

ТАМПОНАЖНІ РОЗЧИНИ З ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИМ ТЕМПОМ НАБОРУ МІЦНОСТІ

В.М. Орловський¹, В.С. Білецький², А.М. Похилко³

¹*Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова,
Харків, Україна, e-mail: svaroh13@ukr.net
Кандидат технічних наук, доцент*

²*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»,
Харків, Україна, e-mail: biletsk@i.ua
Доктор технічних наук, професор*

³*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»,
Харків, Україна, e-mail: alina.pokhylkobeiken@gmail.com
аспірантка*

За даними аналізу промислових матеріалів значна кількість свердловин на різних родовищах газу мають заколонні перетікання і практично не придатні до ефективної експлуатації. Однією з причин цього є неякісне кріплення свердловини, зокрема, інтервалу залягання продуктивних горизонтів.

Більшість газонафтоводопроводів виникає в перші вісім годин очікування тужавіння цементу, що, як правило, пов'язано зі зниженням гідростатичного тиску стовпа цементного розчину в процесі тужавіння.

Зниження ізолюючої здатності цементного кільця при тривалій експлуатації свердловини, переважно, викликано недостатньою термо-корозійною стійкістю тампонажного каменя у відповідних умовах.

Тому виникає необхідність створення рецептур тампонажних сумішей, використання яких забезпечує диференційований темп набору міцності протягом очікування твердіння цементу при високих технологічних властивостях тампонажного каменя при довготривалих термінах його експлуатації.

Однією з найнебезпечніших з точки зору виникання газонафтоводопроводів і перетікань є початкова стадія очікування твердіння цементу.

В цей період часу, коли цементний камінь подібний до проникної матриці з продуктів гідратації, поровий простір якої заповнений вільною водою, створюються найбільш сприятливі умови для фільтрації через нього пластового флюїду. Це може стати причиною суфозійного каналотворення.

З метою недопущення перетікань запропоновано досягати оптимального розподілу тиску шляхом цементування експлуатаційних колон двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння. У вітчизняній практиці цементування при довжині нижньої секції обсадної колони, яка перекриває флюїдонасичені горизонти, більший ніж 400 м передбачається диференціювання термінів тужавіння порцій тампонажного розчину по висоті стовпа таким чином, щоб початок тужавіння нижньої порції був на 2 – 3 години меншим, ніж верхньої.



Ключові слова: водосумішеве відношення, реологічні властивості, тиск на вибій свердловини, складовий стовп тампонажного розчину, тампонажні розчини, тужавіння тампонажного розчину, темп набору міцності, міцність цементного кільця

FORMULATIONS OF THE CEMENTING SLURRY WITH DIFFERENTIATED RATE OF STRENGTH

Vitalii Orlovskyy¹, Volodymyr Bileckyi², Alina Pokhylko³

¹*Kharkiv National University of Urban Economy named after O.M. Becketov, Kharkiv, Ukraine, e-mail: svaroh13@ukr.net
Candidate of Technical Sciences, Associated Professor*

²*National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», Kharkiv, Ukraine, e-mail: biletsk@i.ua
Doctor of Technical Sciences, Professor*

³*National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», Kharkiv, Ukraine, e-mail: alina.pokhylkobeiken@gmail.com
Ph.D. student*

Based on the analyzing of industrial materials has been established that lot of gas wells characterized of inter-string flows and could not be effective be on stream. The article has been shown, that main base of this problem is poor quality well cementing, first off all the interval of reservoir horizon.

After researched of information of well cementing has been ascertained that first eight hour of the curing of cement is attended by drop of the hydrostatic pressure. It becomes the main reason of oil and gas inflow.

The drop of cement stone sealing properties during long time maintenance is result of poor cement stone resistance to thermocorrosion in the subsurface conditions.

This is the reason that new cementing slurry recipe should be prepared. This recipes should be provides a differentiated rate of strength gain during the time of waiting the cement in conditions with high technological properties for long time maintenance.

