

КЕРОВАНЕ КОЛЬМАТУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН З АНОМАЛЬНО НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ

М. В. Боровик*, А. П. Вовк, М. В. Гордійчук

Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20; тел. (057) 7331715,
e-mail: office.n digas@ugv.com.ua

Поточні пластові тиски у продуктивних газових колекторах на більшості родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) мають значення, суттєво нижчі від гідростатичних. Розкриття таких пластів на етапі буріння часто є складним завданням, із точки зору контролю поглинань і мінімізації диференційних тисків. Для його вирішення потрібно вдосконалити способи ефективного тимчасового кольматування продуктивних пластів кислоторозчинними матеріалами в умовах аномально низьких пластових тисків у процесі буріння на родовищах з пізніми строками розробки. Традиційні алгоритми провідних сервісних компаній світу щодо боротьби з поглинаннями часто не спрацьовують в умовах аномально низьких пластових тисків. Для ліквідації поглинань часто вибираються кольматанти, які, хоч і чітко відповідають принципам ідеального пакування, проте не відповідають критерію міцності або стійкості до значного диференційного тиску. В результаті, після ліквідації, в процесі подальшого буріння можуть повторно виникати поглинання в уже закольматованому пласті. В Україні розвивається напрямок боротьби з поглинаннями і проявами диференційних тисків за рахунок селективного вибору кольматантів за новим принципом. За цим принципом запропоновано заходи щодо зменшення об'ємів поглинань і забруднення продуктивних колекторів на стадії буріння. Для цього було розроблено і застосовано узагальнену характеристику-критерій кольматантів, яку назвали "пластичність", тобто здатність під дією великих тисків до деформування, ущільнення, більшого проникнення в порово-тріщинний простір. Під цей критерій було вибрано певні кольматанти та визначено принципи підбору їх сумішей для відповідних гірничо-геологічних умов. Завдяки пластичності кольматантів в багатьох випадках відпадає потреба у розрахунках фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання: достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними. Розроблена технологія підтверджує необхідність вдосконалення алгоритмів попередження та ліквідації поглинань, насамперед для умов аномально низьких пластових тисків.

Ключові слова: пластичні кольматанти, фільтраційні кірки, бурові розчини, продуктивні пласти.

На сегодня давления в продуктивных газовых коллекторах большинства месторождений Днепровско-Донецкой впадины (ДДв) существенно ниже гидростатических. Вскрытие таких пластов при бурении является сложным заданием, с точки зрения предупреждения поглощений и дифференциальных давлений. Для его решения необходимо совершенствовать способы эффективного временного кольматирования продуктивных пластов кислоторастворимыми материалами в условиях аномально низких пластовых давлений при бурении на месторождениях с поздними сроками разработки. Традиционные алгоритмы ведущих сервисных компаний мира по борьбе с поглощениями в условиях аномально низких пластовых давлений часто не срабатывают. Для ликвидации поглощений часто выбирают кольматанты, которые хоть и четко соответствуют принципам идеального кольматирования, однако не соответствуют критерию прочности или устойчивости к значительному дифференциальному давлению. В результате чего после ликвидации в процессе дальнейшего бурения могут повторно возникать поглощения в уже закольматованном пласте. В Украине развивается направление борьбы с поглощениями за счет селективного выбора кольматирующих материалов по новым принципам. Предложены мероприятия по уменьшению поглощений и загрязнения продуктивных коллекторов. Для этого была разработана и использована обобщенная характеристика-критерий кольматантов под названием "пластичность", то есть способность под воздействием высоких давлений к деформации, уплотнению, более глубокому проникновению в порово-трещинную среду. Под этот критерий были отобраны определенные кольматанты и определены принципы подбора их смесей для соответствующих горно-геологических условий. Благодаря пластичности кольматантов во многих случаях нет необходимости в расчетах физических параметров пласта и трещины поглощения: достаточно выбрать оптимальные концентрации материалов и периодичность пополнения ими раствора. Разработанная технология подтверждает необходимость усовершенствования алгоритмов предупреждения и ликвидации поглощений, прежде всего для условий аномально низких пластовых давлений.

Ключевые слова: пластичные кольматанты, фильтрационные корки, буровые растворы, продуктивные пласты.

