

Część 6. Cementy wiertnicze z historycznej perspektywy

Oilwell Cements. Part 6. An Historic Perspective

1. Wprowadzenie

Przedstawiona tu będzie pokrótce historia cementów wiertniczych w okresie od pierwszego zastosowania cementu w wiertnictwie, co miało miejsce w 1859r., do chwili obecnej. Początkowo w wiertnictwie stosowano cement budowlany, zastąpiony później przez cementy specjalne, opracowane na potrzeby wiertnictwa ropy naftowej. Cementy te, określane w języku angielskim nazwą „oilwell cements” w innych językach opisywane są na ogół bardziej precyzyjnie jako „cementy wiertnicze” i stosowane powszechnie w pracach cementacyjnych przy eksploatacji gazu, wody, wód geotermalnych, czy podczas prac iniekcyjnych oraz związanych ze składowaniem niektórych odpadów pod ziemią.

Termin „cement wiertniczy” jest nadal stosowany jednocześnie z terminem „cement tamponażowy” dla określenia cementu specjalnego do prac mających na celu zabezpieczenie szybów, studni (otworów wiertniczych). W języku angielskim słowo „well” ma niejedno znaczenie - znaczy ono „dobry”, albo nawet „w dobrym zdrowiu”. Nie oznacza natomiast szybu zabezpieczonego, jak w tym wypadku, wykładziną cementową i służącego do wydobywania spod ziemi ropy naftowej, gazu, czy wody.

Cementy stosowane w wiertnictwie w celu zabezpieczenia kolumn rur okładzinowych w otworach były modyfikowane i dostosowywane do prac w coraz to nowych, trudniejszych warunkach, co wynikało z wyczerpywania się złóż łatwiej dostępnych. Dotyczy to zwłaszcza wydobywania ropy naftowej i gazu. Na szczęście stosowane obecnie cementy z różnego rodzaju dodatkami mogą z powodzeniem zabezpieczać kolumny rur okładzinowych w szymbach wierconych w rozmaitych formacjach skalnych, na tak dużych głębokościach, jakie nie były osiągnięte wcześniej, co wiąże się ze znacznym rozszerzeniem zakresu ciśnień i temperatur.

Lata 1850–1910

Cement został zastosowany po raz pierwszy w wiertnictwie w 1859 roku przez G. Romanowskiego – inżyniera górnika pracującego dla Shell Oil Company przy pracach poszukiwawczych w rejonie

1. Introduction

This short history of well cements from their first use in wells as long ago as 1859 to the present day is briefly discussed. Originally construction cement was used, which was later superseded by specially developed oilwell cements. The term oilwell cement is still used for marketing purposes, but is more commonly (and more accurately) described as well cement. After all, not just oilwells but other wells, such as gas-wells, water wells, waste disposal wells, geothermal wells, steam injection wells etc. are also cemented in most instances.

The term ‘oilwell cement’ is still commonly utilised along with ‘plugging cement’ for the special cements used to secure wells to avoid any possible ambiguity with the word ‘well’ when it is used in an entirely different sense in the English language. In this latter instance the word ‘well’ can also mean ‘in a satisfactory state, position or circumstance’ or even to mean ‘in good health’. These uses of the word ‘well’ do not mean (unlike in the subject area of this particular paper) ‘a shaft usually lined – as with cement here – for obtaining oil, gas, water etc. from beneath the ground’.

The cements employed for downhole isolation for securing the wells being drilled and completed have over the years been adapted for an increasingly wide range of downhole conditions. The trend is increasingly to develop more difficult wells, since the easier-to-find reservoirs (particularly for oil and natural gas) are less common in a relative sense than they used to be. Fortunately, well cements with appropriate additive types can successfully secure wells under a wide variety of downhole temperatures and pressures, different rock formations being drilled into and for greater ranges of depths than ever before.

1850s to 1910s

Cement for controlling well drowning was first utilised by G. Romanovsky, a mining engineer by profession, during 1859, when the Shell Oil Company was prospecting for oil in the Caspian region of Azerbaijan, then part of tsarist Russia (1). Portland cement was

morza Kaspijskiego w Azerbejdżanie, w carskiej Rosji (1). Cement portlandzki został tu użyty jako środek do budowy bariery zabezpieczającej ropę wydobywaną ze złoża przed intruzją wody; zastosowanie to utrzymało się do końca XIX wieku. S. Voyslov opisał w 1903 roku nową metodę kontrolowania wypływu wody podczas wierceń w poszukiwaniu ropy naftowej i podał w jaki sposób z powodzeniem cementował przestrzenie dookoła otworów wiertniczych (2).

Cement stosowany w wiertnictwie dziewiętnastowiecznym był właściwie zmielonym klinkierem portlandzkim, z uwagi na to, że właściwości gipsu jako regulatora wiązania zostały odkryte dopiero w 1890 roku (3). Upłynęło ponad 40 lat zanim przyjęło się uważać gips jako integralny składnik cementu portlandzkiego „ex definitione”.

Jednakże w przeciwieństwie do tego, co można wyczytać w większości opracowań na temat cementu portlandzkiego, nie wszystkie zmielone klinkiery portlandzkie wykazują błyskawiczne wiązanie, szczególnie wtedy, gdy zawartość glinianu trójwapniowego jest mniejsza od około 9% wagowych, co zapewnia prawidłowy przebieg wiązania (4). Obserwacja ta nie oznacza, że dodatek gipsu jest zbędny, chociażby z tego względu, że w procesie mielenia cementu składnik ten wykazuje działanie środka ułatwiającego rozdrabnianie, przez co możliwe jest skrócenie czasu przebywania materiału w młynie. W obecności gipsu przyspieszone jest też narastanie wytrzymałości – niewielka część gipsu reaguje z glinianem trójwapniowym C_3A (i w pewnym zakresie z C_4AF) w początkowym okresie hydratacji tworząc ettringit, co stanowi o regulacji wiązania; reszta gipsu reaguje z glinianem później. Większość jednak jonów siarczanowych pochodzących z gipsu wbudowuje się w fazę C-S-H (5). Wiązanie jest w rzeczywistości spowodowane tworzeniem się w początkowym etapie hydratacji alitu (C_3S) niewielkich ilości, około 1-2% wagowych, produktu spajającego, jakim jest C-S-H (6, 7).

Niemniej jednak cement portlandzki został z powodzeniem użyty w wiertnictwie do wyłożenia szybów odprowadzających pozyskany materiał, jakbyśmy to dziś powiedzieli do budowy „izolacji strefowej”. Zastosowanie cementu portlandzkiego w Europie kontynentalnej nabrało rozpędu w 1877 po utworzeniu w ciągu siedmiu lat od zjednoczenia Niemiec, Zjednoczenia Przemysłu Cementowego - *Verein Deutscher Zementwerke (VDZ)*, które w krótkim czasie ustaliło normy jakościowe dla tego materiału i wprowadziło zasady ich przestrzegania (8).

Poprzez nadanie priorytetowego znaczenia działaniom w zakresie kontroli jakości Niemcy stały się liderem w rozwoju technologii cementu. Technologia ta szybko rozpowszechniła się w innych krajach, w tym w Rosji, gdzie dużą wagę przykładano do kontroli jakości cementu portlandzkiego dla potrzeb rozwijającego się przemysłu naftowego.

W międzyczasie (1903r.) miała miejsce pierwsza udokumentowana operacja cementacji w wiertnictwie w Stanach Zjednoczonych przeprowadzona przez F. Hilla z Union Oil Company w Kalifornii,

used as a barrier to divert water from the oil being extracted. Cement continued to be periodically utilised for such diversion in the late 19th century. S. Voyslov (1903) described improved methods of water control in well drilling and indicated how he had successfully cemented the annular spaces in oilwells (2).

The cement used downhole during most of the 19th century was what would now be described as ground Portland clinker, since the beneficial set regulation properties of gypsum were not discovered until 1890 (3). It took some 40 more years to establish gypsum additions to Portland clinker as an integral part of the basic definition of Portland cement.

