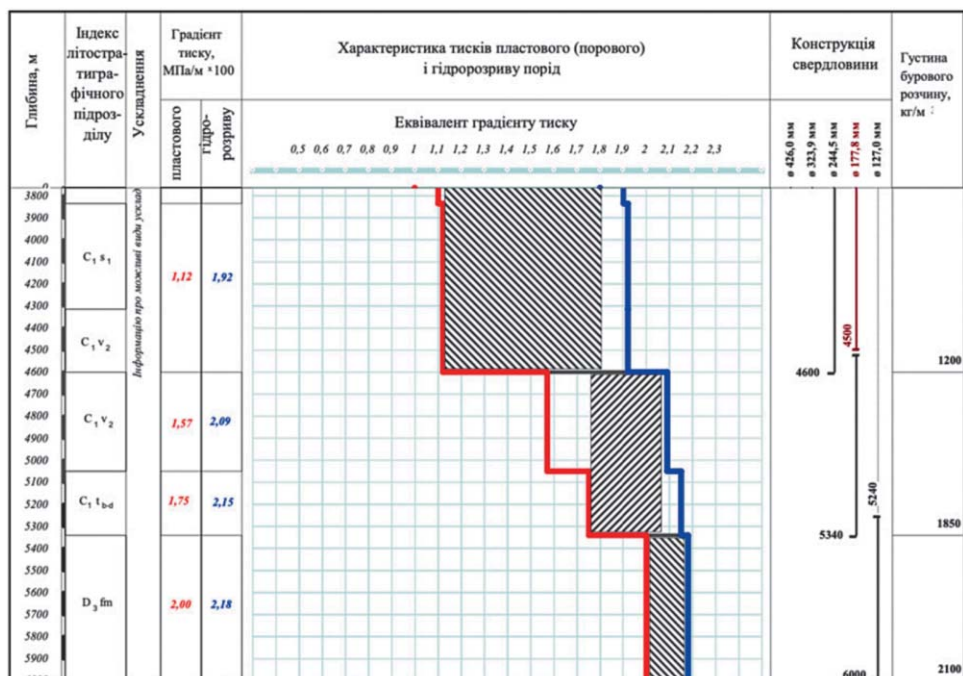


Рис. 2 – Типова схема проводки свердловин

Отримати міцний цементний камінь в за колонному просторі та водночас забезпечити розмежування різнонапірних горизонтів, недопустити за колонних і міжпластових перетоків і при цьому отримати продукцію з візейських покладів, що приурочені до нижньокам'яновугільних та верхньодевонських відкладів – це вже звичайне завдання для свердловин, які експлуатуються на протязі певного періоду і, як правило, перекриваються обсадними колонами Ø 178мм. Оскільки при бурінні свердловин з АВПТ необхідно зберегти колекторські властивості візейських відкладів та

в подальшому отримати продукцію з турнейського ярусу нижнього карбону і фаменського ярусу верхнього девону, вже на етапі проектування, передбачено використання нецементованих фільтрів-хвостовиків Ø 127 мм, закріплених пакерами.

Ми пропонуємо для цементування свердловин при розкритті зон аномально високих тисків і температур використати досвід і тампонажні системи нашої компанії. Для умов АВПТ нами розроблені тампонажні матеріали торгівельної марки «Техкор»: ТМ-100 НВ-1, ТМ 150 НВ-1 з густиною цементного розчину 2,10 – 2,20 г/см³ та ТМ-100 НВ-2, ТМ-150 НВ-2 з густиною цементного розчину 2,20 – 2,35 г/см³. Також спеціальні буферні системи НВS-1 та НВS-2 з густиною від 2,0 до 2,25 г/см³. Також Для кожного процесу цементування ми проводимо гідравлічне моделювання операцій, що дозволяє оцінювати і контролювати конкретні змінні характеристики буферних, бурових і цементних розчинів, враховувати термобаричні показники, профіль і геометрію стовбура та надавати звіт в редакторі Microsoft.

Отже, при цементуванні свердловин в умовах аномально високих пластових тисків і температур є наступні проблемні моменти:

1. Високі тиски та температури, які в свою чергу:
 - впливають на фізико-хімічні і механічні властивості тампонажного матеріалу;
 - можуть ускладнити роботи при цементуванні (наприклад ГРП);
 - можуть визвати складнощі після цементування (тужавінні розчину);
 - ризики на більш пізніших термінах експлуатації через зміну температур і тисків.
2. Малий кільцевий зазор в заклонному просторі на великій глибині;
4. Втрата циркуляції при цементуванні обсадної колони;
5. Висока ЕЦГ при закачуванні цементу;
6. Тривалий час закачування і продавлювання цементного розчину, а відповідно моделювання процесів схоплення є необхідною умовою, яке повинно включати розрахунок часу:
 - на замішування;
 - на закачування;
 - на технологічні зупинки;
 - на пуск пробки;
 - на продавлювання цементного розчину в заклонний простір;
 - на технологічні зупинки для відкриття циркуляційних отворів та від'єднання допускного інструменту;
 - на змив з «голови» залишків цементного розчину.
7. Погіршення якості і стабільності цементу при високих температурах і тисках;
8. Складності, пов'язані з ростом тиску в заклонному просторі;
9. Справна робота устьового (превенторів) та підземного обладнання (пакери, стиковки, муфти тощо);
10. Витримка в часі під час ОЗЦ.

Для вирішення даних проблем необхідно в процесі цементування забезпечити повне витіснення бурового розчину та його заміщення на тампонажний. Під час спуску обсадної колони виконувати проміжні промивки, при цементуванні забезпечити центрацію та рух колони, композиційні буферні рідини, оптимальні швидкості при закачуванні і продавлюванні цементів в свердловину.

О НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМАХ ПРИ БУРЕНИИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДДВ

Вартикян В. Р.

ООО «Шамир Кемикал»

Рост объемов бурения и изменение конструкции скважин выявили ряд проблем при бурении скважин в мезозойских отложениях на Днепровско-Донецкой впадине.

Сравнения показывают: по старой конструкции при бурении под первую промежуточную колонну в интервале 250 – 2850 м, количество шлама и потребность воды значительно меньше, чем по новой конструкции (табл. 1).

**Табл. 1 – Сравнения старой и новой конструкции при бурении
под первую промежуточную колонну**

Конструкция	Объем выбуренной породы, м³	Масса выбуренной породы, тонн	Потребность в воде, м³
Старая	364	800	2000
Новая	464	1020	2600

В связи с вышеизложенным, более жёсткие требования предъявляются к оборудованию системы очистки бурового раствора и к ингибирующим свойствам последнего. Мезозойские отложения представлены триасовыми (650 м), юрскими (650 м) и меловыми (650 м) осадочными породами.

Меловые отложения, в основном, представлены 90 – 98 % CaCO_3 . Карбонат кальция характеризуется низкой растворимостью (0,0015 г/100 мл при 25 °С) и быстрым осаждением в центробежном поле центрифуги, поэтому рекомендуемый режим работы центрифуги – минимальная глубина питающей трубы и максимальный объем жидкой фазы в центробежном поле, во избежание зашламования (рис. 1).

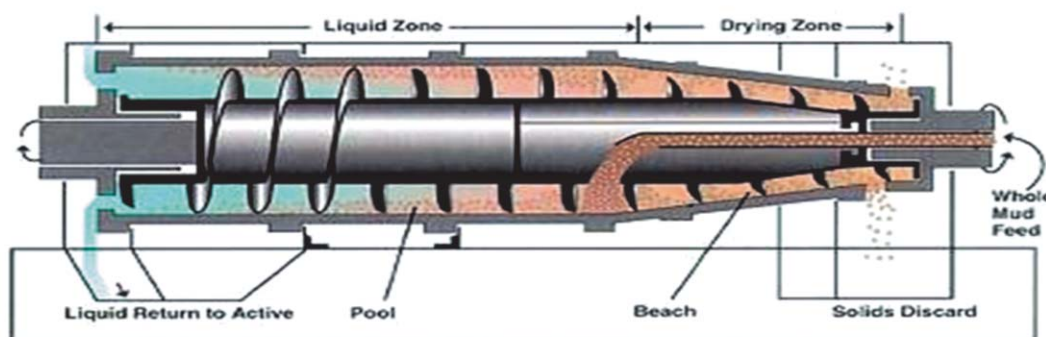


Рис. 1 – Схема работы центрифуги

Следует отметить, что на первоначальном этапе бурения объём бурового раствора в скважине относительно невелик, и раствор подвергается интенсивному загрязнению твёрдой выбуренной породой.

Анализ каверномера обычно показывает отсутствие сужений и наличия каверн в этих отложениях (рис. 2).

Юрские отложения представлены, в основном, глинами с поропластами слаболигифицированных песчаников. При бурении этих отложений, на некоторых месторождениях наблюдалось загрязнение раствора бикарбонатами, скорее всего, при бурении водоносных песчаников.

Для нейтрализации бикарбонатной агрессии необходимо предпринимать своевременные действия, в противном случае возможно сужение ствола за счёт образования толстой флокулированной корки напротив проницаемых песчаников и, как следствие, проблемы при СПО (сальникообразование на верхнем калибраторе, затяжки и т. д). Наличие слаболигифицированных песчаников часто приводит к интенсивному кавернообразованию из-за гидроэрозии пород, особенно напротив калибраторов.

Отложения верхнего триаса характерны наличием в разрезе монтмориллонитовых глин, при бурении которых характерен рост вязкости раствора, рост МБТ и, соответственно, трудности с регулированием структурно реологических и фильтрационных свойств промывочной жидкости. Рост МБТ характеризует повышение внутренней энергии системы (за счёт увеличения поверхности раздела фаз) и, как следствие, уменьшение стабильности системы. Поэтому необходимо применять ингибированные системы бурового раствора для предотвращения диспергирования глинистых пород и улучшения эффективности работы системы очистки.

Выводы

Необходимо применять высокоэффективные системы очистки буровых растворов в связи с большим объёмом выбуренной породы.

Необходимо применять ингибированные системы бурового раствора с целью уменьшения объёмов жидких отходов.

В процессе бурения интервала желательно проводить ГИС (малый комплекс) для контроля состояния ствола скважины.

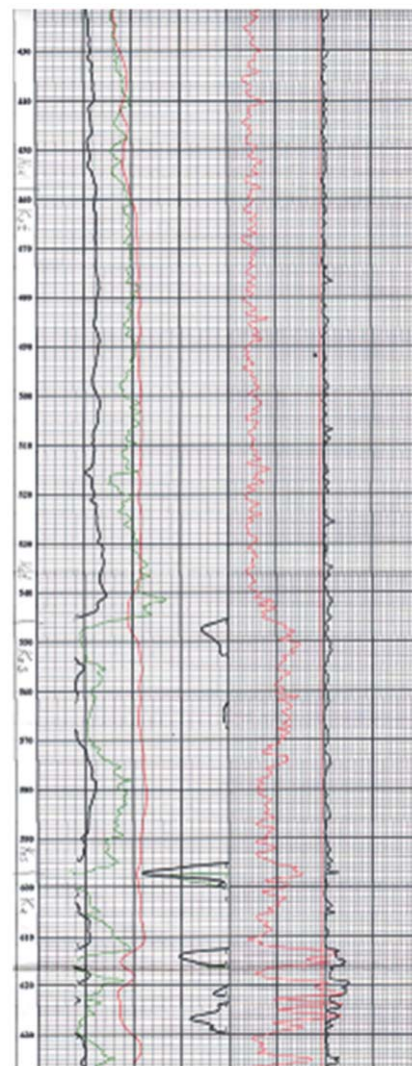


Рис. 2 – Кавернограмма меловых отложений

ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ВИБІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ NOV В УКРАЇНІ

Лівінський А. М.

Вовк М. С.

ТОВ «Ендейвер»

У зв'язку зі зростанням обсягів буріння свердловин на території України, застосування новітнього вибійного обладнання провідних світових компаній є досить важливим. Адже завдяки співпраці ми можемо збільшити темпи спорудження свердловин і мінімізувати виникнення різних типів ускладнень та аварій.

В Україні широко застосовується телеметричне обладнання направлено буріння, проте слід також вказати на необхідність використання телеметричного обладнання для контролю вертикальності стовбура свердловини. Контроль вертикальності є важливим інструментом, який дозволяє, у разі відхилення від проектних даних, вчасно прийняти рішення щодо оперативного корегування стовбура свердловини.

Вкрай важливе значення для попередження виникнення ускладнень або аварій під час буріння мають діагностика та оцінювання вібрацій бурильної колони.

Телеметричне обладнання ММТ (Magnetic MultiShot Tool) призначене для оперативного контролю за траєкторією стовбура свердловини. ММТ надає повний комплекс параметрів траєкторії свердловини з використанням як багаторазових, так і одноразових вимірювань (таб. 1).

Табл. 1 — Технічні характеристики ММТ

Діапазон заміру зенітного кута	0 – 90
Точність заміру зенітного кута	± 0,1
Діапазон заміру азимутального кута	0 – 359
Точність заміру азимутального кута	± 1,0
Гранична температура використання	до 120 °C або 150 °C

Перевагою даного інструменту є його простота у використанні. ММТ можна транспортувати у свердловину двома способами: на каротажному кабелі або вкиданням у трубний простір, завдяки спеціально розробленому гідромеханічному пристрою гальмування «Go Devil».

Також із даним обладнанням, за індивідуальною потребою клієнта, у додатковій комплектації може поставлятися захисний екран, який дозволяє застосовувати прилад в гарячому середовищі при температурі близькій до 350 °C. Висока надійність інструменту забезпечується завдяки використанню новітніх промислових акселерометрів. Існують моделі із невеликими розмірами, для свердловин із малим діаметром (1 3/8" або 1 3/4"). Програмне забезпечення, для зчитування даних із пристрою, є простим і зручним.

На даний час в Україну уже поставлено 9 комплектів даного обладнання. Навчання теорії користування обладнанням ММТ, надання сервісу, а також практичне застосування на свердловині проводиться спеціалістами компанії «Ендейвер». Дане обладнання знаходиться на балансі нашої компанії.

Телеметричне обладнання Prodrift / Proshot надає заміри траєкторії стовбуру свердловини для контролю вертикальності під час буріння. Відмінність між приладами Prodrift і ProShot полягає у тому, що Prodrift призначений тільки для заміру зенітного кута, а ProShot призначений для заміру як зенітного, так і азимутального кутів (таб. 2).

Табл. 2 — Технічні характеристики Prodrift / Proshot

Максимальна температура	до 150 °С
Передача даних	гідравлічний канал зв'язку
Діапазон зенітного кута	ProDrift (0 – 23°), ProShot (0 – 49,9°)
Діапазон азимуту	ProShot (0 – 359°)
Джерело живлення	Літієві батареї ~ 650 год
Приблизний час заміру	~ 3 – 4 хв
Довжина приладу	2,31 м
Макс. вміст LCM (кольматантів)	50 ppb
Макс. вміст піску	< 7 %

На рис. 1 показано загальний вигляд приладу ProDrift / ProShot, трансдюсера та системи ProView. Трансдюсер являє собою датчик тиску, який через гідравлічний канал зв'язку сприймає сигнали у вигляді імпульсів від приладу ProDrift / ProShot. По кабелю, закодовані сигнали у вигляді бінарного коду передаються до системи ProView. Там сигнал декодується і отримані значення відображаються вже у зрозумілому для нас вигляді.



*Рис.1 – Загальний вигляд:
а) ProDrift / ProShot; б) трансдюсер; в) система ProView*

У даному обладнанні використовуються сучасні датчики та передавачі сигналу, які забезпечують його надійну роботу. Модернізований записуючий пристрій на поверхні (поверхнева система ProView) зі зрозумілим інтерфейсом та широким діапазоном збирання даних є простим у використанні. Застосування приладу не потребує спеціального навчання і може здійснюватися буровою бригадою.

Пристрій транспортується в окремій ОБТ і не потребує збирання на буровій. Розмір магнітної (ProDrift) / немагнітної (ProShot) ОБТ є порівняно невеликий та становить 4,58 м.

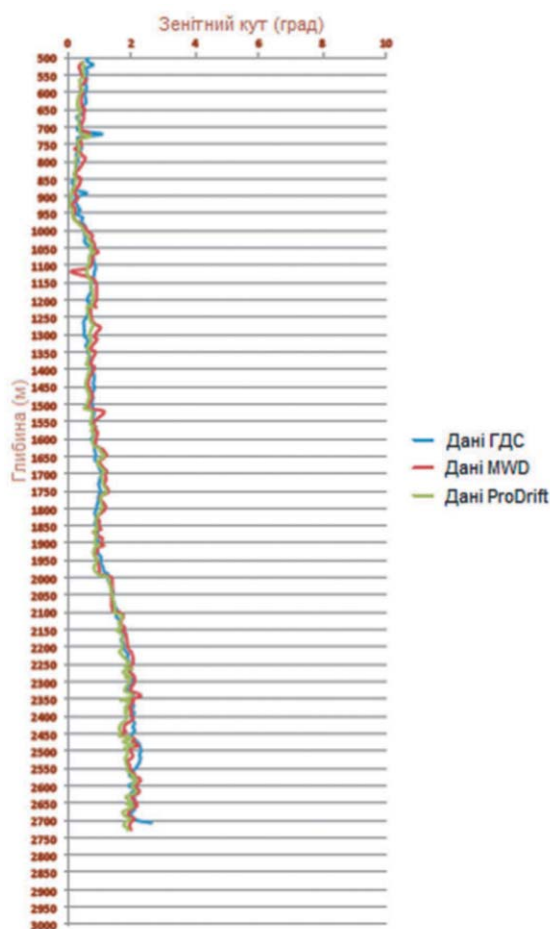


Рис. 2 – Порівняльний графік замірів траєкторії свердловини, отриманих з різного обладнання

Порівнявши дані замірів ProDrift, методів ГДС та систем MWD можемо побачити, що вони майже співпадають (рис. 2). Це свідчить про ефективність використання даного типу обладнання.

Обладнання BlackBox призначене для реєстрації та запису даних про бічні, осьові та крутильні вібрації, що відбуваються у бурильній колоні під час буріння з частотою до 1000 Гц. Також дане обладнання може фіксувати точні значення обертів бурильної колони та вибіну температуру у свердловині.

Після підйому бурильної колони комплексні дані про вібрації та інші вибірні параметри зчитуються за допомогою спеціального програмного забезпечення та відправляються до компанії NOV. Там спеціалістами проводиться аналіз отриманих даних, після чого надаються висновки та рекомендації для буріння наступних свердловин на даному родовищі. Це дає змогу підвищити якість та ефективність буріння, оптимізуючи такі аспекти, як керування вібрацією, крутильні коливання та вибір параметрів режиму буріння. Правильно підібране КНБК зменшує ризики виникнення аварій, пов'язаних із бурильним інструментом, дозволяє підвищити швидкість буріння і зменшити кількість рейсів, необхідних для буріння інтервалу. Так заощаджується час та витрати на спорудження свердловин.

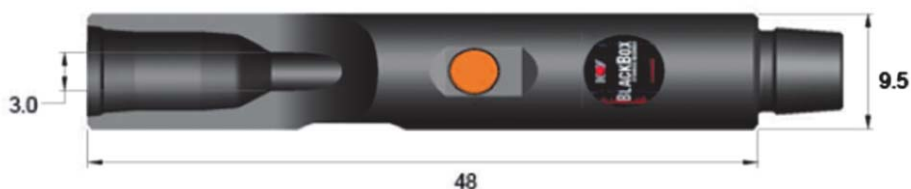


Рис. 3 – Загальний вигляд обладнання BlackBox

КАПІЛЯРНІ ЕФЕКТИ В КАРБОНАТІ КАЛЬЦІЮ

Жуган О. А.
Кустурова О. В.
УкрНДІгаз

Технологічна рідина – це складна система, у 90 % на водній основі, в якій має бути збалансовано комплекс хімічних реагентів, що утворюють стабільну полідисперсну структуру (емульсії, суспензії), задовільні реологічні показники, невисокий показник фільтрації тощо [1, 2]. Таку полідисперсну систему можна утворювати за рахунок введення великої кількості гідрофільних та гідрофобних хімічних реагентів (як водорозчинних так і не водорозчинних). Змащувальні та/або антиприхватні домішки органічні та/або неорганічні у вигляді графіту, нафти, кофосу тощо, потрібні для покращення проведення спуско-підіймальних операцій, зменшення липкості кірки та отримання додаткового ефекту гідрофобізації стінок свердловини тощо. Технічним результатом є використання збалансованого рецептурного складу технологічних рідин на основі біополімера з покращеними структурно-реологічними, інгібуючими та фільтраційними властивостями бурового розчину та рідин для капітального ремонту свердловин.

Кислотно-розчинні карбонатні наповнювачі крейду і мрамур використовують для обважнення технологічних рідин, їх концентрації у бурових розчинах, рідинах для розкриття продуктивних горизонтів та рідинах для капітального ремонту свердловин досягають значних об'ємів. Отже, не зважаючи на умовну інертність даних речовин у середовищах технологічних рідин, вони можуть впливати на фізико-хімічні властивості рідин та процеси, що відбуваються у системі свердловина – технологічна рідина в цілому. Успішність складання якісної рецептури технологічної рідини залежить від вдалого підбору основи композиції, яку в даному випадку утворюють карбонати кальцію за рахунок великої концентрації.

Таким чином, карбонатні наповнювачі заслуговують окремої уваги і ретельного дослідження.

Багаторічна практика застосування домішок карбонатних наповнювачів у вигляді крейди або мармуру, які додають до складу бурового розчину для кольматації зон можливих поглинань і обважнення розчину показала їх значну ефективність для утворення кислоторозчинної тонкої непроникної кірки у привибійній зоні продуктивного пласта та зменшення негативного впливу фільтрату на пласт.

Загальновідомо [1, 2, 3], що крейда і мрамур за хімічним складом є одна речовина, а саме – хімічна речовина CaCO_3 . CaCO_3 – нерозчинна в воді сіль, але взаємодіє з кислотами з утворенням вуглекислоти CO_2 та кальцієвих солей, що широко застосовується при інтенсифікації свердловин і є однією з переваг такого наповнювача. Також кислоторозчинність крейди і мармуру застосовується при аналітичних дослідженнях технологічних рідин для визначення концентрації карбонату кальцію.

Наприклад, на такому принципі працює відомий польовий API прилад для визначення вмісту карбонату кальцію – «кальциметр». Якщо, в лабораторних умовах приготувати однакові концентрації 70 кг/м^3 крейди і мармуру, то дослідним шляхом визначено, що польовий прилад дає наступний результат: крейда – 72 кг/м^3 , що відповідає тиску $5,9 \text{ psi}$, мрамур – 67 кг/м^3 , що відповідає тиску $5,5 \text{ psi}$, що власне і відповідає виміру в межах похибки для такого класу приладів.

Данна речовина у вигляді мармуру використовується при поглинаннях продуктивних горизонтів, у зв'язку з тим, що має більшу міцність за шкалою Мооса 2,5 – 3 у порівнянні з крейдою і максимальний фракційний склад до 0,5 мм. Найбільший вміст карбонату кальцію в бурових розчинах відбувається за рахунок крейди і може доходити до 20 % мас.

Публікація має за мету показати фізико-хімічні властивості водних суспензій карбонату кальцію на прикладі порівняльних досліджень мармуру та крейди. Поставлена задача вирішується за рахунок дослідження реологічної активності та фільтраційних характеристик біополімерного розчину, дослідження капілярних явищ у водних суспензіях карбонату кальцію, визначення вологості тощо. Для експерименту застосовували зразки реагентів відібрані на свердловині, товарний продукт.

