

УДК 622.276.344

УПРОВАДЖЕННЯ ТАМПОНАЖНИХ ЦЕМЕНТНИХ РОЗЧИНІВ «SILPAN-P» (ГРУПИ «RAMSINKS-2M») ЩОДО ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ КОЛОН

О. І. Наливайко

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

просп. Першотравневий, 24, г. Полтава, 36011, Україна. E-mail: nalivayko.60@mail.ru

У лабораторних умовах проведені дослідження зразків цементних розчинів «Silpan-P» (групи «Ramsinks-2M») щодо удосконалення якості розмежування водогазоносних пластів шляхом покращення технології цементування експлуатаційних колон нафтових і газових свердловин у буровому управлінні «Укрбургаз» (для проміжних і експлуатаційних обсадних колон), особливо за наявності близько розташованих продуктивних і водоносних горизонтів із різними коефіцієнтами аномальності. Було доведено доцільність використання тампонажного гідрофобного розчину "Silpan-P". Фізико-хімічні та механічні властивості тампонажного гідрофобного розчину "Silpan-P" суттєво покращують ізоляцію продуктивних пластів на етапах закінчення свердловин.

Ключові слова: пласт, колона, свердловина, цемент, гідрофобний розчин, добавка, технологія, випробування.

ВНЕДРЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ «SILPAN-P» (ГРУППЫ «RAMSINKS-2M») ПО УЛУЧШЕНИЮ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН

А. И. Наливайко

Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка

просп. Первомайский, 24, г. Полтава, 36011, Украина. E-mail: nalivayko.60@mail.ru

В лабораторных условиях проведены исследования образцов цементных растворов «Silpan-P» (группы «Ramsinks-2M») по совершенствованию качества разграничение водогазоносных пластов путем улучшения технологии цементирования эксплуатационных колонн нефтяных и газовых скважин в буровом управлении «Укрбургаз» (для промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн), особенно при наличии близко расположенных продуктивных и водоносных горизонтов с разными коэффициентами аномальности. Была доказана целесообразность использования гидрофобного тампонажного раствора "Silpan-P". Физико-химические и механические свойства тампонажного гидрофобного раствора "Silpan-P" существенно улучшают изоляцию продуктивных пластов на этапах окончания скважин.

Ключевые слова: пласт, колонна, скважина, цемент, гидрофобный раствор, добавка, технология, испытания.

АКТУАЛЬНІСТЬ РАБОТИ. Аналіз спеціальних літературних джерел і виробничо-будівельних даних свідчить, що на різних родовищах від 10% до 50% нафтових і до 60% газових свердловин мають колонні перетоки і в зв'язку з цим частково чи повністю практично непридатні до ефективної експлуатації тому успіх цементувальних робіт свердловин визначається технікою і технологією проведення процесів цементування, якістю підготовчих робіт, тампонажного матеріалу і повнотою заміщення бурового розчину тампонажним.

Цементування свердловин, особливо, глибоких – найбільш відповідальний етап їх будівництва. Значення цементувальних робіт обумовлюється тим, що вони є завершальним процесом, і невдачі при їх виконанні можуть звести до мінімуму успіхи попередньої роботи. Однією з головних причин цих явищ є неякісне кріплення проміжної та експлуатаційної колон свердловин, зокрема в зоні залягання продуктивних горизонтів.

Актуальність створення тампонажних новітніх цементів викликана необхідністю покращення якості ізоляції продуктивних пластів на різних етапах закінчення і експлуатації свердловин.

Метою цієї роботи є лабораторне та промислове визначення характеристик впровадження гідрофобного тампонажного розчину «Silpan-P» (гідрофобізуюча добавка «Ramsinks-2M» цемент, ПЦТ-1-100 та НТФк) порівняно з невпровадженням розчину

«Silpan-P» щодо визначення якості цементування експлуатаційних колон.

МАТЕРІАЛ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ. Попередній досвід роботи з різними тампонажними матеріалами дає змогу передбачити можливість створення широкого спектру рецептур із диференційованим темпом набору міцності.

Науковцями-дослідниками, такими як О.І. Булатов, В.І. Вяхірев, Д.В. Орешкін, О.О. Фролов, Р.М. Первушин, В.В. Кравченко було розглянуто і позитивно вирішено низку питань щодо якості тампонажних цементів, але саме гідрофобні цементні повною мірою не досліджені, що свідчить про існуючу складність даної проблеми.