However, contrary to what is ‘taken as read’ in numerous texts on Portland cements, not all ground Portland clinkers alone show flash set with water, particularly when the aluminat (C_3A) content is below ca. 9% mass and a more normal type of setting ensues (4).

These observations do not mean that gypsum addition is superfluous to Portland cement manufacture because of its beneficial properties. Such benefits include shorter mill retention times for clinker-gypsum grinding, since gypsum acts as a grinding aid. Also higher strength development is obtained because only a minority part of the added sulphate from gypsum, which is useful during early hydration for promoting significant formation of ettringite from C_3A (and to some extent from C_4AF too) to produce good set regulation, actually reacts with the aluminat and aluminoferrite.

Most sulphate originating from gypsum actually ends up in the C-S-H phase (5). Normal setting is in reality primarily caused by the initial formation of the calcium silicate hydrate binder C-S-H from alite (C_3S) in small amounts (ca. 1-2% mass) (6, 7).

Nevertheless Portland cement was used satisfactorily as a ‘diverter’, that is what would normally be called ‘zonal isolation’ today. A big impetus to usage of Portland cement in Continental Europe was the formation of the *Verein Deutscher Zementwerke (VDZ)* in 1877, seven years after the unification of Germany, who quickly established rules for cement quality control and adhered to them (8).

Through prioritising quality control, Germany began to lead cement technological developments, which quickly spread to other countries, including Russia where quality control of Portland cement in the developing oil industry had become an important consideration.

Meanwhile, in the first suitably documented well cementing operation in the United States, F. Hill (1903) of the Union Oil Company in California had mixed and successfully dumped a cement slurry (using a bailer) to shut off downhole water just above an oil sand in the Lompoc Field (9). This slurry contained 50 standard sacks of Portland cement. A standard sack in the USA is 94 lb (42.6 kg) in terms of mass of cement. After 28 days the hardened cement was drilled out of the hole. The well was completed by drilling through the oil sand and resulted in the water zone being isolated. Such completion became an accepted practice and soon spread

który zastosował zaczyn cementowy do zatamowania wypływu wody w Lompoc Field (9). Do sporządzenia zaczynu wykorzystano 50 standardowych worków cementu o ciężarze 94 funty (42.6 kg). Po 28 dniach tampon cementowy przewiercono i kontynuowano dowiercanie do złoża przy zatamowanym wypływie wody. Taki sposób prowadzenia prac przyjął się i szybko rozpowszechnił na polach naftowych Kalifornii, gdzie na potykano na podobne trudności (9).

A. Bogushchevsky (w 1905r.), następca Voyslova, od którego przejął metodę cementowania otworów wiertniczych (10), opatentował tę metodę w 1906r. i sprzedał koncesję firmie Perkins Cement Company z Kalifornii w 1910r. Metoda okazała się prawdziwym przełomem i wprowadzała sposób cementacji będący prekursorem metod stosowanych współcześnie w wiertnictwie. Osiągano tym samym lepszą izolację strefową pomiędzy górotworem a metalowym wyłożeniem otworu niż w pracach wcześniejszych (11–13).

Tak więc cementacja otworów wiertniczych prowadzona była systematycznie w czasie do wybuchu pierwszej wojny światowej (1914r.); miała ona na celu zabezpieczenie otworów służących wydobyciu ropy naftowej i gazu ze złóż. W ciągu 55 lat, jakie upłynęły od pierwszych operacji cementowania otworów wiertniczych, możliwości inżynierskie w tym zakresie znacznie wzrosły i zaznaczył się wyraźny postęp .

Lata 1920 - 1940

Z czasem otwory wiercone w poszukiwaniu ropy i gazu stawały się, w miarę wzrostu zapotrzebowania na te surowce, coraz głębsze i cement stosowany w budownictwie nie zawsze spełniał wymagania dla materiału do prac zabezpieczających. Pierwsze normy dla cementów wiertniczych opracowane zostały w Amerykańskim Instytucie Ropy Naftowej (The American Petroleum Institute - API) w 1923 roku. Normy te uwzględniały bardzo szerokie spektrum zastosowań w wiertnictwie ropy i gazu i wynikały z potrzeby zarówno przemysłu wydobywczego, jak i przetwórczego.

Działalność wydobywcza obejmuje eksploatację ropy i gazu ze złóż. Działalność przetwórcza odnosi się do procesów rafinacji i ma na celu produkcję oraz sprzedaż benzyny, olejów i smarów. Ropa naftowa jest podstawowym surowcem dla przemysłu chemicznego związanego z przetwórstwem ropy. Prace cementacyjne są w ten sposób ważnym ogniwem związanym, poprzez ich umiejscowienie w wiertnictwie, z różnymi gałęziami przetwórstwa.

Z uwagi na powszechne stosowanie na dużą skalę cementów budowlanych w wiertnictwie nafty i gazu Amerykański Instytut Ropy Naftowej API powołał w 1937 roku. Komitet do spraw Cementu (13). Celem jego było opracowanie procedur analitycznych i symulacyjnych metod testowania cementów dla oceny przydatności tego materiału do prac cementacyjnych, ponieważ normy stosowane w budownictwie okazywały się nieprzydatne. Warunki panujące w otworach wiertniczych na dużych głębokościach są, określając kolokwialnie, bardzo surowe, w porównaniu z warunkami ekspozycji cementów budowlanych.

to other Californian oilfields, where similar difficulties were being encountered (9).

A. Bogushchevsky (1905) followed on from Voyslov with a clear method of cementing wells (10), which he patented in 1906 and licensed to A.A. Perkins of the Perkins Cement Company in California in 1910 (1). This method proved to be a real breakthrough and utilised two-plug cementing, which was the forerunner of the equipment utilised in modern well cementing. Better zonal isolation was achieved here than in earlier well cementations for securing the annular spaces between the rock formations and the metal casings (11-13).

Thus, by the time of World War I (1914), well cementing was being regularly utilised for securing wells employed for facilitating oil and natural gas extraction from suitable reservoirs. The engineering capabilities of well cementing had therefore shown considerable advances during the first 55 years of well cementing operations.

1920s to 1940s

With the passage of time, oil- and gas-wells have tended to be drilled deeper for producing satisfactory amounts of hydrocarbons and the construction cements employed at the time were not always being satisfactorily secured. The American Petroleum Institute (API) had been set up in 1923 to produce standards for use over the entire spectrum of oil and gas industry activity, because of concerns that the industry as a whole needed standards for materials and equipment both upstream and downstream.

Upstream activity refers to exploration and production of oil and gas from the geological formations. Downstream activity refers to refinery processes, for producing and marketing petrol and lubricating oils. Crude oil (or naphtha) is the basic feedstock for the chemical industry, another downstream activity. Well cementing as such is of course an important part of the upstream drilling and completions operations.

In 1937, because of continuing concern about the employment of standard construction cements in the securing of oil- and gas-wells and the viability of using construction cement test methods for quality control purposes, the API set up a Cement Committee to take positive action (13). The brief of this committee was to improve the well cementing operations by making the simulated test equipment in the laboratory and the analytical procedures more relevant to the downhole situations that such cements were being exposed to. It had become recognised that downhole conditions, which well cements must withstand, are more severe than those experienced by construction cements.

The API Cement Committee reported their deliberations in 1948. They initially designated three Classes of well cements (alternatively and more commonly at this time known as oilwell cements) thus:

- Class A: Ordinary (O) Grade, when special properties are not required.

W 1948 r. Komitet do spraw cementu API opublikował dokument, w którym między innymi dokonano klasyfikacji cementów wiertniczych. Wyróżniono trzy klasy cementów:

- Klasa A: Cementy zwykłe (O), te które nie posiadają specjalnych właściwości.
- • Klasa B: Cementy o średniej odporności na działanie siarczanów (MSR) i wysokiej odporności na działanie siarczanów (HSR), stosowane w warunkach, które takiej odporności wymagają.
- • Klasa C: Obejmuje cementy zwykłe, o średniej odporności na działanie siarczanów i wysokiej odporności na działanie siarczanów, które odznaczają się dużą wytrzymałością wczesną.