Методики визначення впливу карбонату кальцію на реологічні та фільтраційні характеристики біополімерного розчину. Для досліджень приготували базовий біополімерний розчин з розрахунку 5 кг/м³ ксантанового біополімеру і додали 10 % мас. карбонату кальцію (1 проба – креда, 2 проба – мармур). Для встановлення реологічних характеристик суспензій використовували віскозиметр OFITE 800, а фільтраційні характеристики визначали за допомогою приладу ВМ-6 впродовж 5/7,5/30 хв, що базується на вимірюванні об'єму фільтрату, який утворився при фільтруванні розчину крізь фільтрувальний папір. Результати наведені в таблиці 1.

Табл. 1 – Фільтрація 0,5 % мас. ксантанового біополімеру

Час, хв	Крейда, мл	Мармур, мл	Холостий, мл
5	5,0	8,5	34,0
7,5	5,8	11,0	38,5
30	11,2	18,4	–

За результатами наведеними в таблиці 1 визначено, що при однакових умовах та концентраціях наповнювача, мінімальна фільтрація спостерігається в суспензії крейди біополімерного розчину, що можна пояснити утворенням щільної (твердої) кірки з розгалуженою системою капілярів.

Відомо, що в процесі буріння, буровий розчин фільтрується через гірську породу втрачаючи рідину і утворюючи кірку на основі нерозчинних у воді компонентів бурового розчину. Для того, щоб змодельовати та дослідити капілярні процеси, що відбуваються у суспензіях карбонату кальцію, проведено наступний експеримент. Пробірки наповнювали мармуром та крейдою. Далі їх занурювали у дистильовану воду на рівень 5 мм та залишали для спостереження на визначений термін (рис.1).

Ця методика дає можливість визначити висоту і швидкість підняття рідини та ущільнення наповнювача, що буде в подальшому використане для розрахунку тиску.

Було визначено швидкість підняття стовбура води по крейді та мармуру (рис. 2). Величина стовбура є головною за якою розраховується тиск. Тиск



Рис. 1 – Зображення капілярного ефекту

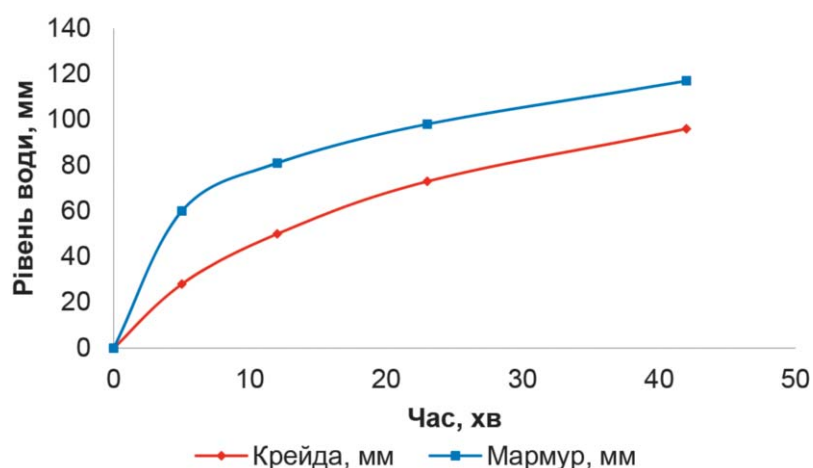


Рис. 2 – Залежність рівня води в порах від часу

стовбура в мармурі значно більший ніж в крейді. Цей показник збільшується за рахунок рідкого стану вологого мармуру, тому показник тиску розраховується при густині суспензії мармуру та води (значно більше 1000 кг/м³ (рис. 5)), а твердий стан вологої крейди зменшує тиск, оскільки розрахунок ведуть за густиною води в порах (1000 кг/м³).

За 5 хв дослідження рівень обводнення крейди склав 28 мм, а рівень обводнення мармуру 60 мм, що на 53,3 % вище (рис. 2). Через 42 хв рівень обводнення складав вже у крейди 96 мм та у мармурі 117 мм, що більше на 17,9 %. З рис. 1 видно що в процесі обводнення карбонату кальцію з'являється фаза повітря, яка у мармурі значно більша, ніж у крейди. Фактично в пробірці було засипано 21,58 г мармуру (густиною 2710 кг/м³), що дорівнює 7,96 мл та 23,40 г крейди (густиною 2430 кг/м³), що дорівнює 9,63 мл. Отже, по об'єму крейди засипано на 17,34 % більше.

Наприкінці експерименту вологість крейди складала 45,90 % мас., а мармуру 25,03 % мас. Таким чином зрозуміло, що об'єм порового простору крейди більший ніж у мармурі і складає 10,74 мл у крейди та 5,40 мл у мармурі. Загальний фактично розрахований об'єм вологої крейди перевищує на 34,4 % і складає 20,37 мл, а вологого мармуру 13,36 мл, але візуально ця різниця не більше 25 % (рис. 1). Таким чином, крейда має кращу «упаковку» і більшу видалену повітряну фазу з пор, що і підтверджує невідповідність об'ємних показників, яку можна пояснити тим, що повітря з крейди видалилося краще, ніж у мармурі. Тобто в суспензії мармуру існують «запираючі ефекти», за допомогою яких утворюються «мертві зони».

Якщо прийняти, що вода повністю видалила повітря з пор карбонату кальцію, то можна оцінити коефіцієнт проникності (k , дарсі) для закону Дарсі [4, 5]. Для крейди цей показник дорівнює $6,71 \cdot 10^{11}$ дарсі, а для мармуру $4,75 \cdot 10^{11}$ дарсі.

Закон Дарсі:

$$Q \cdot \mu \cdot \Delta l = F \cdot k \cdot \Delta P \quad (1)$$

де Q – об'ємна витрата, м³/с; F – площа, м²; μ – пластична в'язкість води (1 мПа·с); Δl – відстань, м.

З цього рівняння можна оцінити ΔP – різницю тиску при капілярному явищу (Па).

Табл. 2 – Капілярна різниця тисків

Час, с	Крейда ΔP , Па	Мармур ΔP , Па
300	$1,16 \cdot 10^{-8}$	$3,23 \cdot 10^{-8}$
720	$8,6 \cdot 10^{-9}$	$1,82 \cdot 10^{-9}$
1380	$6,55 \cdot 10^{-9}$	$1,15 \cdot 10^{-9}$
2520	$4,72 \cdot 10^{-9}$	$7,5 \cdot 10^{-9}$

Таким чином закон Дарсі відповідає нам, що для капілярних явищ перепад тисків майже відсутній і знижується з часом. А ще при видаленні з пор повітря, тиск на зворотному кінці пробірки збільшується пропорційно зменшенню об'єму повітря за законом Менделєєва-Клапейрона. Так зменшення об'єму повітря в пробірці з крейдою відбулося з 12,78 мл до 2,08 мл, а з мармуром з 12,6 мл до 7,2 мл. Таким чином збільшився тиск повітря в пробірці з крейдою в 6,1 разів, а з мармуром в 1,8 разів. Згідно закону Дарсі, в системах крейди та мармуру, воді потрібно здолати підвищений тиск повітря, тому і різниця тисків в капілярах карбонату кальцію зменшується.

Різниця тисків для крейди зменшується в 2,5 рази, а для мармуру 4,3 рази (табл. 2). Таке нелогічне зменшення можна пояснити гравіметричним складом. Так мармур має підвищену міцність по відношенню до крейди та більший розмір часточок. Таким чином, діаметр пор мармуру буде більшим і меншим контакт між водою та матеріалом, що буде підвищувати залежність від зовнішніх тисків (рис. 3).

Також розгалужена система капілярів в крейді дозволяє тримати вологий матеріал в твердому стані (волога 45,90 % мас.), завдяки великій вільній поверхні взаємодії між крейдою та водою. А мармур маючи вміст води 25,03 % мас. переходить в рідкий стан у вигляді суспензії (рис. 4).

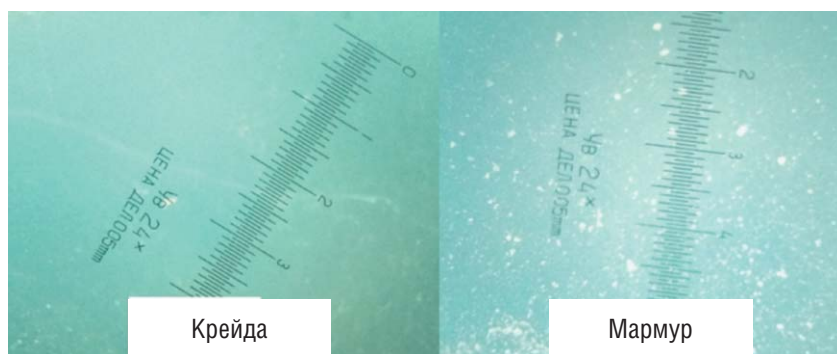


Рис. 3 – Зображення сипучого карбонату кальцію



Рис. 4 – Стан вологого карбонату кальцію

Якщо в ємність засипати карбонат кальцію і виміряти насипну густину, то результати дослідження змінюються так мрамур 977 кг/м^3 (при густині 2710 кг/м^3) $36,1 \%$ від реальної густини, крейди 716 кг/м^3 (при густині 2430 кг/м^3) $29,5 \%$ від реальної густини. Якщо ємність легенько постукувати о лабораторний стіл, відбувається усадка матеріалу, то після 1000 ударів насипна густина не змінюється і дорівнює 1405 кг/м^3 ($51,8 \%$ від реальної густини мрамору) та 1031 кг/м^3 ($42,4 \%$ від реальної густини крейди). Тобто повітря в капілярах крейди також більше ніж у мрамурі. Ступінь «упаковки» (маси) карбонату кальцію в залежності від ударів наведено на рисунку 5.

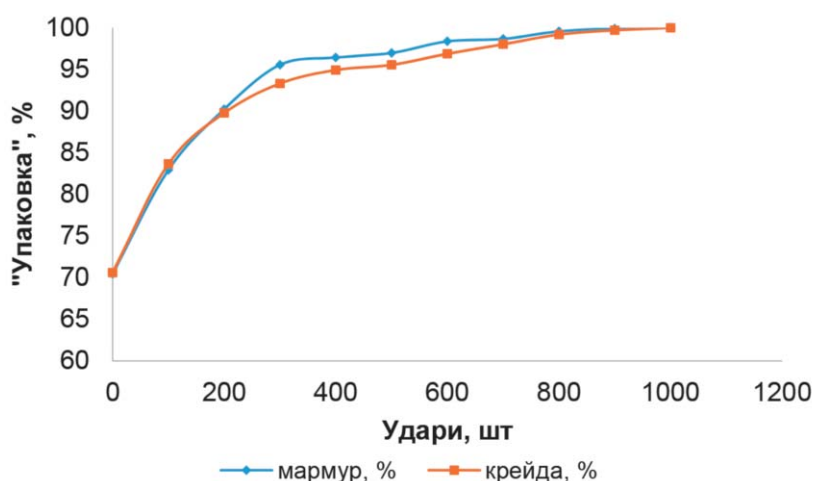
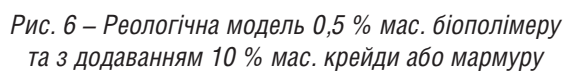


Рис. 5 – Залежність зміни маси від ударів (карбонату кальцію)

Крім того, проведені експерименти для визначення впливу карбонату кальцію на реологічні властивості біополімерного розчину. Результати наведені в табл. 1 та на рис. 3 дають можливість зробити висновок про найбільшу реологічну активність суспензії біополімерного розчину з крейдою, що пояснюється утворенням вільної поверхні за рахунок того, що часточки крейди мають менший розмір

Реологічні показники виражені пластичною в'язкістю (ПВ), динамічним напруженнями зсуву (ДНЗ) для біополімерних розчинів наведено на рисунку 6.


$$\text{ДНЗ, Па} - \tau_{0(\text{холост})} = 62,941; \tau_{0(\text{мрамур})} = 67,241; \tau_{0(\text{крейда})} = 74,809$$

5. Зазвичай для визначення фільтрації вимірювання проводять під тиском 1 атм, 7 атм або 35 атм таким чином моделюють «привибійні умови». Експериментами доведено, що розраховані різниці капілярних тисків у кірках карбонату кальцію мають незначні показники, що сприяє зменшенню фільтрації. Фільтрація на межі гірська порода – буровий розчин відбувається без надмірних тисків з боку бурового розчину.

6. Отже, експериментально підтверджено що при бурінні свердловин для утворення міцної непроникної кірки, зменшення показника фільтрації, підвищення структурно-реологічних показників полімерних бурових розчинів більш доцільно і економічно обґрунтовано використовувати крейду, а мармуровий наповнювач ефективний при поглинаннях.

Література

1. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.
2. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии / И. Л. Розенфельд. – М.: Химия, 1977. – 352 с.
3. Поп Г.С. Глушение скважин с предварительным блокированием продуктивных пластов дисперсными системами / Г. С. Поп, А. В. Бачериков. – М.: ВНИИЭгазпром, 1992. – 30 с.
4. Семенова И.В. Коррозия и защита от коррозии / И. В. Семенова, Г. М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М.: Физматлит, 2002. – 335 с.
5. Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Бухкало С.И., Перевертайленко А.Ю., Арсеньева О.П. Анализ теплообменных систем установок газификации нефтеперерабатывающих производств / Интегровані технології та енергозбереження. – Х.: НТУ «ХПІ», 2011. – № 3. – С. 54 – 62.

ВИСОКОМІНЕРАЛІЗОВАНІ БІОПОЛІМЕРНІ БУРОВІ РОЗЧИНИ, ЯК АЛЬТЕРНАТИВА ЗАСТОСУВАННЮ ОБВАЖНЕНИХ РВО

Лубан Ю. В.

Лубан С. В.

Жолоб Н. Р.

Онищенко В. П.

Король Н. О.

ТОВ «Геосинтез Інженіринг»

Перспективність розбурювання глибокозалягаючих нафтогазових відкладів набуває все більшої актуальності [1]. Успішність освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин великою мірою залежить від якості промивальних рідин. В даний час для розкриття продуктивних пластів широко використовуються безглинисті біополімерні промивальні рідини та розчини на вуглеводневій основі (РВО), які швидко набирають популярності. Однак, полісахаридна основа і порівняно не висока густина обмежує використання безглинистих промивальних рідин в умовах аномально високих пластових тисків і температур [2]. Відповідно альтернативи РВО, обважненим баритом, немає. Хіба що глинисті системи, стабілізовані акриловими або лігносульфонатними реагентами, які досі активно використовуються, але є застарілими, оскільки були розроблені ще в 60-х роках минулого століття.

Для таких умов було розроблено абсолютно новий безглинистий буровий розчин Біокар-ТФ, який завдяки впровадженню спеціальних заходів виводить полісахаридні системи на новий рівень застосування. Для обважнення Біокар-ТФ використовуються спеціально підібрані композиції високорозчинних солей, які забезпечують можливість збільшення густини до 1700 кг/м³. При цьому тверда фаза Біокар-ТФ представлена виключно частинками карбонатних блокаторів.

При збільшенні мінералізації в структурі полімерів виникають конформаційні зміни, які дозволяють збільшити термостійкість Біокар-ТФ до 170 °С. Це робить можливим його застосування при розбурюванні глибокозалягаючих продуктивних пластів з АВПТ. При цьому коефіцієнт відновлення проникності колекторів знаходиться на рівні, який є недосяжним для систем аналогічної густини на водній основі. Більше того, він є вищий, ніж для РВО, оскільки негативний вплив бариту, хоч і гідрофобного, не повністю нівелюється вуглеводневим характером фільтрату. Всі компоненти промивальної системи Біокар-ТФ кислоторозчинні та піддаються біологічній деструкції, як на поверхні, так і в привибійній зоні пласта. Фільтрат Біокар-ТФ не утворює жодних нерозчинних сполук при контакті із пластовими флюїдами.

Також однією із переваг бурового розчину Біокар-ТФ над РВО є сумісність з традиційною технологією цементування обсадних колон та екологічна безпечність, адже система відноситься до 4-го класу небезпеки та не потребує особливих вимог щодо утилізації.

За своїми технологічними властивостями Біокар-ТФ практично не поступається РВО. Для системи характерними є низькі значення показників фільтрації як при нормальних умовах, так і в умовах НРНТ (таб. 1).

Табл. 1 – Порівняння технологічних параметрів безглинистої системи Біокар-ТФ та IEP Witer-II

Назва показника	Одиниці вимірювання	Величина показника	
		Witer-II	Біокар-ТФ
Густина	г/см ³	0,98 – 2,3	1,35-1,7
Умовна в'язкість	с	40 – 180	40 – 150
Статичне напруження зсуву	Па	3 – 7/3 – 8	4 – 10/5 – 17
Показник фільтрації 20 °С	см ³ /30 хв	0,5 – 3,5	0,5 – 4,0
НРНТ фільтрація 160 °С	см ³ /30 хв	3 – 12	5 – 20
Пластична в'язкість	мПа · с	20 – 90	15 – 90
Динамічне напруження зсуву	Па	7 – 10	12 – 22
Електростабільність	В	≥ 300	–

Зазвичай показники НРНТ фільтрації визначаються через паперовий фільтр, але часто промивальні рідини, які характеризуються низьким рівнем фільтрації через паперовий фільтр, мають незадовільні показники при дослідженні на керамічних фільтрах, що моделюють фільтрацію вглиб пласта-колектора. Дослідивши НРНТ фільтрацію бурового розчину Біокар-ТФ через керамічні диски різної пористості встановлено, що у статичному режимі НРНТ фільтрація знаходиться на дуже низькому рівні. Для прикладу при температурі 160 °С, залежно від параметрів керамічного диска, її величина знаходиться в межах від 8 до 12 см³/30 хв (таб. 2). Не залежно від розмірів пор керамічного диска фільтрат представлений однорідною рідиною, в якій повністю відсутні частинки твердої фази. Це вказує на високу щільність і низьку проникність фільтраційної кірки. Такі результати досягаються завдяки органо-мінеральному коьматанту Alevgon, який ефективно сприяє блокуванню каналів фільтрації не залежно від розмірів пор середовища.

Табл. 2 – Статична та динамічна НРНТ фільтрація бурового розчину Біокар-ТФ через керамічні диски

Умови визначення НТНР фільтрації	Динамічний режим 350 об/хв, T=160 °С			Статичний режим T=160 °С		
	12	20	50	12	20	50
Параметри керамічного диска, мкм	12	20	50	12	20	50
Величина показника фільтрації, см ³ /30 хв	9	10,5	14	8	9,5	12

Дослідивши фільтрацію на керамічних дисках в динамічних умовах встановлено, що ерозійний вплив потоку промивальної рідини на величину фільтрації є незначним. Показник НРНТ динамічної фільтрації в усіх дослідях залишається на низькому рівні та майже дорівнює величині показника НРНТ фільтрації в статичному режимі, що свідчить про високу міцність фільтраційної кірки та стійкість до ерозійного руйнування.

За рахунок високої мінералізації та синергетичної дії комплексу солей буровий розчин Біокар-ТФ характеризується високими інгібуючими властивостями, які практично не поступаються РВО. Оцінка інгібуючих властивостей проводилась за показником стійкості, який визначався шляхом диспергування подрібнених частинок аргіліту певного гранулометричного складу у фільтратах бурового розчину [3]. В залежності від густини, оскільки обважнення здійснюється солями і їх концентрація змінюється, показник стійкості для Біокар-ТФ знаходиться в межах 85 – 98 % (рис. 2). Для порівняння у воді він становить 65 %, а у 7 %-му розчині хлориду калію – 76 %.

При розробці промивальних рідин для умов аномально високих пластових тисків та температур важливим є правильна оцінка термічної стійкості. Методів її оцінки існує багато, але загальноприйнятого немає. Перший і найбільш поширений – НТНР фільтрація. Проте за показником НТНР фільтрації не завжди точно вдається оцінити границю термічної стійкості, оскільки цикл нагрівання бурового роз-

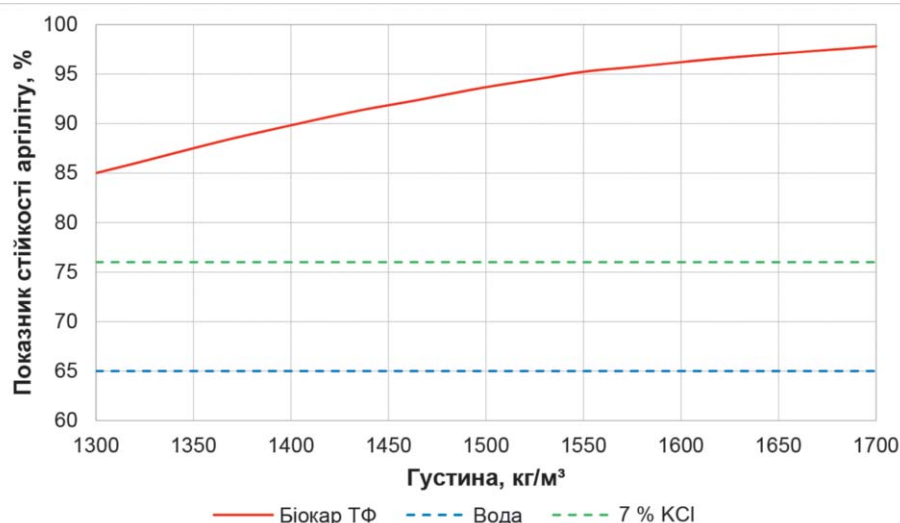


Рис. 2 – Залежність показника стійкості аргіліту від густини промивальної рідини

чину при вимірюванні показника носить короткотривалий характер і не завжди призводить до деструкції реагентів та погіршення властивостей досліджуваної промивальної рідини в процесі вимірювання фільтрації.

Другий метод, який з більшою точністю дозволяє оцінити термічну стійкість промивальних рідин – довготривале термостатування в динамічних або статичних умовах з подальшим вимірюванням параметрів. За стандартами API термостатування проводиться в динамічних умовах, за українськими – в статичних. На наш погляд, термостатування в статичних умовах дає більш інформативні результати, оскільки дозволяє оцінити такі речі, які не можливо побачити в динамічному режимі, а саме: відстій, розшарування, осідання обважнювача, температурне загустівання промивальної рідини тощо. Але часто навіть після термостатування технологічні параметри промивальних рідин, які вимірюються при кімнатній температурі, залишаються в допустимих межах. На рисунку 3 представлено зміну фільтрації ($\Delta p = 0,7$ МПа, $T = 22$ °С) для шести різних рецептур бурового розчину Біокар-ТФ до і після термостатування на 160 °С. Можемо побачити, що після термостатування величина фільтрації практично не змінилася. Тобто за даним критерієм всі представлені рецептури промивальної рідини придатні для застосування.

До термостатування НРНТ фільтрація ($\Delta p = 3,5$ МПа, $T = 160$ °С) досліджуваних рецептур бурового розчину Біокар-ТФ знаходилась в межах від 5 до 18 см³/30 хв, що відповідає загальноприйнятим нормам. Але після термостатування показник НРНТ фільтрації для трьох з шести досліджуваних розчинів виходить за рамки допустимих меж (рис. 4). Тобто тільки три рецептури з шести представлених володіють достатньою термостійкістю для використання при температурі 160 °С. Виходячи з цього, оцінку термічної стійкості промивальних рідин необхідно проводити комплексно – спочатку термостатування, а потім вимірювання фільтрації та реології в НРНТ умовах.

