

Микродисперсный утяжелитель позволяет создать оптимальные параметры промысловых жидкостей и становится реальной альтернативой тяжелым солевым растворам.

Cor Oldenziel, Elkem ASA, Materials, Philippe Revil, Elkem ASA, Materials.

Micro-fine weighting agent brings new performance level in fluids and proves a viable alternative to heavy brines.

Cor Oldenziel, Elkem ASA, Materials, Philippe Revil, Elkem ASA, Materials.

Современное развитие буровой техники позволяет проводить бурение и освоение технологически более сложных скважин, что ранее не представлялось возможным. Если раньше, в течение многих лет география бурения расширялась в направлении новых неразведанных регионов, то сегодняшние цены на нефть сделали привлекательными разработку и эксплуатацию сложных месторождений, а так же добычу с объектов, требующих дополнительных капиталовложений.

Большое распространение в настоящее время находят скважины HTHP, ERD, TTRD/CTD (*См.табл.сокращ.) и многоствольные скважины. Развитие данных новейших технологий бурения сопровождалось разработкой узкоспециализированного подземного оборудования и инструмента, например, внедренных недавно RST (управляемых роторных компоновок) малых диаметров. В то время как невозможно переоценить воплощенные в данном оборудовании технологические достижения в области стойкости к высоким температурам и давлениям, очень часто упускается из виду важный аспект общей картины. Существует потребность в качестве новых растворов для бурения и заканчивания, а также в суспензиях/пакерных жидкостях.

Например, стабильность и реология, важные свойства промысловой жидкости, предназначенной для обычного бурения, становятся антагонистическими в силу современных требований. Необходимы жидкости менее вязкие, но с другой стороны более стабильные. Решением данной дилеммы стало использование дорогостоящих солевых растворов высокой плотности. Некоторые такие растворы являются неприемлемыми по экологическим и гигиеническим причинам, в то время как использование других делает технико-экономические показатели проектов непривлекательными.

В качестве замены бариту стандарта API в настоящее время в растворах как на углеводородной, так и на водной основе используется новый микродисперсный утяжелитель. Эти растворы показали эксплуатационные качества, аналогичные тяжелым солевым растворам, при этом их стоимость была значительно ниже. (Рис. 1)

Выпадение барита

Выпадение барита является хорошо известным явлением в бурении и причиной многих осложнений - от поглощений раствора и нефтегазопроявлений, до прихвата труб и даже некачественного цементирования.

Явление выпадения барита является следствием двух физических характеристик утяжелителя: размера и веса каждой частицы. Вязкость несущей жидкости так же является неотъемлемым стимулирующим параметром процесса, не зависящим от выбора утяжелителя.

В одной и той же несущей жидкости, частицы гематита с плотностью 5,2 г/см³ и средним размером частиц (D50) = 15-20 микрон осаждаются быстрее, чем частицы барита плотности 4,2 г/см³ с таким же размером. Более мелкие частицы осаждаются или «выпадают» медленнее.

Этот физический закон известен как закон Стокса. Закон

The industry is drilling and completing more technically challenging wells than ever before. While the focus has been for many years to relocate drilling activities towards new 'virgin' unexplored regions, today's high oil price level has made development of complex oilfields, as well as producing from the so-called brownfields attractive again.

HTHP, ERD, TTRD/CTD (*acronyms ref.) and multilateral wells are more common. These advanced drilling techniques have been marked with the development of specially dedicated down-hole tools e.g. the recently introduced slimmer RST's. While the technological achievements of those tools in terms of resistance to high pressures and temperatures in an always-slimmer "package" cannot be denied, an important part of the overall picture is very often overlooked. Fluids, whether drilling, completion or even suspension/packer fluids are now facing new demands.

Stability and rheology of the fluid for example, which could be accounted for on standard drilling operations, are now antagonistic. Thinner but at the same time more stable fluids are required. The answer to this new dilemma came at a high cost with the use of heavy brines. Some brines proved HSE unacceptable, while others jeopardised the economics of the projects.