Podane trzy klasy cementów nawiązują do trzech klas cementów portlandzkich stosowanych w budownictwie w Stanach Zjednoczonych i określanych odpowiednio jako cementy Typu I (cementy zwykłe (O)), cementy Typu II (cementy o średniej lub wysokiej odporności na działanie siarczanów (MSR, HSR)), oraz cementy Typu III - szybkotwardniejące (O, MSR lub HSR).

Cementy wiertnicze klas A – C są bardziej odpowiednie do wykonywania obudów (wykładzin) szybów płytkich (do głębokości 6000 stóp/1830 m), niż cementy stosowane w budownictwie. Kontrola jakości jest w tym przypadku bardziej restrykcyjna niż w odniesieniu do większości cementów portlandzkich.

Lata 1950–1980

Zużycie cementów wiertniczych wzrosło znacznie w latach pięćdziesiątych wraz ze wzrostem wydobycia ropy i gazu ziemnego. W latach pięćdziesiątych wprowadzono też trzy dodatkowe klasy cementów wiertniczych przeznaczone do prac w szybach głębszych, w wysokiej temperaturze (klasy D – F), dostępne jako siarczanoodporne typu MSR i HSR, zawierające domieszki opóźniające wiązanie. Te trzy klasy cementów różniły się właściwościami; z uwagi na efekt opóźnienia wiązania uszeregować je można w następujący sposób: $F > E > D$. Badania tych cementów prowadzone były przy współczynniku wodno – cementowym 0,38. Niekiedy do cementu klasy E wprowadzano, poprzez wspólne mielenie, dodatek piasku lub mączki krzemionkowej (w ilości około 35 do 40 % masy cementu), co miało na celu zapobiec spadkowi wytrzymałości w warunkach hydrotermalnych (13). Wolne wapno w tych cementach kształtowało się na niskim poziomie (13).

Cement klasy D jest stosowany do chwili obecnej, szczególnie w Chinach, gdzie wytwarzany jest w wielu cementowniach. Cementy klasy E i F zostały usunięte z norm ISO 10426 w 2007 roku, ponieważ praktycznie wyszły z użycia i zostały zastąpione przez bardziej przydatne cementy klas G i H.

W nawiązaniu do prac prowadzonych w latach dwudziestych w Teksasie i w Związku Radzieckim, w latach pięćdziesiątych rozwinęła się na dużą skalę eksploatacja ropy z odwiertów poziomych, co umożliwiało zwiększone a zarazem oszczędniejsze pozyskiwanie

- Class B: Medium Sulphate Resistant (MSR) and High Sulphate Resistant (HSR) Grades, when conditions needing medium or high sulphate resistance are needed.
- Class C: Ordinary, Medium Sulphate Resistant and High Sulphate Resistant Grades that give high early strength.

These three Classes of well cements were based to some extent on the three respective Classes of United States construction Portland cements known as Type I (O Grade), Type II (MSR and HSR Grades) and Type III rapid-hardening (O, MSR and HSR Grades). Classes A-C well cements were considered to be more appropriate for use in lining the annular spaces of shallow wells (to depths of 6000 ft/1830 m) than construction cements. Quality control became more stringent than for most construction Portland cements.

1950s to 1980s

Well cement usage increased considerably in the 1950s as exploration and production of oil and gas rose. In the 1950s three additional Classes of well cements for lining deeper and hotter wells (Classes D-F) were introduced as being available as MSR and HSR Grades, which contained set-modifying additives like retarders. The differences between cements of these three Classes have been essentially performance related, with retardation being in the order: $F > E > D$. All three Classes have been tested at 38% water. Sometimes silica sand or silica flour (in amounts ca. 35-40% by mass of cement) is interground or blended in with Class E or more likely Class F cement, so as to prevent strength retrogression from arising when hydrothermal conditions apply (13). Free lime in these cements has commonly been optimised on the low side (13).

Class D cement is still in use today, particularly in China where it is manufactured in a number of different cement plants, whereas Class E and Class F cements were withdrawn from the international well cement standard ISO 10426-1 in 2007. This withdrawal arose because these cements (especially Class E and Class F) were effectively obsolescent and had been later superseded by the more suitable basic cements of Class G and Class H.

As a follow-up to some earlier development work in the 1920s in both Texas and the Soviet Union, significant exploration activity utilising the concept of horizontal wells was undertaken in the 1950s for facilitating increased oil production from reservoirs for economic reasons. More than 40 horizontal wells were constructed in the Soviet Union during this period, followed by two more in China in the 1960s. It was extraordinary that work on horizontal wells was stopped at the time because they had been deemed to be 'uneconomic'. No reliable information was generally available about any particular well cementing problems being associated with horizontal wells in this era.

In 1968 two basic well cements (Class G and H), available in both MSR and HSR Grades, were introduced to cover a wider range of borehole depths from surface to 8000 ft/ 2440 m. The differences

tego surowca. Zbudowano ponad 40 szybów w Związku Radzieckim, a 2 dalsze w Chinach w latach sześćdziesiątych. Wydaje się dziwne, ale prace na szybach poziomych wstrzymano z powodów ekonomicznych i brak jest informacji dotyczących prac cementacyjnych związanych z tym sposobem eksploatacji ropy naftowej.

W 1968 r. wprowadzono dwa cementy wiertnicze klasy G i H, dostępne zarówno w wersji o średniej odporności na działanie siarczanów (MSR) jak i wysokiej odporności na działanie siarczanów (HSR); cementy te były przeznaczone do prac na większych głębokościach, sięgających 8000 stóp/2440 m. Cementy te różniły się nieznacznie właściwościami. Cement klasy G testowany był przy współczynniku wodno – cementowym 0,44, natomiast cement klasy H – przy 0,38. Wymagania odnośnie właściwości fizykochemicznych były dla obydwu klas cementów jednakowe.

Zróżnicowane wymagania odnośnie zawartości wody w zaczynie standardowym oznaczały, że w praktyce cement G wykazywał nieco większą powierzchnię właściwą i był z tego względu nieco bardziej reaktywny niż cement H od tego samego producenta. Nie można tego spostrzeżenia przenieść na wszystkie cementy klasy G i H produkowane w skali globalnej, ponieważ cement z każdej cementowni jest unikatowy. Może się niekiedy zdarzyć, że cement klasy H od jednego producenta będzie bardziej reaktywny niż cement klasy G z innego źródła.

Cementy klasy E i F zostały formalnie usunięte z normy ISO 10426-1, jak wspomniano wyżej. W rzeczywistości cementy te zastąpiono już ponad 30 lat temu przez cementy klasy G i H w większości prac cementacyjnych, do których cementy klasy E i F były pierwotnie przeznaczone. Cementy klasy G i H okazały się lepsze przy aplikacji polegającej na podawaniu w sposób ciągły, a dodatkowo charakteryzowały się małą zawartością wolnego wapna, co wspomagało działanie środków opóźniających wiązanie.

Do 1979 r. większość przedsiębiorstw obsługujących wiertnictwo w zakresie prac cementacyjnych wprowadziło mieszanki cementowe spieniane za pomocą powietrza lub azotu, stosowane do prac w górotworze słabo skonsolidowanym, zbudowanym ze skał lekkich, co było okazalo się dobrym posunięciem w przypadku związanych z tego typu utworami zagrożeń (14).

Cement klasy J był cementem złożonym z β - ortokrzemianu wapnia i krzemionki, niekiedy z dodatkiem $\text{Ca}(\text{OH})_2$ i/lub CaCO_3 . Cement ten wprowadzono w latach osiemdziesiątych do prac na dużych głębokościach (12000-16000 stóp /3880-4880 m), w warunkach ekstremalnych temperatur i ciśnień. Z braku wymagań w normie nie było dla tych cementów opracowanych testów oznaczania zawartości wody wolnej i strat fazy ciekłej; specyfikację dotyczącą tego cementu usunięto w 1990 r. (15).