Додатковим потужним методом оцінки термічної стійкості безглинистих біополімерних систем є НРНТ реологія, оскільки в безглинистих розчинах найбільш чутливими до зміни зовнішніх факторів є реологічні вла-

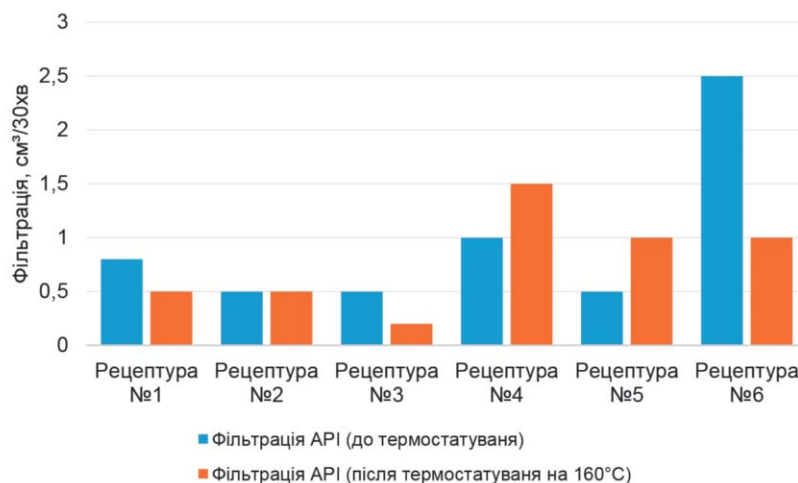


Рис. 3 – Показники фільтрації безглинистого бурового розчину Біокар-ТФ до і після термостатування на 160 °С

стивості. Оцінити термічну стійкість можна за графіком залежності напруження зсуву або в'язкості від температури, побудованому при будь-якій швидкості зсуву [4]. На графіку можна виділити характерну точку, в якій починається різке зниження реологічних характеристик – так звану точку плавлення «melting point» (T_m) (рис. 5). При досягненні даної температури просторова структура

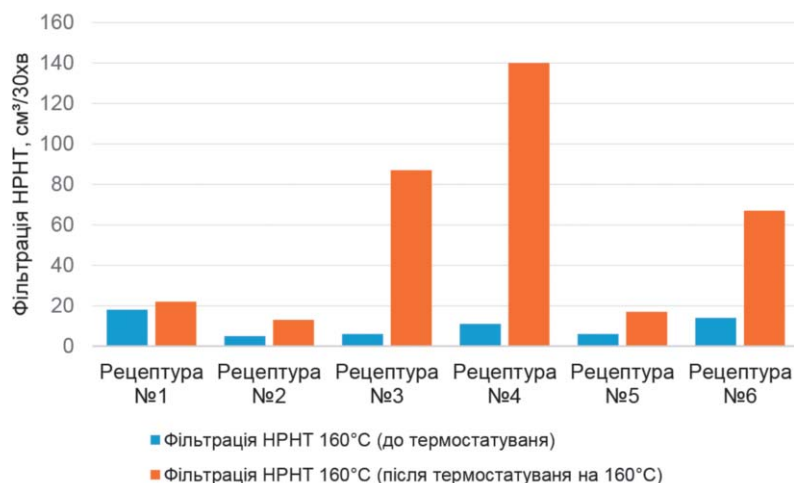


Рис. 4 – Показники НРНТ фільтрації безглинистого бурового розчину Біокар-ТФ до і після термостатування на 160 °С

гічними властивостями (фільтраційними, інгібуючими, реологічними) майже не поступається РВО.

Усі компоненти Біокар-ТФ кислоторозчинні або біологічно розкладаються. Для обважнення використовуються спеціально підібрані композиції високорозчинних солей та карбонатні наповнювачі, що гарантує мінімальне забруднення порід-колекторів.

До густини 1350 кг/м³, де обважнення здійснюється за рахунок карбонатних наповнювачів, найкращі результати забезпечують РВО. Також, не існує альтернативи застосуванню РВО при густині більше 1700 кг/м³ і температурі більше 170 °С.

В діапазоні густини 1350 – 1700 кг/м³ і температурі до 170 °С система Біокар-ТФ, з точки зору якості розкриття продуктивних пластів, є гідною альтернативою обважненим баритом РВО, оскільки, на нашу думку, негативний вплив бариту є більшим, ніж користь від вуглеводневого типу фільтрату. А беручи до уваги повну екологічну безпечність, ми бачимо за цією промивальною системою велике майбутнє.

Література

1. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине / А. Е. Лукин // Вісник Національної академії наук України. – 2014. – № 5. – С. 31 – 36.
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. Інгібуючі властивостей солей та сольових сумішей / [Н.Р. Жолоб, С.О. Ляшенко, С.В. Лубан, Ю.В. Лубан] // Міжнародна конференція GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017». Матеріали конференції – Полтава: ФОП Говоров С.В., 2017. – С. 63 – 67.
4. Лубан С.В. Управление термической устойчивостью биополимерных безглинистых промывочных жидкостей / С.В. Лубан // X Międzynarodowa Konferencja [«Geopetrol 2016»]: prace naukowe Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego nr 209, (Zakopane – Kościelisko, 19 – 22 wrześ. 2016 r.) – Kraków: Instytut Nafty i Gazu Państwowy Instytut Badawczy, 2016. – Ст. 293 – 297.

молекул полімерів зазнає змін – молекули з впорядкованого стану переходять в менш впорядкований. Такі зміни призводять до різкого зниження реологічних показників промивальної рідини та збільшують швидкість термічної деструкції.

Висновки:

Біокар-ТФ є сучасною промивальною системою для первинного розкриття продуктивних пластів в зонах аномально високих пластових тисків та температур. За своїми техноло-

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КЕРНУ ПО ВИВЧЕННЮ ПРОЦЕСІВ КОЛЬМАТАЦІЇ, ПІДБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РІДИН БУРІННЯ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЇ, СПРЯМОВАНИХ НА ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ

Голуб П. С.

Голуб О. Г.

Щербина І. В.

ДП «УКРНАУКАНЕОЦЕНТР»

Сьогодні Україна відчуває нові економічні та технологічні виклики, які водночас відкривають нові можливості для пошуку та впровадження інноваційних методів і розробок у галузі видобутку вуглеводнів, виробництва, трансформації, постачання і споживання енергії, що зумовило потребу у формуванні нової енергетичної стратегії України до 2035 року.

Реалізація державної програми щодо забезпечення енергетичної незалежності країни неможлива без збільшення обсягів буріння та удосконалення технології видобутку вуглеводнів існуючим фондом свердловин.

На даний час більшість родовищ нафти та газу України знаходяться на завершальній стадії розробки, виснаженість яких досягає 70 – 90 %, з року в рік технологічно стає все складніше нарощувати видобуток вуглеводнів. Тому варто застосовувати інноваційні заходи для вирішення завдань, що виникають в процесі розробки родовищ нафти та газу.

Велике значення слід виділити проблемі дослідження впливу бурових промивальних рідин та розчинів інтенсифікації на фільтраційні параметри пласта. Вплив промивальних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір колектора 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 призводить до погіршення продуктивних характеристик свердловин. Не менш важливим завданням також є вибір засобів та способів для відновлення до початкового рівня і покращення фільтраційних властивостей порід, забруднених буровими рідинами.

Для вирішення даних питань на базі ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР» проводяться комплексні дослідження керну та впливу бурових розчинів на колекторські властивості на установці по дослідженню проникності керну в пластових умовах (рис. 1).

Установка УДПКПУ дозволяє виконувати вимірювання фазової проникності на зразках керну діаметром 30 мм і має можливість стискати зразок з однаковим зусиллям як в радіальному, так і в осьовому напрямку, щоб здійснити на зразок гідростатичне навантаження, що відповідає природнім умовам залягання порід. Установка дозволяє виконувати заміри при значеннях пластових тисків до 100 МПа та пластової температури до 200 °С. Зразок керну поміщається в спеціальну гумову манжету, яка здатна витримувати високі значення тиску та температури, потім монтується в кернотримач. Конструкція уста-



Рис. 1 – Установка для дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей керну в пластових умовах

новки дозволяє прокачувати робочий агент як в прямому, так і зворотному напрямках, створювати протитиск на зразок керну та досягати необхідних значень депресії та репресії.

Типові комплексні дослідження керну в пластових умовах відбуваються за наступною схемою (рис. 3). Першочергово проводиться літолого-петрографічний опис та підготовка зразків кернів до подальших лабораторних досліджень. При виявленні насиченості зразків бітумами вони спрямовуються на екстрагування.

Додатково проводиться визначення мінерального складу порід зразків з кожного наданого інтервалу на рентгено-дифракційній системі Panalytical X Pert³ (рис. 2). Дослідження виконуються шляхом аналізу картини дифракції рентгенівських променів, відбитих від кристалічної решітки мінералів (кожен мінерал характеризується своєю специфічною кристалічною решіткою, і характерною дифракційною картиною). Співставляючи дані, що отримані у результаті аналізу дифракційної картини з еталонними, що зберігаються в базі даних характеризуючими окремі мінерали, ми отримуємо структурні дані та формули мінералів, їх відсоткове співвідношення в породі.

Далі визначається пористість методом гідростатичного зважування зразка у гасі. Після визначення пористості зразки передаються для подальших досліджень в пластових умовах. Зразок керну завантажується до камери високого тиску, створюються пластові термобаричні умови та насичується моделлю пластової води. Під час досліджень визначається початкова (K_1) проникність зразка керну по азоту та гасу, шляхом заміру об'єму агенту пропущеного через зразок за одиницю часу, при створенні оптимальної депресії тиску агенту на вході в керн. Після заміру проникностей, керн насичується буровим розчином при постійній репресії. Надалі фільтрат із зразка витісняється азотом.

При стабілізації потоку та при заданій депресії визначається, так звана, залишкова проникність (K_2) зразка керну по азоту та гасу. Далі зразок керну насичується рідиною інтенсифікації при постійній репресії, з послідовним витісненням її азотом. Вслід за повним витісненням рідини, знову проводиться замір проникності керну по азоту і по гасу (K_3).

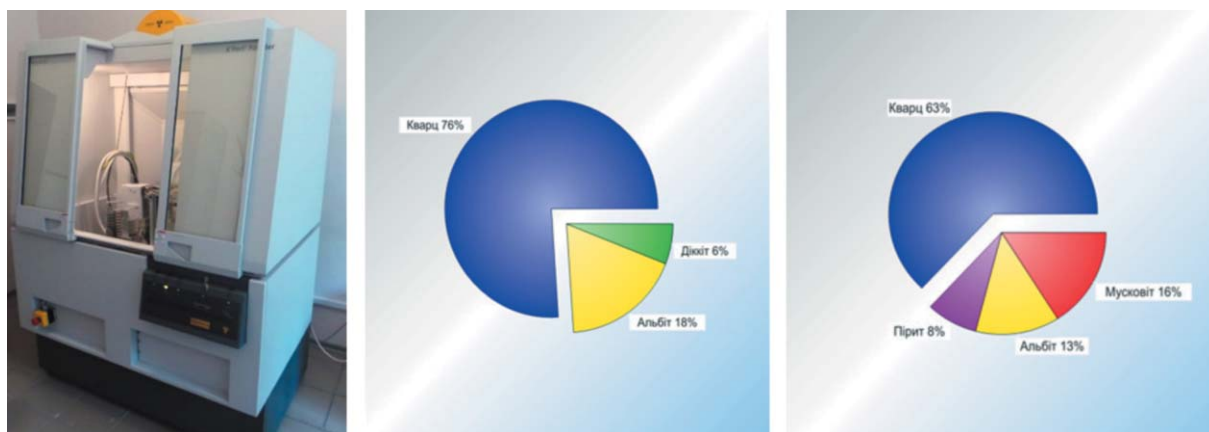


Рис. 2 – Результати досліджень рентгено-дифракційної системи Panalytical X Pert³

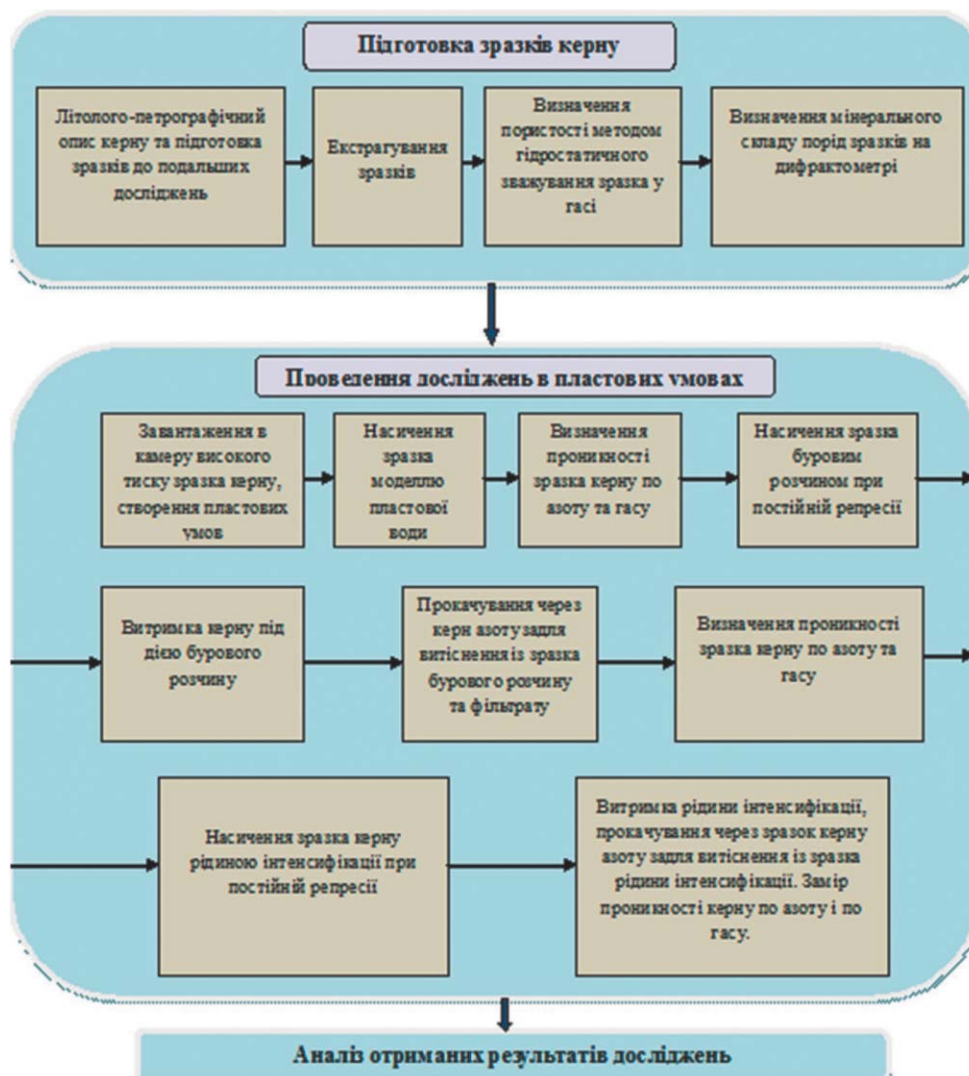


Рис. 3 – Типова блок-схема проведення комплексних досліджень кернавого матеріалу

За останній час, ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР» проведено дослідження впливу бурових та промивальних рідин, а також розчинів інтенсифікації на колекторські властивості зразків керну для провідних державних та приватних компаній. Серед них найбільші: АТ «Укргазвидобування», ПрАТ «Нафтогазвидобування», ТОВ «Везерфорд Україна», ТОВ «ЕСКО-ПІВНІЧ», ТОВ «Системойнженерінг».

По кожному замовленню спеціалістами ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР» спільно з фахівцями Замовників було розроблено геолого-технічне завдання та регламент проведення дослідницьких робіт. Наявність кернаховища та зібрані в ньому зразки керна, майже з усіх родовищ України, дозволяє проводити дослідження, як на зразках керну, відібраних безпосередньо із свердловин, так і підбирати представницькі зразки-аналоги.

Загалом протягом останнього року було досліджено близько 100 зразків керну, з різними фільтраційно-ємнісними властивостями (з пористістю від 2 до 30 % та початковою проникністю від 0,1 до 160 мД) та різноманітного мінералогічного складу. Досліджено вплив таких технологічних розчинів ТОВ «Геосинтез Інженерінг» (Біокар, Біокар МТ, Witer II), ТОВ «Макросинтез» (емульсії на вуглеводневій основі), ТОВ «НТКіК» (інвертна емульсія на основі дизельного палива), ТОВ «ПБК» (Полімер-калієвий) та інші (рис. 4). Рідин інтенсифікації: розчини HCl, HF, CH₃COOH, різні композиції суміші кислот (борна + лимонна + плавикова кислота; ортофосфорна кислота + глинокислота).

Враховуючи специфіку буріння, проведення капітальних ремонтів свердловин та завдання, які стоять перед буровими розчинами (реологічні параметри, фільтрація, утворення на стінках стовбура свердловини блокуючої кірки та інші), буровий розчин Біокар МТ та інвертні емульсії за результатами досліджень виявилися найкращими. Також для певних типів колектору задовільні результати показали розчини полімерного типу.



Рис. 4 – Досліджувані бурові розчини

Найбільш часто під час наших досліджень використовувався буровий розчин Біокар. Як показує статистика, буровий розчин Біокар має універсальні характеристики як для розкриття високопористих порід (більше 20 %), так і для колекторів з низькою пористістю (6 – 8 %). Він знижує початкову, природну проникність високопористих зразків керну в середньому на 30 %, для щільніших зразків це значення зна-

ходиться на рівні 50 – 60 %. Під час природної фільтрації пластових флюїдів, після використання розчину Біокар, показник проникності добре самовідновлюється до 80 – 90 % від початкового значення.

Серед досліджуваних рідин інтенсифікації розчин 12 % соляної кислоти, в якості рідини інтенсифікації, забезпечував найкращий показник відновлення проникності.

З поміж усіх проведених лабораторних досліджень є ряд отриманих результатів, що допомогли запобігти ускладненням на свердловині та отримати позитивний ефект:

- відновлення проникності після впливу рідини інтенсифікації (12 % розчин соляної кислоти) вище рівня початкової природної проникності за рахунок наявності карбонатних сполук в породі;
- безповоротна кольматція зразків керну, що представлені пісковиком пористістю 8 %, після застосування полімерного бурового розчину;
- руйнування скелету породи слабозцементованого пісковику при дії на нього композиції суміші кислот (ортофосфорна кислота + глинокислота);
- значна корозія обладнання виготовленого з нержавіючої сталі при взаємодії композиції суміші кислот на основі тетрафторборної та соляної кислоти з породою-колектором, що представлена пісковиком з карбонато-глинистим цементом, та залишками бурового розчину.

Узагальнюючи результати напрацювань вищеописаних досліджень, нашими спеціалістами зроблено висновок, що неможливо однозначно рекомендувати конкретний тип бурового розчину виходячи лише з літологічного типу колектора та фільтраційно-ємнісних властивостей. Кожне конкретне родовище має особливі індивідуальні властивості колектора, систему тріщин і пор, що потребує застосування комплексного підходу до лабораторного вивчення фізико-хімічних, фільтраційно-ємнісних, мінералогічних та інших властивостей керну.

Всі ці дослідження виконуються в лабораторії ДП «УКРНАУКАГЕОЦЕНТР», яка на сьогодні оснащена найсучаснішим обладнанням: піралізатор ROCK-EVAL 6 CLASSIC S3, електронний скануючий мікроскоп JEOL JCM-6000, рентгено-дифракційна установка X'Pert3 Powder, автоматичний апарат для вимірювання проникності та пористості в атмосферних та пластових умовах CSM-300, гелієвий порозиметр UltraPore-300, апарат SMP-200 для вимірювання проникності у зразках сланцевих та щільних порід.

Проведення лабораторних робіт з визначення впливу бурових розчинів та промивальних рідин на процеси кольматції використовується для проектування:

- бурових робіт, в тому числі експлуатаційного та розвідувального буріння;
- інтенсифікації притоку вуглеводнів;
- підбору розчинів для глушіння свердловин;
- робіт з капітального ремонту свердловин.

Комплекс досліджень, в порівнянні з його незначною вартістю, сприяє досягненню планового виробничого та економічного ефекту від буріння нових свердловин як на нових ділянках, так і на вже добре вивчених родовищах, що перебувають в промисловій розробці.

Рекомендуємо проводити вищевказані дослідження перед виконанням робіт на свердловинах, а не тоді, коли вже отримані негативні результати неякісного розкриття пластів під час буріння чи проведення робіт з інтенсифікації на неефективних розчинах, які усунути значно складніше, ніж попередити.

ПРИНЦИПИ ВИБОРУ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

Мислюк М. А.

Богославець В. В.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Збереження природної проникності продуктивних пластів є найважливішою вимогою до технологій завершення свердловин, від ефективного вирішення якої залежить продуктивність свердловин і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки нафтогазових родовищ. Погіршення колекторських властивостей відбувається внаслідок проникнення в пласт твердої фази і фільтрату бурових розчинів, їх взаємодії між собою, з пластовими флюїдами і породоутворюючими мінералами пласта [1 – 3].

За останні роки спостерігається тенденція щодо забезпечення якісного розкриття продуктивних пластів [4 – 6], яка в комплексі охоплює вибір конструкції свердловини, технології розкриття пластів, бурові розчини, керування гідро- і термодинамічними умовами при виконанні технологічних операцій і т. ін. На даний час у вітчизняній практиці склад і технологічні властивості бурових розчинів регламентують з урахуванням вимог проходження свердловин без ускладнень, що часто не відповідає умовам збереження природної проникності колекторів.

Вимоги до бурових розчинів

Для якісного розкриття продуктивних пластів, як свідчить аналіз світового досвіду [1 – 3, 6], основні вимоги до технологічних властивостей бурових розчинів:

- густина має відповідати умовам рівноваги вибійних і пластових тисків, або заданої депресії на пласт;
- фільтрація в пластових умовах має бути мінімальною;
- склад фільтрату у випадку проникнення в пласт має запобігати фізичним, хімічним або фізико-хімічним явищам, що понижують проникність привибійної зони (набухання глин, підвищення гідрофільності породи, утворення нерозчинного осаду тощо);
- ступінь мінералізації та склад солей фільтрату бурового розчину мають бути близькими до пластових;
- міжфазний натяг на границі розділу фаз нафта – фільтрат має бути мінімальним.

Покращання якості розкриття продуктивних пластів потребує обґрунтування рецептури бурових розчинів для забезпечення їх технологічних і поверхневих властивостей. Використання поверхнево-активних речовин (ПАР) у рецептурах бурових розчинів зменшує міжфазний натяг на границі розділу нафта – фільтрат і впливає на колекторські властивості зони проникнення. Вибір композиції ПАР для розкриття продуктивних пластів ґрунтується на результатах досліджень їх впливу на поверхневі і технологічні властивості бурового розчину, особливості витиснення нафти тощо.