New micro-fine weighting agents are now being used replacing API barite in standard drilling fluids, whether non-aqueous fluids (NAF) or water-base-muds (WBM). These new systems have already proven to provide similar performance to the heaviest brines at a fraction of the cost.

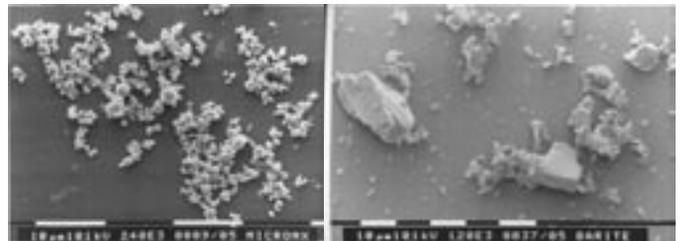


Fig. 1: Synthetic manganese tetraoxide (Mn₃O₄) vs API Barite
Рис. 1: Синтетический тетраоксид марганца и барит API

Barite sag

Barite sag is a well known phenomenon in the industry and the root cause for many well problems ranging from lost circulation, well control, stuck pipe and even poor cement jobs.

Simplistically, barite sag is a phenomenon directly resulting from two physical properties of the weighting agent: the size and weight of each particle. Viscosity of the carrying fluid is also an inherent driving parameter whatever the chosen weighting agent.

In a similar carrying fluid, a particle of hematite with a density of 5,2 SG and a D50 = 15-20 micron will settle faster than a similar sized barite particle with a density of 4,2 SG. A much finer particle will settle or "sag" less quickly.

This physics principle is known as Stokes Law. Stokes Law describes the relation of settling velocity to the particle diameter as below:

$$v = \frac{g \cdot d^2 \cdot (\rho_p - \rho_f)}{18 \cdot \eta}$$

Стокса описывает зависимость скорости осаждения от диаметра частицы следующим уравнением:

$$v = a^2 \cdot (D_p - D_l) g / 18 \cdot \mu$$

где,

- a = Диаметр частицы (см)
- D_p = Плотность частицы (г/см³)
- D_l = Плотность несущей жидкости (г/см³)
- μ = Вязкость несущей жидкости (сП)

Теоретически, скорость осаждения индивидуальной частицы в воде составляет 0,34 см/день для барита стандарта API и 0,45 см/день для гематита и лишь 0,002 см/день для микродисперсного утяжелителя, каким является синтетический тетраоксид марганца (Mn₃O₄), см. таблицу 1.

В концентрированных суспензиях, таких как буровые растворы, плотность жидкости и вязкость могут варьироваться.

Частица	D50 (мкм)	Dp (г/см ³)	DI (г/см ³)	Вязк. жидкости (сП)	Скор. осаждения (см/д)
Барит	15	4,2	1	1	0,339
Гематит	15	5,2	1	1	0,445
Mn3O4	1	4,8	1	1	0,0018

Таблица 1: Скорость осаждения индивидуальной частицы в воде

Предотвращение выпадения барита достигается созданием более вязкой жидкости, а точнее увеличением ее вязкости при низких скоростях сдвига. Однако, ограничения по эквивалентной плотности циркуляции (ECD) в силу современных требований, исключают данное простое решение. Эти требования в особенности важны для объектов, требующих дополнительных вложений, где существуют узкие диапазоны между поровым давлением и давлением гидроразрыва, а также для перспективных скважин сложных конструкций, таких как сверхглубоководные скважины и скважины ERD.

Основанный на законе Стокса, данный подход был известен давно. Основным препятствием оставалось его осознание специалистами по бурению. Известно, что "мелкодисперсная твердая фаза" является причиной роста и ухудшения реологии. Это увеличение реологии действительно исходит от мелкодисперсных частиц глин или выбуренной породы, но совершенно не наблюдается от тетраоксида марганца с более мелкими округлыми частицами.