У лабораторних умовах отримані результати щодо новітніх гідрофобних тампонажних розчинів, які значно поліпшують властивості вже існуючих матеріалів із термодозірливої стійкості тампонажного цементного каменю, його механічні властивості, забезпечують розрахункову густину тампонажного розчину, необхідний темп набору міцності.

Застосування цементу ПТЦ 1-100 широко відомо. Більш детально розглянемо гідрофобний матеріал «Ramsinks-2M» [1, 8]. Гідрофобний матеріал «Ramsinks-2M» успішно пройшов галузеві лабораторні іспити в лабораторії БУ «Укрбургаз» м. Полтава та у секторі літофізичних досліджень відділу досліджень гірських порід запасу «УкрНДІгаз» м. Харків,

а потім і дослідно-промислові випробування на родовищах ВАТ «Укрнафта». Матеріал виконував ізолюючі дії на поверхнях пор породи колекторів і саме цей фізико-хімічний механізм на думку авторів повинен в композиції з цементом ПЦЦ 1–100 дати можливість суттєво покращити властивості тампонажних матеріалів, що взагалі повинно призвести до унеможливлення виникнення заколонних перетоків. Проблема заколонних перетоків на сьогодні існує як на свердловинах ВАТ «Укрнафта», так і на свердловинах ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України». Одним із користувачів новітніх тампонажних розчинів є БУ «Укрбургаз».

Указані переваги новітніх тампонажних розчинів дозволять застосувати такі тампонажні суміші для цементування нафтових і газових свердловин у зонах АНПТ, що відповідає критерію промислового використання.

Необхідно також впровадити на промислах застосування новітніх гідрофобних тампонуєчих розчинів із метою зменшення заколонних перетоків свердловин.

Технологічні властивості запропонованих матеріалів наступні:

- НТФк – це нітрілотриметилфосфорова кислота, яка є білим кристалічним порошком, що добре розчинений у воді за будь-якої температури, а також у кислотах і лугах, який широко використовується при цементуванні свердловин із метою регулювання тужавіння тампонажних розчинів.

- «Ramsinks–2M» – це гідрофобізуюча добавка (водовідштовхуюча) комплексна кремнійорганічна гідрофобізуюча речовина. Застосування цієї добавки при виготовленні цементної суміші «Silpan–P» (гідрофобізуюча добавка «Ramsinks–2M»+цемент ПЦЦ–1–100+НТФк) сприяє збільшенню еластичності суміші, попереджує нерівномірну концентрацію наповнювачів, а також запобігає розшаруванню суміші і збільшує стійкість до впливу агресивних факторів і збільшує їх довговічність. Висока водонепроникність досягається шляхом тонкого розкладу гідрофобних часток у змішувачі СМН–20.

Умови випробувань:

- температура повітря в приміщенні 20 °С;
- атмосферний тиск 742 мм ртутного стовпчика;
- вологість повітря 78 %;
- тиск у автоклавній установці А–2.00.000.ІЕ 450

атм.;

- температура у автоклавній установці А–2.00.000.ІЕ 75 °С.

Основними показниками якості й ефективного застосування добавки «Ramsinks–2M» є: гідрофобізуючий ефект (ступінь); водопоглинання цементів і розчинів; міцність; водонепроникність; пластичність та ін.

Для формування цементного каменю з цементної суміші «Silpan–P» використовувалась автоклавна установка А–2.00.000.ІЕ у комплексі зі спеціальним пристроєм для встановлення металевих форм зі зразками, функцією якого є попередження руйнування зразків.

Попередньо в автоклавній установці формувались у спеціально виготовлених металевих формах циліндричні зразки каменю цементної суміші «Silpan–P» довжиною 39,5–1,0 мм і діаметром 26–1,0 мм.

Для зважування зразків із формами використовувались електронні терези ВЛК–500.

Підбір у лабораторних умовах оптимальних співвідношень ПЦЦ 1–100 і гідрофобного матеріалу «Ramsinks–2M» складав 1:0,001; 1:0,002; 1:0,003; 1:0,005; 1:0,008 і забезпечує необхідну густину тампонажного розчину, темп набору міцності при високих експлуатаційних параметрах каменю.