Табл. 1 -- Технологічні властивості бурових розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів

Свердловина	Буровий розчин	Технологічні властивості								
		ρ , кг/м ³	T,с	Φ , см ³ /30 хв	СНЗ _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа·с	pH	КТК	σ , мН/м
369 В. Бубни	Гуматно-акрилокалієвий	1170	45	5,0	37/52	–	–	8	0,16	11,62
55 Комишня	Полімеркалієвий	1200	96	5,5	80/126	22,3	15,3	11	0,11	10,18
24 Комишня	Полімеркалієвий	1240	60	3,5	34/59	73,0	38,0	12	0,19	10,99
105 Східно-Решетня-ківська	Подвійно-інгібований	1360	72	5,5	57/98	68,0	42,0	9,8	0,08	5,5
301 Східно-Решетня-ківська	Подвійно-інгібований	1150	32	8,0	30/46	34,0	16,0	12	0,07	3,76
104 Весняна	Гуматно-акриловий	1160	35	6,0	63/135	80,5	31,9	8,5	0,12	6,80
96 Яблунівська	Біополімерний (Біокар)	1230	80	2,5	38/43	148,0	27,0	7,3	–	13,20

В табл. 1 наведено інформацію про технологічні властивості бурових розчинів, які використовували буровими підприємствами ПАТ «Укргазвидобування» і ПАТ «Укрнафта» для розкриття продуктивних пластів на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Коефіцієнт міжфазного натягу вимірювали сталагмометричним методом, а для оптично прозорих фільтратів – методом обертової краплі [7, 8]. Слід відзначити на його достатньо високі значення, а також на відсутність контролю поверхневих властивостей буровими компаніями України при розкритті продуктивних пластів.

Модель вибору рецептури бурового розчину

Теоретичні засади вибору системи бурового розчину для розкриття продуктивних пластів визначаються гірничогеологічними, технологічними, технічними і кон'юнктурними факторами. Це відображає особливість формалізації моделі вибору рецептури [9, 10]

$$\begin{cases} E_k(x^v) \rightarrow \min, k \in K, v \in \mathcal{V}, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де $E_k(x^v)$ – критерій оптимальності як функція концентрацій $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_k^v)^T$ v – го набору реагентів; $\mathcal{V}$ – клас можливих наборів реагентів; D^v – область визначення вектора x^v ; $\varphi(x^v)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Постановка задачі (1) включає обґрунтування локального критерію E_k оптимальності із деякого їх класу K , формування класу $\mathcal{V}$ наборів реагентів, побудови системи обмежень $\varphi(x^v)$ на впливові фактори x^v та області їх визначення.

Локальні критерії оптимальності мають враховувати вплив типу бурового розчину і його технологічних властивостей на ефективність розкриття продуктивних пластів у заданих гірничогеологічних умовах буріння з урахуванням технічних, кон'юнктурних та економічних факторів. До класу K цих критеріїв можуть бути віднесені:

вартість одиниці об'єму рецептури

$$E(x^v) = a_0^v + (x^v)^T a^v; \quad (2)$$

відповідність m показників технологічних властивостей $g_j(x^v)$ бурового розчину заданим $\hat{g}_j(x^v)$ значенням

$$E(x^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(x^v) - \hat{g}_j(x^v))^2; \quad (3)$$

виносна здатність потоку в інтервалі $[0, L]$ стовбура свердловини

$$E(x^v) = \frac{1}{L} \int_0^L k_v(l, g(x^v)) dl; \quad (4)$$

стійкість рецептури бурового розчину

$$E(x^v) = \left[\sum_{i=1}^r \lambda_i (x_{i \max}^v - x_{i \min}^v) \right]^{-1}; \quad (5)$$

відносне зменшення проникності $k(x^v)$ кернового матеріалу

$$E(x^v) = 1 - k(x^v) / k_0, \quad (6)$$

де a_0^v – витрати на приготування одиниці об'єму бурового розчину, які не залежать від концентрацій реагентів; $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_n^v)^T$ – вартості одиниць концентрацій реагентів v – го компонентного складу; $\alpha_j = S_j^{-2}$; S_j^2 – дисперсія j – го параметра технологічних властивостей бурового розчину; $k_v(l, g(x^v))$ – показник оцінки виносної здатності потоку як функція глибини l стовбура свердловини і технологічних властивостей $g(x^v)$ бурового розчину; $\lambda_i = S_i^{-1}$; $x_{i \max}^v, x_{i \min}^v$ – відповідно мінімальне і максимальне значення концентрацій реагентів області допустимих рецептур; k_0 – початкова проникність кернового матеріалу.

Критерії (2) – (6) допускають формування класу K локальних критеріїв оптимальності, який, наприклад, досягається також поєднанням відповідних технологічних властивостей та умов у критеріях виду (3).

Реалізація моделі вибору рецептури бурового розчину (1) потребує інформаційного забезпечення з метою побудови критеріїв $E_k(x^v)$ оптимальності (2) – (6) та системи обмежень $\varphi(x^v)$. Її основу складають залежності показників технологічних властивостей $g_j(x^v)$ від концентрацій x^v реагентів з урахуванням умов свердловини, колекторських характеристик продуктивного пласта, його літологічних особливостей, виду і властивостей флюїду тощо. Для побудови моделей $g_j(x^v)$ залежно від діапазонів концентрацій x^v реагентів можуть бути використані різні плани експериментів: для моделей першого (повного і дробового факторного експерименту) і вищих (центрально-композиційні, за методом латинських квадратів) порядків.

Фрагменти вибору рецептури бурового розчину

На основі детального аналізу гірничегеологічних і технічних умов розкриття продуктивних пластів обґрунтовують локальний критерій і систему обмежень в (1) та із використанням системи підтримки прийняття рішень MudExpert [9] вибирають оптимальну рецептуру бурового розчину.

Використання загальної схеми алгоритму розв'язку задачі (1) пов'язане із певними труднощами, які зумовлені її розмірністю та інформаційним забезпеченням. Недостатня адекватність регресійної моделі, яка може бути більш складною, або похибки під час використання сплайнових моделей можуть привести до ситуації, коли одержаний розв'язок задачі значущо відрізняється від результатів перевірного дослідження.

У таких випадках для пошуку оптимальних рецептур бурового розчину доцільно використовувати двоетапну процедуру. На першому етапі з розв'язку допоміжної задачі виду (1) вибирають базову рецептуру, а на другому етапі – оптимальну рецептуру бурового розчину для розкриття продуктивних пластів.

Базова рецептура гуматно-біополімерного бурового розчину (ГББР) підібрана із розв'язку задачі (1) за критерієм (2) для забезпечення необхідних технологічних властивостей з метою ефективного розкриття продуктивних. В основу рецептури покладено вапняний ГББР, для якого А.О. Васильченком і О.В. Кустуровою [11] побудована модель впливу компонентів на технологічні властивості. Вапно в цьому буровому розчині замінено на хлорид калію, що зазвичай застосовується при розкритті продуктивних горизонтів родовищ ДДз.

Використання відомої моделі [11] із заміною одного компонента дозволило звузити область зміни впливових факторів і використати план дробового факторного експерименту для побудови моделей впливу хімічних реагентів на технологічні властивості ГББР. Отримано базову рецептуру ГББР, %: ВЛР 9; Polyrac UL 0,28; Duo-vis 0,29; KCl 4; Pentax 0,3; MI-SIDE 0,1; вода – решта.

Особливість рецептури полягає в меншому вмісті біополімеру Duo-vis і відповідно меншій вартості бурового розчину. Основні технологічні властивості: густина 1030 кг/м³; умовна в'язкість 49 с; $\text{CH}_{3/10}$ 8,8/13,2 дПа; фільтрація 5 см³/30хв; товщина фільтраційної кірки 1 мм; рН 8,6; реологічна модель Гершеля – Балклі, $\tau_0 = 1,697$ Па, $k = 0,976$ Па·сⁿ, $n = 0,5$; міжфазний натяг 7,28 мН/м.

На другому етапі підбирали оптимальну рецептуру ГББР за критерієм мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта – фільтрат для найбільш поширених ПАР на родовищах ДДз (савенол, сульфенол, жирінокс). Використовували нафту Мільківського родовища (густина 813 кг/м³; вміст, мас. %: парафінів 1,54, смол 3,53, асфальтенів 0,99, сірки 0,26).

Спочатку вивчали вплив кожної ПАР на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу, який вимірювали з допомогою сталагмометричного методу та методу обертової краплі. На рис. 1 показано вплив концентрацій ПАР на величину коефіцієнту міжфазного натягу, на основі чого діагностували критичні концентрації (мас. %) міцелоутворення (ККМ): жирінокс 1, савенол 5, сульфенол 1.

Пошук оптимальної композиції ПАР для ГББР здійснювали за методом латинських планів експерименту. Концентрації ПАР (%) змінювались на п'яти рівнях: савенол (0; 0,05; 0,25; 0,5; 5), жирінокс і сульфенол (0; 0,05; 0,25; 0,5; 1). Загальна кількість дослідів 25. У кожному досліді вимірювали основні технологічні властивості (густина, умовна в'язкість, статичне напруження зсуву через 1 і 10 хвилин, реологічні властивості, показник фільтрації, товщина фільтраційної кірки, коефіцієнт міжфазного натягу та ін.)

За результатами експерименту побудовано регресійні залежності впливу вмісту ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу. Оптимальна концентрація композиції ПАР визначалась з урахуванням обмежень на технологічні властивості бурового розчину. Вплив характерних поєднань ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу показано на рис. 2, виділено область допустимих рецептур і оптимальні концентрації композиції ПАР (%): жирінокс – 0,6; савенол – 5,0; сульфенол – 0,8. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 0,73 мН/м, за результатами перевірного експерименту 0,89 мН/м. Основні технологічні властивості ГББР з оптимальною композицією ПАР: густина 1050 кг/м³; умовна в'язкість 75 с; $\text{CH}_{3/10}$ 18,5/23,0 дПа; фільтрація 4 см³/30 хв; товщина фільтраційної кірки 0,5 мм; рН 8,7; реологічна модель Гершеля – Балклі, $\tau_0 = 1,659$ Па, $k = 0,952$ Па·сⁿ, $n = 0,518$.

Слід відзначити, що використання композиції ПАР в буровому розчині вагомо зменшує величину коефіцієнта міжфазного натягу порівняно з однією ПАР. Це має важливе значення для підбору ефективних композицій ПАР, в тому числі з урахуванням її вартості.

Базову рецептуру біополімерного бурового розчину (ББР) підібрано із розв'язку задачі (1) за критерієм (2), мас. %: Dextrid 1,149; Duo-vis 0,36; PacL 0,469; Praesol-2530 0,15; KCL 7,2; KOH 0,1; MI-SIDE 0,1; СБР 0,1; вода – решта. В її основу прийнято рецептуру бурового розчину компанії Атосо[12], а особливість полягає у меншому вмісті біополімеру Duo-vis і крохмалю. Технологічні властивості: густина 1050 кг/м³; умовна в'язкість 47 с; $\text{CH}_{3/10}$ 13/16 дПа; фільтрація 5,4 см³/30 хв.; товщина фільтраційної кірки – плівка; рН 9,49; найбільш адекватна реологічна модель Оствальда, $k = 0,311$ Па·сⁿ, $n = 0,505$; коефіцієнт міжфазного натягу $\sigma = 9,8$ мН/м.

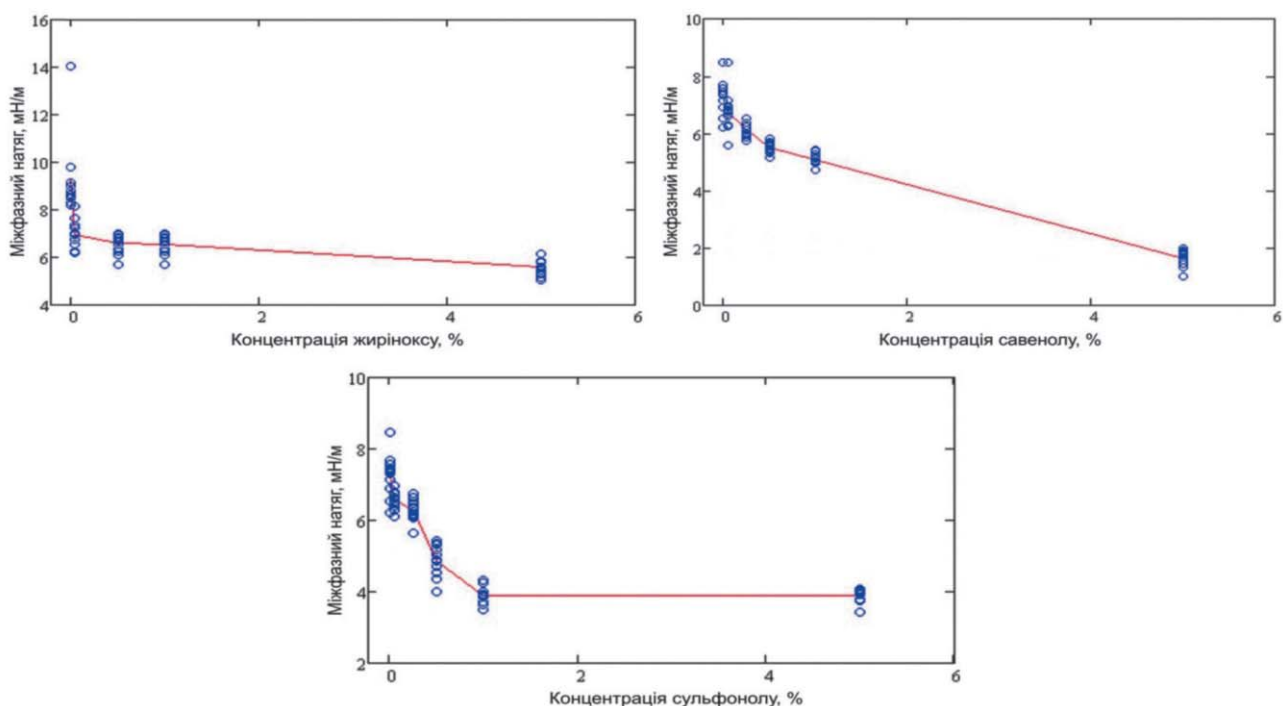


Рис. 1 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта Мільківського родовища – фільтрат ГББР

Підбір оптимальної рецептури ББР виконувався за критерієм мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта для таких ПАР (жирінокс, савенол, сульфонол, стінол, сольпен). Використовували нафту Бугруватівського родовища (густина 935 кг/м³; вміст, мас. %: парафінів 1,8, смол 11,0, асфальтенів 16,2, сірки 0,8 – 1,0).

Аналогічно, як і в попередньому випадку, досліджували вплив кожної ПАР на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу. Отримали такі значення ККМ, мас. %: жирінокс 3, савенол 1, сульфонол 1, стінол 1, сольпен 1. Слід відзначити, що добавки савенолу та стінолу з концентраціями 1 % в 3 рази зменшують міжфазний натяг у порівнянні з фільтратом базової рецептури ББР.

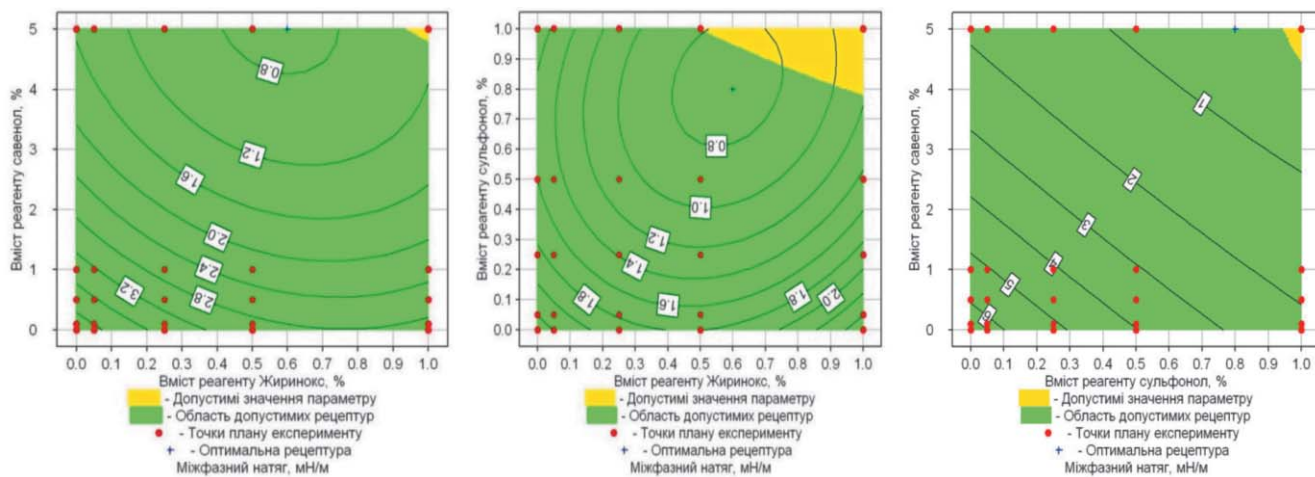


Рис. 2 – Вплив композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ГББР – нафта Мільківського родовища

Пошук оптимальної композиції ПАР для ББР здійснювали за методом латинських планів експерименту. Концентрації ПАР (мас. %) змінювали на п'яти рівнях: жирінокс (0,05; 0,25; 0,5; 1; 3), савенол, сульфонол, стінол і сольпен (0,05; 0,25; 0,5; 0,75; 1). Загальна кількість дослідів 25. У кожному досліді вимірювали основні технологічні властивості.

За отриманими результатами побудовано регресійні залежності впливу ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта – фільтрат ББР. На рис. 3 показано вплив характерних

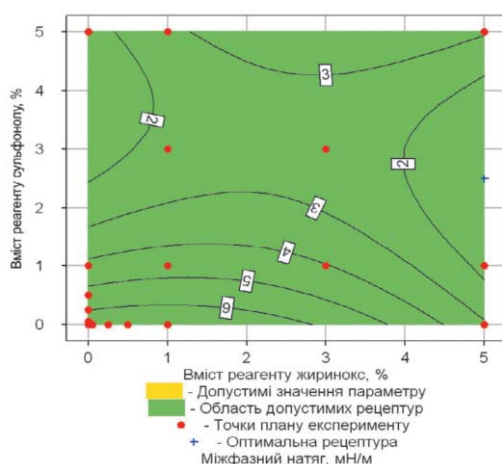


Рис. 3 – Вплив композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта – фільтрат ББР

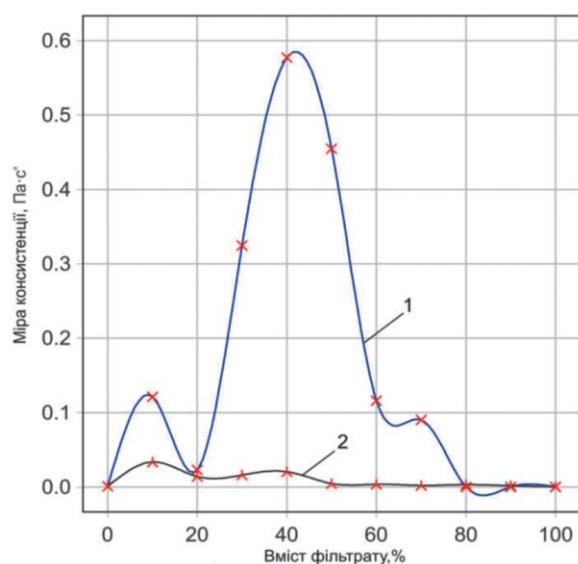
валось таким чином: спочатку в посудину наливали нафту у певному співвідношенні і розміщували посудину під вертикальною стінкою всередині камери на якій закріплений штатив з концентратором випромінювання, потім протягом 5 хв додавали в рівномірному співвідношенні фільтрат бурового розчину і 10 хв диспергували випромінювачем.

Утворювали емульсії нафта Мільківського родовища – фільтрат ГББР та нафта Бугруватівського родовища – фільтрат ББР для базових і з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур бурових розчинів.

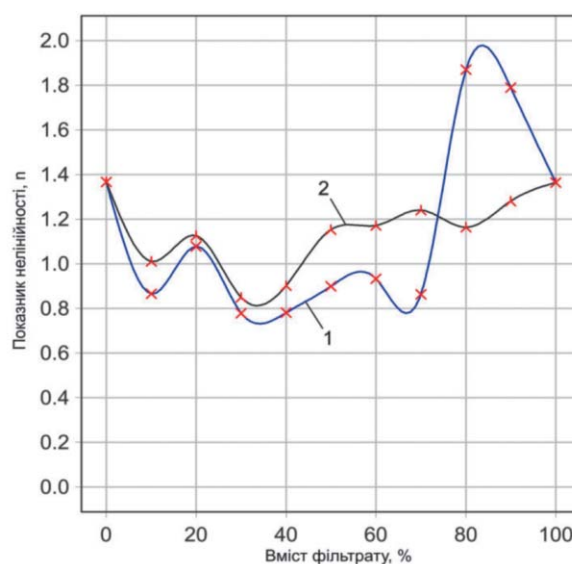
Реологічні властивості емульсій вивчали з допомогою ротаційного віскозиметра «Реотест-2» при температурі 20 °С та пластовій температурі 85 °С у повному діапазоні концентрацій 0 – 100 % фільтрату базових і з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур бурових розчинів. Це обумовлено можливістю утворення під час розкриття продуктивного пласта емульсій з різним вмістом фільтрату бурового розчину.

Обробка даних виконувалась за методикою [13] в класі реологічних моделей Ньютона, Бінгама і Оствальда. Найбільш адекватні реологічні моделі емульсій для базових та з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур є моделі Ньютона (ГББР) і Оствальда (ББР).

На рис. 4 показано залежності міри консистенції та показника нелінійності емульсій для фільтрату ББР при температурі 85°С. Аналіз результатів обробки свідчить про вагомий вплив концентрацій фільтратів бурових розчинів і ПАР на реологічні властивості емульсій.

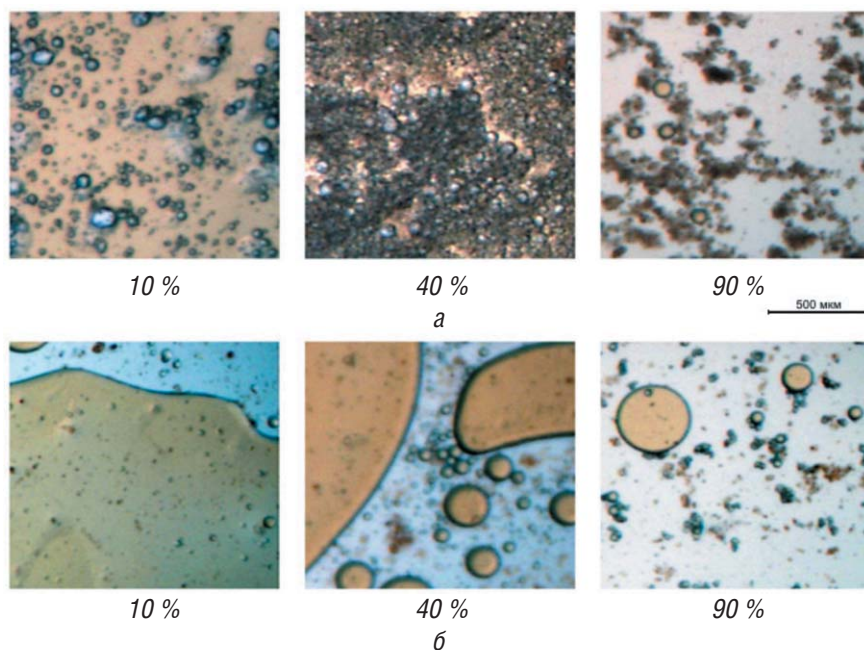


1 – фільтрат ББР



2 – фільтрат ББР з добавками композиції ПАР

Рис.4 – Вплив ПАР на реологічні властивості емульсій при температурі 85 °С



*а – емульсії без добавок ПАР; б – емульсії з добавками ПАР
Рис.5 – Структура емульсій нафта – фільтрат ГББР*

Стан емульсій вивчали за допомогою цифрового мікроскопа Webbers G50S DeepViewer. На рис. 5 показано структуру емульсій нафта – фільтрат ГББР. Візуально помітні частинки дисперсної фази (фільтрату) розміром 10 – 80 мкм із тенденцією до агрегування, однак частинки фільтрату при цьому не обумовлюють явище коалесценції.