Innym rodzajem cementu złożonego z β - ortokrzemianu wapnia i krzemionki był cement belitowo – krzemionkowy (BSC) opracowany w Związku Radzieckim i produkowany w wyniku mielenia szlamu nefelinowego zawierającego $\beta - \text{C}_2\text{S}$ z piaskiem kwarcowym [1]. Jednakże cement ten nie był ujęty w radzieckiej normie GOST 1581-85, ani we wcześniejszej normie GOST 1581-78.

between these two Classes were slight and were performance related. Class G was tested at 44% water and Class H at 38% water. Chemical and physical testing requirements were the same for cements of both these Classes.

The different water requirements for Classes G and H cements has meant that in practice the surface area of a Class G cement needs to be ground somewhat finer and thus become slightly more reactive than the equivalent Class H cement of the same Grade from the same cement plant. One cannot generalise over the global spectrum of Class G and H cements, because each cement from a given manufacturing plant is unique. This means that sometimes a Class H cement from one manufacturing plant can be more reactive than a Class G cement from another source of manufacture.

Class E and Class F cements have now been formally withdrawn from the well cement standard ISO 10426-1, as mentioned above. Cements of Classes E and F were in reality mostly superseded over 30 years ago (by the Class G and H cements) for the overwhelming majority of well cementing operations where they had previously been employed. Class G and H cements have been advantageous in tending to be more consistent in performance from batch-to-batch, in addition to having a low free lime content to aid retardability where required.

By 1979 the major well cementing service companies had introduced foamed cementing systems containing air or nitrogen for cementing through unconsolidated and lightweight rock formations, which was a major advance in the cementing of critical wells (14).

Class J cement had been a β -dicalcium silicate-silica cement that sometimes additionally contained small amounts of $\text{Ca}(\text{OH})_2$ and/or CaCO_3 . This cement was introduced in the 1980s for great depths (12000-16000 ft /3880-4880 m) as manufactured under conditions of extremely high temperature and pressure. Shortcomings arose with the requirements for this particular standard concerning lack of free fluid and fluid loss tests in the specification, which was withdrawn in 1990 (15).

Another type of β -dicalcium silicate-silica cement called BSC (belite-silica cement) had been introduced in the Soviet Union by jointly grinding a nepheline sludge containing $\beta - \text{C}_2\text{S}$ with quartz sand (1). However, this cement had not included in the older Soviet well cement specification GOST 1581-85 nor had it been mentioned in the earlier version of this standard (GOST 1581-78). Details concerning oilwell cements and cement additives that had been employed in the former Soviet Union were later summarised (16).

1990s

A major advance was in developing international standardisation for the oil and natural gas industries in the 1990s, when the previously used API standards were re-worked as international standards by ISO (International Organisation for Standardisation), with all new

Dane dotyczące cementów wiertniczych i stosowanych do nich dodatków w byłym Związku Radzieckim zostały później podsumowane w pracy (16).

Lata 1990-te

Standaryzacja, rozwijająca się w latach dziewięćdziesiątych na skalę międzynarodową, była bardzo ważna dla przemysłu wydobywczego ropy naftowej i gazu ziemnego. Normy opracowane pierwotnie przez Amerykański Instytut Ropy Naftowej (API) zostały przekształcone w normy ISO i odtąd wszelkie prace normalizacyjne rozwijały się za pośrednictwem ISO. Mechanizm adaptowania norm ISO zapoczątkowany został równoległe z tworzeniem i przyjmowaniem systemu norm europejskich (EN). Zostało zawarte tak zwane Porozumienie Wiedeńskie pomiędzy ISO i Europejskim Centrum Normalizacji (CEN). Amerykańskie wersje norm (według ANSI/API i ISO) ujęte są w odrębnych dokumentach. Przykładowo, specyfikacja API 10A dla cementów wiertniczych odpowiada w Europie normie brytyjskiej BS EN ISO 10426-1 (17), podczas gdy w USA tej samej specyfikacji API 10A przyporządkowane jest oznaczenie ANSI/API 10 A/ISO 10426-1. Istotny dla specyfikacji numer (10426-1) jest w obydwu przypadkach ten sam. Jedyną różnicą techniczną pomiędzy tymi normami polega na zawartości aneksów, które mają charakter informacyjny, ale nie normatywny według ISO. Wskazano też, że nowo opracowane cementy wiertnicze, które pojawią się w przyszłości muszą jedynie spełniać określone wymagania dotyczące właściwości.

Nowe wydanie normy rosyjskiej GOST 1581, które ukazało się w 1996 r. różniło się w zasadniczy sposób od poprzednich swobodnym podejściem do tradycyjnych cementów tamponażowych, dla których zastosowano metody oznaczeń właściwości takie jak dla cementów stosowanych w budownictwie, ale też zaadaptowano koncepcje właściwe dla cementów o średniej (MSR) lub wysokiej odporności na działanie siarczanów (HSR) klasy G lub H. Wymagania odnośnie właściwości dla tych klas cementów zależne są od zawartości w nich klinkieru zamiast cementu (klinkier + gips). Przyczyna tego leży prawdopodobnie w znacznym zróżnicowaniu rosyjskich źródeł gipsu, które dostarczają, w porównaniu z gipsem dodawanym do cementów w innych krajach, materiału zanieczyszczonego.

Tradycyjna chińska norma GB 202 wykazywała podobieństwo do poprzedniej normy radzieckiej, polegające na przyjęciu sposobów oznaczania cech użytkowych identycznych, jak dla cementów stosowanych w budownictwie. Obecnie na coraz szerszą skalę norma ta jest zastępowana przez normę ISO 10426-1.

Nowoczesne technologie rozwinięte w wiertnictwie z końcem XX w. zaangażowały do pomocy techniki cyfrowe i technologie informatyczne, które stosowane są podczas wierceń, poszukiwań metodami sejsmicznymi, monitoringu prac w celu efektywnego wykorzystania energii. Inżynierowie mogą kierować zdalnie pracami na polu naftowym, z którego w sposób ciągły napływają informacje. Produkcja może być błyskawicznie optymalizowana. Projektowa-

international standardisation now being developed via the ISO route. The mechanism for adopting ISO standards had started by introducing parallel voting for issuing as both European (EN) and ISO standards by the Vienna Agreement between ISO and the European standardisation body CEN. The American versions are adopted as ANSI/API and ISO standards by a separate agreement. This means that within Europe for example the one-time API Specification 10A for well cements has now become the British Standard BS EN ISO 10426-1 (17), whilst in the USA the American Standard is API Specification 10A, ANSI/API 10A/ISO 10426-1. The actual specification (10426-1) is the same for both standards. The only technical differences between the two lie in the content of the respective British and American National Annexes, which are simply informative and not normative according to ISO rules. It was envisaged that more of the newer well cement standards would become performance orientated in the future.

The 1996 edition of the Soviet standard GOST 1581 was radically different from its predecessors in not officially considering the traditional plugging cements that employed tests more akin to construction cements in many respects, but adopting the concepts of HSR and MSR Class G and H cements. However, the technical requirements of these two Classes have been based upon clinker instead of cement (clinker plus gypsum) content. The reason for this difference may have been due to numerous Russian sources of gypsum being decidedly impure compared with sources in numerous other countries.

The traditional Chinese standard GB 202 has also shown similarities with the former Soviet standard in utilising construction type cement tests, but is now being increasingly superseded by the ISO type classification system as in the specification ISO 10426-1.

Smart well technology, originally developed in the late 20th century, is increasingly being utilised nowadays and harnesses the power of the digital age by integrating digital information technology with the latest drilling, seismic and reservoir monitoring techniques to provide energy more efficiently. Fields can be unmanned, enabling engineers anywhere to operate them remotely. By monitoring continuous information flows, engineers can act much more swiftly to optimise production. By utilising mechanical engineering properties for designing critical well cementing formulations, complex webs of thin reservoirs of oil and gas are able to be extracted using ductile cementing formulations where appropriate. This allows the securing of complex well types and thus enables more oil and gas to be recovered from the reservoirs at increased production rates (18).