Проведені лабораторні дослідження довели, що гідрофобний тампонажний цемент за рахунок механічної взаємодії гідрофобного матеріалу «Ramsinks–2M» зі структурою цементу ПЦЦ 1–100 значно покращить фізико-механічні і фізико-хімічні властивості стандартних тампонажних розчинів, що в кінцевому результаті призведе до суттєвого покращення ізоляції продуктивних пластів на етапах закінчення свердловин та їх експлуатації.

Визначення гідрофобного ефекту проводилось шляхом лабораторного випробування на ступінь гідрофобності цементу ПЦЦ1–100 з добавкою «Ramsinks–2M». Проби цементу кількістю 200 г залили об'ємом води, необхідним для одержання нормальної густини цементного тіста, залишаючи в спокої та відмічаючи час поглинання води цементом.

Отримані дані при випробуванні з різними значеннями «Ramsinks–2 M» у відсотках від ваги цементу (0,2; 0,25; 0,3 %) приведені нижче в табл. 1 [2].

Таблиця 1 – Вплив кількості гідрофобної добавки за властивістю цементу

Марка і тип цементу	Маса проби цементу	Назва добавки	Вміст добавки (% від маси цементу)	НГТЦ нормальна густина ц/тіста, мл	Ступінь гідрофобність цементу, хв.
ПЦЦ1–100	200 г			95	8
ПЦЦ1–100	200 г	«Ramsinks–2M»	0,02	95	11
ПЦЦ1–100	200 г	«Ramsinks–2M»	0,025	95	14
ПЦЦ1–100	200 г	«Ramsinks–2M»	0,03	95	17

Оптимальна добавка до тампонажного розчину

«Ramsinks–2M» залежно від пластових термобарич-

них умов складає 0,02–0,03 % до маси в'язучого. Подальше збільшення вмісту добавки призводить до зменшення міцності цементного каменю, що на нашу думку, зумовлено яскраво виявленими гідрофобними властивостями «Silran–P». Лабораторними дослідженнями встановлено, що ступінь гідрофобності цементу ПЦТ1–100 з гідрофобною добавкою «Ramsinks–2M» залежить від кількості добавки «Ramsinks–2M» (%) до маси цементу.

У лабораторних умовах виконані такі роботи, як: здійснення підбору рецептур тампонажних розчинів із диференційованим темпом набору міцності для різних температурних інтегралів; вивчення фізико-механічних властивостей тампонажного каменю в інтервалі температур від 20 до 80°C, проведення дослідження термостійкості тампонажних розчинів при температурах до 80°C. Необхідно також продовжити вивчення термостійкості при температурах до 180 °C.

Схема підбору рецептур з необхідними параметрами і дослідження фізико-механічних властивостей тампонажного каменю стандартна та виконується при температурах 70, 100, 130, 160 °C і відповідних тисках шляхом вирівнювання співвідношень цементу ПЦТ 1–100 і гідрофобного матеріалу «Ramsinks–2M» для даних умов. При замішуванні утворюється рівномірний за властивостями тампонажний розчин. Зразки зберігаються у гідробаротермальних умовах протягом 1, 7 і 28 діб.

Застосування добавки «Ramsinks–2M» відбувається безпосередньо при проведенні цементних робіт із метою попередження заколонної міграції пластових флюїдів (міжпластових і заколонних перетоків). Технологія цементування проміжної колони. Після спуску проміжної колони необхідно провести перехід на мінералізований розчин.

У процесі буріння хомогенних відкладів потрібно провести комплекс ГДС для визначення об'єму каверни, оскільки вони мають істотне значення в розвитку робіт із завершення свердловин і є їх невід'ємною частиною.

Технічний стан свердловин контролюють за допомогою комплексу наступних геофізичних методів: інклінометрія; кавернометрія; профілометрія стовбура; контроль за цементуванням свердловин; профілометрія обсадних колон; виявлення місця розташування муфтових з'єднань і товщини обсадних колон, а також заколонної циркуляції рідини, встановлення глибини водопоглинаючих горизонтів і контроль за ефективністю деяких методів інтенсифікації видобутку нафти і газу та ін.

При завершенні свердловин найбільший інтерес становлять такі параметри пластів: пластовий (або поровий) тиск, тиск гідророзриву порід, пористість, геостатичний тиск, так як вони, в свою чергу, дозволяють виділити такі важливі технологічні параметри, як густину бурового розчину, допустимі швидкості руху колон у відкритому стовбурі, типорозміри колон, конструкцію свердловин і т.п.