При вмісті 40 % фільтрату ГББР структура емульсії характеризується високою дисперсністю, що пояснює її підвищені в'язкісні властивості. При зберіганні в герметичній посудині емульсія практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються високі тиксотропні властивості. Добавка ПАР до бурового розчину перешкоджає утворенню високодисперсних стійких емульсій і зменшує її в'язкісні властивості.

На основі аналізу мікрофотографій емульсій в середовищі MATLAB вивчено дисперсність та побудовано емпіричні розподіли часток за розмірами.

Промислова апробація результатів досліджень

Підібрано та апробовано в промислових умовах оптимальну композицію ПАР для розкриття біополімерним буровим розчином Біокар продуктивних горизонтів свердловини 96 Яблунівського НГКР. За результатами лабораторних досліджень на модельному буровому розчині Біокар виявлено найбільш ефективні неіоногенні ПАР (жирінокс і савенол), а також їх оптимальну композицією з умови мінімуму міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта Яблунівського родовища (густина 830 кг/м³) – фільтрат.

Оптимальні концентрації ПАР визначено з урахуванням обмежень на технологічні властивості бурового розчину. Виділена область допустимих рецептур і оптимальні концентрації ПАР (мас. %): жирінокс 0,3; савенол 1,0. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 7,04 мН/м, за результатами перевірконого експерименту 7,17 мН/м.

Наведено результати вивчення реологічних властивостей бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР при температурах 26 – 90 °С. Найбільш адекватна реологічна модель Гершеля – Балклі.

Одержані рекомендації були перевірені на реальному буровому розчині Біокар, що використовувався під час буріння бокового стовбура в продуктивному горизонті Б-6 на свердловині 96 Яблунівська. В околі точки оптимальних концентрацій ПАР, яка попередньо оцінена на лабораторній моделі бурового розчину Біокар, уточнено оптимальні концентрації ПАР (мас. %): жирінокс 0,3; савенол 0,5. Коефіцієнт міжфазного натягу при цьому склав 5,75 мН/м.

Перед розкриттям продуктивного пласта на глибині 3495 м була відібрана проба бурового розчину Біокар. Властивості бурового розчину (до обробки ПАР): густина 1250 кг/м³; умовна в'язкість 105 с; фільтрація 4 см³/30 хв; статичне напруження зсуву 100/110 дПа; реологічна модель Гершеля – Балклі ($\tau_0 = 3,472$ Па, $k = 2,554$ Па·сⁿ, $n = 0,39$); рН 8,0; КТК 0,138. Властивості фільтрату: густина фільтрату 1163 кг/м³, вміст КCl 5,1 %, вміст Ca²⁺ 1,58 %, загальна мінералізація 22 %, міжфазний натяг 13,25 мН/м. Після обробки бурового розчину підбіраною композицією ПАР коефіцієнт міжфазного натягу 7,36 мН/м.

Після обробки ПАР безпосередньо на свердловині (вибій 3551м) отримано коефіцієнт міжфазного натягу 8,19 мН/м (табл. 2). Вимірювання параметрів бурового розчину проводили через кожних 2 год (тривалість циклу циркуляції). В процесі спостережень виявлена висока стабільність коефіцієнта міжфазного натягу. Його помітне зростання до величини 9,93 мН/м було відмічено лише один раз внаслідок зменшення концентрації ПАР після поповнення об'єму циркулюючого бурового розчину (об'єм поповнення склав близько 10 %). Визначено періодичність відновлення концентрації композиції ПАР у складі бурового розчину Біокар для повторних обробок, мас. %: савенол 0,08; жиринокс 0,06. При цьому значення коефіцієнта міжфазного натягу зменшувалося до 7,25 мН/м. Після проведення повторної обробки бурового розчину композицією ПАР коефіцієнт міжфазного натягу залишався майже незмінним. У подальшому при поповненні об'єму бурового розчину додавали рекомендовану композицію ПАР, що дало змогу досягти проектної глибини свердловини з коефіцієнтом міжфазного натягу 8,65 мН/м.

Таб. 2 – Властивості бурового розчину Біокар в процесі буріння

Вибій, м	ρ , кг/м ³	Т, с	Ф, см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} дПа	Реологічні властивості			КТК	σ , мН/м
					τ_0 , Па	k , Па·с ⁿ	n		
3516	1250	105	4,5	100/110	1,674	2,648	0,381	0,13	12,74
3522	1250	95	4,0	100/110	4,365	2,594	0,419	0,13	12,97
3545	1250	110	4,0	101/110	4,125	3,079	0,401	0,14	13,18
3551	1250	103	4,0	110/125	3,669	3,864	0,388	0,14	8,19
3560	1250	121	4,0	110/125	2,556	2,464	0,428	0,14	7,88
3566	1250	110	4,5	105/120	3,441	2,669	0,412	0,13	9,03
3580	1240	110	4,5	105/120	2,551	3,450	0,385	0,13	9,93
3585	1240	105	4,0	96/110	2,458	3,027	0,336	0,13	7,69
3595	1240	105	4,0	91/96	2,670	3,043	0,398	0,13	8,03
3601	1240	110	4,5	105/120	3,585	2,713	0,409	0,13	8,45
3610	1250	110	4,0	100/110	4,216	2,836	0,414	0,14	8,88
3616	1240	115	4,5	96/110	3,129	2,691	0,413	0,13	7,99
3618	1240	101	4,0	105/120	0	4,442	0,346	0,13	8,05
3720	1240	120	4,0	110/125	4,112	2,492	0,399	0,13	8,65

Під час розкриття продуктивного горизонту Б-6 в інтервалі 3551 – 3720 м буровим розчином Біокар з композицією ПАР ускладнень стовбура свердловини не спостерігалось, вагомого впливу композиції ПАР на інші технологічні властивості бурового розчину Біокар не виявлено. Загальні витрати ПАР на проведення робіт склали: савенол 1 т; жиринокс 0,8 т.

Висновки

Наведено основні вимоги до бурового розчину та формалізовано модель вибору рецептури для якісного розкриття продуктивних пластів. На прикладі ГББР і ББР проілюстровано вибір оптимальних за критерієм мінімального міжфазного натягу композицій ПАР.

Досліджено реологічні властивості емульсій нафти Мільківського і Бугруватівського родовищ із фільтратами базових і з оптимальними добавками ПАР рецептур ГББР і ББР. Залежно від вмісту фільтрату в емульсії найбільш адекватні реологічні моделі Ньютона та Оствальда, а для певних складів і концентрацій фільтратів спостерігаються високі значення в'язкісних властивостей. Оптимальні добавки композицій ПАР істотно зменшують в'язкісні властивості емульсій.

Вивчено структуру емульсій і побудовано емпіричні розподіли часток за фракціями. Для вмісту фільтрату 40 – 60 % структура емульсії характеризується високою дисперсністю і практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються тиксотропні властивості.

Підібрано і апробовано у промислових умовах на свердловині 96 Яблунівського НГКР оптимальну композицію ПАР для первинної обробки біополімерного бурового розчину Біокар. Доведено можливість контролю і керування коефіцієнтом міжфазного натягу в умовах буріння свердловини.

Література

1. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В. А. Амиян, Н. П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 336 с.
2. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж.Р.Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
3. Мыслюк М.А. Об ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов /М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В.Богославец // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 36 – 40.
4. Яненко В. И. Применение синтетических ПАВ в качестве добавки к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов: Обзорная информация. Вып. 14(133) / В. И. Яненко, А. П. Крезуб, Л. Н. Дегтярева. – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – 48 с.
5. Лубан Ю.В. Біокар – безглиниста промивальна рідина для буріння похило скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан, О.А. Білека, Д.М. Круль, Я.І. Кулик // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С.18 – 21.
6. Мыслюк М.А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А.Мыслюк, А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 23 – 25.
7. Русанов А.И. Межфазная тензометрия / А.И.Русанов, В.А.Прохоров. – Санкт-Петербург: Химия, 1994. – 397 с.
8. Кісіль І.С. Вимірювання динамічного міжфазного натягу розчинів поверхнево-активних речовин за допомогою методики фіксованої обертової краплі / І.С. Кісіль, В.Д. Михайлюк, В.Б. Біліщук, І.Ю. Хемій // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 6. – С. 33 – 36.
9. Мыслюк М.А. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С.25 – 28.
10. Мыслюк М.А. О применении биополимерной системы «Биокар» для вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В.Богославец, Ю.В. Лубан // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С. 35 – 39.
11. Кустурова О.В. Розробка і дослідження гуматно-біополімерного бурового розчину для буріння похило скерованих і горизонтальних свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини / О.В. Кустурова // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №1. – С.16 – 21.
12. American Oil Company (AMOCO) Corporation. Drilling Fluids Manual. AMOCO Production. – 1994. – 444 p.
13. Мыслюк М.А. Ротаційна віскозиметрія: нові підходи до обробки даних / М.А.Мыслюк, Ю.М. Салыжин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 6. – С. 17 – 21.

СИСТЕМА ВРЕМЕННОГО БЛОКИРОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ВО ВРЕМЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

Иванкив О. А.

Светлицкий В. М.

НВЦ «Актуальные нефтегазовые технологии»

Нормальная работа добывающих или нагнетательных скважин нарушается по разным причинам, что приводит либо к полному прекращению работы скважины, либо к существенному уменьшению ее дебита [1, 2]. Причины прекращения или снижения дебита могут быть самые разнообразные, связанные с выходом из строя подземного или наземного оборудования, с изменением пластовых условий, с прекращением подачи электроэнергии к оборудованию насосных или газа для газлифтных скважин, с прекращением откачки и транспортировки жидкости на поверхности и тому подобное. Так или иначе в скважинах необходимо проводить ремонтные работы для восстановления их работоспособности, в связи с чем выполняют подготовку скважин к ремонту, которая предусматривает их глушение, то есть создание условий для предотвращения открытого фонтанирования и выбросов нефти и газа при снятии устьевого оборудования и подъеме насосно-компрессорных труб.

Однако неудачный выбор типа и параметров жидкости глушения может значительно снизить естественную проницаемость прискважинной зоны пласта.

Нами предложен метод глушения с созданием временного изоляционного барьера, который заключается в следующем [3]. В скважину закачивают блокирующий состав для временного блокирования интервала продуктивного пласта с последующим заполнением скважины жидкостью (вода, буровой раствор, прямая или обратная эмульсия, солевой раствор, пенная система и так далее). Блокирующий состав для временного глушения доставляют на забой скважины по насосно-компрессорным трубам, либо по гибкой трубе колтюбинга, либо самопроизвольно. На забое скважины блокирующий состав кристаллизуется и надежно разобщает полость скважины и продуктивный пласт.

Важным условием успешного проведения технологического процесса глушения скважины с использованием блокирующего состава является время его самопроизвольной доставки на забой. Если доставка блокирующего состава на забой скважины осуществляется по насосно-компрессорным трубам или длинномерной трубе (колтюбинг), то процесс является контролируемым, а в случае самопроизвольной доставки состава на забой необходимо определить максимальное время его самодоставки. Для того чтобы определить максимальное время самодоставки блокирующего состава на забой скважины, и тем самым обеспечить качество создания временного изоляционного барьера, нам необходимо сделать важное в дальнейшем допущение. Предположим, что в этом случае мы имеем в скважине стесненное движение частиц блокирующего состава, которое осуществляется в ограниченном объеме жидкости и в присутствии других его частиц. В отличие от свободных условий, при движении совокупности частиц блокирующего состава в скважинной жидкости, она полностью заполняет все свободное пространство между ними. То есть жидкость, одновременно обтекает все частицы блокирующего состава и движется внутри каналов неправильной формы, образуемых пустотами и порами между его частями [4, 5].

Для определения скорости движения дисперсной частицы в дисперсионной среде П.В. Лященко предложил наиболее приемлемый метод определения скорости движения дисперсной частицы в дисперсионной среде, однако его использование ограничено ввиду необходимости использования в расчетах графической зависимости $Re = f(Re^2 \psi)$ [6]. И ввиду того, что зависимость построена в логарифмической системе координат, то ошибки при определении параметра Re неизбежны и, кроме того, значительны по абсолютной величине [7].

Согласно методике [7] для определения скорости свободного падения сферического тела в вязкой среде, как и в классическом методе [6], вначале вычисляют безразмерный параметр Лященко $Re^2 \psi$:

$$Re^2 \psi = \frac{\pi g d^3 \rho_H (\rho - \rho_H)}{6 \mu^2}, \quad (1)$$

где d – диаметр сферического тела, м; ρ – плотность тела, кг/м³; ρ_H – плотность среды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; ψ – коэффициент гидродинамического сопротивления среды движущемуся телу; μ – динамический коэффициент вязкости среды, Па·с.

С использованием безразмерного параметра Лященко Re^2 рассчитывается число Re и по нему определяется скорость v движения частицы:

$$Re = e^{\left[\frac{\ln(Re^2 \psi) + 3,73}{0,883 + 0,108 \ln(Re^2 \psi)} - 7,368 \right]}, \quad (2)$$

$$v = \frac{\mu Re}{d \rho_H}. \quad (3)$$

Минуя промежуточные расчеты, скорость свободного падения частицы можно определить непосредственно после вычисления параметра Re^2 :

$$v = \frac{\mu}{d \rho_H} \cdot e^{\left[\frac{\ln(Re^2 \psi) + 3,73}{0,883 + 0,108 \ln(Re^2 \psi)} - 7,368 \right]}. \quad (4)$$

Наконец, зная глубину установки временного изоляционного барьера H , определяем время t самопроизвольной доставки частицы блокирующего состава на забой

$$t = \frac{H}{\frac{\mu}{d \rho_H} \cdot e^{\left[\frac{\ln(Re^2 \psi) + 3,73}{0,883 + 0,108 \ln(Re^2 \psi)} - 7,368 \right]}}. \quad (5)$$

Как указывалось выше, согласно [4, 5] мы имеем стесненное движение частиц блокирующего состава. То есть в ограниченном пространстве скважины движение каждой частицы блокирующего состава нарушается вследствие изменения параметров среды – плотности и вязкости [7]. Для учета изменения этих параметров стесненной среды согласно методике [7] они определяются объемной концентрацией частиц в блокирующем составе. Параметры стесненной среды в зависимости от объемной концентрации частиц в блокирующем составе могут быть определены по формулам [7]:

$$\rho_c = \rho_H + (\rho - \rho_H) c \quad (6)$$

и

$$\mu_c = \mu (1 + 2,5c + 7,35c^2 + 16,2c^3 + \dots), \quad (7)$$

где ρ_c – плотность суспензии, кг/м³; μ_c – динамические коэффициенты вязкости суспензии, Па·с; c – объемная концентрация частиц блокирующего состава, доли ед.

Тогда время t самопроизвольной доставки частицы блокирующего состава в стесненных условиях ограниченного пространства скважины на ее забой (при объемной концентрации частиц в блокирующем составе до 40 %) может быть рассчитана по формуле (1) и (5), но с использованием параметров стесненной среды (плотности и вязкости) [7]

$$Re^2\psi = \frac{\pi g d^3 \rho_c (\rho - \rho_c)}{6\mu_c^2} \quad (8)$$

и тогда

$$t = \frac{H}{\frac{\mu_c}{d\rho} \cdot e^{\left[\frac{\ln(Re^2\psi)+3,73}{0,883+0,108\ln(Re^2\psi)}-7,368\right]}} \quad (9)$$

В качестве примера глушения скважины методом самопроизвольной доставки пачки на забой, приведены данные скважин в Иране.

Скорость доставки блокирующей пачки рассчитывалась по формуле 9 и составила для:

- скважины 104 Ахваз – 48 мин,
- скважины 387 Ахваз – 59 мин.

Обе скважины глушились «в лоб» из-за наличия пакера. После закачки блокирующей пачки, продавка ее на забой осуществлялась на скважине 104 дизелем, а на скважине 387 водным солевым раствором.

Табл. 1 – Краткие данные по скважинам глушения на месторождении Ахваз, Иран

Месторождение, скважина	Ахваз 387	Ахваз 104
Тип резервуара (литология)	Песчаник	Карбонат
Глубина скважины	3040 м	2795 м
Пористость коллектора	14 – 15%	18 – 21 %
Пластовая жидкость	нефть	
Вязкость нефти	1 сР	1,8 сР
Давление пласта	28 МПа	26 МПа
Температура на устье	65 °С	50 °С
Давление на устье скважины стат.	15 МПа	3,5 МПа
Забойная статическая температура	104,5 °С	101 °С
Забойное Статическое Давление	25 МПа	18 МПа
Производительность скважины до глушения	70 т/сут	953 т/сут
Объем вязкоупругой пачки	11 м ³	13 м ³
Производительность скважины после глушения	85 т/сут	953 т/сут

Приводим также схематическую конструкцию скважин на рис. 1 и 2.

После окончания продавки и выдержки скважины в покое на протяжении 6 часов, проводилось определение соответствие высоты блокирующей пачки расчетной величине путем спуска колтюбинговой трубы. Установлено, что на скважине 387 уровень соответствовал расчетному, а на 104 уровень блокирующей пачки снизился на 120 м. После освоения скважины методом понижения давления дебит скважины вырос на 15 т/сут, что свидетельствует о ликвидации заколонного перетока в зоне интервала перфорации.

Проведенные работы показали высокую технологичность и эффективность работ по временному глушению скважин.

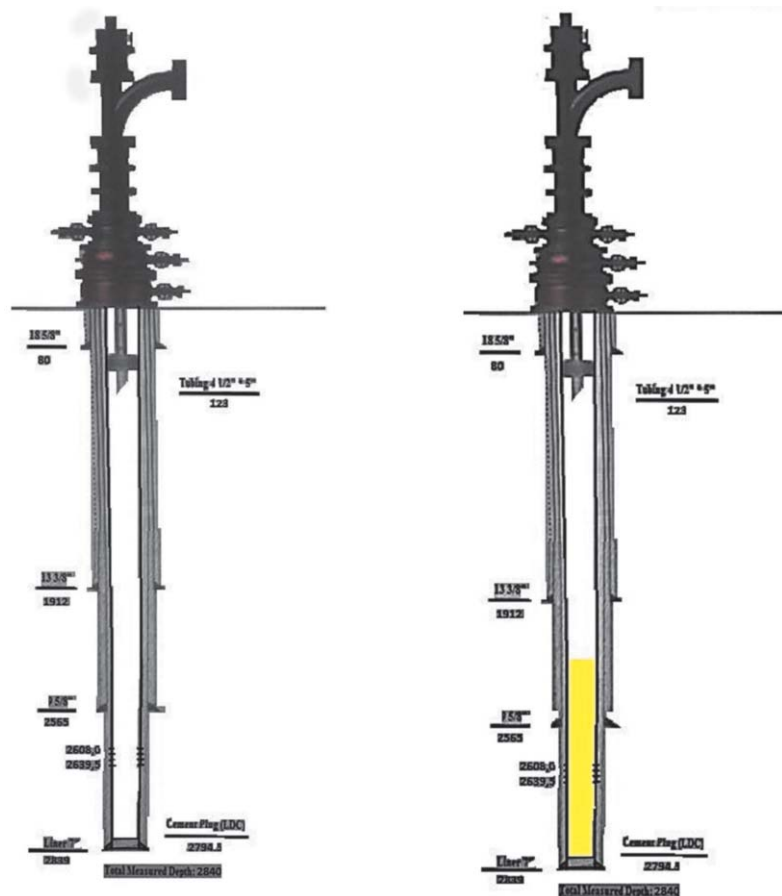


Рис. 1 – Схема конструкции скважины Ахваз 104 до и в процессе глушения

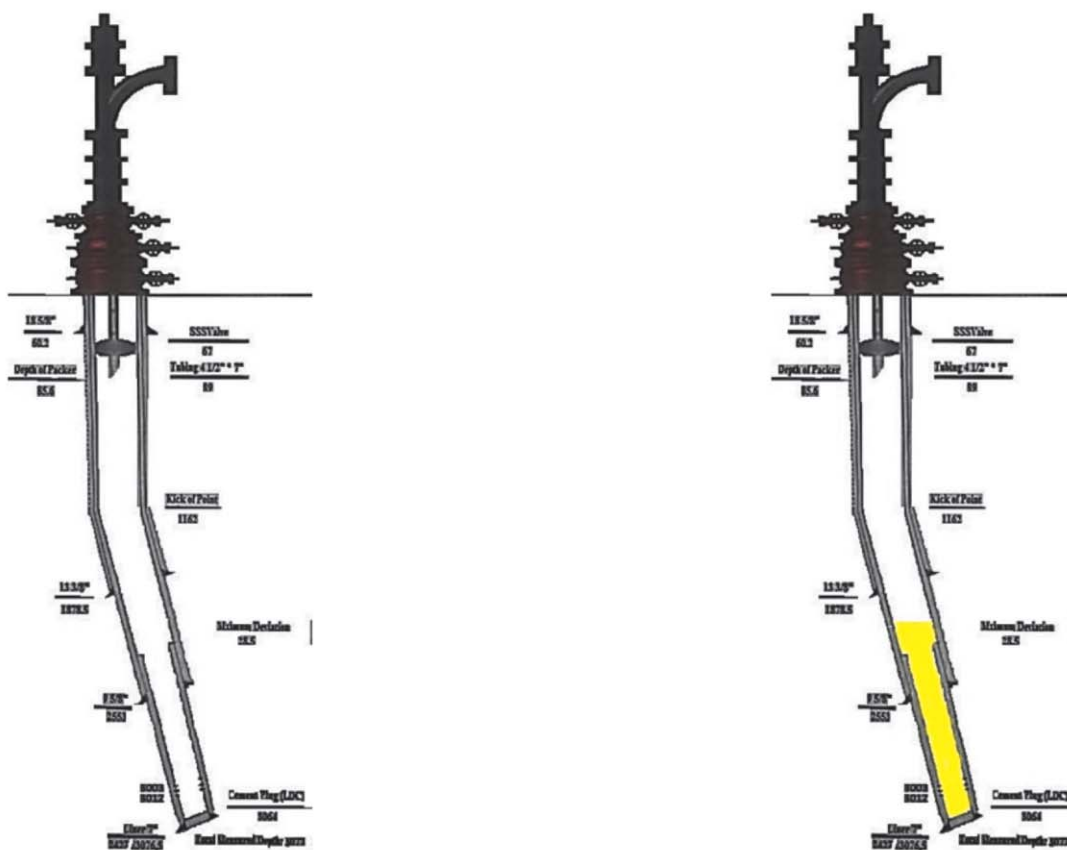


Рис. 2 – Схема конструкции скважины Ахваз 387 до и в процессе глушения

Література

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука – К.: Львів, 1996. – 620 с.
2. Світлицький В. М. Техніка та технологія підземного ремонту свердловин / В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, В. П. Троцький. – Х.: Прапор, 2007. – 496 с.
3. Світлицький В.М. Патент № 114362 на винахід, Україна. Розчин для глушіння та ремонту свердловин / Світлицький В. М., Іванків О. О., Третяк В. О., Хомин В. Б., Вишневський О. І. – а201509900; заяв. 12.10.2015; Публ. 25.05.2017, Бюл. №10.
4. Бедрань Н. Г. Расчет скорости стесненного движения минеральных зерен в среде // Бедрань Н. Г., Денисенко А. И., Пилов П. И. - Изв. вузов. Горный журнал. – 1979. – № 1. – С. 169 – 171.
5. Пилов П. И. Скорость осаждения частиц минералов в воде с учетом их формы и смачиваемости их поверхности / Пилов П.И. - Збагачення корисних копалин: Наук.-техн. зб. – 2016. – Вип. 63(104). – С. 77 – 81.
6. Лященко П. В. Гравитационные методы обогащения / П.В. Лященко. М. – Л.: Гостоптехиздат, 1940. – 360 с.
7. Смирнов В. А. Определение скорости падения частиц в вязкой жидкости / В. А. Смирнов // наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Гірничо-електромеханічна. – Випуск 15(131), 2007 р., С. 185 – 188.

РЕАЛІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ БЕЗАМБАРНОГО БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ КАРАТ-БУРСЕРВІС

Калинович В. М.

ТОВ НВП «КАРАТ-БурСервіс»

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 наступні основні проблеми:

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

В даний час для забезпечення якісного багатоступеневого очищення бурових розчинів бурові компанії використовують сучасне обладнання. Уже традиційним стало використання трьох вібросит, сито-гідроциклонної установки та двох центрифуг. Однак високі темпи буріння не дозволяють утримувати параметри бурового розчину в допустимих межах. Часто не обходиться без додаткового розбавлення промивальних рідин водою.

Перший комплексний досвід реалізації технології безамбарного буріння свердловини ми отримали при бурінні свердловини №203 Західні Радченки в 2008 році – замовник ТОВ «Єврокрим». В зв'язку з цим на стадії монтажу по нашому проекту був модернізований верстат БК «БУКРОС». В даному проєкті ми надавали повний комплект обладнання для очищення бурового розчину та утилізації відпрацьованого об'єму з повторним використанням. Була успішно пробурена свердловина глибиною 4500 м із збереженням всіх екологічних норм.



Комплекс обладнання для безамбарного буріння свердловин

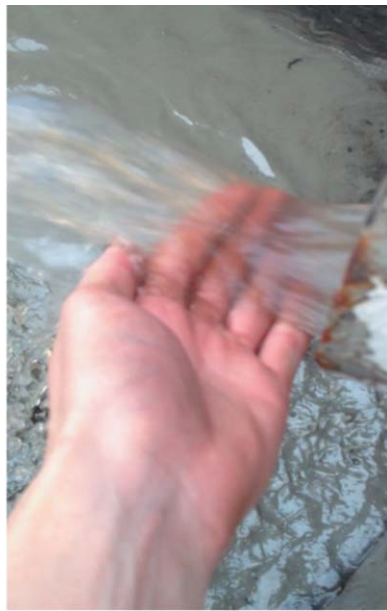
З 2015 року ПрАТ «Нафтогазвидобування» та АТ «Укргазвидобування» активно розпочали буріння свердловин за безамбарною технологією. В зв'язку з цим на ринку послуг ми запропонували додаткове обладнання для тонкого очищення бурових розчинів, яке забезпечило мінімізацію відходів буріння. На різних об'єктах використовувались додаткові центрифуги та системи збирання бурового шламу. На одному буровому верстаті застосовувалось дві центрифуги типу ОГШ замовника та дві додаткові наші, на іншому дві центрифуги замовника та три додаткові наші. Ця комбінація дозволила значно скоротити об'єми вивозу шламу та споживання чистої води.

В процесі роботи стало очевидно, що повністю очистити буровий розчин від твердої фази механічним способом не можливо. Тому було запропоновано в тестовому режимі, для очищення бурового розчину, використати коагуляційно-флокуляційний блок (КФБ) виготовлений ТОВ «Укрнафтозапчастина». Спільно з ТОВ «Геосинтез Інженіринг» була успішно впроваджена дана технологія, яка підтвердила необхідність подальшого використання такого комплексу обладнання.

В результаті впровадження технології тонкого очищення бурового розчину на свердловинах ПрАТ



Вихід шламу

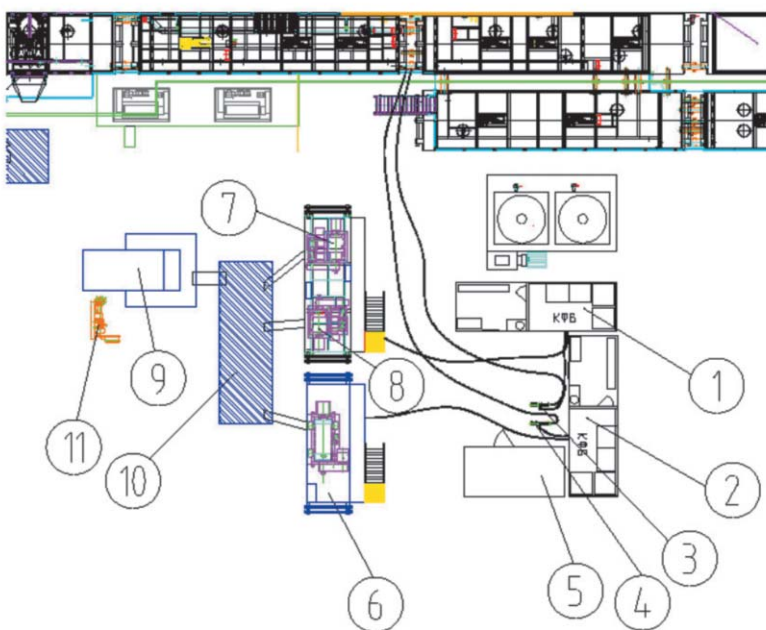


Вихід фугату

«Нафтогазвидобування» та АТ «Укргазвидобування» було забезпечене буріння з замкнутим водопостачанням та повною утилізацією відпрацьованих бурових розчинів. З допомогою системи обезводнення весь розчин в збалансованому режимі розділявся на технічну воду та шлам. На вході буровий розчин подавався з густиною $1,25 \text{ г/см}^3$, а на виході виділявся фугат густиною – $1,02 - 1,04 \text{ г/см}^3$.

Сучасні темпи буріння свердловин при вказаній технології не можуть повністю забезпечити необхідне очищення бурового розчину, особливо у верхніх інтервалах залягання високо-лоїдальних глинистих та крейдових відкладів. Тому ПрАТ «Нафтогазвидобування» було поставлено завдання повністю вирішити проблему очищення бурового розчину від твердої фази в інтервалах значних механічних швидкостей буріння. Нами було запропоновано використати при бурінні верхніх інтервалів два блоки КФБ та додатковий центрифугальний модуль. Ця технологія дала позитивний результат і в даний час буде впроваджена при бурінні наступної свердловини.

В процесі буріння шлам після вібросит вміщує значну кількість промивальної рідини, яка ускладнює завантаження та транспортування його у відведені пункти шламонакопичення. Для обезводнення шламу необхідно



Монтажна схема обладнання для тонкого очищення бурового розчину



Загальний вид комплексу обладнання для тонкого очищення бурового розчину



Загальний вид комплексу для обезводнення бурового шламу

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 тех-

нології очищення та утилізації відпрацьованого бурового розчину з використанням ефективних технологій і реагентів. В даний час при будівництві свердловин активно 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 власний повний комплект обладнання, який дозволив вести бурові роботи без шламових амбарів. До складу обладнання увійшло:

- коагуляційно-флокуляційний блок (КФБ);
- центрифуга типу ОГШ;
- установка осушення шламу;
- комплект відповідних перекачуючих насосних агрегатів.

Таким чином підприємства групи компаній «КАРАТ» в змозі забезпечити дану технологію на п'яти свердловинах одночасно.

ТЕХНОЛОГІЧНЕ УДОСКОНАЛЕННЯ СЛУЖБИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ І РЕЗУЛЬТАТИ ЇЇ РОБОТИ НА ПЛОЩАХ БУ «УКРБУРГАЗ»

Сушинський І. І.
Ляменков С. В.
БУ «Укрбургаз»

У силу різноманітних обставин, напрямок бурові розчини в БУ «Укрбургаз» до 2016 року практично не розвивався. На свердловинах вимірювалося лише 5 параметрів: густина, умовна в'язкість, фільтрація, товщина фільтраційної кірки, статичне напруження зсуву і показник рН. Всі параметри вимірювалися по старому «радянському» ГОСТу приладами, які були розроблені ще у 60 – 70-х роках минулого сторіччя. Вони мали досить велике значення похибки виміру, важко калібрувалися, а точність виміру залежала від багатьох факторів.

Стара система вимірювання дозволяла тільки зафіксувати факт дестабілізації бурового розчину, але не дозволяла оперативно визначити причину. Досить часто були випадки, коли при виході за проектні межі одного з основних параметрів бурового розчину, бурова бригада відправляла розчин в центральну лабораторію, при цьому бурильний інструмент піднімали в башмак попередньої колони до підбору рецептури обробки. Іноді це займало досить тривалий час.

Але основною проблемою були навіть не морально застарілі прилади, основною проблемою була обмежена кількість кваліфікованого персоналу. У штаті кожного відділення бурових робіт було лише 5 інженерно-технічних працівників, 1 на 4 – 5 свердловин. На них і лежав увесь тягар відповідальності за якість бурового розчину. Більше того, у зв'язку з низькою заробітною платою, був постійний відтік кваліфікованих кадрів.

Не дивно, що при такій ситуації, у балансі календарного часу суттєву частку займав час на ліквідацію аварій і ускладнень, а самі ускладнення були досить поширеним явищем.

Так було аж до другої половини 2016 року. Але з приходом в АТ «Укргазвидобування» нової команди фахівців, в напрямку бурові розчини в БУ «Укрбургаз» швидкими темпами стали відбуватися революційні зміни. Все почалося все з того, що у департаменті буріння АТ «Укргазвидобування» була створена посада менеджер з бурових розчинів та розроблена і затверджена стратегія розвитку напрямку бурових розчинів. З тих пір у службі бурових розчинів БУ «Укрбургаз» почали відбуватися революційні трансформації:

1. Замість сектору бурових розчинів, який складався з двох працівників у структурі технологічного відділу, було створено окремий відділ бурових розчинів – вісім посад шість з яких головні фахівці відділу. На дані посади було прийнято людей з великим досвідом роботи у провідних сервісних компаніях. Дані фахівці по два чоловіка були закріплені за кожним відділенням бурових робіт і які працюють вахтовим методом. Кожному робітнику відділу, а також інженерним працівникам у відділеннях було суттєво збільшено посадові оклади, що дозволило зупинити відтік кваліфікованих кадрів.

2. Було закуплено 63 сучасні польові вагони лабораторії та 65 комплектів лабораторного обладнання для вимірювання параметрів промивальних рідин за стандартами АНІ.

3. Для кожного ВБР куплено пікап Toyota Hilux.

В плані технічного оснащення відбулися досить суттєві зміни, але без підвищення кваліфікації персоналу служби бурових розчинів все це було б марною тратою грошей.

З цією метою з Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу було укладено 3 договори, які дозволили працівникам служби бурових розчинів проходити лабораторно-практичний тренінг з контролю параметрів бурових розчинів за стандартам АНІ на базі університету.

Головні фахівці відділу налагодили систему складання і надання добових рапортів, що у режимі «онлайн» дозволило відслідковувати потенційні загрози дестабілізації розчину і своєчасно надавати рекомендації з їх обробки. І найголовніше, почалася поступова ліквідація посади «лаборант-колектор», замість якої вводиться посада «польовий інженер з бурових розчинів». На сьогодні в БУ «Укрбургаз» створено 24 таких посади і зараз проходить погодження створення ще восьми, але цей процес уповільнюється через відсутність на ринку вільних кваліфікованих фахівців.

Такі кардинальні зміни дозволили розпочати впровадження систем бурових розчинів для різних гірничо-геологічних умов (системи для первинного розкриття продуктивних горизонтів із зворотною кольматацією, системи для буріння в умовах аномально високих тисків і температур, системи для досягнення високих механічних швидкостей, тощо).

Окремо хочеться відмітити, як дана трансформація позначилася на показниках компанії. У 2017 році на початку етапу трансформації служби у балансі календарного часу, на ліквідацію аварій витрачено 26,6 тис. год, а у 2018 році 19,7 тис. год, в той час як кількість самих аварій у 2018 році була більшою ніж у 2017 році.

Час ліквідації ускладнень – показник, який на пряму залежить від якості бурового розчину. У 2016 році він складав 71,9 тис. години, що у загальному балансі часу становить 16 %, у 2017 році 35,7 тис. год – 8 % і у 2018 році 19,5 тис. год це 4,8 %, що на 42 % менше в порівнянні з 2017 і на 72 % менше ніж у 2016 р. Крім того, у 2018 році у БУ «Укрбургаз» відбулася історична подія коли, протягом майже місяця, жодної свердловини не було на стадії ліквідації аварії чи ускладнення. І це при тому, що БУ «Укрбургаз» найбільший буровий підрядник у Європі і процес трансформації ще не завершено.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ В БИОПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОМПЛЕКСООБРАЗУЮЩИХ СОЛЕЙ

Чудык И. И.

ИФНТУНГ

Ляшенко С. О.

ООО «Геосинтез Инжиниринг»

В мировой практике строительства нефтяных и газовых скважин увеличиваются объемы применения безглинистых буровых растворов на биополимерной основе, которые позволяют проводить скважины с минимальным давлением на забой, обеспечивают условия для повышения скорости бурения, эффективной очистки ствола скважины и качества вскрытия продуктивных горизонтов.

Однако применение биополимерных растворов при вскрытии коллоидальных глинистых отложений затруднено вследствие их склонности к интенсивному загустеванию при поступлении большого объема глинистого шлама. Причина лежит в самой природе биополимерных промывочных систем, тиксотропная структура которых основана на взаимодействии высокомолекулярных полисахаридных полимеров.

Чтобы расширить область применения биополимерных систем на интервалы коллоидальных глин, необходимо изменить механизм получения тиксотропной структуры. Для решения данной проблемы мы использовали известный метод сшивания молекул биополимера комплексообразующими солями поливалентных металлов [1-3].

Нами изучены зависимости реологических и структурно-механических свойств биополимерного раствора от концентрации некоторых солей комплексообразователей (Рис. 1).

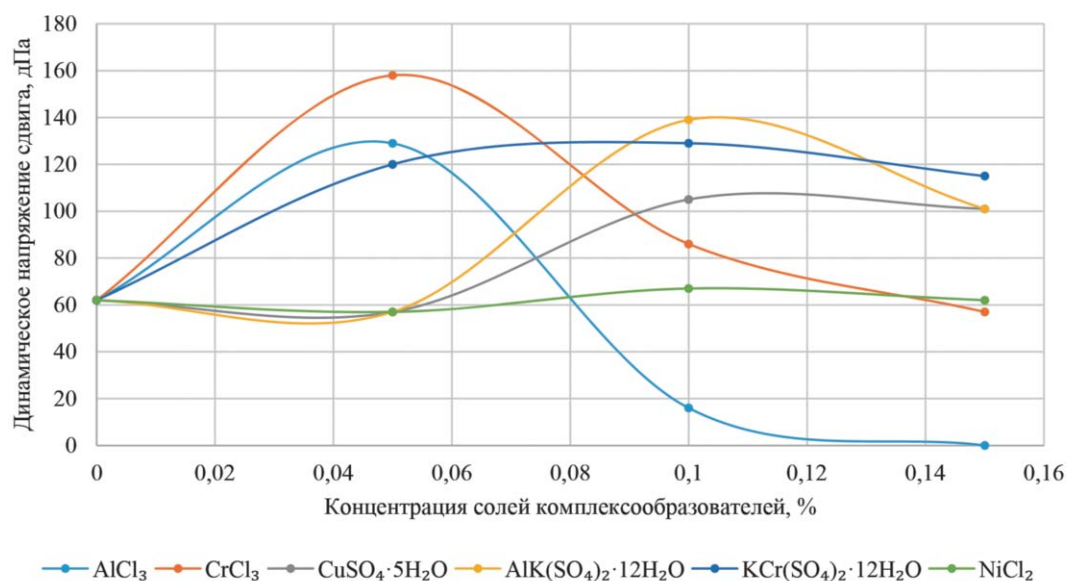


Рис. 1 – График зависимости динамического напряжения сдвига биополимерного раствора от концентрации солей комплексообразователей.

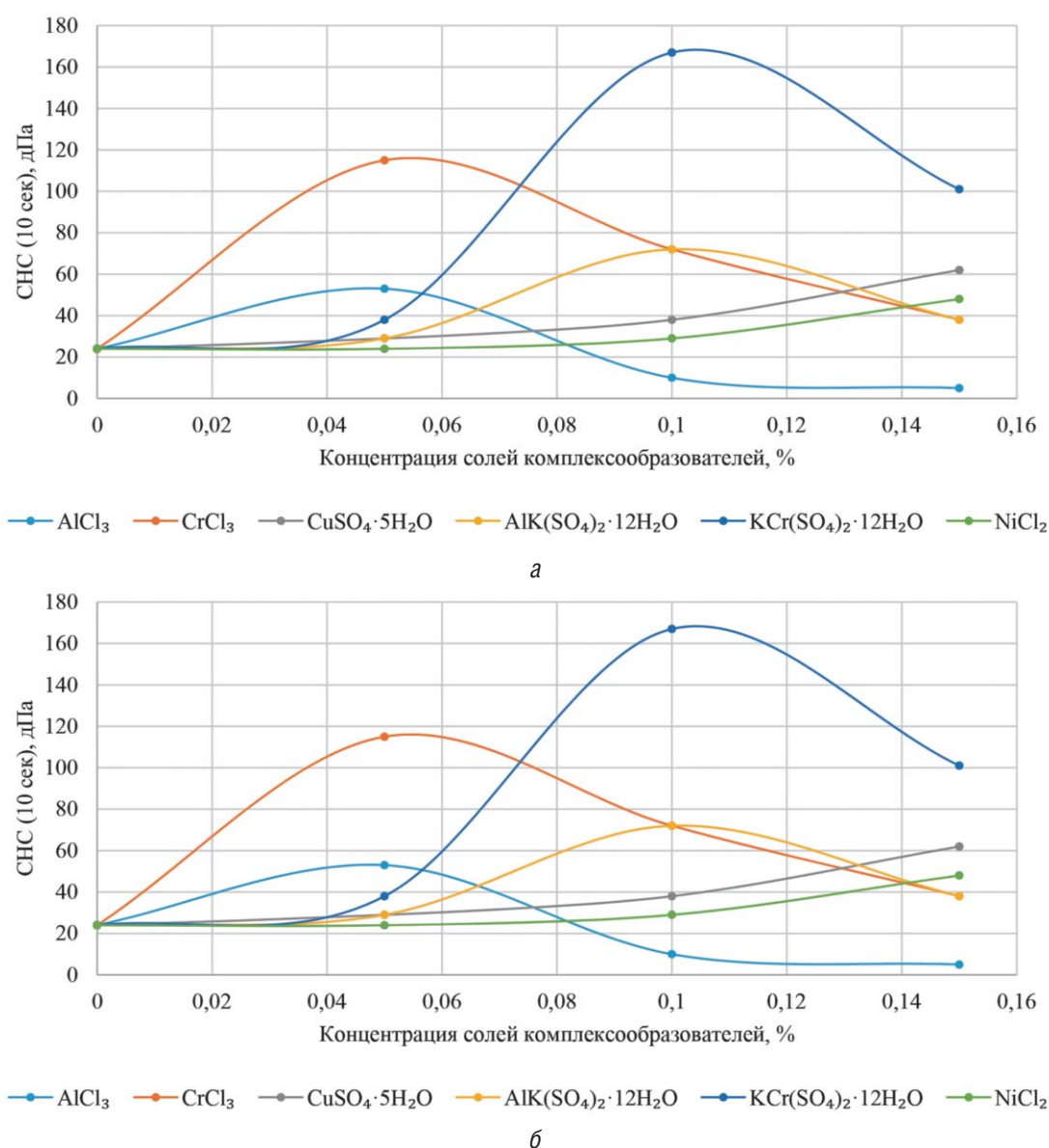


Рис. 2 – График зависимости статического напряжения сдвига биополимерного раствора от концентрации солей комплексообразователей: а) СНС за 10 сек; б) СНС за 10 мин

В исследуемую пробу раствора ксантановой камеди 0,3% концентрации добавляли от 0,05 до 0,15% сшивающего агента ($\text{CrCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{AlCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{AlK}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$, $\text{NiCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Установлено, что все использованные соли обеспечивают сшивку биополимера, что проявляется в повышении вязкости, показателя СНС и реологических свойств полученных растворов.

Наиболее прочные структуры образуются при вводе солей, содержащих трёхвалентный ион хрома. На графике статического напряжения сдвига наблюдается многократное увеличение прочности геля биополимерного геля уже при вводе 0,05% хромсодержащих солей (Рис. 2).

Однако пространственная структура, полученная сшивкой молекул биополимера, во времени или под действием температуры, переходит в кристаллизационную форму, что резко снижает ее способность к восстановлению после механического разрушения. Кроме этого, термостатирование растворов, обладающих сшитой биополимерной структурой, часто сопровождается явлением синерезиса, обусловленным увеличением числа контактов между молекулами вследствие усиления их теплового движения. В результате происходит упрочнение полимерной основы геля, уменьшение ее объема и отделение дисперсионной среды (Рис. 3).

Таким образом установлено, что процесс сшивки биополимера и образование первичной структуры протекает очень интенсивно, в течении небольшого периода времени. В дальнейшем сшитая биополимерная структура имеет тенденцию к упрочнению. Постепенно прочность структуры достигает

критических значений, что придает ей необратимый характер. Повышение температуры увеличивает скорость упрочнения структуры.

Регулирование интенсивности процессов структурообразования возможно введением в систему ионного буфера, в роли которого могут выступать лигносульфонатные реагенты. Молекулы лигносульфонатов блокируют активные центры на поверхности молекул биополимера и тем самым препятствуют возникновению синерезиса.

Лигносульфонатные реагенты также исключают переход сшитой полимерной структуры в кристаллизационную форму. Структурно-механические параметры сшитого биополимерного раствора, обработанного реагентом КССБ, полностью восстанавливаются после термостатирования (Рис. 4).