Лабораторные исследования, проведенные крупными сервисными компаниями по буровым растворам, и последующее применение в бурении показали, что с использованием микродисперсных сферических частиц возможно создание жидкости с низкой реологией и высокой стойкостью к осаждению. В таблице 2 показаны реальные параметры раствора в процессе бурения

Параметры	Mud A	Mud B
Плотность, фунт/гал	11.7	11.7
Отнош: угл.осн/вода	80:20	80:20
Утяжелитель	Барит	Mn ₃ O ₄
Пласт.вязкость, СП	35	13
ДНС, фунт/100фут ²	20	9
СНС, фунт/100фут ²	14/22	5/8

Таблица 2: Раствор на углеводородной основе (PVO) с использованием синтетического тетраоксида марганца (Mn₃O₄) и барита

Утяжелитель на основе синтетического тетраоксида марганца

Синтетический тетраоксид марганца (Mn₃O₄) представляет собой микрогранулы, которые синтезируются в процессе, последующим за производством металлического марганца, заключающемся в продувке воздуха через расплавленный металл. Такой процесс производства обеспечивает формирование чрезвычайно малых микродисперсных частиц с высокой стабильностью параметров.

Размер, плотность, химический состав и форма остаются в высшей степени стабильными, что не может быть достигнуто обычным помолом минералов. ▶▶

in which,

- a = Diameter particle (cm)
- D_p = Density particle (g/cm³)
- D_l = Density carrying fluid (g/cm³)
- μ = Viscosity carrying fluid (cP)

Theoretically, the settling velocity of a single particle in water is 0,34 cm/day for standard API barite, while it is 0,45 cm/day for hematite and only 0,002 cm/day for a micro-fine weighting agent such as synthetic manganese tetraoxide (Mn₃O₄), see table 1.

For crowded suspensions, such as drilling fluids, it is common to modify the liquid density and viscosity to that of the suspension.

Particle	D50 (micron)	Dp (SG)	DI (SG)	Viscosity liquid (cP)	Settling velocity (cm/day)
Barite	15	4,2	1	1	0,339
Hematite	15	5,2	1	1	0,445
Mn3O4	1	4,8	1	1	0,0018

Table 1: Settling velocity of a single particle in water.

Preventing barite sag can be achieved by creating more viscous fluids or more precisely by increasing its low shear viscosity. However, ECD-related restrictions have ruled out this easy approach in the most demanding applications. This is particularly the case in the so-called "brownfields" showing very narrow pore-frac windows or in complicated and challenging well designs, such as the deeper deepwater or ERD wells.

The approach from Stoke's law to use finer weighting agent has been long known. A major obstacle remained in the minds of drilling personnel. "Fines" were known to deteriorate and increase fluid rheology.

This rheology increase seems indeed to apply for "fines", such as clays or fines picked-up during drilling, but this clearly shows wrong for much finer, round particles like synthetic manganese tetraoxide. Laboratory testing conducted by all major drilling fluid services companies and subsequent use in the field have shown that low rheology fluid, with high sag resistance can be developed using micro-fine round particles. An example of fluid performance from an actual field use is presented in table 2.

Property	Mud A	Mud B
Density, ppg	11.7	11.7
Oil:water ratio	80:20	80:20
Weighting material	Barite	Mn ₃ O ₄
Plastic viscosity, cP	35	13
Yield point, lbs/100ft ²	20	9
Gels, lbs/100ft ²	14/22	5/8

Table 2: NAF using synthetic manganese tetraoxide (Mn3O4) and Barite

Synthetic manganese tetraoxide weighting-agent

Synthetic manganese tetraoxide (Mn₃O₄) particles are micron-sized particles, which are synthesised during a process following the manganese metal production by blowing air through the molten metal. This production process provides extremely fine micron sized particles with a high consistency. Size, density, chemical composition and shape, are extremely constant, something which cannot be achieved by standard milling of minerals.

A unique aspect of synthetic manganese tetraoxide particles is not only their size but also their spherical shape that seems to act similarly to small bearings in the carrying fluid. This round shape is clearly seen on the picture comparing the synthetic manganese tetraoxide weighting-agent to a standard API barite (figure 1).