One of the most dangerous process during well construction is oil and gas inflow or inter-string flows in time of wait-on-cement time. This time is characterized special conditions of cement stone, because it represents as permeable matrix with hydration products, and with porous full by water. It is the best conditions for the flow of fluid throw pores. It can be the reason of suffusion channeling.

In order to prevent for oil and gas inflow the article has been invited the achieve optimal distribution the pressure. For the realized this purpose can be used cementing process with two cement slurry batch with different setting up time. In practice of cementing of casing with length of section capital string, which shut off the gas more than 400 m, use differentiation the wait-on-cement time the portion of cementing slurry with length of cement column. In result start of time wait-on-cement in the bottom portion should be less for 2-3 hour than top portion.

Keywords: water-mixture ratio, rheological properties, wellbore pressure, component of cement mortar column, cement mortars, cement mortar hardening, rate of strength gain, strength of cement ring

Проблеми та перспективи нафтогазової промисловості. 2020. Випуск 4



ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ С ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫМ ТЕМПЛОМ НАБОРА ПРОЧНОСТИ

В.М. Орловский¹, В.С. Белецкий², А.М. Похилко³

¹*Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.Н. Бекетова,
Харьков, Украина, e-mail: svaroh13@ukr.net
Кандидат технических наук, доцент*

²*Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»,
Харьков, Украина, e-mail: biletsk@i.ua
Доктор технических наук, профессор*

³*Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»,
Харьков, Украина, e-mail: alina.pokhylkobeiken@gmail.com
аспирантка*

По данным анализа промышленных материалов значительное количество скважин на различных месторождениях газа имеют заколонные перетоки и практически не пригодны к эффективной эксплуатации. Одной из причин этого является некачественное крепление скважины, в частности, интервал залегания продуктивных горизонтов.

Большинство газонефтеводопроявлений возникает в первые восемь часов ожидания схватывания цемента, что, как правило, связано со снижением гидростатического давления столба цементного раствора в процессе затвердения.

Снижение изолирующей способности цементного кольца при длительной эксплуатации скважины, преимущественно, вызвано недостаточной термо-коррозионной стойкостью тампонажного камня в соответствующих условиях.

Поэтому возникает необходимость создания рецептур тампонажных смесей, использование которых обеспечивает дифференцированный темп набора прочности в течение ожидания затвердевания цемента сохраняя высокие технологические свойства тампонажного камня при длительных сроках его эксплуатации.

Одной из самых опасных с точки зрения возникающих газонефтеводопроявлений и перетоков является начальная стадия ожидания затвердевания цемента.

В этот период времени, когда цементный камень подобен проницаемой матрицы из продуктов гидратации, поровое пространство которой заполнено свободной водой создаются наиболее благоприятные условия для фильтрации через него пластового флюида. Это может стать причиной суффозионного каналаобразования.

С целью предотвращения перетоков предложено достигать оптимального распределения давления путем цементирования эксплуатационных колонн двумя порциями тампонажного раствора с разными сроками схватывания. В отечественной практике цементирования при длине нижней секции обсадной колонны, которая перекрывает флюидонасыщенные горизонты более чем на 400 м предполагается дифференцирование сроков схватывания порций тампонажного раствора по высоте столба таким образом, чтобы начало схватывания нижней порции было на 2 – 3 часа меньше, чем верхней.

Ключевые слова: соотношение воды и смеси, реологические свойства, давление на забой скважины, составной столб тампонажного раствора, тампонажные растворы, схватывания тампонажного раствора, темп набора прочности, прочность цементного кольца



Вступ

Аналіз промислових даних (Інструкція ..., 1997; Бандур, 1985) свідчить, що від 10 % до 60 % свердловин на різних родовищах газу мають заколонні перетікання і практично не придатні до ефективної експлуатації. Однією з головних причин такого явища є неякісне кріплення свердловини, зокрема, інтервалу залягання продуктивних горизонтів.