Today the pressures in productive gas collectors on the Dnieper-Donets rift are considerably lower than hydrostatic ones. Opening such formations while drilling is a challenging task in terms of preventing losses and differential pressures. In order to solve the problem, one needs to improve the methods of effective temporary colmation of productive formations with acid-soluble materials under the conditions of abnormally low formation pressures during drilling on fields with late terms of development. Traditional algorithms of lost circulation control in abnormally low reservoir pressure, developed by leading world services companies, often turn out to be unworkable. In order to conduct the lost circulation control, one often chooses colmatants, which totally align with the principles of ideal packaging, however do not meet the criterion of strength or resistance to significant differential pressure. As a result, in the course of the subsequent drilling there can be another circulation loss in already colmated layer. In Ukraine the lost circulation control sphere is being developed by means of selecting colmatants according to a new principle. The article has proposed the activities for the lost circulation curing and pollution reducing of productive collectors. For this purpose the generalized characteristic-criterion of colmatants has been developed and used. The criterion got a name "flexibility", i.e. a deformation, compaction and penetration (into porous-fissured medium) capability under immense pressure. With the help of the criterion the set of particular colmatant have been chosen; also, principles of colmatant mixtures selection under the relevant geological and mining conditions have been identified. In many cases, there is no need to calculate the physical parameters of the formation and the circulation loss crack due to flexibility of colmatant; one only has to select the optimal concentrations of materials and the periodicity of input these materials to the mud. The developed technology confirms the need to improve the algorithms for circulation loss prevention and curing, primarily for conditions of abnormally low reservoir pressures.

Key words: plastic colmatant, mud cakes, drilling fluids, productive formation.

Вступ

Проблеми якісного розкриття продуктивних пластів перманентно існують вже протягом кількох десятиліть, і до цього часу, попри наявність достатньо чітких алгоритмів, вони не вирішені [1, 2].

В багатьох нафтогазових регіонах світу, в тому числі в Україні, виникла проблема безпечного розкриття виснажених газових пластів з допомогою традиційних бурових розчинів, що створюють великі репресії на колектори. На деяких родовищах залишкові тиски знаходяться на рівні 0,14-0,25 від гідростатичних. У більшості випадків технічні і технологічні обмеження під час буріння на таких родовищах не дозволяють суттєво зменшувати густину бурових розчинів. Тому для мінімізації наслідків великих репресій було проведено вдосконалення принципів швидкого і надійного кольматування пластів, схильних до поглинання, без їх забруднення.

На сьогодні сервісними компаніями світу використовується широка гама матеріалів, реагентів і композицій для кольматування у продуктивних пластах. Вони відрізняються за походженням, способами виготовлення, розмірами помелу (мікрокольматанти, дуже дрібні, дрібні, середні, крупні, дуже крупні), конфігурацією поверхні (гранули, волокна, лусочки, уламки, кульки, плівки). А для ліквідації сильних і катастрофічних поглинань найчастіше використовують композиції з матеріалів на основі прекурсорів органічних речовин, що тужавіють у стовбурі свердловини сумішей, хімічно "зшитих" полімерів з інертними матеріалами [3-5].

Базуючись на характеристиках цих матеріалів та залежно від розмірів пор, тріщин і фізичних властивостей порід (зокрема, модуля пружності Юнга, коефіцієнта Пуассона, коефіцієнта міцності породи на стиснення), компанії застосовують програмні алгоритми введення кольматантів і їх сумішей [6, 7].

Науковою основою успішного кольматування найчастіше вважаються критерій Абрамса¹ (за вмістом часток кольматантів розмірами $\frac{1}{3}$ діаметра пор), метод "Shotgun"² (застосування в суміші часток із широким діапазоном розмірів), теорія ідеального пакування пор і тріщин (IPT – Ideal Packing Theory)^{3,1}, що нагадує складання багаторівневого пазла з кольматантів, метод Вікерса¹, який визначає інтегральний підбір фракційного складу кольматантів за кількома критеріями [3-6].

При цьому також застосовується основний принцип застосування кольматантів – збільшення їх загальних концентрацій у розчині і в "пачках" в залежності від об'ємів та інтенсивності поглинань.