The most relevant properties of synthetic manganese tetraoxide (Mn₃O₄) for the drilling industry vs. API barite are presented in table 3. ▶▶

Property	Barite	Mn ₃ O ₄
Density (g/cm ³)	4.2	4.8
Mean particle diameter (micron)	15-20	0.5-1
Hardness (Moh's scale)	3.0-3.5	5.0-5.5
Abrasiveness (relative scale)	1	0.3
Shape	Angular	Spherical

Table 3: Comparison of synthetic manganese tetraoxide (Mn₃O₄) and Barite

Уникальное свойство синтетического тетраоксида марганца заключается не только в размерах его частиц, но также в его сферической форме, такие частицы, вероятно, действуют в несущей жидкости как микроподшипники. Такая округлая форма отчетливо видна на сравнительных фотографиях утяжелителей синтетического тетраоксида марганца и барита стандарта API (Рис 1).

Наиболее важные для бурения характеристики синтетического тетраоксида марганца в сравнении с баритом API представлены в таблице 3.

Характеристики	Барит	Mn ₃ O ₄
Плотность (г/см ³)	4.2	4.8
Средний диаметр частиц (мкм)	15-20	0.5-1
Твердость(по шкале Мооса)	3.0-3.5	5.0-5.5
Абразивность (относит. шкала)	1	0.3
Форма	Угловатый	Сферич.

Таблица 3: Сравнительные характеристики синтетического тетраоксида марганца (Mn₃O₄) и барита

Нарушение проницаемости продуктивного пласта, гигиена и защита окружающей среды

Использование мелкодисперсных частиц при вскрытии продуктивного пласта вызывало опасение ввиду возможного повреждения продуктивного пласта в результате закупоривания пор. До начала использования РУО в качестве жидкости первичного вскрытия были проведены испытания на нарушение проницаемости, которые показали, что степень повреждения не выше, чем от традиционных растворов с баритом API. Сообщается, что дебиты скважин, пробуренных в Северном море с использованием утяжелителя на основе синтетического тетраоксида марганца, выше чем предполагались изначально.

Сброс данного материала не регламентируется, поэтому его использование приемлемо с точки зрения охраны окружающей среды, даже в природоохранных зонах. Вследствие чрезвычайной мелкодисперсности, для исключения попадания в органы дыхания рекомендуется при работе с материалом использовать защитные респираторы.

Использование на месторождениях

В течении последних 10 лет утяжелитель на основе синтетического тетраоксида марганца широко использовался в операциях цементирования для приготвления высокотехнологичных цементных смесей и буферов с пониженными реологическими параметрами.

В середине 90-х годов в Норвегии синтетический тетраоксид был впервые использован вместо барита для утяжеления насыщенного солевого раствора формиата калия. Такая замена утяжелителя проводилась с целью предотвращения растворения бария в растворе формиата и обеспечения возможности сброса в окружающую среду.

Опыт применения

Растворы с низким ECD

На старых месторождениях бурение горизонтальных скважин дает компании возможность извлечения дополнительных запасов из истощенных пластов. Однако, это часто сопряжено с бурением в зонах, где диапазон между поровым давлением и гидроразрывом является узким. Для предотвращения наведенных поглощений, контроль ECD является критическим на данных скважинах, в то же время, в таких направленных/горизонтальных продуктивных стволах с большим отклонением от вертикали не допускается выпадение барита. Зазоры в кольцевом пространстве малые (как правило 2-7/8" в 4-1/2") и, соответственно, повышается риск возникновения прихвата.

В данном конкретном случае, оператор планировал бурение 5 скважин TTRD. До начала работ гидравлическое моделирование показало, что если использовать традиционный РУО с баритом стандарта API, на 3 из 5 скважин может возникнуть гидроразрыв, вследствие ограничений на ECD. Оценка экономических рисков проекта, включая возможность возникновения поглощений во время бурения, заставила отказаться от применения дорогостоящих тяжелых солевых растворов. Был выбран альтернативный вариант, в котором в качестве единственного утяжелителя раствора на углеводородной основе (РУО) плотности 1,67 был использован синтетический тетраоксид марганца.