Рис. 3 – Явление синерезиса в растворе биополимера, поперечно сшитого хромокалиевыми квасцами

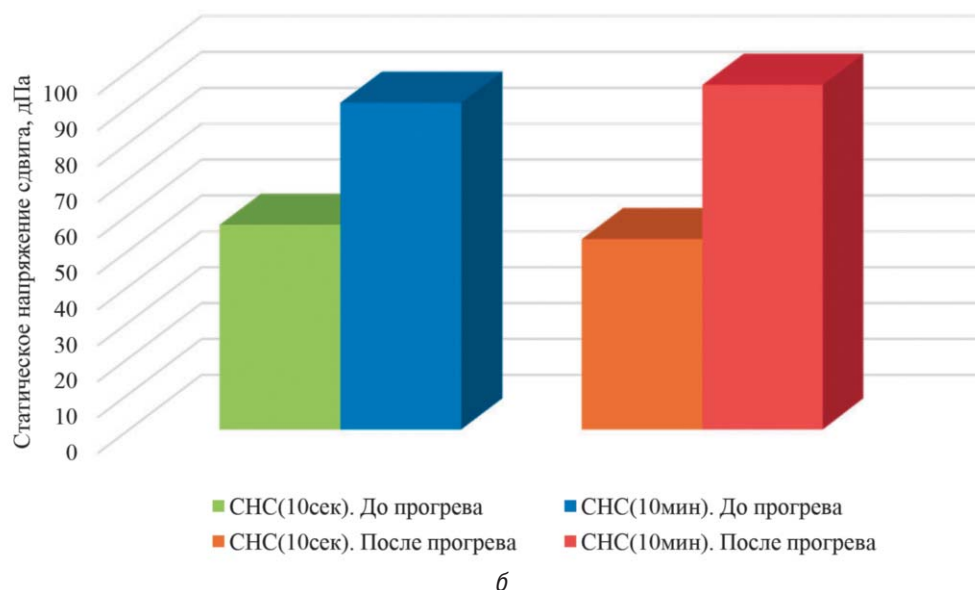
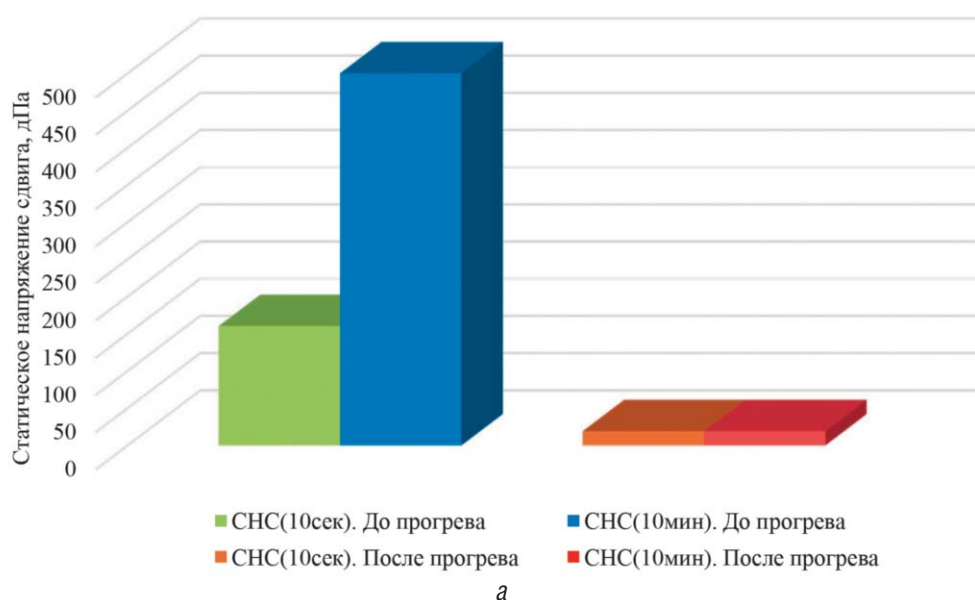


Рис. 4 – Изменение статического напряжения сдвига после термостатирования биополимерных растворов, сшитых с помощью ввода: а) хромокалиевых квасцов; б) хромокалиевых квасцов и 3% КССБ

Проведенные исследования были положены в основу биополимер-лигносульфонатного бурового раствора Лигнокросс, разработанного для вскрытия коллоидальных глинистых отложений (Таблица 1).

Разработанная промывочная система сохраняет все технологические преимущества, присущие традиционным безглинистым буровым растворам на полисахаридной основе. Исследованиями подтверждены высокие реологические характеристики в забойных условиях, низкая фильтрация, высокие ингибирующие и изолирующие свойства. Лигнокросс устойчив к моно- и поливалентной солевой агрессии. Это позволяет использовать водорастворимые соли для утяжеления бурового раствора и замещения традиционных твердых утяжелителей – барита и мрамора. Термическая устойчивость системы при полной минерализации по хлориду натрия достигает 140 градусов Цельсия.

Основным преимуществом системы Лигнокросс перед традиционными безглинистыми растворами на полисахаридной основе является повышенная устойчивость к загрязнению глинистой породой. На графике представлена кинетика изменения реологических и структурно-механических параметров биополимерных растворов, вследствие набухания и диспергирования введенного бентонита. Установлено, что система Лигнокросс значительно меньше подвержена загустеванию, чем традиционный биополимерный буровой раствор.

Испытания системы Лигнокросс были проведены в отложениях высококоллоидальных глин Стебницкой свиты при бурении разведочной скважины Пидгирци 1. Промышленные испытания подтвердили результаты, полученные при лабораторных исследованиях. Раствор сохранил технологические параметры и позволил успешно пробурить скважину в условиях интенсивного поступления глинистого шлама и неудовлетворительной работы системы очистки.

Табл. 1 – Технологические параметры биополимер-лигносульфонатной системы Лигнокросс при бурении скважины Пидгирци 1

Интервал бурения	Техническая колонна Ø 245 мм	
	Проект	Факт
Плотность, г/см ³	1,20	1,18 – 1,23
Условная вязкость, с	50 – 100	29 – 55
СНС (1 мин / 10 мин), дПа	40 – 60 / 90 – 120	38 – 86 / 72 – 120
Фильтрация, см ³ /30 мин	6 – 8	6 – 6,5
Пластическая вязкость (PV), сПз	–	11 – 20
ДНС (УР), дПа	–	57 – 139
рН	9 – 11	7,4 – 8,75
Содержание KCl, %	–	5,1 – 5,84
Общая минерализация, %	–	10,3 – 17
Содержание твердой фазы, %	–	3 – 17
Содержание коллоидной фазы, кг/м ³	–	3 – 25

По нашему мнению, разработанная биополимер-лигносульфонатная промывочная система Лигнокросс может быть перспективной для вскрытия пластичных глинистых пород в Карпатах и на шельфе Чёрного моря.

Литература

1. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 160 с.
2. Дедусенко Г.Я. Исследование биополимера ХС и приготовленных на его основе промывочных жидкостей / Г.Я. Дедусенко, Н.М. Колодкова, ИИ. Липкес. // Z. angew. Geol. – 1980, – №5, – С. 269 – 271.
3. Ru Liu. Synthesis of Sodium Trimetaphosphate Crosslinked Xanthan Gum and Rheological Properties of Its Aqueous Solution[J] / Liu Ru, Li Haiping, Hou Wanguo // Chinese Journal of Applied Chemistry/ – 2015. – 32(9) – P. 1061 – 1069.

ЕКОНОМІЧНЕ ТА ЯКІСНЕ БУДІВНИЦТВО СВЕРДЛОВИНИ: ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ БЕЗ УСКЛАДНЕНЬ ТА АВАРІЙ; НОВА ТЕХНОЛОГІЯ КРІПЛЕННЯ, ЩО ГАРАНТУЄ ПОВНУ ГЕРМЕТИЧНІСТЬ; ОСВОЄННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ЗА МЕТОДОМ ГІДРОРОЗРИВУ «НАВПАКИ»

Васильченко А. О.

Буріння та кріплення стовбуру свердловини, а також освоєння продуктивних пластів є важливими етапами будівництва свердловини, які визначають ефективність діяльності підприємства з розробки нафтового чи газового родовища. Розглянемо можливі напрямки радикального підвищення технологічного та економічного результату будівництва свердловини.

Буріння стовбуру

Історія буріння знає приклади, коли інтервали у 1000 – 2000 м розбурювали просто на воді і обсаджували колоною протягом тижня. У даній статті будемо розглядати не екстремальне, а звичайне буріння у складних гірничо-геологічних умовах, наприклад, у ДДз. Згідно аналітичним даним, найбільша кількість ускладнень та аварій у цьому регіоні пов'язана з поглинаннями бурового розчину, осипаннями стінок свердловини, прихватами бурового інструменту внаслідок дії перепаду тиску. Тому складні гірничо-геологічні умови обумовлюють застосування не просто чистої води, а бурового розчину інгібованого типу.

Коротко нагадаємо фахівцям, які на курсах «MI-SWACO» або «Halliburton» добре засвоїли, яка фізико-хімічна причина викликає руйнування стінок, і які існують ефективні способи забезпечення стійкості стінок. Принципова помилковість теоретичних положень, викладених на іноземних курсах детально розглянута у [1, 2, 3].

В Україні кілька десятків років тому виявлена властивість води (або рідин в цілому) доволі рухатись у тому напрямку, де впорядкованість структури більша і енергонасиченість водневих структурних зв'язків вища [1]. Нове фізико-хімічне явище було названо ентропоосмосом, що означає у перекладі з грецької «перетворювати на тиск». У порах і тріщинах гірських порід вода має високий рівень структурної організованості і тому закономірно утворюється ентропоосмотичний потік води з бурового розчину у порово-тріщинний простір стінок свердловини, де невинно нагромаджується тиск. Коли величина тиску перевищує міцність гірських порід, відбувається руйнування стінок свердловини. Попри намагання дослідників обернути потік води і направити його з боку гірських порід у свердловину, такий ефект ніколи не був реалізований в реальних умовах свердловини. Тільки в лабораторних експериментах нібито легко досягали обертання процесу перетоку, коли припускались очевидних методичних помилок, які зафіксовані у [1, 4].

Запропоновано єдиний принципово можливий варіант попередити (а не тільки загальмувати) перетоки води у системі «вода у буровому розчині – вода у порово-тріщинному просторі гірських порід»:

- здійснити надійну ізоляцію порово-тріщинного простору від контакту з водою у буровому розчині шляхом цементації поверхні стінок свердловини (алюмосилікатні породи) внаслідок хімічної взаємодії з вапном у буровому розчині;
- здійснити ізоляцію порово-тріщинного простору шляхом цементації поверхні стінок свердловини (карбонатні породи) внаслідок хімічної взаємодії з високомодульним рідким склом у складі бурового розчину;
- ізолювати порово-тріщинний простір пластичним гідрофобним матеріалом (бітум, гільсоніт тощо).

Наведені вище методи ізоляції забезпечують не тільки закріплення стінок, але і попередження як поглинання, так і відфільтровування рідини у проникний пласт. Бурові розчини ізолюючого і закріплюючого типу додатково вирішують стратегічну проблему розробки родовищ, а саме – створення з несумісних умов буріння таких умов, що виключають ускладнення і аварії без використання важкої конструкції [5].

У давні часи так склалось, що у керівництві бурових підприємств стояли розумні і сміливі люди, які ще на стадії проектування свердловини 800 Шебелинської погодили застосування мінералізованого вапняного бурового розчину в інтервалі буріння під технічну колону Ø 324 мм. В один інтервал (1360 – 3738 м) потрапили пластичні глини тріасу, солі та галопеліти хемогенної пермі, виснажені газонасні пісковики нижньої пермі та верхнього карбону, далі водочутливі аргіліти та знову газонасні пісковики верхнього та середнього карбону з високим тиском. При репресії на продуктивні пласти нижньої пермі та верхнього карбону $\Delta P = 3,8$ МПа свердловина не потрапила в аварію ні через поглинання, ані диференційний прихват. Вапняна система бурового розчину використовується у світі вже більше 100 років (як жодна інша) і надає неперевершені результати з буріння у надскладних гірничо-геологічних умовах, наприклад, на свердловині 800 Шебелинській.

Рационального пояснення причини упередженості підприємців та їхніх менеджерів щодо бурових розчинів вапняного типу не існує, крім психологічних. Натомість фахівці Харківської школи бурових розчинів або ті, хто все ще намагається її представляти, розробили великий набір вапняних розчинів на будь-який смак. Коротко згадаємо деякі різновиди.

Найпростіші і екологічно чисті вапняні системи. Розчини, що складаються з двох або трьох компонентів + вода. Вапняні розчини за патентами України №№ 71328, 71329 мають цілком достатні технологічні параметри і найвищі з можливих інгібуючих і закріплюючих властивостей. Набутий протягом кількох десятиліть досвід свідчить, що вапняний буровий розчин не потребує використання змащувальних домішок. Якщо тендерна комісія складається з розумних і неупереджених фахівців, то підприємство, яке обере зазначені вище вапняні бурові розчини, буде впевнено вигравати тендери за показником витрат на приготування і обробку бурового розчину.

Безглинисті біополімерні системи. Органічну основу цих розчинів, крім біополімеру, складають синергетичні композиції колоїдів з полімерами, які забезпечують надзвичайно високу соле- і термостійкість, а також стійкість до механодеструкції. Роль закріплюючої основи у буровому розчині за патентом України №20698 виконує вапно, а, наприклад, за патентом №209662 – високомодульне рідке скло.

Вже приблизно з півстоліття автор пов'язаний з розробкою, дослідженням та впровадженням вапняних бурових розчинів. Жодних недоліків, які могли б стати на перешкоді широкому застосуванню найкращому і неперевершеному типу бурового розчину в Україні і у світі в цілому немає. Відсутність домінування на ринку вапняного типу бурового розчину пояснення не має. Щоб висловити ступінь здивування цими незрозумілими обставинами автор у статті [1] виніс у епіграф наступні слова одного з казкових героїв Р. Кіплінга: «Дивно, як дехто не розуміє власної вигоди». Такого самого типу здивування виникне, коли перейдемо до наступного розділу доповіді.

Нова технологія кріплення, що гарантує повну герметичність свердловини

Кріплення обсадними колонами представляє собою етап, на якому закладаються численні проблеми, долати які треба вже під час експлуатації свердловини. Найбільших збитків завдають заколонні перетоки вуглеводнів: утворення техногенних покладів, забруднення водоносних пластів, зім'яття

обсадних колон в інтервалах залягання глин та солей, прямі втрати газу при реалізації сайклінг-процесу тощо. Великі кошти щороку витрачаються на капітальний ремонт з метою відновлення герметичності свердловин.

Вважається, що показником якості кріплення колони є висока міцність цементного каменю. Натомість міцний цементний камінь в умовах дії знакоперемінних механічних, термічних та інших дій приречений на те, щоб в його тілі утворилися тріщини, а на контакті зі стінками свердловини і на поверхню труб – порожнини. Внаслідок цього експлуатаційні газові свердловини, як довговічні споруди, рано чи пізно втрачають герметичність. Рано – це вже одразу після проведення перфорації, освоєння і випробування, а пізно – через 10 – 15 років експлуатації. Приреченість свердловини на втрату герметичності обумовлена тим, що твердий цементний камінь у водному середовищі під дією градієнтів механічного, термічного, електричного полів з певною періодичністю нагромаджує у тріщинах велику кількість енергії, що призводить до розвитку тріщинної системи і утворення каналів для сталого заколонного перетоку вуглеводнів. Логіка підказує, що тампонажний матеріал повинен складатися з двох частин: перша, яка здатна утворювати міцний камінь і виконувати функцію матеріалу, що закріплює колону у свердловині, і друга, яка представляє собою пластичний матеріал, гідрофобний за природою і термодинамічно стійкий, здатний заповнювати всі порожнини за колоною і утворювати непроникний бар'єр для пластових флюїдів. Таке дуже просте технічне рішення було захищене патентом [6] у ВНДІДПЕ у 1996 р. з другої спроби. Перша заявка від 18.06.1986 р. була відхилена на підставі «дивного» заключення позаштатного експерта за номером 031073 нз, який представляв інститут з кріплення свердловин ВНДІКрнафта.

Публікація патенту не викликала ажіотажу і утворення черги з бажаючих впроваджувати, чи хоча б випробувати спосіб. Інтерес був виявлений у США, нажаль, у формі плагіату. У 1997 р. містер Джон Бойд з колегами надіслав у патентне відомство США заявку, яка у деталях співпадала з патентом [6], але без будь-якого посилання на нього [7]. Лишилося одне запитання: чи було у заокеанських колег промислове впровадження нашого з ними технічного рішення? Якщо так, то, будь ласка, Джон, надійшли результати, щоб і у нас рушили справи з місця. Продукція, вироблена в Америці, у нас краще продається.

Минулого року був одержаний патент на ще один перспективний спосіб кріплення свердловин [8]. В Україні переважна більшість родовищ нафти та газу мають аномально низькі пластові тиски. Кріплення свердловин на цих родовищах пов'язане з небезпекою поглинання цементного розчину і пошкодження продуктивних пластів. Ідеальні умови кріплення експлуатаційної колони можна створювати, по-перше, за рахунок попереднього розкриття бурінням продуктивних пластів на вапняному буровому розчині, укріпленні скелету продуктивного пласта і його ізоляції від рідини у свердловині і, по-друге, використання тампонажного розчину, густина якого наближена до густини води. Реалізація патенту [8] полягає у тому, що вище стовпа цементу свердловину заповнюють тампонажним матеріалом з пластичними властивостями, які з часом посилюються внаслідок набрякання або розчинення порошку бітуму, гільсоніту тощо у гідрофобній рідині – вуглеводнях, рослинній або синтетичній оливі. Густина пластичної системи може регулюватися у бік збільшення. Економічні, технологічні та екологічні переваги способу кріплення за патентом [8] очевидні.

Освоєння продуктивних пластів за методом гідророзриву «навпаки»

Сланцева революція у нафтогазовій справі ознайомила широкі маси людей з поняттям «потужний гідророзрив пласта» переважно з негативного боку: велика вартість робіт, забруднення оточуючого середовища, зростання сейсмічної небезпеки тощо. Сучасна технологія гідророзриву представляє, з одного боку, торжество технічного генія американських інженерів і, з другого боку, психологічну рису американців в цілому, яку американський сенатор В. Фулбрайт у минулому столітті назвав самонадіяністю сили (див. W. Fulbright «The arrogance of power», 1967), тобто американці мають багато сил і можуть дозволити собі все. Ситуація може стати критичною, якщо він поводить себе як слон у крамниці з кришталевим посудом.

Розглянемо, наприклад, вибір варіанту виклику припливу нафти зі сланцевих покладів у баженівській світі Салимського нафтового родовища Сибіру. Результати освоєння переважно були неперед-

бачуваними, а високодебітні свердловини чергувалися з «сухими» без видимої закономірності. Російські геологи досі притримуються лінзової побудови нафтових покладів у баженітах.

Аналіз процесу буріння у баженітах вивів автора на реальний зв'язок появи припливу нафти з певними кутами розкриття сланцевого пласта, зниження протитиску на продуктивний пласт та існування вільного простору за колоною, що забезпечувало можливість пластовому тиску розкрити гармошку тріщинуватого пласта у бік свердловини. А процес створення винаходу [9] полягав лише у впорядкуванні умов виникнення нафтопроявів: скерувати стовбур свердловин так, щоб розкрити пласт субпаралельно площині основної системи тріщин, не цементувати експлуатаційну колону, залишаючи простір для вільного руху гірських порід у бік свердловини, далі перемінним пониженням тиску у свердловині викликати розрядження тиску, нагромадженого у вуглеводневих рідинах, що містяться у тріщинах. Розкриття «гармошки» тріщин у свердловину за рахунок власного тиску пластового флюїду названо *гідророзривом «навпаки»*. Для іноземців запропонований відповідний переклад терміну – *versa fracking*.

Таким чином, з'явилась можливість не застосовувати надмірну силу, а діяти узгоджено з природою. Коли автор писав полемічну статтю до тижневика «Дзеркало тижня» [10], то для характеристики класичного гідророзриву використав блискучу характеристику І. Плюща: намагатися «впихнуть невпихуемое».

Окрему велику проблему представляє рідина для гідророзриву. У рідині гідророзриву часто є вибір: пнутись у суцільне каміння (а сланець – це непроникне каміння), або по тріщинах, підготованих гідророзривом, підніматися за колоною вгору і вже там наробити шкоди. Важливо те, що на кожну тисячу кубічних метрів видобутого сланцевого газу необхідно витратити у середньому 2 кубічних метри чистої води та 100 кг піску. Саме відсутність достатньої кількості прісної води стала на перешкоді розробки величезного родовища вуглеводнів в Ізраїлі. Застосування технології гідророзриву «навпаки» не потребує води, піску і складної техніки. Нові технічні рішення [11, 12] зробили *versa fracking* технологією з регульованою потужністю удару по продуктивному пласту і можливістю повторювати операцію гідророзриву «навпаки» без підйому труб до моменту створення необхідного рівня колекторських властивостей.

Література

1. Васильченко А.А. Мифы и реалии физикохимии и технологии буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – №1.
2. Васильченко А.А. История развития известковых буровых растворов и перспективы их широкого использования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – №8.
3. Васильченко А.О. Про теоретичні підвалини фізико-хімії та технології бурових розчинів // Нафт. і газова пром-сть. – 2011. №3. – С. 8 – 10.
4. Васильченко А. «Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин». – LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG. – 2012. – 104 с.
5. Васильченко А.О. Несумісні умови буріння: ускладнювати конструкцію свердловини чи застосовувати відповідний буровий розчин? // Нафтогазова галузь України. – 2017, №2. – С. 13 – 16.
6. Патент РФ №2068489. МКИ 7 E21B 33/13. Способ крепления скважин / А.А. Васильченко (Украина). Заявка 92003771/03. Заявлен 26.10.92. Оpubл. 27.10.96. Бюл. №30.
7. United States Patent N5992522. Process and seal for minimizing interzonal migration in boreholes. US class 166/292. Intern'l class E21B 033/138. Inventors Boyd, John Wesley; Jorgensen, John Balslev; Maxwell, Victor Freeman. Filed 15.09.97. Published 30.11.99.
8. Пат. 124447 Україна, МПК E21B 33/10 (2006.01), E21B 33/138 (2006.01). Спосіб кріплення нафтових та газових свердловин з аномально низьким пластовим тиском / Васильченко А.О. – №2017 10499; заявл. 30.10.2017; опубл. 10.04.2018, Бюл. №7.
9. Васильченко Анатолий. Сланцевый газ в наших условиях – пузырь газа и много бед // Зеркало недели, 2012.

-
10. Пат. 1700215 РФ, МПК6 E21B 43/25. Способ заканчивания скважины / А.А. Васильченко (Украина); – № 4653455; Заявл. 21.02.89; Опубл. 22.08.91.
11. Пат. 87016 Україна, МПК (2013.01), E21B 43/00. Спосіб розроблення покладів вуглеводнів / Васильченко А.О. – № а 2013 08300; заявл. 01.07.2013; опубл. 27.01.2014, Бюл.№2.
12. Пат. 127265 Україна, МПК E21B 43/26 (2006.01). Спосіб здійснення гідророзриву «навпаки» нафтових і газових свердловин / Васильченко А.О. – № и 2018 01449; заявл. 13/03/2018; опубл. 25.07.2018, Бюл.№14.

РОБОТА СЕРВІСНИХ ПІДРЯДНИКІВ З БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН В АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»

Боровик М. В.
УкрНДІгаз

Розпочата в АТ «Укргазвидобування» з 2016 року робота із системного залучення до сервісних послуг з бурових розчинів приватних українських підприємств та філій іноземних компаній дозволяє зробити певні наукові висновки.

Сервісні послуги з розчинів надавались як на етапі буріння під експлуатаційні обсадні колони, так і з початку забурювання свердловин. На сьогодні подібним сервісом охоплено більше 20 свердловин на ДДЗ, що були споруджені чи споруджуються внутрішнім буровим підрядником (БУ «Укрбургаз»). Зовнішні бурові підрядники (ТОВ «Xinjiang Beiken Energy», Z-PEC, Crosco) ведуть буріння тільки з сервісними буровими розчинами.

На сьогодні сервісними підрядниками з бурових розчинів для внутрішнього і зовнішніх бурових підрядників є ТОВ «Геосинтез Інженіринг», ТОВ «БПК «Газінвестпроект», ТОВ «Шамір Кемікал», ТОВ «Ем-Ай Свако Україна», НТП «Бурова техніка».

Сервісні підрядники, згідно проектних вимог замовника (БУ «Укрбургаз» чи АТ «Укргазвидобування»), застосовують лінійку типових бурових розчинів: для мезозойських відкладів – полімер-глинисті чи полімер-інгібуючі; для хомогенних відкладів – мінералізовані (полімер-сольові) розчини; для відкладів карбону і розкриття продуктивних пластів – калієві малоглинисті розчини з різними торговими назвами.