Основною моделлю визначення пластових (або порових) тисків є наступне співвідношення :

$$\text{grad } p_n = \text{grad } p_{\text{geo}} (\text{grad } p_{\text{geo}} - \text{grad } p_{\text{зідр}}) (F_\phi / F_n)^A, \quad (1)$$

де, $\text{grad } p_n$, $\text{grad } p_{\text{geo}}$, $\text{grad } p_{\text{зідр}}$ – відповідно градієнти порового (або пластового), геостатичного і гідростатичного тисків; F_ϕ , F_n – характерні властивості порід в інтервалах каротажу, відповідно фактично спостережуваних і допустимих для нормальних (гідростатичних) умов; A – емпіричний коефіцієнт, що залежить від фізичного змісту вимірюваних або розрахованих властивостей породи.

Так, для власного потенціалу (ПО), уявного питомого опору гірських порід і d -експоненти $A=1,2$, для механічної швидкості і часу буріння фіксованих інтервалів $A=3$. Наведені значення для різних геолого-фізичних умов коливаються в дуже незначних межах.

Для тиску гідророзриву пласта $p_{\text{зрн}}$ найбільш вживаним у світовій практиці є наступний вираз:

$$\text{grad } p_{\text{зрн}} = (\text{grad } p_{\text{geo}} - \text{grad } p_n) \mu + \text{grad } p_n, \quad (2)$$

де μ – коефіцієнт Пуассона для гірських порід, який багато в чому залежить від вологості, пористості і матеріалу останніх.

При використанні як характеристики породи d -експоненти, відкориговане значення останньої обчислюється наступним чином:

$$d_c = \frac{\lg \left(\frac{v}{n} a^p \right) \text{grad } p_{\text{зідр}}}{\lg \left(\frac{G}{D_g} \right) \text{grad } p_{\text{б.р.}}}, \quad (3)$$

де v – механічна швидкість буріння; n – частота обертання долота; G – навантаження на долото; $\text{grad } p_{\text{зідр}}$ – градієнт гідравлічного тиску; $\text{grad } p_{\text{б.р.}}$ – градієнт тиску бурового розчину; a , p – коефіцієнти, що враховують відповідно знос і тип долота ($a=1-8$, $p=0,5-0,6$) – для шарошkových доліт, $p=0,2$ – для доліт із твердосплавними вставками ($p=0,01$ – для алмазних доліт).

Всі розглянуті вище методи мають недоліки, до головних з яких можна віднести: застосування, в основному, в глинистих відкладеннях, необхідність побудови лінії тренду та її подальше використання за областю регресії на значні інтервали. Все це призводить до досить великих (10–20%) похибок, особливо в перехідних зонах, і значних коливань в оцінці порогових тисків для проміжних порід. Крім того, для отримання фізично коректних даних велике значення має метод, за допомогою якого здійснюється згладжування $\text{grad } p_n$. [3, 5].