Formation-damage, health, environment

Use of such fine particles to drill through a reservoir raised concerns about potential damages due to plugging. Formation damage tests were run prior to the use of NAF systems as drill-in fluids and showed no more damages than a conventional API barite system. Wells drilled using the synthetic manganese tetraoxide weighting-agent in the North Sea were reported to produce more than originally expected.

Discharge of the product is not controlled making the product environmentally acceptable even in the most sensitive environments. Because of its extreme fineness, use of dust masks is recommended when handling the product to prevent inhalation of the particles.

Field applications

For the last 10 years synthetic manganese tetraoxide weighting agent has been routinely used in oilfield cementing applications to prepare high performance, low rheology cement slurries and spacers.

In the mid-90's Synthetic manganese tetraoxide was first used as a replacement for barite to weigh up saturated potassium-formate brine in Norway. The substitution of weighting agent aimed at preventing barium dissolution in the formate brine and its potential environmental discharge.

Case histories

Low ECD fluids

In mature fields, drilling slimhole horizontal wells allows the operator to recover additional reserves from depleted zones. However, this often involves drilling through zones with narrow pore-frac windows. To prevent induced losses, ECD management is crucial for these wells, while at the same time barite sag cannot be accepted on these fairly long deviated /horizontal drains.

Annular clearances are small (typically 2-7/8" in 4-1/2") and the risk to become stuck increases accordingly.

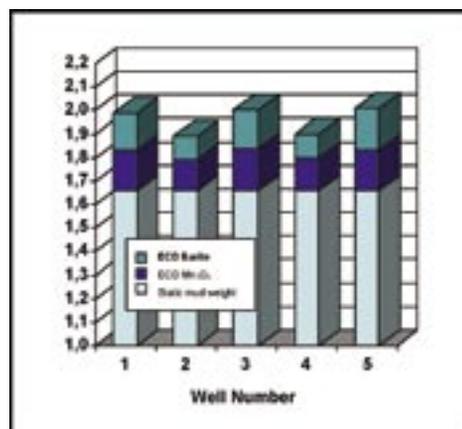


Fig. 2: ECD reduction using Synthetic manganese tetraoxide NAF
Fig. 2: Снижение ECD при использовании синтетического тетраоксида марганца в РУО

In this particular case, the operator planned on drilling 5 TTRD wells. Hydraulic simulations prior to the campaign showed that 3 out of the 5 wells would be fractured using standard API barite-NAF systems due to ECD restrictions. Economic risk evaluation of the project including the potential for losses during drilling ruled out the use of expensive heavy brines. A new approach was followed in which the Synthetic manganese tetraoxide product was used as sole weighting agent in the 1,67-SG NAF.

Switching the type of weighting agent allowed the drilling fluid Service Company to cut the fluid rheology by half, while maintaining excellent sag control. The designed fluid confirmed considerable lower ECD (figure 2), allowing the operator to drill the 5 wells without major losses. No fluid related incident was reported. Additionally, finer screens were run showing substantial benefits in terms of cutting removal and waste disposal volumes.

On one well the fluid was left in the hole for more than 4 weeks. Its virtually non-sagging performance was confirmed when the well was re-entered and the string easily run to bottom.

Stable packer fluids

Packer Fluids are used to prevent annular pressure built-up during the life of the well. These fluids are often either brines or weighted NAF/WBM systems.

Переход на другой тип утяжелителя позволил сервисной компании по буровым растворам в два раза снизить реологические параметры жидкости, предотвратив при этом выпадение утяжелителя. Оптимизированная жидкость позволила достичь значительного снижения значений ECD (Рис. 2), и оператор завершил бурение 5 скважин без значительных поглощений. Никаких осложнений, связанных с раствором, отмечено не было. В дополнение к указанному, применялись более мелкие сетки, что так же дало существенные выгоды в плане удаления выбуренной породы и объемов утилизированных отходов.

На одной из скважин раствор был оставлен в скважине на время более 4 недель. После того, как скважина была расконсервирована и при спуске бурильная колонна легко дошла до забоя, присущее раствору качество предотвращения выпадения утяжелителя было подтверждено.