Успішність цих методів на практиці є різною. Навіть у давно вивчених родовищах в умовах АНПТ традиційні підходи до ліквідації поглинань часто є неефективними, в результаті відбувається нагромадження помилок та втрачається дорогий час, великі об'єми бурового розчину і кошти.

Мета роботи – удосконалити технологію керованого кольматування продуктивних пластів в умовах аномально низьких пластових тисків у процесі буріння свердловин на родовищах ДДЗ.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Під час виконання робіт із попередження і ліквідації поглинань основними помилками у відповідних алгоритмах чи програмах найчастіше є неврахування одного чи кількох важливих факторів. До них, насамперед, належать недостатня визначеність вихідних даних поглинаючого пласта – порових тисків, розмірів пор і тріщин, фізичних характеристик колекторів чи тріщин гідророзриву, та неправильні принципи вибору кольматантів.

Особливо це стосується буріння на родовищах із пізніми строками розробки і низькими поточними тисками в продуктивному розрізі. Програмні комплекси розрахунків кольматування закордонних і вітчизняних сервісних компаній не виділяють окремі критерії кольматції саме для умов великих репресій бурових розчинів на пласт, а використовують єдиний підхід до всіх гірничо-геологічних умов [3-7].

Зокрема, для ліквідації поглинань часто вибираються кольматанти, які, хоч і чітко відповідають принципу ідеального пакування, проте не відповідають критерію міцності або стійкості до значного диференційного тиску. В результаті, після ліквідації, в процесі подальшого буріння можуть повторно виникати поглинання в уже закольматованому пласті.

В інших випадках застосовують тільки стійкі до деформування кольматанти (наприклад, мармурова крихта різних ступенів помелу), які не здатні проникнути на достатню відстань у порове середовище через неможливість набуття форми і конфігурації пор. В результаті кольмататійний шар утворюється тільки на стінках стовбура, на фільтраційній кірці. А, враховуючи, що мармурова крихта є уламками різної форми, які не відповідають принципу ідеального пакування при стисненні, застосування цього “кольматанта” є небажаним в умовах значних диференційних тисків. Фактично, це досить міцний пісок, через який легко проникає фільтрат бурового розчину. Навіть невеликі концентрації часток мармурової крихти, розміри яких в суміші перевищують діаметр пор в 2 і більше разів, призводять до утворення перемички низької товщини, неякісного кольматування і багаторазового відновлення поглинань після калібрування чи шаблонування стовбура свердловини.

Неефективним також є комбінування мармурової крихти з целюлозними кольматантами, які, в більшості, є нестійкими до диференційних тисків вище 4-5 МПа. Зокрема, екран мармурової крихти дрібного помелу товщиною

0,05 м, скріплений волокнами чи гранулами целюлози у співвідношенні 1:1, руйнується вже від дії перепаду тиску 4 МПа.

Таким чином, за умови прояву диференційних тисків понад 5 МПа, існує доцільність застосовувати рішення, відмінні від програмних алгоритмів сервісних компаній з бурових розчинів.

Формулювання цілей статті

Висвітлення базових елементів керованого кольматування дренуваних відкладів з АНПТ застосуванням критерію вибору кольматантів, здатних за рахунок “пластичності”, до деформування, ущільнення, більшого проникнення в порово-тріщинний простір без втрати зв'язку між молекулами чи міжмолекулярними сполуками під дією перепаду тиску за характерних гірничо-геологічних умов [8-9].

Висвітлення основного матеріалу дослідження. В процесі досліджень було вибрано оптимальний набір пластичних кольматантів для умов низьких пластових тисків, визначено механізм блокування поглинань ними, досліджено структуру фільтраційних кірок з пластичними кольматантами. За результатами випробувань і впровадження пластичних кольматантів у складі бурових розчинів визначено їх високу ефективність.

Показник пластичності при підборі кольматантів застосували в основному під час буріння з високими диференційними тисками на пласт (понад 5 МПа). В результаті, у стінках стовбура впродовж кількох годин після розкриття пласта поглинання відбувались в швидкозатухаючому режимі з утворенням кольматуючої перемички достатньої щільності і товщини. Враховуючи конфігурацію порового простору та розміри пор продуктивних пісковиків і вапняків середнього-нижнього карбону (C₂ – C₃), глибина проникнення (0,1-0,4 м) і ущільнення “пластичних” кольматантів дозволяє надійно мінімізувати поглинання без виникнення рецидивів, проводити освоєння свердловин звичайними способами (створенням депресії чи проведенням перфорації).