2000 Onwards

In the present 21st century there has been a big impetus in the utilisation of mechanical properties for the rock formations, cement sheaths and metal casings (or liners) in being baselines for the chemical designs of well cementing slurries. Such slurries can give rise to hardened ductile cement sheaths that (ideally) should last for the entire well lifetime.

nie wydobycia w warunkach niesprzyjających może odbywać się przy wykorzystaniu takich metod inżynierskich, które pozwolą na pozyskanie ropy i gazu ze złóż o małej wydajności i prowadzenie przy tym w bardzo elastyczny sposób prac cementacyjnych. W ten sposób zabezpieczyć będzie można szybko system szybów przy zwiększonej produkcji (18).

Po roku 2000

Obecnie, w XXI w. kładzie się spory nacisk na wykorzystanie informacji dotyczących potencjalnych właściwości mechanicznych górotworu, obudowy metalowej i wykładziny cementowej w projektowaniu składu chemicznego zaczynu cementowego. Taki idealny zaczyn powinien utworzyć osłonę, która zachowa trwałość w całym okresie eksploatacji szybu.

Elastyczność (podatność, giętkość) oznacza w przypadku cementów wiertniczych, że zaczyn przed związaniem wypełni szczelnie wszystkie pustki i szczeliny wokół otworu i w ten sposób nie pojawiają się spękania skurczowe, a w konsekwencji zahamowana będzie migracja gazu czy przedostawanie się innych płynów do szybu (14). Problemy takie mogą wystąpić jeżeli w osłonie cementowej powstaną spękania skurczowe, co spowoduje mikroszczeliny i/lub rozszczelnienie połączenia pomiędzy górotworem i obudową szybu.

Elastyczne kompozyty cementowe zawierać mogą następujące składniki (14):

- "Elastyczne" cementy o specjalnym rozkładzie wielkości ziaren, zawierające odpowiedni wypełniacz stały, jak na przykład mielone opony gumowe, włókna metalowe, włókna polimerowe itd.
- Układy cementowo – lateksowe, które również wykazują dużą sprężystość i dobrą urabialność, często zbrojone związkami krzemooorganicznymi i żywicami epoksydowymi.
- Cementowe układy spieniane, szczególnie w warunkach podwodnych i w słabo skonsolidowanym górotworze lub w warstwach skały o luźnej strukturze, przez które wierci się szyb.
- Cementowe układy ekspansywne zawierające czynnik ekspansywny, jak na przykład CaO, SrO lub MgO, w celu wywołania powolnej, ale kontrolowanej ekspansji.
- Szlamy wiążące pod ziemią z udziałem takich składników, jak żużle wielkopieczowe, popioły lotne, metakaolinit, popiół z łusek ryżowych, które wiążą w obecności aktywatorów, takich, jak NaOH, Ca(OH)₂, Na₂SiO₃ itd.
- Cement glinowy może być podstawowym reagentem w połączeniu z kwaśnym składnikiem fosforanowym zawierającym na przykład NaH₂PO₄, (NaPO₃)_n, popiół modyfikowany polifosforanem sodu itd.
- Tak zwany ciekły kamień.
- Pęczniące gumy dodawane są do różnych mieszanek wieloskładnikowych w celu przeciwdziałania skurczowi.

Ductility in well cements is normally defined as the ability to mould the hardening cements into filling the spaces of the downhole annuli, so that they do not suffer from long term shrinkage and the consequential gas migration and ingress of other unwanted fluids (14). Such problems can arise if the hardened cement sheaths develop cracks from shrinkage, causing microannuli to form and thereby allowing the cement sheaths to become debonded from the rock formations and/or casings and liners.

Ductile cement compositions include the following (14):

- Flexible cements that have engineered particle size distributions, which contain appropriate solid fillers like ground rubber tyres, metal fibres, polymer fibres etc.
- Latex cement systems, which also impart high ductility and increased workability, and are commonly reinforced with organosilanes and epoxy compounds.
- Foamed cement systems, especially in deepwater situations and where there are unconsolidated or weak zones in the rock formations through which the wells pass.
- Expanding cement systems containing an expanding agent, such as CaO, SrO or MgO, to give slow (but optimal) expansion with time.
- Mud-to-cement conversion downhole involving cement extenders like ggbs, pfa, metakaolin or rice husk ash that can impart suitable ductility to the hardened slurries with appropriate activators such as NaOH, Ca(OH)₂, Na₂SiO₃ etc.
- High alumina cement (HAC) can be a base reactant with a phosphate-based composition as the acid reactant for some critical wells. The acid reactant can contain NaH₂PO₄, (NaPO₃)_n, sodium polyphosphate-modified fly ash etc.
- *Liquid Stone*[®] premixed storable well cementing slurry can often be an advantage.
- Swellable rubbers have also been introduced to militate against shrinkage in various well cementing compositions and have so far shown satisfactory performance.

ISO standardisation for well cements and cementing equipment has really taken off in the 21st century, with the standards being applied globally. American versions are co-branded with API designations and European versions are co-branded with CEN designations, but each designated ISO standard is the same technically on a global basis whether it be co-branded with CEN or with ANSI/API or with neither of these.

Other noteworthy 21st century well cement technology includes the following:

- More developments of smart well technology are being undertaken, aided by harnessing the power of the digital age, with more remote controlled operations, which of course include well cementing. Smart well technology is becoming more favoured for operations involving extraction of oil and natural gas deposits from difficult locations.
- Well cementing when undertaken increasingly requires ductile cementing compositions (sometimes involving swellable

Normy ISO dla cementów wiertniczych i sprzętu do prac cementacyjnych wkroczyły już w XXI w. i mają zasięg globalny. Wersja amerykańska norm ma przyporządkowany znak firmowy API, podobnie jak europejska – znak CEN, jednakże wszystkie te normy są desygnowane przez ISO i takie same pod względem treści technicznej, czy to pod etykietą CEN czy ANSI/API, czy nawet bez tych oznaczeń.

Problemy i istotne zagadnienia dotyczące rozwoju technologii cementów wiertniczych w XXI w. można podsumować w następujący sposób:

- Podejmowane są działania „skrojone na miarę” – opracowuje się technologię w zależności od warunków, korzystając z osiągnięć technik cyfrowych, wprowadzając zdalną kontrolę przebiegu prac. Takie podejście jest preferowane szczególnie tam, gdzie lokalizacja złóż ropy naftowej i gazu sprawia, iż warunki pozyskania tych surowców są trudne.
- Prace cementacyjne wymagają elastycznych materiałów kompozytowych, niekiedy pożądana jest obecność składników dających efekt pęcznienia, co pozwala na przeciwdziałanie zjawiskom skurczu w wypełnianych pustkach i zapobiega migracji czy utracie cieczy i gazu.
- Technologia spiralna (którą można zaliczyć do technologii „skrojonych na miarę”) pozwala na dotarcie do złóż ropy naftowej i gazu trudnodostępnych, małych, o złożonej budowie. Do takich złóż dociera się poprzez system poziomych odwiertów prowadzących poprzez pofalowane warstwy łupków i piasków, pomiędzy którymi znajdują się poszczególne partie złoża. Zindywidualizowane metody technologiczne umożliwiają pozyskanie węglowodorów również z takich złóż. Metodą tą przeprowadzono prace w Brunei na polach naftowych Iron Duke Field i Champion West Field (18).
- Udział dodatków mineralnych do cementów wykazuje ciągły wzrost i tendencja ta utrzyma się prawdopodobnie w przyszłości. Jako dodatki stosowane są granulowane żużle wielkopiecowe, popioły lotne, metakaolinit, pył krzemionkowy, popiół z łusek ryżowych i inne materiały. Mogą one nadawać kompozytom cementowym duże wytrzymałości po długim okresie twardnienia.
- Zmniejszenie zawartości wodorotlenku wapnia bądź też brak tego składnika, jak również lepsze wypełnienie porów w obecności dodatków mineralnych w zaczynie sprawia, że materiał staje się bardziej sprężysty, co jest ważne dla jego trwałości. Metakaolinit na przykład zyskał na znaczeniu ostatnio jako składnik lekkich mieszanek cementacyjnych do prac w słabo skonsolidowanym górotworze, sprzyjający, z racji dużej aktywności pucolanowej, szybszemu wiązaniu poszczególnych partii plastycznego materiału.
- Prace cementacyjne pod wodą prowadzone będą na szerszą skalę w przyszłości, z rozwojem eksploatacji ropy z dna mórz. Są różne zakresy głębokości w pracach wiertniczych: wiercenia na dużej głębokości prowadzone są 400-500 m pod powierzchnią morza, za ultragłębokie uważa się prace, gdy dno położone jest głębiej niż 1500 m pod powierzchnią morza (14).

agents) to be used for overcoming problems of shrinkage in the annuli and thus the likely concomitant occurrences of gas migration and ingress of formation fluids. Extensive pre-testing in laboratories is essential for producing durable well cementing compositions.

