

14 Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 340 с.

15 Ованесов Г.П., Халимов Э.М., Ованесов М.Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1973. – 192 с.

16 Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 252 с.

17 Афанасенко В.М., Иманов А.М. Оценка эффективности заводнения на Восточно-Янгтинской площади // Сборник научных трудов по результатам научно-технологических работ за 2003 год. – М.: ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», 2004. – 369 с.

18 Газизов А.А., Газизов А.Ш., Никифоров А.И. Об одном критерии эффективности разработки нефтяной залежи заводнением // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7.

19 Справочник по нефтепромысловой геологии / Под ред. Н.Е.Быкова, М.И.Максимова, А.Я.Фурсова. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

20 Гришаненко В.П. Використання математичних методів аналізу даних для оцінки ефективності систем розробки родовищ нафти і газу // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 4. – К., 2006. – 280 с.

УДК 622.245.42.004.6

РЕЗУЛЬТАТИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ, СФОРМОВАНОГО У СВЕРДЛОВИНІ

Б.А.Тершак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nung.edu.ua

Приведены сравнительные результаты качества цементного камня, сформированного из тампонажного раствора в лабораторных условиях и в скважине 552 Долинская. Показано, что в последнем случае цементный камень содержит существенную примесь компонентов промывочной жидкости, в том числе и баритового утяжелителя. С помощью современных методов исследовано структуру и компонентный состав указанного материала. Акцентировано внимание на необходимости усовершенствования технологического процесса цементирования скважин

Comparative results of the cement stone quality of formed from plugging mud in laboratories and un 552 Dolynska well are given. It is shown in the last case the stone contains substantial admixture of components of flushing liquid including barite filler. With the help of modern methods there have been studied structure and component composition of the given material/ it is focused on the necessity of improving technological process of well cementing

Вітчизняна та зарубіжна практика будівництва свердловин складної просторової архітектури поставила перед фахівцями цілий ряд проблем до яких належить і забезпечення необхідного рівня надійності кріплення свердловини як цілісної інженерної споруди. Тут поряд з традиційними питаннями постає нове – забезпечення та збереження необхідної міцності цементного каменю. Велика кількість спуско-підіймальних операцій, обертовий рух бурових труб призводять до появи на внутрішній поверхні ізоляційного екрану пошкоджень різноманітної форми, які у подальшому стають джерелами концентрації напружень та крихкого руйнування каменю.

Прикладом такої ситуації може служити досвід спорудження похило-скерованої свердловини 552 ГС Долинського родовища з горизонтальним відхиленням від вертикалі по покрівлі продуктивного пласта (бистрицькі відклади) – 459 м (азимут) 219°. Проектною конструкцією при глибині 2200 м передбачався

спуск 219 мм «хвостовика» з метою перекриття перем'ятих, схильних до осипання і обвалів порід перехідної зони верхньоменелітових відкладів. Однак, через обставин колону спустили тільки на 2185 м. Під башмаком залишився відкритий стовбур з підвищеною кавернозністю (рис. 1).

Перед цементуванням «хвостовика» параметри промивальної рідини (температура заміра 18°C) були наступними: густина – 1350 кг/м³; умовна в'язкість – 104 с; водовіддача за 30 хв – 9,0 см³; товщина кірки – 3,0 мм; КЗК – 0,15; статична напруга зсуву СНЗ_{1/10} – 134,2/300,00 дПа; пластична в'язкість – 16,0 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 230 дПа; водневий показник рН – 9,08; мінералізація фільтрату – 3,2 %; вміст колоїдної фази – 9,5 %; вміст іонів Са⁺⁺ – 400,8 мг/л; вміст іонів Mg⁺⁺ – 121,6 мг/л, вміст КСІ – сліди. Для регулювання густини використовувався баритовий обважнювач. Тампонування обсадної колони з використанням суспензії, замішаної з цементу ПЦТ-І-100 з

