

РЕГУЛЮВАННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

В. М. Світлицький, докт. техн. наук, Б. Б. Синюк, канд. техн. наук (ДК “Укргазвидобування”, Київ), О. О. Іванків, канд. техн. наук (ІВ УкрДГРІ, Полтава)

Рассмотрен вопрос регулирования производительности низкопроницаемых карбонатных коллекторов месторождений углеводородов Днепровско-Донецкой впадины. Экспериментально доказана высокая эффективность химических методов интенсификации добычи и термического влияния на породы продуктивных пластов.

Переважна більшість родовищ, які вводяться в експлуатацію, характеризуються складними гірничо-геологічних умовами. Особливо це стосується родовищ, продуктивні пласти яких приурочені до карбонатних колекторів. В Полтавській області такими родовищами є Прирічне, Загорянське, Пірківське та ін. [1].

Для всіх родовищ характерна швидка втрата пластових тисків при невідповідно малих об'ємах отриманої продукції. Це пояснюється складними геолого-літологічними характеристиками продуктивних розрізів і фізико-хімічним складом пластових флюїдів.

Карбонатні відклади містять велику частку глинистих, алевролітистих і аргілітових включень (до 40...55 %). Крім того, вони неоднорідні за складом. Проникні ділянки ($k_{\text{пр}} = 0,002...0,005 \text{ мкм}^2$) чергуються з низькопроникними ($k_{\text{пр}} = 0,00001...0,0005 \text{ мкм}^2$). Це створює додаткові опори при русі флюїдів з віддалених зон пласта до вибою, внаслідок чого свердловини втрачають свої продуктивні характеристики.

Крім літологічних причин, експлуатацію родовищ низькопроникних карбонатних колекторів ускладнюють фізико-хімічні характеристики продукції, яка часто характеризується високим конденсатним фактором, а місцями – наявністю перехідної системи конденсат–нафта. Високомолекулярні сполуки накопичуються у порово-тріщинному просторі навіть при високих пластових температурах спочатку за рахунок утворення сольватних шарів, а далі – за рахунок адгезії. Товщина нерухомого шару високомолекулярних вуглеводнів збільшується з падінням пластового тиску, і на певних ділянках цей шар повністю перекриває поровий простір. Втрата каналів фільтрації, у свою чергу, спричиняє додаткове падіння пластового тиску. Зупинка свердловин у період інтенсивного випадіння конденсату приводить до втрати текучості рідких вуглеводнів, особливо у низькопроникних ділянках.

Тиск на початку текучості рідких вуглеводнів часто перевищує депресію, яку можливо створити для повторного введення таких ділянок у роботу.

Наступний негативний фактор, що з'являється в міру вироблення зони дренування – пластова вода, приплив якої швидко прогресує. Збільшення кількості води, що виноситься з продукцією свердловин, призводить до зниження швидкісних характеристик підйомника.

Таким чином, кожен фактор вносить свій внесок у втрату видобувних характеристик свердловин, які дренують низькопроникні карбонатні колектори.

Під час буріння свердловин на згаданих вище родовищах було зафіксовано високі пластові тиски при коефіцієнті аномальності 1,15...1,17. Після закінчення буріння, в процесі випробування пластів у колоні, пластові тиски вже дорівнювали гідростатичним. Початок експлуатації на всіх свердловинах характеризувався високими дебітами як по газу, так і по конденсату – 500...600 тис. м³/добу газу і 150...180 т конденсату. Протягом 5...7 місяців експлуатації свердловини втрачали 45...50 % пластових тисків. Дебіти по газу зменшувались до 10...12 тис. м³/добу і 3...6 т конденсату. А ще через 1...2 місяці експлуатація повністю припинялась.

Аналіз роботи свердловин Прирічного, Загорянського і Пірківського родовищ, які експлуатують карбонатні пласти нижньовізейського горизонту, показав, що область дренування пластів на 45...50 % заповнена рідкими вуглеводнями, де фільтрація газу різко зменшена. Тому поклади таких родовищ потребують постійних обробок привибійної зони продуктивного пласта для видалення конденсату, що випав у тріщино-поровому просторі, та розширення каналів фільтрації. Такі роботи треба вести з самого початку експлуатації, оскільки після зупинки свердловини через втрату фільтрації основної частини порових каналів ефективність робіт буде нульовою внаслідок відсутності газу як агента виносу рідини.