- Snake well technology (a special form of smart well technology) permits access to hard-to-reach resources, such as small and geologically complex oil and/or gas deposits. Such deposits are reached by following complex horizontal paths, cutting through undulating layers of shale and sand to penetrate a number of reservoir pockets. Hydrocarbon production from each of the connected reservoirs has been attainable through use of smart well technology. Signs of success with snake wells are already apparent, exemplified by drilling in the Iron Duke Field in Brunei and the Champion West Field offshore Brunei (18).
- Increased use of cement extenders in well cementing has continued and is likely to increase in the future. Examples of such extenders include ground granulated blastfurnace slag (ggbs), pulverised fuel ash (pfa), metakaolin (mk), condensed silica fume (csf) also called microsilica (ms), rice husk ash (rha) etc. They can also assist long term durability in hardened well cement compositions.
- The lowering or absence of residual calcium hydroxide CH and increased pore filling from the hydraulic extender activity in the cementitious environment enables a more ductile cement to be produced which is important for long term durability considerations. Metakaolin, for instance, has aroused interest of late for use in lightweight well cementing slurries for cementing through unconsolidated or weak rock formations and in reducing WOC (waiting-on-cement) time during the well cementing jobs through its enhanced pozzolanic activity.
- Deepwater well cementing jobs are likely to continue to increase in the future in offshore operations. Deepwater is commonly regarded as water of depths 400-500 metres, with ultradeep water being water more than 1500 metres in depth (13). Cementing through deepwater is complicated because, as the cement is pumped downhole through the seabed, the temperature falls to around +5°C to -5°C before rising, when the cement slurry is pumped through the rock formations beneath the seabed into the annulus.
- Specific simulations for pressure and temperature must be built into the deepwater well cementing programmes for each individual well section to be cemented, because of the considerable differences that exist between one deepwater situation and another. After all, cement hydration is slowed dramatically at the low temperatures encountered at the seabed. Thus there are large changes in cement thickening time, rate of hardening, rheology etc. (13,14).
- Performance-related standards have started to appear, like ISO 10426-3 on cements for deepwater well cementing (19) and ISO 10426-4 on atmospheric foamed cement preparation that is used in various deepwater well cementations (20). Cements of ISO Classes (usually A, C, G or H), high alumina cement, suitably foamed cements, various types of ductile

Cementacja poprzez warstwę wody na dnie morza jest operacją trudną, z uwagi na znaczny spadek temperatury materiału w trakcie pompowania, do około $+5^{\circ}\text{C} \div -5^{\circ}\text{C}$.

- Programy sterujące procesem cementowania w pracach podwodnych muszą w sposób zindywidualizowany uwzględniać zmienne warunki ciśnienia i temperatury w funkcji głębokości. Poza tym, hydratacja cementu jest znacznie spowolniona w niskich temperaturach, jakie panują na dnie morza. Skutkiem tego są zmiany czasu wiązania, wolne twardnienie, zmiana reologii itd. (13, 14).
- Niedawno opracowano normy wyznaczające właściwości cementów przeznaczonych do prac cementacyjnych w wiertnictwie pod wodą, takie jak ISO 10426-3 (19) i ISO 10426-4 dla cementu z dodatkiem środków spieniających (20). W pracach cementacyjnych pod wodą mogą znaleźć zastosowanie cementy przyporządkowane w normach ISO do klas A, C, G czy H, cementy glinowe, cementy z dodatkiem środków spieniających, różne rodzaje elastycznych kompozytów cementowych itd. Cementy te muszą jednakże spełniać wymagania stosownych norm; preferowane tu są normy ISO (19, 20).
- Nowoczesne technologie rurowania z wykorzystaniem efektu ekspansji (ETT) są kolejną ważną dziedziną, która będzie się rozwijać w wiertnictwie XXI w. Dowiercanie do złoża, tak zwane wykańczanie otworu, odbywa się z wykorzystaniem rozszerzającego się wyłożenia otworu, lub rozszerzającej się końcówki, połączonej z konwencjonalnym wyłożeniem. Otoczka cementowa jest cienka i z tego względu powinna charakteryzować się znaczną wytrzymałością na zginanie i rozciąganie, oprócz wytrzymałości na ściskanie, aby nie ulegała uszkodzeniu, na przykład przebicium, pod działaniem ciśnienia, pod działaniem wydobywanych mediów itd. Cementacja w tych warunkach wymaga szczególnej uwagi, ze względu na obecność niewielkich szczelin (tu potrzebny jest materiał elastyczny), niebezpieczeństwo zanieczyszczenia płuczki wiertniczej, zagrożenie wyciekaniem i konieczność wykonania prawidłowej izolacji strefowej (14).
- Podczas cementowania na dużych głębokościach pod wodą, gdzie ma nastąpić ekspansja okładziny "in situ", elastyczny zaczyn cementowy może zapewnić wystarczającą izolację. Niekiedy podczas cementowania w sposób klasyczny, gdy stosuje się różnej długości rury okładzinowe o średnicy zmniejszającej się z głębokością otworu (okładzina teleskopowa) wykładzina cementowa może wycieknąć, zanim osiągnie się poziom złoża. Sytuacja taka wymaga kosztownych środków zaradczych. Zastosowanie technologii EET pozwoli uniknąć takiej sytuacji (14).
- Cementy stosowane w budownictwie nie powinny być stosowane w wiertnictwie z uwagi na różnorodność składu, która nie zawsze zapewnia takie właściwości jakie powinny wykazywać cementy wiertnicze. Zawsze jest ryzyko zmian objętości ze względu na zawartość nie związanego tlenku wapnia, jak również nie do przewidzenia jest reakcja niektórych dodatków na domieszki opóźniające wiązanie.

cement compositions etc. can be utilised for deepwater well cement formulations. However, the cements and blending materials employed need to conform to the appropriate standards, preferably ISO standards where they exist, and must be fit for purpose (19,20).