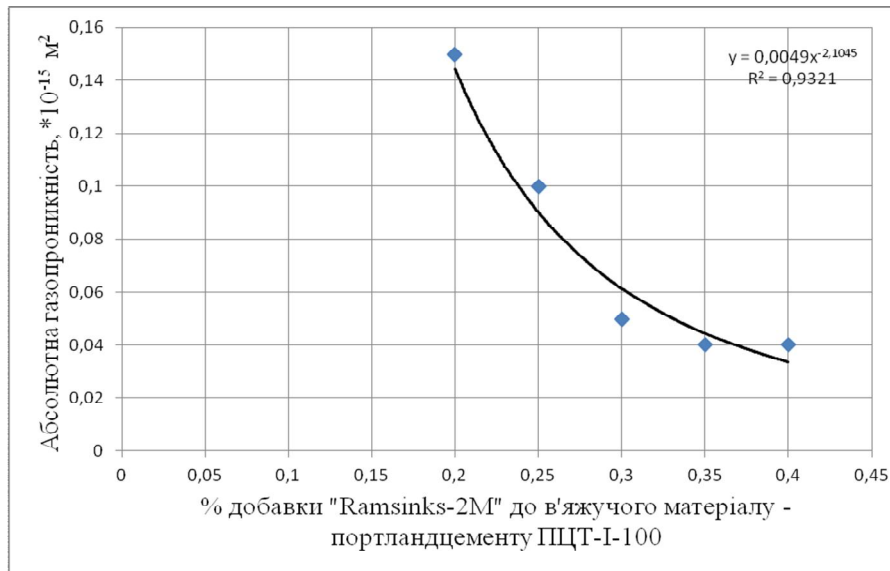


Рисунок 1 – Визначення абсолютної газопроникності за зразками

На рис. 1 відображено залежність абсолютної газопроникності зразків цементного розчину від відсотку домішки «Ramsinks-2M» до в'язучого матеріалу. Даний графік є лінією тренду (графічне подання напряму зміни ряду даних) ряду зміни відсотку домішки Ramsinks-2M і є ступеневою функцією $y=0,0049x^{-2,01045}$, величина ймовірності апроксимації при цьому (коефіцієнт детермінації) склала $R^2=0,9321$. Дана функція доводить, що газопроникність зменшується при застосуванні різних складів гідрофобних домішок, але найкращі показники досягаються з 0,3 %-ою добовкою «Ramsinks-2M» до цементу ПЦТ-I-100. Подальше збільшення відсотків кількості домішки веде до погіршення результатів.

З метою виключення можливості передчасного загушення тампонажного розчину до його змиття при проведенні аналізу необхідно передбачити зу-

пинку мішалки консистометра КЦ-3 через три години на 0,5 год із послідовним продовженням проведення аналізу. Час загушення тампонажного розчин повинен відповідати розрахованому плюс одну годину резерву на можливість прискорення схоплення і загушення розчину на контакті з бішофітом.

Підготовляли необхідну кількість гідрофобної тампонажної суміші шляхом сухого змішування цементу ПЦТ-I-100, гідрофобного матеріалу «Ramsinks-2M» і нітрлотриметилфосфонові кислоти (НТФк). При проведенні цементування на свердловині № 101 Гадяцького родовища було застосовано гідрофобний цементний розчин "Silrap-P" (модифікація "Ramsinks-2M") кількістю 62,5 кг. при цементуванні другої секції 245 мм (4580-3840 м) проміжної колони (друга порція тампонажного розчину 4580-4430 м) [6, 7].

Уточнений розрахунок цементування другої секції 245 мм проміжної колони свердловини № 101 Гадяцького НГКР

Таблиця 2 – Розрахунок об'єму цементного розчину за кавернограмою

Глибина	Довжина	Діаметр	Об'єм
3840-4580	740	Кх295,300	55,9*

* – згідно з даними об'ємодіаграми ПУГР

Друга секція 4580-3840 м.

Об'єм цементного розчину на змивання:

$$V_M = 4 \text{ м}^3.$$

Загальний об'єм цементного розчину: $55,9 + 4 = 60 \text{ (м}^3\text{)}$.

Необхідна кількість сухого цементу:

$$60 * 1,05 * 1,244 = 79 \text{ (м)} \text{ (ПЦТ-I-100)}.$$

Тампонажний розчин закачується двома порціями:

Перша порція 4430-3840.

Об'єм цементного розчину на змивання:

$$V_M = 4 \text{ м}^3.$$

Загальний об'єм тампонажного роз-

$$\text{чину: } 37,5 + 4 = 41,5 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Необхідна кількість ПЦТ-I-100:
 $41,5 * 1,05 * 1,244 = 54 \text{ (м)}.$

Необхідна кількість води для приготування тампонажного розчину 1-ої порції:
 $54 * 0,45 * 1,25 = 31 \text{ (м}^3\text{)}.$

Друга порція 4580-4430.

Об'єм тампонажного розчину – $18,5 \text{ м}^3.$

Необхідна кількість ПЦТ-I-100

$18,5 * 1,05 * 1,244 = 25 \text{ (м)}$ (із них ПЦТ-I-100 – 25 т; гідрофобна домішка «Ramsinks-2M» модифікації "Silrap-P" – кількістю згідно з аналізом ВТР).