Згідно (Куксов, 1985; Бонетт, Делюс, Шугер, 1998) більшість газонафтоводопроявів (ГНВП) виникає в перші вісім годин очікування тужавіння цементу (ОТЦ), що значною мірою пов'язано зі зниженням гідростатичного тиску стовпа цементного розчину в процесі тужавіння.

Зниження ізолюючої здатності цементного кільця протягом тривалої експлуатації свердловини, значною мірою, викликано недостатньою термокорозійною стійкістю тампонажного каменю у відповідних умовах.

Метою даної роботи є створення рецептур тампонажних сумішей, використання яких забезпечує диференційований темп набору міцності протягом періоду очікування тужавіння цементу при високих технологічних властивостях тампонажного каменя та тривалих термінах його експлуатації.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Аналіз промислового матеріалу свідчить, що при експлуатації свердловин в нафтогазовидобувних підприємствах в деяких випадках мають місце міжколонні тиски, що зумовлює проведення робіт, пов'язаних з ліквідацією таких ускладнень.

На підприємствах ДП «Полтаванафтогазгеологія», при кріпленні і випробуванні свердловин, в експлуатаційних колонах при наявності міжколонних тисків спостерігались випадки заколонних перетікань пластових флюїдів. Виникнення заколонних перетікань, на думку більшості фахівців галузі,



викликано нещільністю контакту цементного кільця з обсадною колоною та гірською породою.

Але такі погляди не завжди знаходять підтвердження на практиці. Зокрема, у значній кількості випадків всупереч даних акустичного цементоміра, які відповідають високому ступеню зчеплення тампонажного каменя з колоною і стінками свердловини, спостерігаються заколонні міжпластові перетікання, що свідчить про негерметичність цементного кільця.

Якість цементування свердловин, в яких потенційно можлива міграція пластових флюїдів, залежить від широкого спектру технологічних параметрів тампонажного розчину, а також режимів самого процесу:

- неповне видалення промивальної рідини і фільтраційної кірки;
- неправильний вибір густини тампонажного розчину;
- передчасне загуснення;
- висока фільтрація;
- висока проникність на ранніх стадіях гідратації цементу;
- значна об'ємна усадка;
- осмотичне масоперенесення;
- руйнування цементного кільця, пов'язане з його недостатньою термостійкістю;
- неякісний контакт цементного каменя з обсадною колоною і стінками свердловини.

Однією з найнебезпечніших з точки зору виникнення ГНВП і перетікань є початкова стадія ОТЦ.

У цей період часу, коли цементний камінь подібний до проникної матриці з продуктів гідратації, поровий простір якої заповнений вільною водою, створюються найбільш сприятливі умови для фільтрації через нього пластового флюїду. Це може стати причиною суфозійного каналоутворення.



Головною умовою попередження припливу флюїду при проведенні цементувальних робіт на практиці вважається правильний підбір густини тампонажного розчину під час його запомповування у свердловину. Але, на думку авторів (Бонетт, Делюс, Шугер, 1998), не менше значення має динаміка зміни тиску на стінки свердловини в процесі формування структури тампонажного каменя на ранніх стадіях його гідратації. В період, коли тампонажний розчин являє собою пористе тіло, потенційна небезпека прориву флюїду максимальна. Це пов'язано з тим, що цементне кільце значною мірою моделює ідеальну систему відкритих капілярів, які розділені тонкими стінками з продуктів гідратації. При цьому активний гідростатичний тиск на флюїдонасичений горизонт створює лише рідина замішування, що знаходиться у порах. У результаті депресії починається фільтрація, спочатку вільної рідини замішування, а потім і пластового флюїду. Таке явище стає причиною створення стійких суфозійних каналів внаслідок руйнування скелету, який тільки но почав формуватись.