Дослідженнями доведено здатність деяких кольматантів до герметичного екранування проникного середовища під дією високих диференційних тисків. При цьому глибина їх проникнення у продуктивні відклади середнього-нижнього карбону на ДДз складає від 0,1 до 0,5 м. До таких належать: крейда, графіт і його полімерна модифікація, вапняк, доломіт. Ефект пластичності може бути підсилено додаванням у розчин або в кольматуючі “пачки” гумової

Таблиця 1 – Пластичні матеріали і реагенти для попередження і ліквідації поглинень

Назва	Помел	Розмір, мм	Стійкість до диференційних тисків, МПа
Карбонатні матеріали			
Крейда CaCO ₃	F	0,05-0,5	Шар 0,30 м в пласті пористістю 15 % - 20÷25 МПа
Вапняк CaCO ₃	F, M, C	0,03-0,5; 0,4-1,2; 1-2	Шар 0,10 м в пласті пористістю 15 % - до 8 МПа
Доломіт CaMg(CO ₃) ₂	F, M, C	0,05-0,5; 0,3-1,5; 1-2	Шар 0,10 м в пласті пористістю 15 % - до 8 МПа
Вапно Ca(OH) ₂	F	0,05-0,5	Шар 0,05 м в пласті пористістю 15 % - до 6 МПа
Графітові матеріали			
Графіт	F	0,25-1	Допоміжний компонент для крейди, 20÷25 МПа
Полімер-графіт	F, M, C,	0.03-0,5; 0,4-1,2; 1-2	Допоміжний компонент до крейди, доломіту, 10 МПа
Мікрокольматанти			
Смоли	F, UF	0,005-0,5	Збільшують щільність кірки і крейди та доломіту
Гільсоніт	F, UF	0,005-0,5	Збільшують щільність кірки і крейди та доломіту
Латекс	F, UF	0,005-0,5	Збільшують щільність кірки крейди та доломіту
Суміші			
KWIK SEAL	F, M, C	0,05-0,5; 0,3-1,5; 1-2	Допоміжний компонент до крейди, доломіту, 5÷6 МПа
Гумова крихта	F, M, C	0,5-3	Допоміжний компонент для крейди і доломіту

Примітка: UF – ultra fine; F – fine; M – medium; C – coarse

крихти і реагента KWIK SEAL, є сумішшю деревних волокон і гранул з подрібненим целюлозою, а також реагентів-мікрокольматантів, до яких належать органічні смоли, гільсоніт, латекс.

Встановлено, що за диференційного тиску понад 10 МПа глибина проникнення в пласт у крейди, дещо більша, ніж у графіту. Більш жорсткі доломіт і вапняк, володіючи більшою твердістю, зазвичай, проникають у пори на глибину до 0,1 м. Гумова крихта і полімер-графіт слугують допоміжними матеріалами до пластичних кольматантів і сприяють обмеженому проникненню останніх у пласт та підвищенню герметичності кольматційного екрану. Завдання мікрокольматантів – збільшувати щільність перемішки в суміші з пластичними матеріалами за наявної товщини кольматанції.

Для визначення ефективності застосування “пластичних” кольматантів на ДДЗ було проаналізовано структуру порового простору колекторів середнього та нижнього карбону.

Згідно з аналізом, конфігурація порового простору та розміри пор продуктивних піско-

виків і вапняків досить сильно відрізняються залежно від генеалогії їх утворення і подальших геологічних процесів, зокрема, перекристалізації порід під час переходу від елізійного до термодегідратаційного ярусу. За формою пори пісковиків мають значну звивистість, ділянки звужень і змін профілю. Частина пор має сполучення з іншими і формує проникну сітку. Пори, які утворені в породах зі значною карбонатністю, мають різноманітні форми поверхні і містять кавернозні ділянки, щілини, каналоподібні утворення.