Необхідна кількість води для приготування тампонажного розчину другої порції:

$$25 * 0,45 * 1,25 = 14 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Об'єм продавлювання в бурильних трубах:

$$V_B = 33,78 \text{ м}^3.$$

Об'єм продавлювання в обсадних трубах:

$$V_{OB} = 29,03 \text{ м}^3.$$

Загальний об'єм продавлювання:

$$33,7 + 29,03 = 62,73 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Об'єм бурового розчину для змивання цементного розчину:

$$V_{CP} = 231,49 \text{ м}^3;$$

$$V_{CP} = 231,49 * 1,5 = 347 \text{ м}^3.$$

Очікуваний тиск в кінці продавлювання:

$$0,00001(1800-1200) \cdot (4610-3840) + 0,001 \cdot 4610 + 0,8 = 9,4 \text{ (МПа)}$$

Час закачування цементного розчину:

$$60 / 0,15 / 60 = 67 \text{ (хв)}.$$

Час продавлювання цементного розчину:

$$62,73 / 0,018 / 60 = 59 \text{ (хв)}.$$

Час змивання цементного розчину:

$$231,49 / 0,025 / 60 = 155 \text{ (хв)}.$$

Загальний час цементування:

$$67 + 15 + 155 + 10 = 291 \text{ (хв)}.$$

Необхідний час прокачування тампонажного розчину першої порції:

$$291 * 1,25 / 60 = 6,1 \text{ (год)}.$$

Час закачування тампонажного розчину другої порції:

$$18,5 / 0,015 / 60 = 21 \text{ (хв)}.$$

Час продавлювання тампонажного розчину першої та другої порцій:

$$62,73 / 0,018 / 60 = 59 \text{ (хв)}.$$

Загальний час цементування:

$$21 + 59 + 10 = 90 \text{ (хв)}.$$

Необхідний час прокачування тампонажного розчину другої порції:

$$90 * 1,25 / 60 = 1,9 \text{ (год)}.$$

Необхідна кількість цементно-змішувальних машин 5 штук.

Необхідна кількість цементувальних агрегатів: $6 \cdot 2 + 4 = 16$ шт.

Отже загальна кількість ШПЦС-I-120 – 79 т, загальний об'єм тампонажного розчину – 60 м.

Схема розміщення й обв'язки обладнання при цементуванні. На даний час у різних нафтогазових районах використовуються дещо відмінні один від одного технологічні схеми приготування і нагнітання тампонажних розчинів. Ця відмінність викликана специфікою геолого-технічних, а іноді й кліматичних умов даного району, що визначає вибір конструкції свердловини, спосіб цементування і тампонажного матеріалу для кожного конкретного району.

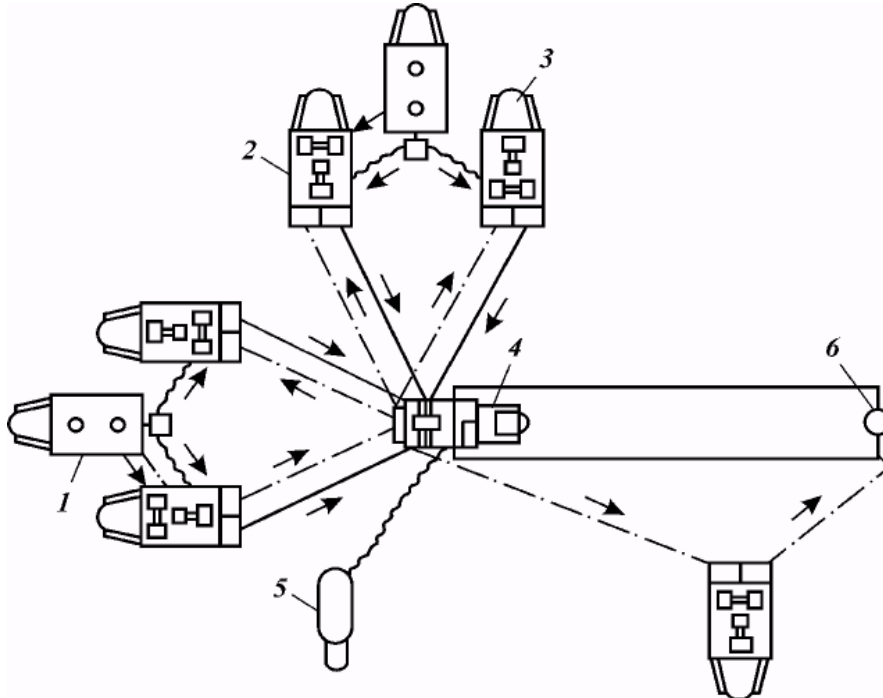


Рисунок 2 – Схема обв'язки агрегатів при цементуванні свердловин з використанням 20–40 т сухого тампонажного матеріалу: 1 – цементно-змішувальна машина 2СМН–20; 2, 3 – цементувальні агрегати відповідно ЦА–320М; ЗЦА–400А; 4 – блок маніфольда 1БМ–700, 5 – станція контролю цементування; 6 – цементувальна головка; штрих-пунктирна лінія – рух продавлювальної рідини; суцільна лінія – рух тампонажного розчину