З метою недопущення перетікань автори (Предотвращение ..., 1980) пропонують досягати оптимального розподілу тиску шляхом цементування експлуатаційних колон двома порціями тампонажного розчину з різними термінами тужавіння. У вітчизняній практиці цементування при довжині нижньої секції обсадної колони, яка перекриває флюїдонасичені горизонти, більший ніж 400 м передбачається диференціювання термінів тужавіння порцій тампонажного розчину по висоті стовпа таким чином, щоб початок тужавіння нижньої порції був на 2-3 години меншим, ніж верхньої (Технологічні ..., 1995). Аналіз літературних джерел свідчить, що можливі й інші причини перетікань у за колонному і міжколонному просторі. До таких причин слід віднести контракцію тампонажного каменя, його недостатню термо-корозійну стійкість, механічні порушення цементного кільця внаслідок теплових деформацій колони тощо.



В останні роки основними тампонажними матеріалами для цементування експлуатаційних колон на геологорозвідувальних площах України були цементи тампонажні ШПЦС-120, ПЦТ 1-100, а також цементно-зольні суміші (ЦЗС).

Проте, слід звернути увагу, що на практиці не завжди при виборі тампонажної рецептури повністю враховуються гірничо-геологічні умови цементування.

Вміст золи-виносу ТЕС в цементно-зольній суміші вибирається довільно, при цьому керуються переважно запроєктованою густиною та технологічно зручним співвідношенням компонентів при змішуванні, а температура на вибої свердловини не завжди приймається до уваги. У багатьох випадках при використанні двох порцій тампонажних розчинів для цементування нижніх секцій експлуатаційних колон, в температурному інтервалі 100 °С – 150 °С, в якості першої порції застосовується ПЦТ 1-100, що неприпустимо з точки зору його обмеженої термостійкості (max до 90 °С).

Не забезпечується також потрібний розрив у часі між термінами тужавіння першої й другої порцій тампонажних розчинів.

Надійність ізоляції продуктивних горизонтів не гарантує також і цементування стандартним ШПЦС-120. Цей матеріал відрізняється нестабільністю параметрів виготовлених партій, крім того тампонажні розчини на основі ШПЦС-120 седиментаційно нестійкі, а камінь, що утворюється, схильний до усадки.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Проблема створення рецептур тампонажних матеріалів з диференційованим темпом набору міцності протягом ОТЦ при високих технологічних властивостях тампонажного каменя і довготривалих термінах його експлуатації на сьогодні залишається, переважно, невирішеною.

Матеріал та методи дослідження

Технічні параметри тампонажних розчинів (текучість, густина, водовідділення, прокачуваність та ін.) вивчалися згідно з вимогами і рекомендаціями (Булатов, 1991) на відповідних приладах.



Реологічні властивості тампонажних розчинів досліджувались на ротаційному віскозиметрі Реотест-2.

Тампонажний камінь формувався в автоклавах за умов, які моделюють тиск і температуру на вибої свердловини (коливання параметрів температури ± 5 °С, тиску ± 2 МПа). Величина міцності вимірювалась на гідравлічному пресі ПСУ-2.

Основні матеріали, які використовувались в процесі досліджень:

- портландцемент тампонажний для помірних і підвищених температур ПЦТ 1-100 (Горський, 2006);
- тампонажний шлакопортландцемент ШПЦС-120 (Данюшевский и др., 1987);
- кисла зола-винос Курахівської й Ладизинської ТЕС (З_к, З_л) (Орловський, 2015).

Основні результати дослідження

У таблиці 1 наведені технологічні властивості тампонажних розчинів на основі ЦЗС (дослідження проводились для двох партій ПЦТ 1-100, трьох партій золи Курахівської ТЕС і двох партій золи Ладизинської ТЕС).

Як видно з даних таблиці 1, шляхом варіювання співвідношення компонентів в ЦЗС та величиною водосумішевого відношення (В/С) можна одержати тампонажні розчини з густиною від 1470 кг/м³ до 1850 кг/м³. При необхідності підвищення густини рекомендується введення обважнювача, наприклад, бариту.