- Expandable tubular technology (ETT) is another important area for the 21st century for the drilling and completion of critical wells and well sections. Expandable well completions employ expandable open hole liners (OHLs), or expandable liner hangers (ELHs) with conventional liner systems. The cement sheaths are thin and therefore need to have good tensile and bending strengths in addition to compressive strength, so that they are not damaged by well events such as pressure testing, perforation, stimulation, production of oil and/or natural gas, plug-and-abandonment etc. Cementation of OHLs especially need to be improved because of the small annulus (ductile cement required), danger of drilling fluid contamination, uncertainty of leak-off tests and the need for properly zonal isolation of the cement sheath (14).
- In deepwater cementing, where the casing can be expanded *in situ* downhole, the lean ductile cement sheath can provide the necessary zonal isolation. Sometimes with conventional well cementing when using different casing lengths of decreasing diameter with increasing depth (the 'telescopic effect') the casing has sometimes run out before the reservoir zone has been reached. Such a situation can cause millions of dollars/euros to remedy. The employment of ETT can be very cost-effective in avoiding the unwanted scenario of casings/liners not reaching the reservoir zones (14).
- Construction cements should not be ordinarily employed in well cementing, because of their inherent variability in composition compared with fit-for-purpose well cements. There is a greater risk of unsoundness from generally higher free lime contents in construction cements and the resultant inferior additive responses, particularly from retarders.
- Serious problems, including well cementing failures requiring remedial workovers often after around 18 months to 2 years, arose in Venezuela in the 1980s when dedicated well cements were for various reasons not obtainable within the country at the time. As a result ordinary construction cements had to be employed in well cementing, which included their use within the critical well sections. Serious problems with gas migration into the wells from the rock formations for instance appeared during this period. Many millions of dollars were lost when ordinary construction cement was being used to cement critical wells, mainly because of the concomitant well shutdowns that were needed to repair the cement sheaths in the annuli by workovers that involved re-cementing (21).
- Well cementing is normally the cheapest part of the drilling process. However, when the cementing goes wrong the costs involved can often be in millions of dollars, particularly if the wells become 'lost' from the reservoir zone through gas migration, ingress of formation fluids etc. Such circumstances would mean that extraction of the oil and/or natural gas from

- Poważne problemy, łącznie z katastrofalnym zniszczeniem obudowy wymagającym prac zabezpieczających trwających od półtora roku do dwóch lat, wynikły w Wenezueli w latach osiemdziesiątych XX wieku gdy nie zastosowano cementów wiertniczych do prac w wiertnictwie. Zastosowano więc cement powszechnego użytku, stosowany w budownictwie i to w tych rejonach szybów, gdzie panowały warunki krytyczne. Nastąpił wypływ gazu. Miliony dolarów kosztowała ponowna cementacja i prace towarzyszące (21).
- Prace cementacyjne są zazwyczaj najtańszym etapem operacji wiercenia szybu. Jednakże gdy cementacja nie przebiega prawidłowo można ponieść milionowe straty, zwłaszcza gdy szyb ulegnie uszkodzeniu wskutek wypływu gazu, wycieku cieczy itd. wynikające z braku zabezpieczenia. W takiej sytuacji ekstrakcja ropy naftowej czy gazu staje się niewykonalna i potrzebne są działania zaradcze. Omówiony tu przypadek był dyskutowany w ramach panelu dotyczącego cementów wiertniczych podczas Seminarium na temat Cementacji w Wiertnictwie jakie odbyło się w 1989 r. w Caracas w Wenezueli (21). Problem ten został pomyślnie rozwiązany gdy wprowadzono cement klasy H odporny na działanie siarczanów; przyspieszyło to znacznie prace cementacyjne.
- Zdarzało się dawniej, że przy pionowych wierceniach nie natrafiano na strefy złożowe. Później, to znaczy w latach osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku pojawiły się w wiertnictwie nowe technologie, które umożliwiały wiercenie szybów poszerzonych, poziomych, wielostronnych, o małym przekroju i innych; to wszystko w celu zwiększenia wydajności i/lub usprawnienia procesu ekstrakcji ropy i gazu na terenie, który jest ekologicznie wrażliwy i powinien zostać przywrócony do pierwotnego stanu. Obecnie szyby takie powinny być raczej normą niż wyjątkiem. Zapotrzebowanie na dobrej jakości cementy wiertnicze lub elastyczne mieszanki cementacyjne staje się coraz powszechniejsze ze względów ekonomicznych i ułatwia produkcję węglowodorów (14).

Wnioski

Od prawie 150 lat cement jest stosowany do wykonywania zabezpieczeń izolacyjnych chroniących okładziny szybów przy pozyskiwaniu ropy i gazu ze złóż. Początkowo w pracach cementacyjnych przy otworach, które z dzisiejszego punktu widzenia uważane są za płytkie, stosowano cement budowlany. W miarę jak warunki, w jakich prowadzono roboty wiertnicze stawały się coraz trudniejsze stało się jasne, że cement budowlany nie wystarczy. Opracowywano więc i rozpowszechniano cementy określane jako wiertnicze. Wymagały one bardziej specjalistycznych metod oceny właściwości, zanim skierowano je do otworów w głąb ziemi. Amerykański Instytut Ropy Naftowej zainicjował prace nad standaryzacją tych cementów, a opracowane tam normy zostały przyjęte i stosowane w badaniach cementów w większości krajów świata .

W latach dziewięćdziesiątych XX w. normy ISO zyskały zasięg globalny i obejmowały wiele aspektów związanych z przemysłem

such wells would have become impossible with remedial action being required. The particular situation mentioned here was the subject of an important Round Table Report at the Well Cementing Seminar in Caracas, Venezuela in 1989 (21). The problem was resolved at the time when MSR Class H cement of suitable quality once more became available for downhole usage and successful well cementing rapidly ensued at the time.

- At one time oil- and gas-wells were drilled vertically and often the reservoir zones were missed during the drilling process. Later, during the 1980s and 1990s, when newer types of wells such as extended reach, horizontal, multilateral and slimhole were drilled for more efficient extraction of oil and natural gas and/or for facilitating such extraction in remote or ecologically sensitive locations, had been developed. Nowadays such wells often tend to be the norm rather than the exception. Good quality well cements or appropriate ductile cementing formulations more commonly need to be drilled for economic reasons in facilitating the production of hydrocarbons (14).

Conclusions

For nearly 150 years cement has been used for zonal isolation for facilitating the extraction of oil and/or natural gas from reservoirs. Originally construction cements were employed for what are now regarded as shallow reservoirs, but as more difficult wells began to be drilled and completed, it became clear that construction cements were not the answer. Special well cements, marketed as oilwell cements, were developed that needed more specialised laboratory tests for establishing that these cements were fit for purpose to utilise downhole. The API in the United States took the initiative in the area of standardisation and the API standards became the accepted documents to use for characterising well cements in most countries of the world.

In the 1990s ISO standards became the global brands to employ in all aspects of the oil and natural gas industries, including of course well cementing. Many of the original API standards have been converted into ISO standards so that the latter can be applied globally and used locally.

Well cements have had to be adapted to cement more difficult wells, particularly during the last 25 years. There have been extensive developments in hardware like extended reach, horizontal, slimhole and multilateral wells, which means that well cementing formulations must contain appropriate additives for cementing these more difficult wells with the cements themselves being fit for purpose, particularly under difficult downhole conditions. Pre-testing of well cementing formulations in laboratories prior to field usage is essential.

Sometimes special cements are required for particular cementations. One example is high alumina cement (also called calcium aluminate cement) which can be used advantageously in specific circumstances for cementing at low temperatures, high

wydobywczym i przetwórczym ropy i gazu; w tym oczywiście zagadnienia cementacji w wiertnictwie. Wiele oryginalnych norm opracowanych w Amerykańskim Instytucie Ropy Naftowej przekształcono w normy ISO; są one stosowane na skalę globalną.

Cementy wiertnicze zostały w ostatnim ćwierćwieczu przystosowane do prac w trudnych warunkach, z uwagi na intensywny rozwój eksploatacji (na przykład szyby poziome, szyby o małym przekroju, złoża rozproszone, wielowarstwowe). Prace cementacyjne prowadzi się przy użyciu materiałów, które zawierają odpowiednie w danych warunkach dodatki i domieszki. Podstawowe znaczenie mają badania laboratoryjne, zanim materiał zostanie zastosowany w praktyce.

W szczególnych przypadkach wymagany jest cement specjalny. Na przykład cement glinowy, którego zastosowanie jest korzystne zarówno w niskiej temperaturze jak i wysokiej temperaturze sprawdza się gdy występują spore fluktuacje temperatury w otworze (13, 22, 33). Innym przykładem jest spoiwo magnezjowe, cement Sorela (rozpuszczalny w kwasie), który może być przydatny w pracach tamponażowych (24).

W pewnych okolicznościach niezbędne są mieszanki elastyczne, w których cement musi być zbrojony dodatkiem materiału zapewniającego podwyższoną wytrzymałość na zginanie i rozciąganie oraz dużą trwałość. Do tego celu projektuje się mieszanki ciekłe wykazujące efekt ekspansji, które powinny być po stwardnieniu również elastyczne (cementacja studni głębinowych) (14).