У наведеній схем (рис. 2) і, як правило, передбачається таке співвідношення між кількістю цементно-

змішувальних машин і цементувальних агрегатів, при якому забезпечується безперервне приготу-

вання і нагнітання тампонажного розчину "Silpan-P" у свердловину із заданим темпом. Суцільними лініями показано рух тампонажного розчину, штрихпунктирними – продавлювальної рідини. Відмінність цієї схеми полягає у використанні різної кількості цементувальних агрегатів і цементно-змішувальних машин, а також у застосуванні спеціальних пристроїв або механізмів, що підвищують якість розчину або цементування в цілому і поліпшують умови праці обслуговуючого персоналу.

Зазвичай з однією цементно-змішувальною машиною 2СМН-20 працюють два цементувальних агрегати, один з яких (що має водоподаючий насос) подає рідину на затворення в гідровакуумний змішувальний пристрій цементно-змішувальної машини, а другий (який не має водоподаючого насоса) разом із першим нагнітає готовий розчин в свердловину. При цьому сумарна подача рідини (за паспортними даними) двома агрегатами дещо більша за продуктивність цементно-змішувальної машини.

Як правило, для продавлювання верхньої розділювальної пробки використовують агрегат ЗЦА-400А, який обв'язують з цементувальною головкою. Доцільно перш ніж подати розчин в свердловину, його 15–20 хвилин перемішувати в ємності. Завдяки цьому поліпшується його однорідність, що суттєво підвищує якість цементування [8].

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що внаслідок проведених досліджень:

- запропоновано технічне рішення порівняно з уже існуючими дозволить отримати гідрофобні тампонажні розчини "Silpan-P" із більш низькими діапазонами густини тампонажного розчину, високою стабільністю, гарною прокачуваністю та високою міцністю затверділого каменю, гарантує надійність ізоляції продуктивних горизонтів;

- визначено, що використання складів гідрофобних цементних розчинів «Silpan-P» дозволить суттєво знизити міграції пластових флюїдів, а використання різних типів цементів із гідрофобною добавкою «Ramsinks-2М» дозволить підвищити успішність та ефективність робіт підрозділами БУ «Укрбургазу».

Лабораторними дослідженнями тампонажного розчину і цементного каменю, які проведено в лабораторії тампонажних розчинів Полтавського відділення тампонажних робіт установлено, що тампонажний гідрофобний розчин «Silpan-P», приготований із добавки НТФк до тампонажного цементу ПЦТ1-100 і «Ramsinks-2М»:

а) не знижує технологічних параметрів тампонажного розчину і цементного каменю, які визначаються діючими на сьогодні стандартами: «Цементи тампонажні. Методи випробувань. ДСТУ Б.В.-2.7-86-99 (ГОСТ 26798.1-96)»;

б) підвищує міцність характеристики цементного каменю, зокрема міцність на згін, що підвищує довговічність і технологічність споруди – свердловини.

ВИСНОВКИ. На основі проведених досліджень в лабораторії Полтавського тампонажного відділення бурового управління «Укрбургаз» у м. Полтава та секторі літофізичних досліджень відділу досліджень гірських порід і підрахунку запасів газу УкрНДІгазу пропонується впровадити на практиці новітні тампонажні суміші "Silpan-P" у структурних підрозділах БУ «Укрбургаз».

З метою підвищення якості цементування проміжних і експлуатаційних обсадних колон свердловин рекомендується використовувати тампонажний розчин "Silpan-P" для:

- цементування нафтових і газових свердловин (для проміжних і експлуатаційних обсадних колон) особливо за наявності близько розташованих продуктивних і водоносних горизонтів із різними коефіцієнтами аномальності;

- проведення ремонтно-ізоляційних робіт у процесі будівництва та експлуатації нафтових і газових свердловин;

- створення у заколонному просторі (відкритий або обсаджений стовбур свердловини) блокуючих екранів («перемичок») з метою попередження міграції пластових флюїдів;

- встановлення ізоляційних цементних мостів.