Для створення полегшених тампонажних розчинів в сумішах доцільно використовувати золу Курахівської ТЕС (курахівська цементно-зольна суміш – ЦЗ_кС), а для розчинів нормальної густини – золу Ладизинської ТЕС (ладизинська цементно-зольна суміш – ЦЗ_лС).



Таблиця 1. Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі ЦЗС
Table 1. Technological properties of cement mortars based on cement-ash mixtures

Склад суміші, мас. часток, %			В/С	Домішка НТФ, % від маси сухого матеріалу	Густина, кг/м ³	Рухливість, м	Водовідділення, см ³
ПЦТІ-100	З _л	З _к					
75	25	-	0,50	-	1750-1820	0,190-0,230	1,0-2,5
60	40	-	0,43	0,1	1770-1850	0,200-0,220	0-1,0
60	40	-	0,50	-	1720-1800	0,200-0,240	1,5-3,5
50	50	-	0,43	0,1	1750-1830	0,205-0,220	0-1,0
50	50	-	0,50	-	1690-1770	0,210-0,245	1,0-4,5
40	60	-	0,47	-	1680-1750	0,200-0,230	1,5-3,0
40	60	-	0,43	0,1	1720-1800	0,190-0,225	0-1,0
75	-	25	0,50	-	1720-1760	0,200-0,240	0-1,5
60	-	40	0,55	-	1650-1680	0,200-0,250	0-2,0
50	-	50	0,55	-	1600-1660	0,190-0,235	0-1,5
50	-	50	0,70	-	1500-1550	>0,250	6,0-8,5
50	-	50	0,80	-	1470-1520	>0,250	8,0-13,0
40	-	60	0,60	-	1540-1580	0,200-0,225	1,0-3,5

Достатньо висока питома поверхня зол забезпечує невисоке водовідділення ЦЗС, а терміни загуснення легко регулюються за допомогою стандартних сповільнювачів, наприклад, нітрлотриметилфосфонової кислоти (НТФК).

Важливою характеристикою тампонажного розчину є його реологічні властивості. Вони значною мірою визначають величину гідравлічних опорів у процесі цементування свердловини, а також впливають на повноту витіснення промивальної рідини із за колонного простору.

У таблиці 2 наведено основні результати вимірювання пластичної в'язкості (η) і динамічної напруги зсуву (τ) за допомогою ротаційного віскозиметра.

**Таблиця 2.** Реологічні характеристики ЦЗС**Table 2.** Rheological characteristics of cement-ash mixtures

Склад суміші, мас. част., %			В/С	$t, ^\circ\text{C}$	$\tau, \text{Па}$	$\eta, \text{Па}\cdot\text{с}$
ПЦТ 1-100	Z_k	Z_L				
100	-	-	0,50	20	16,8	0,070
				75	30,5	0,155
75	25	-	0,50	20	16,4	0,106
				75	25,5	0,150
60	40	-	0,55	20	12,0	0,085
				75	20,2	0,066
50	50	-	0,55	20	11,2	0,075
				75	18,1	0,055
40	60	-	0,60	20	8,5	0,067
				75	16,0	0,041
75	-	25	0,50	20	12,1	0,072
				75	15,5	0,060
60	-	40	0,45	20	17,5	0,114
				75	20,0	0,066
50	-	50	0,45	20	15,4	0,104
				75	18,1	0,061
40	-	60	0,45	20	13,1	0,091
				75	16,0	0,053

Вміст золи у суміші призводить до суттєвого зниження динамічної напруги зсуву, особливо при підвищених температурах, причому за рахунок збільшення вмісту золи можна досягнути зниження динамічної напруги зсуву у два рази. Це можна пояснити блокуванням активних центрів кристалізації частками золи, уповільненням процесів гідратації і формуванням коагуляційно-кристалізаційної структури, що особливо характерно для підвищених температур.