Усі викладені вище фактори повинні враховуватись при виборі методів відновлення і підвищення продуктивності свердловин.

Основним показником, який дозволить істотно покращити видобувні характеристики свердловин, є гідропровідність, що характеризується параметром $\frac{k}{h\mu}$ (k – проникність; h – товщина пласта; μ – динамічна в'язкість);

чим він нижчий, тим гірші видобувні характеристики свердловин.

Для інтенсифікації роботи свердловин необхідно підвищувати проникність колектора і зменшувати в'язкість продукції. Ця задача визначає ті методи обробки привибійної зони продуктивного пласта, які можуть істотно змінити наведені показники.

Серед розмаїття методів інтенсифікації видобутку для підвищення проникності низькопроникних карбонатних колекторів автори пропонують масовані кислотні обробки (причому такі, що зберігають скелет породи, не руйнуючи його), а також такі методи тріщиноутворення як гідророзрив пласта, термогазодинамічний розрив, термічний вплив, імпульсно-імпульсійний вплив.

Для зменшення в'язкості рідких вуглеводнів можна рекомендувати високотемпературні обробки привибійної зони продуктивного пласта хімічними сполуками, які на вибої свердловини реагують з виділенням значної

кількості тепла та газів. Крім того, при наявності прийнятності свердловин можна рекомендувати промивки привибійної зони вуглеводневими розчинниками [2].

З метою визначення ефективності зазначених технологій проведено ряд досліджень з кернами наведених вище родовищ та досліджень по зниженню в'язкості флюїдів.

Дослідження з керовим матеріалом проводились на установці дослідження проникності кернів (УДПК) і в статичних умовах (в автоклаві). На УДПК визначались колекторські характеристики кернів та їх зміни після кислотного чи термічного впливу. В автоклаві моделювались процеси високотемпературного впливу на зразки кернів у різних умовах.

При виборі кислотного складу досліджували в основному органічні кислоти – оцтову, мурашину, лимонну та їх водні і вуглеводневі композиції. В табл. 1 наведено результати досліджень впливу кислотних складів на розчинення зразків кернів.

Таблиця 1. Розчинення керового матеріалу карбонатних колекторів Пірківського та Загорянського родовищ при температурі 95...100 °С

Розчин			Дослідження в статичних умовах		Дослідження на УДПК, проникність, 10^{-15} м^2	
			$V_{\text{роз}},^*$ г/год	Примітки	до обробки	після обробки
Кислота	%	Домішки				
CH ₃ COOH	10	1 % ПАВ	0,62	Велика глинизація керна	4,12	4,96
CH ₃ COOH	10	1 % ПАВ+ 10 % NH ₄ NO ₃	0,64	Глини 0,05 мм	3,67	4,23
CH ₃ COOH	20	1 % ПАВ	0,72	На керні глинистий покрив товщиною 0,5 мм	4,56	5,09
CH ₃ COOH	20	1 % ПАВ+ 10 % NH ₄ NO ₃	0,32	Глини практично немає	7,18	9,14
CH ₃ COOH	30	без домішок	1,37	Велика глинизація керна	6,46	6,55
CH ₃ COOH	30	0,1 % ПАВ	1,08	Середня глинизація керна	6,7	7,08
CH ₃ COOH	30	вуглеводнево-розчинні сивушні масла	0,98	Глинизація відсутня	3,45	3,98
CH ₂ O ₂	5	1 % ПАВ	1,58	Велика глинизація, розчин мутний	4,96	6,01
CH ₂ O ₂	5	1 % ПАВ + 10 % NH ₄ NO ₃	1,22	Глинизація незначна	3,72	4,13
CH ₂ O ₂	10	1 % ПАВ	1,98	Велика глинизація, розчин мутний	4,79	5,0
CH ₂ O ₂	10	15 % NH ₄ NO ₃	1,55	Глинизація незначна	7,16	9,56