Технічні параметри новітніх гідрофобних тампонажних розчинів (рухливість, густина, водовідділення, прокачуваність тощо) підтверджені згідно зі стандартними вимогами на відповідних приладах у лабораторних умовах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Наливайко А.И., Рудый М.И., Полевой Ю.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов и производительности скважин в условиях нефтяных месторождений Украины // Научный вестник национального горного университета. – Днепропетровск, 2005. – № 12. – С. 15–21.
2. Патент України на полезную модель № 32045. Растворы для селективной обработки нефтяных пластов (Silpan-SV) / Панько Д.А., Наливайко А.И., Рудый М.И., Лапко С.В., 2008. – 12 с.
3. Юрков Н.И. Физико-химические основы нефтедобычи. – Волгоград, 2004. – 387 с.
4. Handbuch der Betonprüfung: Anleitungen u. Beispiele / Hans W. Iken, Roman R. Lackner, Uwe P. Zimmer. 5. Auflage. – Düsseldorf: Verlag Bau+Technik, 2003. – 380 p.
5. Pat. US 7658794 B2 United States of America, Classification C04B14/24. *Fiber cement building materials with low density additives* / Applicant(s): James Hardie Technology Limited, Dublin IE. Appl. № 10/414505, filed 15.04.2003; published 09.02.2010.
6. Muskat M. The flow of homogeneous fluids in porous environment. – Moscow-Izhevsk: Institute of computer of research, 2005. – 628 p.
7. Наливайко О.І., Мангура А.М., Наливайко Л.Г. Основи фізики нафтогазового пласту: навчальний посібник. – Полтава: Полтава НТУ, 2011. – 252 с.

COMPOSITION AND PROCESS FOR PETROFEEDBACK INCREASING OF PRODUCTIVE LAYERS AND PRODUCTIVITY OF WELLS IN THE CASE OF THEIR FLOODING

A. Nalivaiko

Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University

prosp. Pervomajskiy, 24, Poltava, 36011, Ukraine. E-mail: nalivayko.60@mail.ru

In the article is made an attempt to investigate the most effective methods of petrofeedback increasing and wells productivity in the conditions of Ukrainian oil and gas fields. The special attention is given to the processing of survey data for use in the calculation of physical hydrocarbons properties. Traditional methods petrofeedback increasing and new approaches of solving this problem, such as hydrophobization layer zones or the use of water-swellable polymers are also considered.

Key words: hydrofobyzatsyya, plastic, deposits of method, oil recovery.

REFERENCES

1. Nalivayko, A.I., Rudyi, M.I., Polevoy, Yu.A. (2005), "Advanced recovery methods and well capacity in the Ukrainian oilfield conditions", *Scientific journal of Dnipropetrovsk National Mining University*, vol. 12, pp. 15–21.
2. Panko, D.A., Nalivaiko, A.I., Rudyi, M.I., Lapko, C.V. (2008), Useful model patent of Ukraine № 32045, *Solution for selective treatment of oil formation (Silpan-SV)*, 12 p.
3. Yurkov, N.I. (2004), [Physicochemical principles of oil production], Volgograd, Russia.
4. Hans W. Iken, Roman R. Lackner, Uwe P. Zimmer (2003), *Handbuch der Betonprüfung: Anleitungen u. Beispiele*, Auflage 5, Düsseldorf, Verlag Bau+Technik, Germany.
5. Pat. US 7658794 B2 United States of America, Classification C04B14/24. *Fiber cement building materials with low density additives* / Applicant(s): James Hardie Technology Limited, Dublin IE. Appl. № 10/414505, filed 15.04.2003; published 09.02.2010.
6. Muskat, M. (2005), "The flow of homogeneous fluids in porous environment", Institute of computer of research, Moscow-Izhevsk, Russia.
7. Nalyvayko, A.I., Manhura, A.M., Nalyvayko, L.G. (2011) [Fundamentals of Physics gas layer], PoltNTU, Poltava, Ukraine.

Стаття надійшла 28.03.2015.