При нормальній температурі в'язкість ЦЗС перевищує в'язкість дисперсії ПЦТ 1-100, що пояснюється у випадку ЦЗ_кС високою питомою поверхнею Курахівської золи, яка адсорбує вільну воду і, відповідно, загущує тампонажний розчин. Для ЦЗ_лС аналогічне явище виникає у зв'язку із зниженням В/С порівняно з дисперсіями на основі портландцементу.



При температурі 75 °С в'язкість портландцементного розчину перевищує цей показник як у ЦЗ_кС, так і ЦЗ_лС, що свідчить про більш інтенсивну гідратацію цементу (порівняно з ЦЗС), яка супроводжується мобілізацією значної частини води замішування і загущенням дисперсії.

Призначенням дворецептурного стовпа тампонажного розчину є збереження необхідного тиску на флюїдонасичені пласти в процесі ОТЦ. Формування коагуляційно-кристалізаційної структури цементної дисперсії супроводжується зниженням тиску на вибій свердловини. Тому важливо підібрати складники стовпа тампонажного розчину таким чином, щоб його «верхня частина» перебувала у рідкому стані до тих пір поки «нижня частина» не набере необхідної міцності. Величина такої міцності, коли тіло цементного кільця стає непроникним для флюїду, становить близько 1,5 МПа (До проблеми..., 1997).

Підбір «пар» рецептур з необхідними властивостями здійснювався за такою схемою. Спочатку на консистометрі при температурах 70 °С, 100 °С, 130 °С шляхом вирівнювання співвідношень компонентів в ЦЗС і величини домішки НТФК було відібрано кілька складів з необхідним для даних умов терміном прокачування (3, 4 і 5 годин відповідно).

Визначені за такими критеріями тампонажні розчини тужавіли в автоклавах протягом 6, 7 і 8 годин при температурах 80 °С, 120 °С, 160 °С відповідно. Результати визначення міцнісних властивостей тампонажного каменя на основі ЦЗС наведено в таблиці 3.

Аналіз табличних даних свідчить, що для широкого інтервалу зміни баротермальних умов цементування продуктивних пластів можливий ефективний вибір пар рецептур ЦЗС, що задовольняють вищезгаданим вимогам (До проблеми..., 1997).

Наприклад, для вибійної температури 80 °С умовні пари складуть: рецептура № 1 – нижня порція, рецептура № 4 – верхня порція, або № 8 – нижня порція; № 6 – верхня та ін.



Таблиця 3. Рецептури тампонажних розчинів з диференційованим темпом набору міцності