За гранулометричними розмірами частинок найчастіше породи-колектори газу мають псамітову (0,1 – 1 мм) і алевритову (0,01 – 0,1 мм) структури, зрідка – крупнішу чи дрібнішу. За розміром порові канали газових пластів є капілярними – від 1 до 20 мкм і субкапілярними – менше 1 мкм. Надкапілярні пори (понад 0,5 мм) трапляються рідко і пов'язані з пластами, що мають велику пористість і проникність. Надкапілярними каналами і порами флюїд рухається вільно, а капілярними – за значного впливу капілярних сил. У субкапілярних каналах флюїд

Таблиця 2 – Властивості колекторів газу і параметри бурового розчину

Показники	Свердловини				
	А Опішнянська	Б Мелихівська	С Кегичівська	Д Мелихівська	Е Шебелинська
Властивості пластів-колекторів газу					
Інтервал, м	4125-4265	3500-3830	2710-2900	3450-3850	1980-2440
Тип колектора	пісковик	пісковик, алевроліт	пісковик	пісковик, алевроліт	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	9-13	11-17	11-14	11-13	11-18
Пластовий тиск, МПа	7,8	9,5	9,5	9,5	6,5
Наявність порід-неколекторів, у % до продуктивної товщі пісковиків	алевроліт-30 аргіліт-10	аргіліт-40; алевроліт-15	алевроліт-15; аргіліт-15	аргіліт-40; алевроліт-15	алевроліт-15; аргіліт-20
Показники бурового розчину					
Параметри бурового розчину	ρ-1070-1100 кг/м ³ ; Т-36-50 с; СНЗ-3-6/8-15 дПа рН-8,5-9,5; Ф-4÷5 см ³ /30 хв.	ρ-1050-1100 кг/м ³ ; Т-42-55 с; СНЗ 6-9/9-15 дПа; рН-8,5-9,5; Ф-4÷5 см ³ /30 хв.	ρ-1050-1090 кг/м ³ ; Т-46-59 с; СНЗ-6-12/9-16 дПа рН-9-9,4; Ф-3÷4 см ³ /30 хв.	ρ-1050-1120 кг/м ³ ; Т-35-62 с; СНЗ-0-9/3-18 дПа рН-9-9,3; Ф-2÷4 см ³ /30 хв.	ρ-1040-1080 кг/м ³ ; Т-40-90 с; СНЗ 12-35/27-47 дПа; рН-8-8,5; Ф-4÷6 см ³ /30 хв.
Вміст біополімера, кг/м ³	2-2,3	2,5-3	2-3	2-3	2,5-3
Вміст крейди, кг/м ³	40-50	100-110	100-110	45-55	50-55
Вміст ПАА, кг/м ³	2-2,2	2,5	4-5	4-5	4-5
Вміст ПАЦ, кг/м ³	3-3,5	3,5	5-8	6-12	3-4
Вміст графіту, кг/м ³	20-24	9-10	10	9-10	10
Вміст гуматів, кг/м ³	-	-	-	10-11	-
Вміст КСІ, %	5-9	4-5	8-9	3-4	2-3

утримується силами притягання стінок каналів, значення яких може бути настільки великим, що суттєво впливає на ефективність його вилучення. Ця проблема характерна для вилучення газу з ущільнених порід, в тому числі з газонасичених площ центрально-басейнового типу з теригенними і карбонатними колекторами.

Враховуючи значну різноманітність форм профілю пор, найглибше в капілярне середовище пісковиків (перевищує 1 м) проникають і забруднюють фільтрат бурового розчину та гідрофільні частинки колоїдно-дисперсного і меншого розміру, що входять до його складу (бентонітові, полімерні). В надкапілярні пори

глибоко проникають і порошкоподібні частинки, в тому числі бітумні та глинисті, що зумовлює глибоке забруднення колекторів.

Крейда – крихка карбонатна порода, що складається з кальцитових залишків планктонних водоростей та дрібних решток з черепашок найпростіших організмів, ідеально підходить для кольтатування капілярного і надкапілярного середовищ, оскільки форма та крихкість її частинок дозволяють проникати в пласт на певні відстані (зазвичай до 0,5 м), зачіплятись за нерівні поверхні стінок всередині пор, деформуватись і кришитись з ефектом ущільнення (герметизації) перемички. Враховуючи, що

крейда практично повністю розчиняється в кислотах (зокрема органічних), вона має бути основним кольматуючим матеріалом у розчинах під час первинного та вторинного розкриття продуктивних пластів і рідинах для капітального ремонту свердловин.