Nie zaleca się stosowania w wiertnictwie cementów portlandzkich powszechnego użytku, z uwagi na problemy jakie mogą pojawić się "in situ", po wprowadzeniu do otworu i wynikające z nich ryzyko (25). Jeżeli stosuje się inne cementy specjalne niż podane w normie ISO 10426-1, wymagana jest, o ile to możliwe, zgodność ze stosownymi normami.

Cementy wiertnicze powinny odznaczać się przede wszystkim wysoką jakością (25 – 27). Jakość ma w tym przypadku pierwszorzędne znaczenie – pozwala uniknąć awarii, których usuwanie jest niezwykle kosztowne. Dlatego nie należy stosować w wiertnictwie cementów budowlanych, szczególnie w pracach prowadzonych w warunkach krytycznych.

Przedstawiony tu przegląd cementów wiertniczych stosowanych przez ponad 150 lat wykazał znaczny postęp w tej dziedzinie. Cementy dostosowywano w odpowiedzi na wyzwania związane z rozwojem wiertnictwa. Skorzystano przy tym z bogactwa domieszek chemicznych oraz dobrodziejstw cementów nie-portlandzkich, szczególnie przydatnych w warunkach szybów wiertniczych. Rozwój cementów wiertniczych powiązany jest też z rozwojem metod wytwarzania, transportu i przechowywania cementów oraz materiałów pomocniczych.

temperatures and where there are large fluctuations in downhole temperatures within given wells (13, 22, 23). Another example is acid soluble magnesia cement (ASMC) which functions basically as an *in situ* Sorel cement and has no (or negligible) acid insoluble residue that can be beneficial in plug-and-abandonment or diverter operations (24).

On other occasions ductile cementing formulations are required which require the cements to be reinforced with materials that can improve tensile and bending strengths in particular for long-term durability of the hardened well cement sheath in the annulus. Expandable tubular technology (ETT) requires lean cement sheaths, which need to be ductile too, in special circumstances like those encountered in some deepwater well cementations (14).

Construction cements such as Portland cement are inadvisable to use for well cementing, because of the increased risk that serious problems might arise during placement downhole in the annulus (25). Where special cements other than the well cements as given in ISO 10426-1 need to be employed, then they should be produced to appropriate standards wherever possible.

Above all, well cements need to be of a high quality (25-27). The quality needs to be taken seriously, so as to avoid any possibility of well cementing failures that would be extremely expensive to remedy. Construction cements should not normally be used in well cementing formulations, particularly for critical well cementations.

This review of cements used in well cementing over almost 150 years has indicated the great strides that have arisen with well cements during the passage of time. The cements have proved to be adaptable over the years with many challenging well cementing jobs having been carried out downhole. These cementations have increasingly benefited from the use of a wide range of additives and also sometimes special non-Portland cement types to suit particular downhole conditions, together with improvements in manufacture, transportation and storage of the cements and other materials employed.

Literatura / References

1. A.I. Bulatov: 'Plugging Materials and Technology of Cementing Wells' (*in Russian*), 3rd Edition. Nedra Publishers, Moscow (1982).
2. S. Voyslov: 'On the Research of the Muravievsky Spring' (*in Russian*). Mining Engineers Society Report, Baku, 23 October (1903).
3. E. Candlot: 'Ciments et liants hydrauliques'. Paris (1906).
4. J. Bensted: Caratteristiche di presa dei clinkers Portland. / Setting characteristics of Portland clinkers. *Il Cemento* 92 (2), 87-96 (1995).
5. J. Bensted: Further aspects of the setting of Portland cement. *Silicates Industriels* 48 (9), 167-170 (1983).
6. J. Bensted: An investigation of the setting of Portland cement. *Silicates Industriels* 45 (6), 115-120 (1980).
7. J. Bensted: Chemical aspects of normal setting of Portland cement, in 'Characterisation and Performance Prediction of Cement and Concrete' (Editor: J. F. Young), pp. 69-85, Engineering Foundation, Washington DC (1983).

8. R.G. Blezard: The history of calcareous cements, in 'Lea's Chemistry of Cement and Concrete', 4th Edition, pp. 1-23. (Editor: P. C. Hewlett). Arnold Publishers, London (1998).
9. American Petroleum Institute: 'California's Oil'. API, Dallas, Texas (1948).
10. A. Bogushchevsky: 'Method of Cementing Wells', Russian Letters Patent (*in Russian*). Moscow (1906).
11. N.A. Siderov: 'Drilling and Exploitation of Oil and Gas Wells' (*in Russian*). Nedra Publishers, Moscow (1982).
12. D. K. Smith: 'Cementing', Revised Edition. Society of Petroleum Engineers, New York and Richardson, Texas (1987).
13. J. Bensted: Developments with oilwell cements, in 'Structure and Performance of Cements', 2nd Edition, (Editors: J. Bensted and P. Barnes), pp. 237-252. Spon Press, London and New York (2002).
14. J. Bensted: Cementy wiertnicze. Część 3. Plastyczne mieszanki cementu wiertniczego o zwiększonej trwałości długookresowej. / Oilwell cements. Part 3. Ductile oilwell cement compositions for better long term durability. Cement-Wapno-Beton No. 1, 13-32 (2005).
15. J. Bensted: Valutazione critica della normativa del cemento di Classe J per pozzi petroliferi mediante il ricorso a tecniche microscopiche. / Critical assessment of the Class J oilwell cement specification using microscopic techniques. Il Cemento 89 (3), 135-148 (1992).
16. J. Bensted: Oilwell cements and cement additives in the CIS. World Cement 24, No. 7, 39-47 (1993).
17. British Standards Institution: Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing – Part 1: Specification, BS EN ISO 10426-1. BSI, London (2005).
18. Shell Technology Report: 'The power of innovation'. Royal Dutch Shell plc, The Hague, Netherlands (2007).
19. British Standards Institution: Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing – Part 3: Testing of deepwater well cement formulations, BS EN ISO 10426-3. BSI, London (2003).
20. British Standards Institution: Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing – Part 4: Preparation and testing of foamed cement slurries at atmospheric pressure, BS EN ISO 10426-4. BSI, London (2004).
21. J. Gutierrez, D. Chrinos, J. Arocha and M. Ford: Problemática de la cementación de pozos profundos en Venezuela. Mesa Redonda, 48pp. II Seminario de Cementación de Pozos, 14-16 junio 1989, Caracas, Venezuela. Petróleos de Venezuela/Intevep, Caracas (1989).
22. J. Bensted: I cementi calcioalluminosi nella cementazione dei pozzi petroliferi. / Calcium aluminate cements in well cementing. L'Industria Italiana del Cemento No. 740, 150-165 (1999).
23. J. Bensted: Scientific aspects of high alumina cement./ Naukowe aspekty cementów glinowych. Cement-Wapno-Beton No. 3, 109-133 (2004).
24. J. Bensted: Cementy Sorela i pokrewne – Część 1: Cement Sorela, znany także jako cement oksychlorkowo-magnezowy. / Sorel and related cements – Part 1: Sorel cement, also known as magnesium oxychloride cement (MOC). Cement-Wapno-Beton No. 5, 297-326 (2006).
25. J. Bensted: Cementy wiertnicze. Część 2. Stosowanie cementów wiertniczych do cementowania odwiertów. / Oilwell cements. Part 2. Oilwell cement usage in relation to well cementing practices. Cement-Wapno-Beton No. 2, 61-72 (2004).
26. G. Jackson: Rugby Cement erfüllt die Qualitätsanforderungen an Tiefbohrzemente. / Rugby Cement meets quality demands of oilwell cement. Zement-Kalk-Gips International 52 (4), 204-210 (1999).
27. Z.B. Entin, A.P. Osokin and V.N. Semindeikin: High-quality oilwell cement at Volsk Cement OAO. Zement-Kalk-Gips International 53 (7), 408-413 (2000).