Стабильные пакерные жидкости

Пакерные жидкости используются для предотвращения роста давления в затрубном пространстве в период эксплуатации скважины. В качестве пакерных жидкостей часто используются либо солевые растворы, либо утяжеленные РУО/РВО.

Цена на солевые растворы растет 'экспоненциально' с увеличением их плотности, при этом технологически для применения в условиях с H₂S и высоких температур предпочтительнее использовать РУО. Признается, что большим недостатком таких растворов является осаждение утяжелителя, например барита.

Усовершенствование жидкости направлено на максимально возможное замедление осаждения и предотвращение образования любого слоя твердого осадка, который может осложнить извлечение подземного оборудования заканчивания скважины.

В случае, описанном далее, оператору потребовалась пакерная жидкость РУО для временной консервации скважины. Для того, чтобы свести к минимуму осаждение, была разработана жидкость с высокой реологией, с использованием микродисперсного утяжелителя на основе синтетического тетраоксида марганца и реагента Bentone38 (Таблицы 4 и 5).

Диз.топливо	280 гр
Известь	5 фунт/барр
ZnOx	5 фунт/барр
Вторичн. эмульгатор	10 фунт/барр
Первичн. эмульгатор	5 фунт/барр
Вода	22,75 гр
Mn ₃ O ₄	398 фунт/барр
Bentone38	8 фунт/барр

Таблица 4: Состав пакерной жидкости

Параметры	
Плотность, фунт/галлон	14.2
Соотн.: Угл.фаза/вода	87:13
Пластич. Вязкость, сП	16
ДНС, фунт/100фут ²	24
СНС, фунт/1фут ²	16/23
Электростабильность	1895

Таблица 5: Параметры пакерной жидкости

В том случае, если происходит осаждение, округлая форма частиц и узкий диапазон разброса их размеров считаются благоприятными, так как не происходит их уплотнения. Частицы легко рассредоточиваются и становится возможным извлечение скважинных приборов.

Предшествующие лабораторные исследования тяжелых дисперсных систем синтетического тетраоксида марганца в углеводородной основе показали их чрезвычайно высокую стабильность и легкость восстановления, т.е. отсутствие уплотнения.

Многоствольные скважины

Многоствольные скважины используются с целью снижения затрат на бурение и повышения нефтеотдачи объектов. По характеру такие скважины являются горизонтальными или субгоризонтальными с несколькими удлиненными стволами. Для того, чтобы предотвратить оседание твердых частиц в законсервированных стволах скважины, для бурения таких скважин требуется применение растворов для вскрытия, ►►

Heavy brine cost increases 'exponentially' with density, while technically NAF-systems are often preferred in presence of H₂S-gas and high temperature applications. Settling of the weighting agent in those fluids prepared for example with barite has been recognised as a strong limitation.

Fluid improvement comes by delaying settling as much as possible and preventing the formation of any hard solid layer, which could make retrieval of any downhole completion tools difficult.

In this particular application, the operator required a highly stable NAF packer fluid for temporary suspension of the well. In order to minimise settling, a high rheology fluid was designed, using the Synthetic manganese tetraoxide micro-fine weighting agent and Bentone38 (see table 4 and 5).

Diesel	280 gr
Lime	5 ppb
ZnOx	5 ppb
Sec. Emulsifier	10 ppb
Prim. Emulsifier	5 ppb
Water	22,75 gp
Mn ₃ O ₄	398 ppb
Bentone38	8 ppb

Table 4: Packer fluid design

Property	
Density, ppg	14.2
Oil:water ratio	87:13
Plastic viscosity, cP	16
Yield point, lbs/100ft ²	24
Gels, lbs/100ft ²	16/23
Electrical stability	1895

Table 5: Packer fluid properties

The round nature of the particles and its narrow PSD is considered beneficial in case settling occurs, as compaction of solids is not expected. Particles would easily re-disperse making the removal of the downhole gauges possible.

Previous laboratory studies of high density Synthetic manganese tetraoxide in oil dispersions have proven to be extremely stable and easy to restore i.e. not packing.