Таким чином, встановлено доцільність використання як базового кольматанта для колекторів ДДз з АНПТ крейди. Інші матеріали і реагенти додаються для забезпечення керованості процесом кольматації – глибини проникнення у пласт і підвищення щільності кольматуючого шару.

Для дослідження кіркоутворюючої здатності властивостей розчинів [2, 6] зазвичай використовується прилад Particle Plug Apparatus, в якому моделюється фільтрація бурових розчинів з різними кольматантами крізь керамічні диски з визначеною пористістю (яка є медіаною для пласта-колектора). Саме параметри фільтрації (миттєва фільтрація, об'єм через 3 хвилини, 10 хвилин, 30 хвилин) характеризують кіркоутворюючу здатність розчину. За наявності високих кіркоутворюючих властивостей фільтрація відбувається у швидкозатухаючому режимі за проміжок часу від миттєвої фільтрації до фільтрації впродовж 10 хвилин. Якщо процес фільтрації триває понад 30 хвилин після тестування – кіркоутворюючі властивості розчину є недостатніми. Також для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів можуть використовуватись прилади Filter Press API і Filter Press НРНТ 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 ефективнішим кіркоутворювачем. Частинки крейди мають найнижчу твердість за шкалою Мооса, деформуються (ущільнюються) від дії перепаду тиску з утворенням малопроникної перемички. Здатність до ущільнення з утворенням непроникного екрану є головною перевагою крейди перед міцнішими матеріалами – мармуровою крихтою та доломітовим порошком).

Аналіз руху частинок крейди у капілярно-пористому середовищі показав, що він відрізняється від руху колоїдних частинок глини. Це пов'язано, насамперед, із дрібнішими розмірами частинок глини і значною іонообмінною активністю, що призводить до їх злипання в порах теригенних колекторів.

Частинки крейди інертні, не вступають у хімічні реакції в пласті. Під час руху в порах вони поступово накопичуються в ділянках звивистості і розширеного профілю, зумовлюючи їх плавне закупорення з подальшим ущільненням перемички.

Вперше пластичні кольматанти в складі біополімерного розчину було використано у 2016 році на одній зі свердловин Опішнянського родовища. До цього на свердловині протягом трьох місяців спостерігались катастрофічні поглинання в продуктивному пласті В-16б (загальним об'ємом до 1200 м³). При цьому традиційне застосування великої кількості целюлозних та органічних наповнювачів було неефективним.

Врешті, для ліквідації поглинання було прийнято пропозицію замінити полімер-калієвий буровий розчин із вмістом глини 3-4 % на біополімерний безглинистий, в який, окрім підвищеної кількості кислоторозчинного кольматанта (крейди), додали мелений графіт. З рецептури вилучили реагенти з високим ступенем гідролізу – гіпан, ЧГПАА, каустичну соду. Також в рецептурі використали бактерицид для попередження деструкції біополімера, органічних речовин і целюлозних полімерів [10]. Інтервал розкриття В-16б перебудували новим стовбуром.

В результаті, у процесі буріння на біополімерному розчині було практично попереджено поглинання в пласті В-16б, за винятком одного випадку раптового поглинання об'ємом 23 м³ після “провалювання” долота на 0,4 м. Поглинання не супроводжувалось виникненням диференційного прихоплення, як це відбувалось раніше при бурінні у відкладах В-16б на свердловинах, що бурились без пластичних кольматантів. Крейда та графіт у складі біополімерного розчину в момент поглинання запобігли “прилипанню” елементів КНБК до стінок стовбура і забезпечили ефективне ковзання труб (на підйом). Процес поглинання тривав у “затухаючому” режимі і самоліквідувався після насичення крейдою і графітом тріщин поглинання. Після технологічної витримки над башмаком обсадної колони впродовж 8 годин, відновлення циркуляції, буріння до кінця інтервалу відбувалось без поглинань. За результатами освоєння, свердловина швидко вийшла на дебіт газу 52 тис. м³/добу за найбільш оптимістичних очікувань до 40 тис. м³/добу.