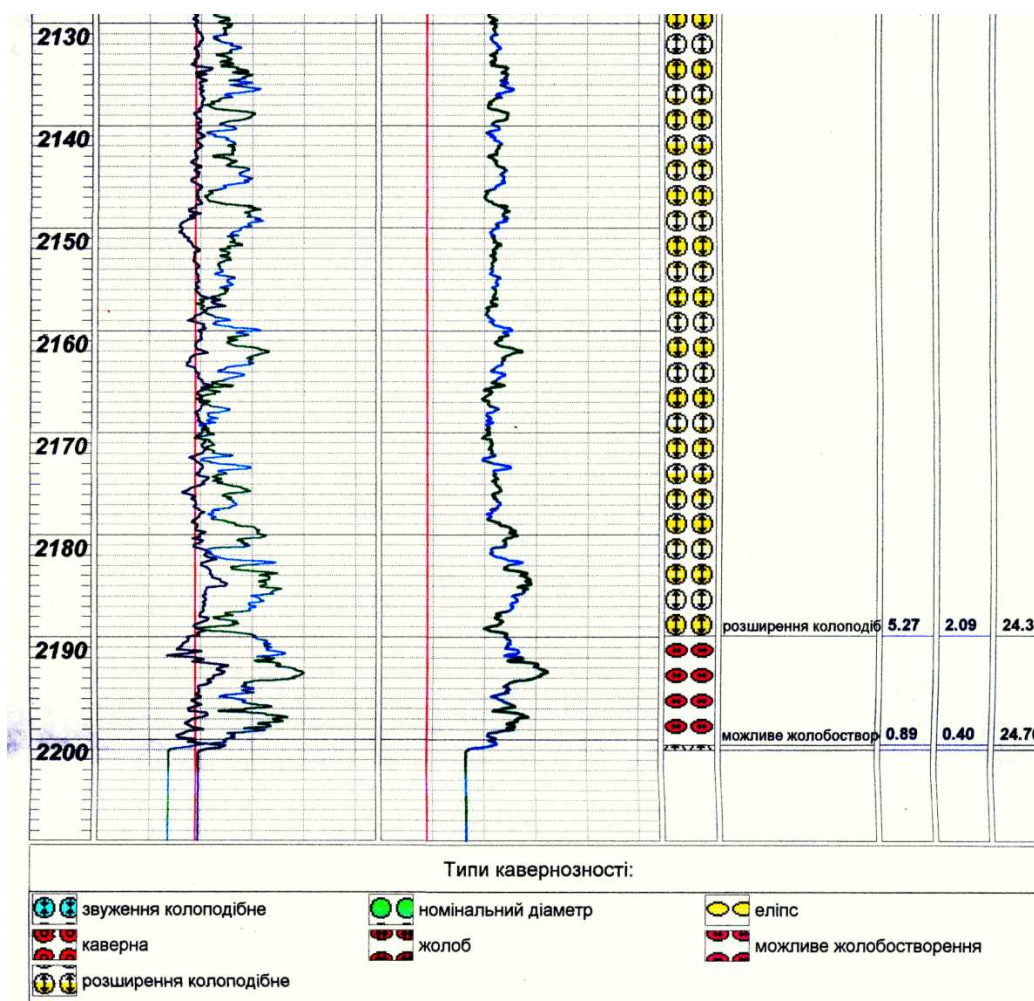


Рисунок 1 — Кавернограма стовбура свердловини 552 ГС Долина



Рисунок 2 — Фотографії зразків цементного каменя

додаванням 0,035% НТФК (густина 1820 кг/м³, розтічність 250 мм, міцність на вигин 5,0 МПа) відбулось без ускладнень. Під час подальшого поглиблення із застосуванням компоновки: ПІ 190,5 СЗ-ГВ-2, електрорубр Е 164-8МР, телеметрична система СТЕ-164, ПК1-164, ОБТС2 – 84 м разом з шламом зі свердловини виносило крупні (5-7 см) уламки цементного каменя. На зовнішній поверхні зразків, сформованих у заколонному просторі спостерігаються характерні сліди взаємодії каменю з обсадною коло-

ною (рис. 2). Товщина зразків 9-11 мм, що, очевидно, обумовлено ексцентричним розташуванням обсадної колони у свердловині, коли труби спираються на муфти.

Уже перші дослідження мікрошліфів п'яти типових зразків каменя, виконані фахівцями НДПІ ВАТ „Укрнафта”, засвідчили неоднорідність його структури (табл. 1). Наприклад, карбонатність матеріалу змінюється від 1-2% до 36,7%, а домішка бариту фракції 0,1-0,01 мм складає 20-60%.