Table 3. Formulations of cement mortars with differentiated rate of strength

№ з/п	Склад суміші, мас. часток, %			В/С	Домішка НТФК, % від маси сухого матеріалу	Міцність при стисненні, МПа									
	ПЦТ-100	Зк	Зл			t=80 ⁰ С, P=0,1 МПа			t=120 ⁰ С, P=50 МПа			t=160 ⁰ С, P=70 МПа			
						6 год.	7 год.	8 год.	6 год.	7 год.	8 год.	6 год.	7 год.	8 год.	
1	100	-	-	0,50	0,03	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	75	25	-	0,50	0,02	0,02	0,2	1,7	-	-	-	-	-	-	-
3	60	40	-	0,55	0,01	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	60	40	-	0,55	0,02	0	0,4	1,6	-	-	-	-	-	-	-
5	50	50	-	0,55	0,01	0,4	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-
6	50	50	-	0,55	0,015	0	0,3	1,4	-	-	-	-	-	-	-
7	75	-	25	0,50	0,02	0,7	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-
8	60	-	40	0,45	0,01	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	50	-	50	0,45	0,015	0	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-
10	60	40	-	0,55	0,06	-	-	-	1,0	3,5	-	-	-	-	-
11	60	40	-	0,55	0,10	-	-	-	0	0	0,9	-	-	-	-
12	50	50	-	0,55	0,06	-	-	-	0,2	2,6	-	-	-	-	-
13	50	50	-	0,55	0,10	-	-	-	0	0	0,2	-	-	-	-
14	60	-	40	0,45	0,06	-	-	-	0,6	3,4	-	-	-	-	-
15	60	-	40	0,45	0,10	-	-	-	0	1,8	-	-	-	-	-
16	50	-	50	0,45	0,06	-	-	-	0	3,0	-	-	-	-	-
17	50	-	50	0,45	0,10	-	-	-	0	0	0,2	-	-	-	-
18	60	40	-	0,55	0,12	-	-	-	-	-	-	0	0,5	2,2	-
19	60	40	-	0,55	0,18	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-
20	50	50	-	0,55	0,12	-	-	-	-	-	-	0	0	1,6	-
21	50	50	-	0,55	0,18	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-
22	60	-	40	0,45	0,12	-	-	-	-	-	-	0,2	1,5	-	-
23	60	-	40	0,45	0,18	-	-	-	-	-	-	0	0	0,2	-
24	50	-	50	0,45	0,12	-	-	-	-	-	-	0	0,2	1,6	-
25	50	-	50	0,45	0,18	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-

Для температури 120 °С аналогічно: № 10 – нижня порція, № 11 – верхня порція, або № 14 – нижня порція, № 17 – верхня порція та ін.

Для температури 160 °С: № 18 – нижня порція, № 19 – верхня порція, або № 22 – нижня порція, № 23 – верхня порція та ін.



Найбільш технологічними з точки зору приготування є пари цементно-зольних сумішей, де темпи набору міцності регулюються величиною В/С і вмістом сповільнювача, а вид золи і співвідношення компонентів у суміші залишається незмінним, наприклад, № 18 і № 19 (див. табл. 3).

У процесі досліджень значну увагу приділено вивченню фізико-механічних властивостей тампонажного каменя на різних стадіях його формування. Вважається, що міцність цементного кільця є інтеграційною характеристикою, що відображає такі його важливі властивості як проникність, корозійна стійкість, адгезія до металу тощо. Висока міцність каменя на ранніх стадіях твердіння (період ОТЦ) знижує імовірність каналотворення і флюїдопроявів; його термостійкість – один з головних параметрів, що відповідає за ізолюючі властивості цементного кільця протягом тривалої експлуатації свердловини.

Дослідження фізико-механічних властивостей тампонажного каменя на основі ЦЗС проводились при температурах 75 °С, 100 °С, 120 °С, 160 °С і відповідних тисках. Зразки зберігались у гідробаротермальних умовах протягом 1, 2, 7 і 28 діб.

Висновки

Показано актуальність створення тампонажних розчинів з диференційованим темпом набору міцності для якісної ізоляції продуктивних пластів на етапах закінчування і експлуатації свердловин.

Для широкого спектру вибійних умов підібрані дворецептурні комплекси з використанням ПЦТІ-100 і ЦЗС, які, за рахунок відповідного регулювання термінів тужавіння, забезпечують необхідний тиск на флюїдонасичені горизонти в період ОТЦ.

Досліджено фізико-механічні властивості тампонажного каменя (ПЦТ 1-100 і ЦЗС) в різних баротермальних умовах.



Промислові випробування розробки в частині підбору дворечептурних комплексів тампонажних розчинів з різним темпом набору міцності здійснені при цементуванні 245 мм колони на свердловині №1-Ямпільська.