Розчин			Дослідження в статичних умовах		Дослідження на УДПК, проникність, 10^{-15} м^2	
			$V_{\text{роз}},^*$ г/год	Примітки	до обробки	після обробки
Кислота	%	Домішки				
CH ₂ O ₂	15	1 % ПАВ	5,84	Глинизація значна	5,98	7,06
CH ₂ O ₂	15	10 % КСІ +1 % ПАВ	2,14	Глинизація майже відсутня	3,14	5,08
CH ₂ O ₂	20	1 % ПАВ	5,80	Глинизація незначна	9,57	13,0
CH ₂ O ₂	20	вуглеводнево-розчинні сивушні масла	3,98	Глинизація відсутня	5,76	5,87
CH ₂ O ₂	20	10 % NH ₄ NO ₃	2,70	Глинизація незначна	8,68	10,23
CH ₂ O ₂	40	1 % ПАВ	2,31	Глинизація незначна	5,98	7,11
CH ₂ O ₂	40	10 % КСІ	1,50	Керн розчинився з наскрізними отворами	5,12	8,17
CH ₂ O ₂	50	1 % ПАВ	4,29	Глинизація майже відсутня	4,35	6,78
CH ₂ O ₂	50	вуглеводнево-розчинні сивушні масла	1,21	Глинизація відсутня	2,17	3,02
CH ₃ COOH + CH ₂ O ₂	10 10	1 % ПАВ	2,48	Середня глинизація керна	9,11	11,45
CH ₃ COOH +CH ₂ O ₂	20 10	1 % ПАВ	3,74	Середня глинизація керна	8,05	10,81
CH ₃ COOH +CH ₂ O ₂ + лимонна	20 10 3	1 % ПАВ	5,98	Середня глинизація керна	3,24	6,63
<u>амінотетраоцтова</u>	10	0,1 % ПАВ	0,1	Глинизація відсутня	9,34	10,06
<u>амінотетраоцтова</u>	20	1 % ПАВ	0,35	Глинизація відсутня	8,76	9,98

* $V_{\text{роз}}$ – швидкість розчинення

Аналіз даних табл. 1 показує, що для правильного вибору кислотного складу для обробки карбонатних колекторів, в складі яких міститься до 40...60 % глинистих включень, необхідно всебічно вивчити вплив кислотного складу на зміну фізико-хімічних характеристик кернів. Так, встановлено, що мінеральні кислоти швидко руйнують карбонатну складову пласта і призводять до погіршення фільтраційних характеристик порід. Тому при виборі кислотного складу досліджувались лише органічні кислоти, які мають меншу швидкість

реагування. Відзначимо, однак, що низькоконцентровані водні розчини кислот теж спричиняють глинизацію кернів і практично не підвищують проникність породи.

Для обробки колекторів наведеного типу автори рекомендують застосовувати висококонцентровані водні розчини оцтової чи мурашиної кислот або їх суміш з вуглеводневим розчинником. Як розчинник досліджувались сивушні масла (відходи спиртового виробництва), що мають високі миючі властивості щодо парафінових відкладів і зменшують корозійне руйнування металевого устаткування.

Для обробки карбонатних колекторів, забруднених полімерними реагентами, пропонується аміотетраоцтова кислота. При її застосуванні необхідна значна витримка розчину в пласті. При цьому утворення нерозчинних з'єднань з іонами заліза не відбувається, руйнуються зшивки поліакриламід, який останнім часом широко використовується в бурових розчинах, карбонатний колектор розчиняється рівномірно при повній відсутності глинизації.

Для визначення ступеня тріщиноутворення кернів залежно від діапазону температурного впливу проводили дослідження в автоклаві – установці, спеціально створеній для дослідження термічного впливу на породи, що складають продуктивні пласти. Схему установки представлено на рис. 1.