Таблиця 1 — Результати досліджень мікрошліфів цементного каменя

Номер зразка	Характеристика зразка
1	Структура матеріалу тонко-мікрозерниста, буруватого кольору. В основній масі (до 60%) спостерігаються безладно розташовані новоутворення овальної, округлої та неправильної форм розміром від 0,01 до 0,05 мм. У незначних кількостях спостерігаються зерна кварцу, ангідриту, уламки глинистих порід, а також вкраплення чорної речовини органічного походження. Карбонатність – 20%
2	Структура матеріалу тонко-мікрозерниста, жовтувато-буруватого кольору. В основній масі (до 30-40%) спостерігаються новоутворення розміром до 0,1мм, окремі з них сягають 0,17-0,3 мм. В одиничних зернах шліфа спостерігається кварц. Карбонатність – 36,7 %
3	Зразок на 65,1 % складається із пелітоморфної (0,01 мм) цементної речовини та на 25,6% із зерен мінералів розміром від 0,1 до 0,01 мм. До 1 % вмісту чорної речовини органічного походження. Карбонатність – 8%. За результатами досліджень по визначенню вмісту бариту у фракції 0,1-0.01 мм (кількісний мінералогічний аналіз важкої фракції) його домішка складає 20%
4	Зразок на 66,9 % складається із пелітоморфної (0,01 мм) цементної речовини, та на 21,6% із зерен мінералів розміром від 0,1 до 0,01 мм. До 3% вмісту чорної речовини органічного походження. Карбонатність – 7,9 %. Домішка бариту фракції 0,1-0.01 мм - 60%
5	У практично ізотропній, мікрозернистій масі буруватого кольору спостерігаються новоутворення (до 80%) округлої, овальної та неправильної форм із тонко-мікрозернистою структурою. Розмір новоутворень дрібнооалевритовий (від 0,01 до 0,03 мм). Крім того, спостерігаються зерна кварцу (10-15%), дрібні скупчення мікрозернистого карбонату (1-2%), зерна глауконіту, уламки глинистих порід, часточка 0,3 мм бітуму, а також вкраплення чорної речовини органічного походження

Таблиця 2 — Результати порометрії цементного каменя

Ч.ч.	Тип тампонажного матеріалу	Розмір пор, мкм						
		1,52-0,85	0,85-0,48	0,48-0,29	0,29-0,15	0,15-0,1	0,1-0,75	<0.75
1	Зразок зі свердловини	-	6,82	6,25	8,52	14,21	26,7	37,5
2	Зразок із свердловини після дії HCl	9,28	9,55	8,75	11,41	14,85	19,89	26,27
3	Зразок із свердловини після дії глинистої кислоти	4,03	10	12,71	14,37	17,00	19,63	22,26

За результати дослідження міцності зразків цементного каменя на стиснення встановлено, що цементний камінь зі свердловини має міцність усього 22,1-27,8 МПа, що практично удвічі нижче контрольного зразка, для якого вона складає 42,2 МПа. Крім того, такі дані можуть свідчити про неоднорідність тампонажного матеріалу, сформованого у заколонному просторі свердловини.

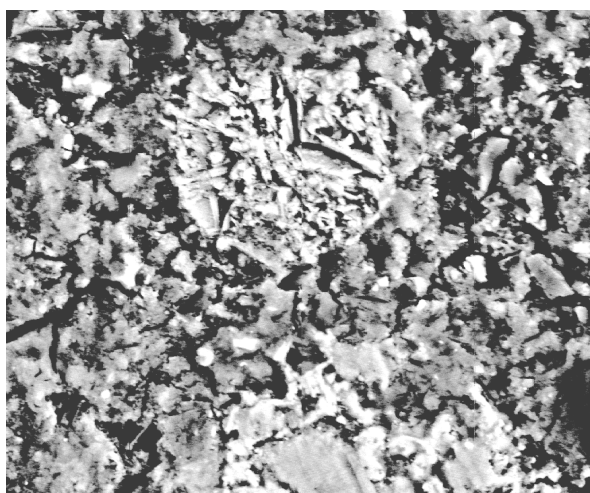
За результатами вивчення структури порового простору із застосуванням методу ртутної порометрії [1,2] на приладі ПВТ-1 (табл. 2) встановлено, що відкрита пористість зразка каменя складає 32,7%, однак його проникність не перевищує $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², що, очевидно, зумовлено високим вмістом в структурі тампонажного матеріалу глинистих домішок.

Дослідження корозійної стійкості у середовищі найбільш вживаних, для інтенсифікації припливів пластових флюїдів, глинистої та соляної кислот, виконані за методикою [2], показали наступне. Коефіцієнт корозійної стійкості контрольних зразків цементного каменя $K_c=0,83$ у обох кислотах. Стійкість каменю сформованого в умовах свердловини значно нижча і складає всього $K_c=0,75$ та $K_c=0,76$ відповідно у глинистій та соляній кислотах.