Іншим прикладом правильного підбору кольматантів та керованого кольматування є дві свердловини Єфремівського ГКР, в яких одночасно велось буріння в однакових продуктив-

них інтервалах (картамиш верхнього карбону з АНПТ) під хвостовик 127 мм, при цьому репресія гідростатичних тисків розчинів густиною 1080-1010 кг/м³ на продуктивні пласти становила 21-24 МПа [11].

В першій свердловині застосовувався сервісний полімер-калієвий розчин з мармуровою крихтою трьох ступенів помелу і концентрації 60-70 кг/м³ та горіховим кольматантом трьох ступенів помелу. Під час буріння і промивань фіксувались постійні поглинання з наростаючою інтенсивністю, зокрема у 1 стовбурі (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 мінімізування інтенсивності поглинань (регулярне прокачування в'язко-пружних пачок, закачування кольматуючих пачок, додаткові введення в розчин мармурової крихти різних ступенів помелу та горіхового кольматанта) практичного результату не дали жодного разу.

На іншій свердловині застосовувався безглинистий хлоркалієвий розчин бурового підрядника з аналогічною (як у першій свердловині) концентрацією крейди замість мармурової крихти. Горіховий кольматант не використовувався. Замість нього в розчині був присутній графіт і мікрокольматант. При розкритті картимишу з АНПТ щодобові поглинання становили не більше 3-4 м³ відбувались процесі формування кірки. Поглинання повністю припинялись у пробуреному інтервалі через 8-16 годин (час формування кірки достатньої щільності і товщини).

На Кегичівському ГКР прикладами прямої залежності інтенсивності поглинань від пластичності кольматантів є дві свердловини, пробурені поряд. За результатами буріння однієї свердловини (для кольматування продуктивних пластів використовувалась мармурова крихта трьох ступенів помелу і целюлозні кольматанти) фіксувались низка сильних поглинань і постійно – часткові; при освоєнні зі свердловини довго надходив фільтрат розчину. Дебіт становив 15 тис. м³ газу при плані 18 тис. м³. На іншій свердловині в цих же відкладах в розчині використовувалась крейда концентрацією понад 60 кг/м³ та мікрокольматанти. Під час буріння суттєвих поглинань не зафіксовано, а під час освоєння було швидко отримано дебіт газу,

який на штуцері 9 мм становив 50,9 тис. м³ на добу.

Висновки

Для умов родовищ ДДз із АНПТ при репресіях на продуктивні пласти понад 5 МПа, мінімізація поглинань бурового розчину досягається застосуванням кольматантів з ефектом “пластичності”, здатних забезпечити ефективне кероване екранування дренажних покладів.

Встановлено, що пластичні кольматанти з твердістю 1-2 за шкалою Мооса (крейда, графіт, полімер-графітна суміш, суміш доломіту з крейдою) є найбільш ефективними під час розкриття продуктивних інтервалів в умовах АНПТ родовищ ДДз. Водночас за таких умов застосування мармурової крихти не залежно від ступеня помелу є малоефективним.

Накопичений досвід застосування крейди та інших пластичних кольматантів на 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), становить 80-90 кг/м³; підвищення концентрації до 180 кг/м³ можливе за умови відсутності виникнення гідророзриву пласта. Завдяки пластичності кольматантів у багатьох випадках відпадає потреба у розрахунках фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання: достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними.

Традиційні алгоритми попередження та ліквідації поглинань на родовищах ДДз з АНПТ потребують коригування з урахуванням результатів цього дослідження.

Література

1. Боровик М.В., Гордійчук М.В., Васильченко А.О., Матушек Р. Р. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2 (55). С. 19-27.
2. Боровик М. В., Гордійчук М.В., Кривуля С.В., Світлицький В.М. Довідник буровика: довід. посіб. Харків: Ексклюзив, 2015. 347 с.
3. Kaeuffer M. Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant: presented at Congres de l'A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.