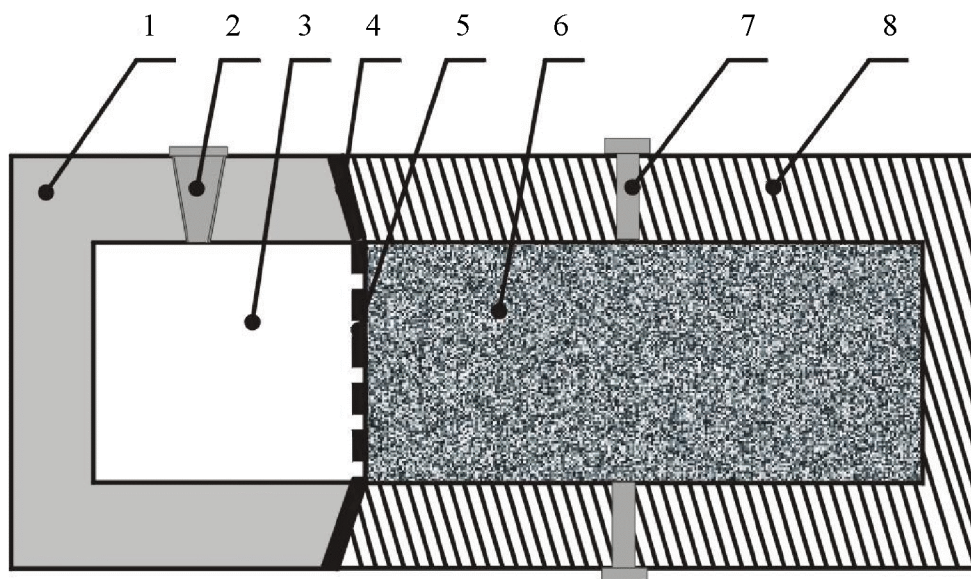


Рис. 1. Установка для дослідження процесів тріщиноутворення пластових порід при дії на них термічних сумішей

Дослідна установка складається з двох термостатованих камер 1 і 8, які з'єднуються і герметизуються мідними прокладками 4. В камеру 8 поміщається досліджуваний зразок керна 6, який попередньо нагрівається до 120 °С (температура залягання вищенаведених карбонатних пластів), а в камеру 3 – хімічна суміш, яка вноситься через отвір 2 і дозволяє створювати задану температуру. Керн і хімічна суміш розділяються перфорованою пластиною 5.

Час витримки термосуміші становить 1 годину. Установка обладнана клапанами для стравлювання тиску (якщо він перевищить 1000 атм), який утворюється внаслідок хімічної реакції при використанні високотемпературних систем.

В табл. 2. наведені результати дослідження температурного впливу на зразки кернів карбонатних колекторів.

Таблиця 2. Вплив зміни температури на зразки кернів карбонатних колекторів

№ дослід-ду	Перепад температури при обробці, °С	Проникність керна, 10^{-15} м^2		Примітки
		до термообробки	після термообробки	
1	120...0	0,17	4,29	тріщини хаотичні
2	120...-10	0,11	6,35	тріщини хаотичні і глибокі
3	120...350	0,32	2,06	дві тріщини по напластуваннях
4	120...500	0,12	4,87	тріщини по напластуваннях та між ними
5	120...700	0,18	6,17	тріщини хаотичні і глибокі

Аналіз табл. 2 показує, що термічна обробка підвищує проникність порід за рахунок утворення додаткової сітки тріщин. Це стосується як екзотермічного, так і ендотермічного впливу на породи.

Виявлено, що активне тріщиноутворення з глибиною тріщин до 15...25 мм відбувається лише при зниженні температури до $-10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ і нижче або при підвищенні до 500...700 $^{\circ}\text{C}$. Дослідження показали, що більш ефективно тріщиноутворення відбувається при меншій депресії температур за умови охолодження системи, ніж при її нагріванні.

1. Светлицкий В. М., Демченко П. Н., Зарицкий Б. В. Проблемы увеличения производительности скважин. – К.: ТОВ Вивалент, 2002. – 228 с.

2. О возможности внутрипластового крекинга-тиролиза легких нефтей и конденсата / К. Г. Щербина, И. И. Рыбчич, Б. Б. Синюк, В. М. Светлицкий // В кн. «Минеральные ресурсы и человек». – Научные доклады Международной научно-технической конференции. – Варна, 17–19 сентября 2002 г. – Т. 2. – С. 204–206.