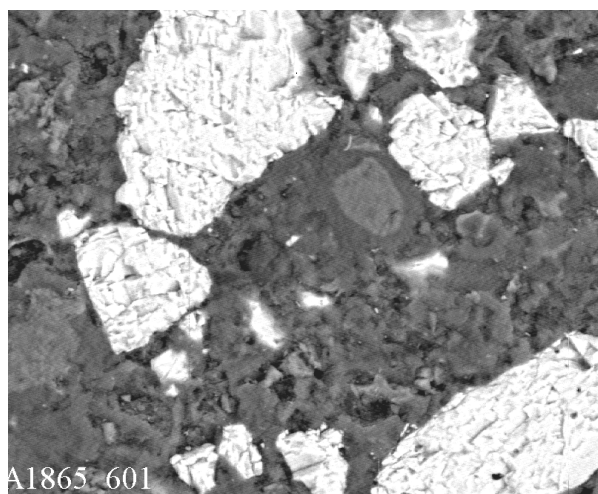
У таблиці 3 наведено результати рентгеноструктурний аналіз, який виконано на ВАТ "Івано-Франківськцемент" на приладі ARL-9800. Як бачимо з наведених результатів, порівняно з контрольним зразком (ПЦТ-1-100) цементний камінь, сформований у свердловині, містить меншу кількість CaO (замість 66 лише 33,1-42,6%) та SiO₂ (замість 21 лише 14,2-15,2 %). У

Таблиця 3 — Компонентний склад матеріалів

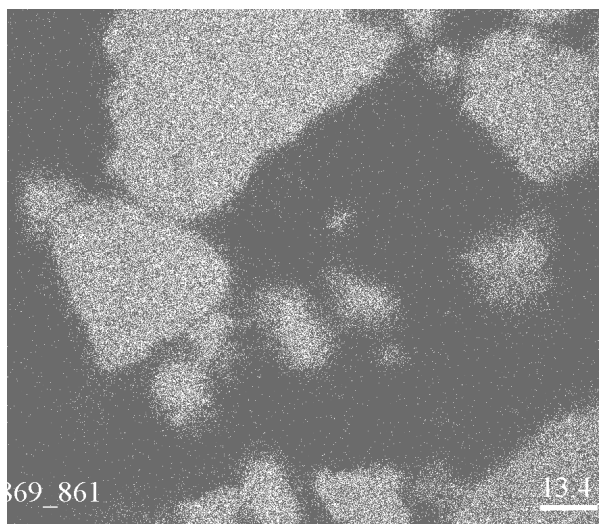
Тип матеріалу	Компонентний склад											
	CaO	BaO	SiO ₂	SO ₃	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	MgO	TiO ₂	SrO	K ₂ O	P ₂ O ₅	Інші
Контрольний зразок ПЦТ І-100	66	-	21	2.97	3.93	5.14	0.684	0.388	0.88	0.215	0.96	0.71
Баритовий обважнювач	0.17	56.9	4.04	35.8	0.698	0.825	0.314		0.528		0.171	0.346
Цементний камінь зі свердловини	33,1-42,6	15,0-20,8	15,2-14,2	10,3-13,5	3,04-3,92	3,83-3,3	0,424-0,38	0,18-0,326	0,232	0,149-0,186	0,111-0,159	0,053-0,4



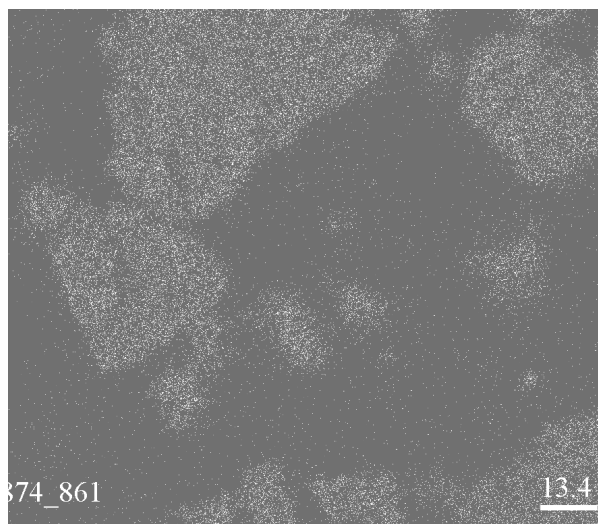
а)



б)



в)



г)

а) – контрольний зразок ПЦТ-1-100; б) – цементний камінь зі свердловини;
в) – цементний камінь зі свердловини (X-Ray Ba); г) – цементний камінь зі свердловини (X-Ray S)

Рисунок 4 – Мікроструктура цементного каменю (X 860)

той же час суттєво у ньому додатково з'явився BaO (15,0-20,8%) та збільшився із 2,97% до 10,3-13,5% вміст SO₃, що підтверджує присутність у камені баритового обважнювача.