4. Donald L. Whitfill, Carl J. Thaemlitz, Dale Eugene Jamison. Hong Wang. New Design Models and Materials Provide Engineered Solutions to Lost Circulation. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 2006. Paper Number: SPE-101693-MS <https://doi.org/10.2118/101693-MS>

5. Мессенджер Дж. У. Поглощение бурового раствора. ПеннВелл Паблшинг Ко., 1981.

6. AADE-06-DF-HO-16. A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations / Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, Allan Twynam, BP [No 16]. <https://www.aade.org/application/files/5915/7295/3522/AADE-06-DF-HO-16.pdf>

7. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. BP Amoco. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000. Paper Number: SPE-58793-MS <https://doi.org/10.2118/58793-MS>

8. Боровик М.В. Лиско А.А., Романів М.М. та ін. Кіркоутворюючі властивості бурових розчинів. *Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб.* 2017. Вип. XLVI. С. 51-56.

9. Боровик М. В. Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін. Попередження забруднення газових колекторів на ДДз. *Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць.* 2017. Вип. XLV. С. 72-79.

10. Патент України на корисну модель № 112234 У МПК (2016) С09К 8/02. Біополімерний незабруднюючий буровий розчин / Боровик М.В., Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін. Заявка № у 2016 05562. Заявл. 23.05.2016. Опубл. 12.12.2016. Бюл. № 23.

11. Боровик М.В. Романів М.М., Вовк А.П., Мільютенко Ю І. Аналіз ефективності інженерних рішень з бурових розчинів в АТ “Укргазвидобування”. *Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб.* 2019. Вип. XLVII. С. 83-89.

References

1. Borovyk M.V., Hordiichuk M.V., Vasylchenko A.O., Matushek R.R. Perspektivni napriamky pidvyshchennia yakosti rozkryttia produktyvnykh plastiv i metodiv intensyfikatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2015. № 2 (55). P. 19-27. [in Ukrainian]

2. Borovyk M. V., Hordiichuk M.V., Kryvulia S.V., Svitlytskyi V.M. Dovidnyk burovyyka: dovid. posib. Kharkiv: Ekskliuzyv, 2015. 347 p. [in Ukrainian]

3. Kaeuffer M. Determination de L’Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S’y Rattachant: presented at Congres de l’A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.

4. Donald L. Whitfill, Carl J. Thaemlitz, Dale Eugene Jamison. Hong Wang. New Design Models and Materials Provide Engineered Solutions to Lost Circulation. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 2006. Paper Number: SPE-101693-MS <https://doi.org/10.2118/101693-MS>

5. Messenzher Dzh. U., “Pogloschenie burovogo rastvora”, PennVell Publishing Ko., 1981. [in Russian]

6. AADE-06-DF-HO-16. A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations / Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, Allan Twynam, BP [No 16]. <https://www.aade.org/application/files/5915/7295/3522/AADE-06-DF-HO-16.pdf>

7. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. BP Amoco. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000. Paper Number: SPE-58793-MS <https://doi.org/10.2118/58793-MS>

8. Borovyk M.V. Lysko A.A., Romaniv M.M. та in. Kirkoutvoriuiuchi vlastyvoli burovyykh rozchyniv. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: nauk.-vyrob. zb.* 2017. Vyp. XLVI. P. 51-56. [in Ukrainian]

9. Borovyk M. V. Hordiichuk M.V., Lysko A.A. та in. Poperedzhennia zabrudnennia hazovykh kolektoriv na DDz . *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: zb. nauk. prats.* 2017. Vyp. XLV. P. 72-79. [in Ukrainian]

10. Patent Ukrainy na korysnu model No 112234 U MPK (2016) S09K 8/02. Biopolimernyi nezabrudniuiuchy burovyy rozchyn / Borovyk M.V., Hordiichuk M.V., Lysko A.A. та in. Zaiavka No u 2016 05562. Zaiavl. 23.05.2016. Opubl. 12.12.2016. Biul. № 23. [in Ukrainian]

11. Borovyk M.V. Romaniv M.M., Vovk A.P., Miliutenko Yu I. Analiz efektyvnosti inzhenernykh rishen z burovyykh rozchyniv v AT “Ukrhazvydobuvannia”. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: nauk.-vyrob. zb.* 2019. Vyp. KhLVII. P. 83-89. [in Ukrainian]