Список літератури

1. Бандур Р.В. Проблема підбору рецептури тампонажних розчинів для заданих вибійних умов / Р.В. Бандур, О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко [та ін.] // Питання розвитку газової промисловості України: (зб. наук. праць УкрНДІгаз). – Харків, 2005. – С. 135 – 137.
2. Бонетт А., Делюс П., Шугер Л. Миграция газа – взгляд вглубь проблемы / Нефтегазовое обозрение. – 1998. – весна. – С. 18-33.
3. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1991. – 336 с.
4. Горський В.Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці: 2006. – 524 с.
5. Данюшевский В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых – М.: Недра, 1987. – 373 с.
6. До проблеми герметичності затрубного простору на ранніх стадіях тампонажного розчину / О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко, Я.С. Коцкулич, О.Г. Лазаренко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. – 1997. – № 34. – С. 89 – 91.
7. Інструкція щодо визначення умов використання газових свердловин з наявністю міжколонного тиску, пробурених на шельфі Чорного і Азовського морів: Затв. Держнафтогазпромом України, ВАТ «Український нафтогазовий інститут», ДВК Чорноморнафтогаз» 1997; Термін дії не встановлений / Держнафтогазпром України. – Київ, 1997. – 11 с.
8. Куксов А.К. Повышение качества цементирования скважин / Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 9 – С. 25 – 27.
9. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.
10. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины / Д. К. Левайн, Э.И. Томас, Х.П. Безнер, Д.К. Толпа // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980. – № 10 – С. 8 – 12.
11. Технологічні регламенти по цементуванню обсадних колон в свердловинах на родовищах АТ «Укрнафта» на 1996-2000 рр. – Держкомнафтогаз ВАТ УкрНПІ – Київ, 1995 – 36 с.

References

1. Bandur R. V., Luzhanytsya O. V., Mykhaylenko S. H. [and other]. 2005. The problem of selection of the formulation of cementing solutions for a specified downhole conditions. Issues of development of the gas industry of Ukraine: Collection of scientific works UkrSGRI. Kharkiv. P. 135-137. (in Ukrainian)
2. Bonett A., Delyus P., Shuger L 1998 Gas Migration - Looking Into the Problem. Oil and gas review. Spring. P.18-23. (in Russian)
3. Bulatov A.I. 1991. Grouting materials and well cementing technology. Moscow: Nedra. P. 336. (in Russian)
4. Gorsky V.F. 2006. Cementing materials and solutions. Chernivtsi: 524 p. (in Ukrainian)
5. Danyushevskiy V. S., Aliyev R. M., Tolstykh. I. F. 1987. Grouting Materials Reference Moscow: Nedra. P. 373. (in Russian)
6. Luzhanitsya O. V., Mikhaylenko S. G., Kotskulich Y. S., Lazarenko O. G. 1997. To the problem of tightness of the annulus in the early stages of the grout. Exploration and development of oil



- and gas fields. Series: Drilling of oil and gas wells. - Ivano-Frankivsk: IFDTUNG. №34. P. 88-91. (in Ukrainian)
7. Instructions for determining the conditions of use of gas wells with the presence of intercolumn pressure drilled on the shelf of the Black and Azov Seas: Approved. Derzhnaftogazprom of Ukraine, OJSC «Ukrainian Oil and Gas Institute», NPC «Chornomornaftogaz» 1997; Validity is not set. Derzhnaftogazprom of Ukraine. Kyiv. 11 p. (in Ukrainian)
 8. Kuksov A.K. 1985. Improving the quality of well cementing. Oil industry. №9. P. 25-27. (in Russian)
 9. Orlovsky V.M. 2015. Grouting materials that expand during hardening. Monograph. Poltava. 129 p. (in Ukrainian)
 10. Levayn D. K., Tomas E. I., Bezner H.P., Tolpa D. K. 1980. Prevention of gas migration in the annulus of a cemented well. Oil, gas and petrochemicals abroad. N 10. P. 8-12. (in Russian)
 11. Technological regulations on cementing of casings in wells at the fields of JSC «Ukrnafta» for 1996-2000. Derzhkomnaftogaz OJSC UkrNGI. 1995. Kyiv. 36 p. (in Ukrainian)

Стаття надійшла 10.06.20