Порівняльні дослідження мікроструктури каменю (рис. 3) виконано із застосуванням електронної скануючої рентгеноскопії та рентгенівського мікроаналізу, на рентгенівському

мікроаналізаторі «Superprobe – 733» (виробництва фірми QLA, Японія) в інституті проблем матеріалознавства АН України. Зйомку характерних ділянок поверхні зразків здійснено у режимі відбитих електронів (ВЕІ) [3, 4]. За таких умов кількість електронів, відбитих від зразка пропорційна середньому атомному числу структурних компонентів, тому більш яскраві ділянки на знімках відповідають більшому атомному числу. Для встановлення якісного складу структури та рівномірності компонентного розподілу здійснювалась зйомка типової ділянки поверхні у характеристичних випромінюваннях хімічних елементів, які було виявлено за результатами мікроаналізу. Встановлено, що камінь, сформований з цементу ПЦТ-І-100 (рис. 3, а) має практично однорідну, дещо пористу структуру. Зразок цементного каменя із свердловини (рис. 3, б, в, г) містить чітко виражені, великі за розміром сторонні включення (рис. 3, б). Зйомка цієї ділянки поверхні у характеристичних випромінюваннях барію (рис. 3, в) та сірки (рис. 3, г) підтвердила, що ці включення є частинками бариту ($BaSO_4$), які потрапили в цементний камінь із бурового розчину.

За результатами досліджень, можна стверджувати, що цементний камінь сформований в умовах свердловини 552 Долинська суттєво відрізняється від контрольного щільністю структури, компонентним складом, наявністю мікротріщин та мікропор, а відповідно і міцнісними характеристиками та корозійною стійкістю. Останні обставини є надзвичайно важливими для забезпечення довговічності ізоляційного цементного кільця [5].

Причинами змішування і неповного заміщення бурового розчину з тампонажним матеріалом та формування саме такої структури каменю на свердловині 552 ГС Долина є:

– складні геологічні умови (буріння вздовж нашарування пластів, що викликає порушення стінок свердловини і утворення каверн);

– неефективна підготовка стовбура свердловини перед цементуванням (підтвердженням є недопуск колони до проектної глибини);

– ексцентричне розташування обсадної колони у свердловині, недостатня кількість елементів технологічного оснащення обсадної колони;

– формування застійних зон промивальної рідини у кавернозній частині стовбура свердловини;

– значний розрив у часі між спуском колони та початком цементування;

– невідповідність параметрів бурового розчину проектним значенням, підвищені структурно-реологічні параметри;

– неналежні швидкості висхідного потоку;

– використання в якості буферної рідини тільки води замішування;

– використання седиментаційно нестабільного цементного розчину з високим водоцементним відношенням;

Отримані результати дозволяють окреслити перспективні напрямки досліджень стосовно покращання якості цементування свердловин на родовищах України.

Література

1 ДСТУ Б В.2.7-86-99 (ГОСТ 26798.1-96) Цементи тампонажні. Методи випробувань.

2 Горський В.Ф. Тампонажні матеріали і розчини: Посібник-монографія. – Чернівці, 2006. – 524 с.


3 Reed S.J.B. Electron Microprobe Analysis. Cambridge University Press, Cambridge. 1979, 427 p.

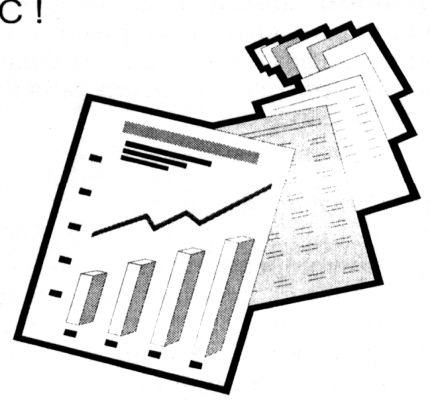
4 Растровая электронная микроскопия и рентгеновский микроанализ / Под редакцией В.И.Петрова: В 2-х томах. – М.: Мир. 1984.

5 Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 408 с.

МИ ЧЕКАЄМО НА ВАС !

МІСЦЕ
ВАШОЇ
РЕКЛАМИ





З питань виготовлення і розміщення реклами звертатися:
м. Івано-Франківськ, 76019, вул. Карпатська 15, ІФНТУНГ,
Редакція журналу "Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ",
тел.: (03422) 42002, тел./факс: (03422) 42139,
ел. пошта: rozvidka@nung.edu.ua