В процесі надання сервісних послуг з бурових розчинів було виявлено, що підрядники мають неоднаковий практичний досвід, що в результаті призводило до необхідності прийняття термінових узгоджених технологічних рішень з ліквідації ускладнень при бурінні.

Зокрема було зафіксовано кілька випадків сильного піноутворення та неоптимальних кіркоутворюючих (кольматуючих) властивостей у розчинів ТОВ «БПК «Газінвестпроект»»; виникнення нестабільності стовбуру, що тривалий час не вирішувалось вимушеними проробками та регулюванням властивостей розчинів (зокрема, на свердловині 20 Сх.-Полтавського ГКР, сервіс від ТОВ «Ем-Ай Свако Україна»; на свердловині 185 Мелихівського ГКР, сервіс від ТОВ «БПК «Газінвестпроект»).

Хотілось би відмітити кілька цікавих, хоча і достатньо полемічних випадків ускладнень, зокрема піноутворення розчинів від ТОВ «БПК «Газінвестпроект» та проблеми створення оптимальних кольматуючих властивостей при бурінні відкладів з АНПТ.

Найбільш інтенсивні піноутворення в розчинах ТОВ «БПК «Газінвестпроект» були відмічені на свердловинах 185 Мелихівського ГКР і 355 Яблунівського НГКР. Вперше піноутворення було зафіксовано після заміни полімер-глинистого розчину з попереднього інтервалу на полімер-сольовий розчин густиною 1540 кг/м³. В перші два тижні буріння, однією з можливих причин цього було застосування очищеної на флокуляційній установці (ГК «Карат») води, що вміщувала залишки полімера-флокулянта (ПАА). В процесі лужного гідролізу флокулянта міг утворюватись газ аміак (NH₃), запах якого періодично відчувався в системі циркуляції. Відносно невисока інтенсивність піноутворення дозволяла

вести циркуляцію і буріння із наявними заходами гасіння піни (введення реагента Defomax, дизельного палива) і періодичного ввімкнення дегазатора та спрацьовування клапана пневмокомпенсатора на бурових насосах. При цьому підтримували рН розчину в межах 10 – 10,5 введенням каустичної і кальцинованої соди.

При глибині 2450 м бульбашки в розчині поступово зменшились до дуже дрібних розмірів, про наявність піни свідчили тільки показники уявної і фактичної густини, різниця якої досягала іноді 200 кг/м³ (фактична густина після дегазування – 1540 кг/м³, уявна густина – 1400 – 1500 кг/м³). Трипоршневі бурові насоси достатньо ефективно справлялись з циркуляцією такого розчину.

При глибині 2560 м піноутворення у розчині посилювалось, вміст дрібнодисперсних, невидимих для неозброєного ока, бульбашок збільшився, що призвело до зменшення уявної густини розчину до рівня 1340 – 1380 кг/м³.

При глибині 2750 м вміст дрібнодисперсних бульбашок в розчині періодично досягав критичного рівня, при цьому трипоршневі бурові насоси не могли працювати в коректному режимі («захлинались»).

Після закінчення буріння, при циркуляції перед спуском обсадної колони і після її спуску, протягом 3 – 7 хвилин було вимито порції сильно розгазованого бурового розчину з переливом на бурову площадку напроти жолобної системи і вібросит (рис. 1).

Аналіз можливих причин стійкого розгазування розчину, окрім його хімічного складу, показав недостатню ефективну роботу дегазатора Brightway BWZCG270. В результаті, в стовбур свердловини постійно закачувався спінений розчин. Це призвело до поступового подрібнення кульок повітря в розчині до колоїдних розмірів, зменшення ефективності циркуляції і винесення вибуреного шламу на поверхню. Фіксувалось періодичне нагромадження шламу в жолобах і робочій ємності.

Також було зафіксовано сильне піноутворення розчину БР-ПРОДГОР-ГІП на свердловині 355 Яблунівського НГКР. Піна була достатньо стійкою до дії піногасників і механічного очищення розчину.

На свердловині розчин мав достатньо високу лужність, був відсутній запах окислювальної деструкції (гниття) полімерних реагентів. Полімерні компоненти розчину на свердловині були представлені целюлозними, крохмальними (кілька крохмалів різного походження – картопляний, кукурудзяний, зерновий) та біополімерними реагентами. Відомо, що при деструкції (аеробній, анаеробній, термічній) продуктами розкладу целюлозних полімерів є олеїнова і оцтова кислоти, гази Н₂, СО₂, ацетон; крохмалю – Н₂ і СО₂; біополімеру – СО₂ і вода.



Рис. 1 – Ліквідація наслідків переливу розгазованого розчину густиною 200 – 600 кг/м³ з жолобів і вібросит в процесі циркуляції від 27.07.2018 р.

Інші випадки піноутворення в розчинах на свердловинах, де підрядником є ТОВ «БПК Газінвестпроект», мали неінтенсивний характер і дозволяли вести буріння.

Найбільш ймовірною причиною утворення піни є застосування кількох різних крохмальних реагентів з різними модифікаторами, в яких при зміні лужності розчину виникає газоутворення. Підряднику з бурових розчинів необхідно дослідити причини появи піни та провести заходи з попередження її утворення в подальшому.

Величезне значення при бурінні в умовах аномально низьких пластових тисків (АНПТ) в продуктивному розрізі має правильний вибір кольматантів в буровому розчині.

Яскравим прикладом необхідності правильного підбору кіркоутворювачів є порівняння свердловин 226 і 235 Єфремівського ГКР, в яких велось буріння в аналогічних продуктивних інтервалах під хвостовик Ø127 (114) мм з АНПТ, при цьому репресія гідростатичних тисків розчинів густиною 1080 – 1100 кг/м³ на продуктивні пласти складала 21 – 24 МПа.

В свердловині 235 застосовувався сервісний розчин «БР-Продгор-ГІП» від ТОВ «БПК Газінвестпроект» з мармуровою крихтою 3-х ступенів помелу в концентрації 60 – 70 кг/м³ і горіховим кольматантом в якості кіркоутворюючих реагентів. В результаті під час буріння і промивок фіксувались постійні поглинання з наростаючою інтенсивністю, зокрема у 1 стволі (09.08.2017 р. – 5 м³; 10.08.2017 р. – 10 м³; 11.08.2017 р. – 13 м³; 12.08.2017 р. – 40 м³; 13.08.2017 р. – 42 м³; 14.08.2017 р. – 48 м³; 15.08.2017 р. – 45 м³; 16.08.2017 р. – 35 м³; 17.08.2017 р. – 51 м³; 18.08.2017 р. – 53 м³; 19.08.2017 р. – 23 м³; 20.08.2017 р. – 60 м³; 21.08.2017 р. – 63 м³). На свердловині не встигали готувати нові об'єми розчину. При цьому заходи з мінімізації поглинань (регулярна прокачка в'язко-пружних і кольматуючих пачок, введення в розчин мармурової крихти різних ступенів помелу та екоміксу) практичного результату не давали жодного разу.

На свердловині 226 застосовувався безглинистий хлоркалієвий розчин БУ «Укрбургаз» з аналогічною (як у свердловини 235) концентрацією крейди замість мармурової крихти. В результаті, щодобові поглинання становили не більше 3 – 4 м³, що природно витрачались в процесі формування кірки при бурінні з розкриттям пласта з АНПТ. Поглинання повністю зникали в пробуреному інтервалі через 8 – 16 годин (за час формування кірки достатньої міцності і товщини).

За результатами застосування в умовах АНПТ найбільш досконалим серед сервісних розчинів виявився безглинистий буровий розчин «Біокар» від ТОВ «Геосинтез Інженірінг».

Абсолютна більшість свердловин на цьому розчині пробурені з низьким рівнем поглинань, контрольованими диференційними тисками, при випробуванні (освоєнні) відбувалось достатньо швидко звільнення енергії пластового флюїду з дебітами, які перевищували проектні очікування.

У «Біокара» фільтраційна кірка складається з суміші сортованих (карбонатних, целюлозних) матеріалів, скріплених полімерами і органічними колоїдами, серед яких біополімер умовно виконує функції глини. Фільтраційна кірка розчину є еластичною, гнучкою і достатньо міцною на розрив.

За аналізом найбільш досконалий вибір кольматантів (всі – кислоторозчинні) в розчині «Біокар» від ТОВ «Геосинтез Інженірінг». В їх структуру входять жорсткі, пластичні і набрякаючі кольматанти (табл. 1).

Мармурова крихта, що широко використовується ТОВ «Газінвестпроект» – жорстка (створює тільки тонкий приповерхневий шар в стволі свердловини); горіхова луска не витримує репресію на пласт понад 4 – 5 МПа. Таким чином, обидва ці наповнювачі не є ефективними в умовах АНПТ.

Інгібуючі властивості найвищі у базового розчину Біокар (KCl, NaCl, ПЕГ-6000) та у безглинистому хлоркалієвому розчині БУ «Укрбургаз» (KCl, сульфований асфальт).

Для регулювання рН сервісні підрядники додають вапно в розчини для розкриття продуктивних пластів, в тому числі з АНПТ.

ТОВ «Геосинтез Інженірінг» додає графіт в розчини для розкриття продуктивних пластів, в тому числі з АНПТ.

За результатами аналізу застосування безглинистих розчинів сервісних підрядників та БУ «Укрбургаз» – диференційні прихвати значною мірою виникають через неоптимальний вибір (вміст, тип, міцність) кіркоутворюючих матеріалів, через що бурильні труби і ОБТ (на відміну від КЛС і доліт при застосуванні глинистих розчинів) під дією тиску «прилипають» до стінок стовбуру. На деяких

Таблиця 1 – Загальні рецептури розчинів двох сервісних підрядників і розчину БУ «Укрбургаз» в аналогічних умовах буріння з АНПТ

Реагенти	Компанія, назва бурового розчину		
	Безглинистий хлоркалієвий за проектом, БУ Укрбургаз	ТОВ «Геосинтез Інженіринг», розчин «Біокар»	ТОВ «Газінвестпроект», Безглинистий розчин «БР-ПРОДГОР-ГІП»
KCl (мінералізатор), кг/м ³	70	70	60
NaCl (мінералізатор), кг/м ³	відсутній	96	відсутній
Органічний інгібітор ПЕГ – 6000, кг/м ³	відсутній	6,5	відсутній
Вапно, кг/м ³	відсутнє	3-4	4
Наповнювачі кольматанти, кг/м ³	Мармур, крейда	Alevron, 17; Мікромармур, 130; Кольматант К, 16; КН-50, 100	Мармурова крихта, горіховий кольматант ECO-mix, 29
Графіт, кг/м ³	7	ГСБМ, 6-7	відсутній
Мастильна домішка, кг/м ³	Лабрикол	Geolub	Нафта, 10
Полімерна основа	ПАА-5716, РАС НV, ПАГ-КМ	Біокар-концентрат, 77	Крохмаль, 30
Біополімер, кг/м ³	Ксантан, 6	Ксантан Х1500, 1,3	Баразан, 6
Вміст СаСО ₃ , кг/м ³	Понад 50	Понад 70	Понад 60
МВТ, кг/м ³	до 15	до 15	до 14
Сульфанований асфальт (органічний інгібітор), кг/м ³	10	відсутній	відсутній
Піногасник, кг/м ³	Різопен, 2	ПІГАС	Defomax GP

свердловинах Єфремівського, Мелихівського і Опішнянського родовищ, при застосуванні безглинистих бурових розчинів, відбувались неконтрольовані катастрофічні поглинання (в тому числі і гідророзриви пластів), що призводило до осипання аргілітів і складних прихватів.

На сьогодні в БУ «Укрбургаз» накопичено великий досвід буріння в складних гірничо-геологічних умовах, яким можна поділитись з сервісними підрядниками з бурових розчинів.

Загальний аналіз буріння в умовах АНПТ із наявністю нестійких порід показує, що безглинисті розчини можливо вдосконалювати для конкретних умов. Для мінімізації поглинань найбільш важливим завданням є посилення їх кіркоутворюючих властивостей, тобто здатності до швидкої мінімізації поглинань в процесі розкриття пластів з АНПТ (табл. 2).

Кіркоутворюючі властивості існуючих рецептур безглинистих розчинів БУ «Укрбургаз», що застосовуються сьогодні при бурінні на родовищах на ДДз (зокрема [5]), за відсутності гідророзривів пласта, дозволяють сформувати щільну непроникну фільтраційну кірку достатньої товщини і міцності протягом 3 – 5 годин після розкриття пласта з АНПТ [1].

Проблема створення оптимальних кіркоутворюючих властивостей в розчинах загострилась з 2018 року, коли поточні тиски в продуктивних пісковиках деяких родовищ ДДз, на яких продовжується буріння, зменшились до величин 0,13 – 0,23 від гідростатичних тисків. Тобто, щоб не створювати репресії на продуктивний пласт, необхідно застосовувати бурові розчини густиною 140 – 240 кг/м³. Це є недосяжним завданням не тільки з технологічної точки зору (створення рецептур і способів циркуляції флюїдів такої густини), а й з точки зору гірничо-геологічних умов ДДз – при бурінні ще не було

**Табл. 2 – Властивості колекторів газу на свердловинах з АНПТ
і показники безглинистого розчину БУ «Укрбургаз» в цих умовах буріння**

Свердловина Показники	212 Опішнянського НГКР	184 Мелихівського ГКР	514 Кегичівського ГКР	180 Мелихівського ГКР	658 Шебелинського ГКР
Властивості пластів-колекторів газу					
Інтервал, м	4125 – 4265	3500 – 3830	2710 – 2900	3450 – 3850	1980 – 2440
Тип колектора	пісковик	пісковик	пісковик	пісковик	пісковик
Глинистість, %	2 – 12	5 – 20	4 – 12	5 – 17	6 – 12
Пористість, %	до 13,7	до 20	до 15	до 18	до 15
Проникність пор, мД	< 0,15	> 0,1	> 0,1	> 0,1	< 0,16
Медіанний розмір пор, мкм	10 – 11	11 – 17	13	11 – 13	11 – 18
Наявність порід-неколекторів, % до продуктивної товщі	Алевроліт – 30	Алевроліт – 15; Аргіліт – 40	Алевроліт – 15; Аргіліт – 15	Алевроліт – 15; Аргіліт – 40	Алевроліт – 15; Аргіліт – 20
Властивості бурового розчину					
Параметри бурового розчину	$\rho = 1,07 - 1,10 \text{ г/см}^3$; $T = 36 - 50 \text{ с}$; $CH_3 = 3 - 6/8 - 15 \text{ дПа}$; $pH = 8,5 - 9,5$; $\Phi = 4 - 5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	$\rho = 1,05 - 1,10 \text{ г/см}^3$; $T = 42 - 55 \text{ с}$; $CH_3 = 6 - 9/9 - 15 \text{ дПа}$; $pH = 8,5 - 9,5$; $\Phi = 4 - 5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	$\rho = 1,05 - 1,09 \text{ г/см}^3$; $T = 46 - 59 \text{ с}$; $CH_3 = 6 - 12/9 - 16 \text{ дПа}$; $pH = 9 - 9,4$; $\Phi = 3 - 4 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	$\rho = 1,05 - 1,12 \text{ г/см}^3$; $T = 35 - 62 \text{ с}$; $CH_3 = 0 - 9/3 - 18 \text{ дПа}$; $pH = 9 - 9,3$; $\Phi = 2 - 4 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	$\rho = 1,04 - 1,08 \text{ г/см}^3$; $T = 40 - 90 \text{ с}$; $CH_3 = 12 - 35/27 - 47 \text{ дПа}$; $pH = 8 - 8,5$; $\Phi = 4 - 6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$
Біополімер, кг/м ³	2 – 2,3	2,5 – 3	2 – 3	2 – 3	2,5 – 3
Крейда, кг/м ³	40 – 50	100 – 110	100 – 110	45 – 55	50 – 55
ПАА, кг/м ³	2 – 2,2	2,5	4 – 5	4 – 5	4 – 5
ПАЦ, кг/м ³	3 – 3,5	3,5	5 – 8	6 – 12	3 – 4
Графіт, кг/м ³	20 – 24	9 – 10	10	9 – 10	10
Гумати, кг/м ³	–	–	–	10 – 11	–
KCl, кг/м ³	5 – 10	40 – 50	10	30 – 40	20 – 30

жодного продуктивного інтервалу, який би цілком складався з масиву міцних пісковиків, без нестійких аргілітів.

В практиці роботи провідних сервісних компаній з бурових розчинів відсутній значний досвід застосування розчинів в подібних умовах. Застосування розчинів (наприклад Adapta, XP-07 фірми Baroid густиною 500 – 900 кг/м³; Arhronix фірми MI Swaco густиною 300 – 600 кг/м³) [2, 3, 4] може ліквідувати проблеми поглинань і диференційних тисків в АНПТ, проте різко посилює проблеми стійкості аргілітів в продуктивних пластах. При застосуванні цих розчинів осипання аргілітів буде залежати від наявності води (тому числі у зв'язаному стані) в рецептурі розчину і тектонічного стану (тріщинуватості в масиві аргілітів). В загальному випадку, при таких умовах, осипання розпочинаються через 3 – 10 діб після їх розкриття. За повної відсутності води в розчині – осипання, зазвичай, виникають пізніше на кілька діб.

Дослідження показують, що мармурова крихта будь-яких ступенів помелу в умовах АНПТ не є кіркоутворюючим (кольматуючим) матеріалом. Твердість мармуру складає 3 – 4 за шкалою Мооса, опір зразка стисненню – 100 – 250 МПа, опір зламу – 10 – 30 МПа. Мармурова крихта зі ступенями помелу 10 мкм, 30 мкм, 50 мкм, 100 мкм легко пропускає крізь себе воду.

Для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів, наприклад, використовується прилад з назвою Particle Plug Apparatus, в якому моделюється фільтрація бурових розчинів з різними кольматантами крізь керамічні диски з визначеною пористістю (яка є медіанною для пласта-колектора). Показники фільтрації розчинів крізь керамічні диски (миттєва фільтрація, об'єм фільтрату через 3 хвилини, 10 хвилин, 30 хвилин) достатньо наочно показують кіркоутворюючі властивості розчину. За наявності високих кіркоутворюючих властивостей фільтрація йде у швидкозатухаючому режимі в проміжку часу від миттєвої фільтрації, до фільтрації за 10 хвилин. За наявності фільтрації після 30 хвилин тестування – кіркоутворюючі властивості розчину є недостатніми. Також для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів можуть використовуватись прилади Filter Press API і Filter Press HPHT API, в яких замість фільтрувального паперу використовуються спеціальні керамічні диски з отворами певного розміру.

Порівняння кіркоутворення між полімер-калієвими буровими розчинами з аналогічними концентраціями мармурової крихти і крейди на приладі Particle Plug Apparatus показало, що крейда в достатніх концентраціях є ефективним кіркоутворювачем. Частки крейди мають найнижчу твердість за шкалою Мооса, деформуються (ущільнюються) за прикладення тиску з утворенням малопроникної перемички. Здатність до ущільнення є головною перевагою крейди перед більш міцними матеріалами (мармуровою крихтою, доломітовим порошком).

Аналіз технологій кольматування продуктивних пластів провідними сервісними компаніями світу показав, що вони застосовують різні підходи, серед яких можна виділити наступні алгоритми дії:

- для боротьби з поглинанням за першим способом проводиться розрахунок фізичних параметрів пласта і тріщини поглинання, згідно з якими вибираються вміст, тип і розмір кольматантів у розчині;
- основний принцип: чим вища інтенсивність поглинань – тим вищий вміст кольматуючих матеріалів у розчині;
- за відсутності ефекту від застосування першого способу – використовується закачування в поглинаючий інтервал спеціальних тампонуєчих сумішей, кількість, хімічний склад і механізм дії яких розраховується;
- кольматанти розрізняються за розміром, конфігурацією поверхні, іншими фізико-хімічними властивостями;
- застосовуються технології боротьби з поглинаннями окремо для непродуктивних пластів, окремо – для продуктивних.

Проте провідні сервісні компанії не враховують дуже важливий параметр кольматуючих матеріалів, який є надзвичайно важливим для умов АНПТ – пластичність (здатність до ущільнення в пористому середовищі пласта зі зростанням герметичності перемичок).

Внаслідок цього при кольматуванні поглинаючих інтервалів досить часто трапляються випадки неефективності: вибираються або надто міцні (тверді) матеріали, або надто легкі (нестійкі до розриву тиском). В результаті міцні кольматанти не можуть набути форму (конфігурацію) пор чи тріщин поглинаючого пласта, проникнути в привибійну зону і сформувати герметичний шар достатньої товщини. А легкі (зокрема, целюлозні) наповнювачі, хоч і є пластичними (що набувають форму пор), але зазвичай є нестійкими до перепаду тисків більше 5 МПа. Комбінація між міцними і легкими кольматантами теж виявляється неефективною для умов АНПТ – будь-яке коливання гідростатичних (чи гідродинамічних) тисків призводить до виникнення повторних поглинань в інтервалі, в якому поглинання вже було ліквідоване.

Пластичні кольматанти з твердістю по шкалі Мооса 1 – 2 (крейда, графіт, полімер-графітна суміш, суміш доломіту з крейдою) виявляються найбільш ефективними при розкритті продуктивних інтервалів в умовах АНПТ.

Накопичений досвід застосування крейди та інших пластичних кольматантів на родовищах ДДЗ, в умовах АНПТ, показує, що робоча концентрація пластичних кольматантів, за якої досягається задовільна швидкість кольматації порового простору (до 8 годин формування щільної кірки достатньої товщини), складає 80 – 90 кг/м³. Підвищення концентрації до 180 кг/м³ можливе за умови відсутності небезпеки виникнення гідророзриву пласта.

Ефективним є закачування в інтервал поглинання та витримка протягом 1 – 2 годин в'язких порцій розчину з пластичним кольматантом в концентрації 12 – 180 кг/м³. Пластичність кольматантів дозволяє в більшості випадків не проводити розрахунків фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання. Достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними.

У випадках репресії гідростатичного стовпа бурового розчину на пласт більше 5 МПа не слід використовувати легкі наповнювачі типу «горіховий кольматант», які легко «рвуться» і провокують повторні катастрофічні поглинання в закольматованих інтервалах.

Для умов АНПТ потрібно обмежити використання мармурової крихти на користь більш пластичної крейди, яка глибше проникає в пласт і створює перемичку більшої товщини, герметичності і міцності.

Для похило-спрямованих інтервалів рекомендується додавати в розчин графіт, який буде одночасно виконувати функції мастильної добавки і пластичного кольматанта, а також зменшувати інтенсивність наробки жолобних виробок.

Література

1. Боровик М. В. Попередження забруднення газових колекторів на ДДз / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розв. газової пром-ті України: зб. наук. праць. Вип. XLV.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72 – 79.
2. Інформація з сайту www.Halliburton.com.
3. Інформація з сайту www.miswaco.com.
4. Боровик М. В. Довідник буровика / М. В. Боровик, М.В. Гордійчук, С.В. Кривуля, В.М. Світлицький – Харків, 2015
5. Біополімерний незабруднюючий буровий розчин. Патент України на корисну модель № 112234 У МПК (2016) С09К 8/02. Автори Боровик М.В., Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін. Заявка № u 2016 05562. Заявл. 23.05.2016. Опубл. 12.12.2016. Бюл. № 23.







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