Multilateral wells

Multilateral wells are used to reduce cost of drilling and enhance oil recovery. By nature these wells are highly deviated and long drains. Drilling these type of wells require the use of highly stable drill-in fluids in order to prevent settling of particles in the suspended sections of the wells.

In some cases, the time between the end of the drilling of the first and the last leg can be as long as 6 months. The suspending fluid must be stable for as long under the extreme conditions encountered downhole.

Micro-fine weighting agents can be used to design highly stable HTHP fluids, while at the same time minimising rheology for ECD control during the drilling phase.

Acronyms

CTD	Coiled Tubing Drilling
ECD	Equivalent Circulating Density
ERD	Extended Reach Drilling
HTHP	High Temperature High Pressure
NAF	Non-Aqueous Fluid
PSD	Particle Size Distribution
RST	Rotary Steerable Tool
TTRD	Through Tubing Rotary Drilling
WBM	Water Base Mud

Definition:

Barite sag; a significant variation in mud density, both higher and lower than the nominal mud weight, while circulating bottoms-up after a trip or a logging/casing run. ■

В некоторых случаях, временной промежуток между окончанием бурения первого ствола и последнего ствола может составить до 6 месяцев. На такой период промывочная жидкость должна оставаться стабильной в экстремальных условиях призабойной зоны.

Микродисперсные утяжелители могут быть использованы для проектирования растворов, стабильных в условиях высоких давлений и температур (HTHP), позволяя в то же время снижать до минимума реологию для обеспечения низких ECD во время бурения.

CTD	Бурение с использованием непрерывной колонны НКТ
ECD	Эквивалентная плотность циркуляции
ERD	Бурение скважин с увеличенным отходом забоя
HTHP	В условиях высоких температур и давлений
NAF	Раствор на углеводородной основе (PVO)
PSD	Распределение размеров частиц
RST	Управляемая роторная компоновка
TTRD	Роторное бурение через колонну НКТ
WBM	Раствор на водной основе (PBO)

Определение:

Выпадение барита: Наблюдаемый при промывках скважины после СПО, геофизических работ или спуска обсадной колонны, существенный разброс плотности раствора, как в большую, так и в меньшую сторону от нормальной плотности.

Справочная литература

AADE-04-DF-HO-19, Improved Wellsite Test Monitoring Barite Sag, M. Zamora and Reginal Bell.

SPE 29409, Use of a novel drill-in/completion fluid based on Potassium formate Brine on the first open hole completion in the Gulfaks field, Øyvind Svendsen, J.K. Tofte, D.S. Marshall and C.L. Hermansson

SPE 87127, Novel Drilling Fluid for Through tubing Rotary Drilling, T. Franks, D. Marshall

Worldoil Magazine, June 2004, Fluid weighting material yields low ECD while reducing sag tendencies, D.Marshall, T. Franks, C. Oldenzel

За дополнительной информации по синтетическому тетраоксиду марганца или другим материалам обращайтесь в ELKEM ASA, по электронной почте wdp.materials@elkem.no или по телефону в Европе: +33-450-773 96, на Ближнем Востоке /в Азии: +971-4-881 7769

References

AADE-04-DF-HO-19, Improved Wellsite Test Monitoring Barite Sag, M. Zamora and Reginal Bell.

SPE 29409, Use of a novel drill-in/completion fluid based on Potassium formate Brine on the first open hole completion in the Gulfaks field, Øyvind Svendsen, J.K. Tofte, D.S. Marshall and C.L. Hermansson

SPE 87127, Novel Drilling Fluid for Through tubing Rotary Drilling, T. Franks, D. Marshall

Worldoil Magazine, June 2004, Fluid weighting material yields low ECD while reducing sag tendencies, D.Marshall, T. Franks, C. Oldenzel

Please contact ELKEM ASA, Materials for more information on Synthetic manganese tetraoxide or other application areas at wdp.materials@elkem.no or by phone in Europe:+33-450-773 967 and in the Middle East/ASIA: +971-4-881 7769.

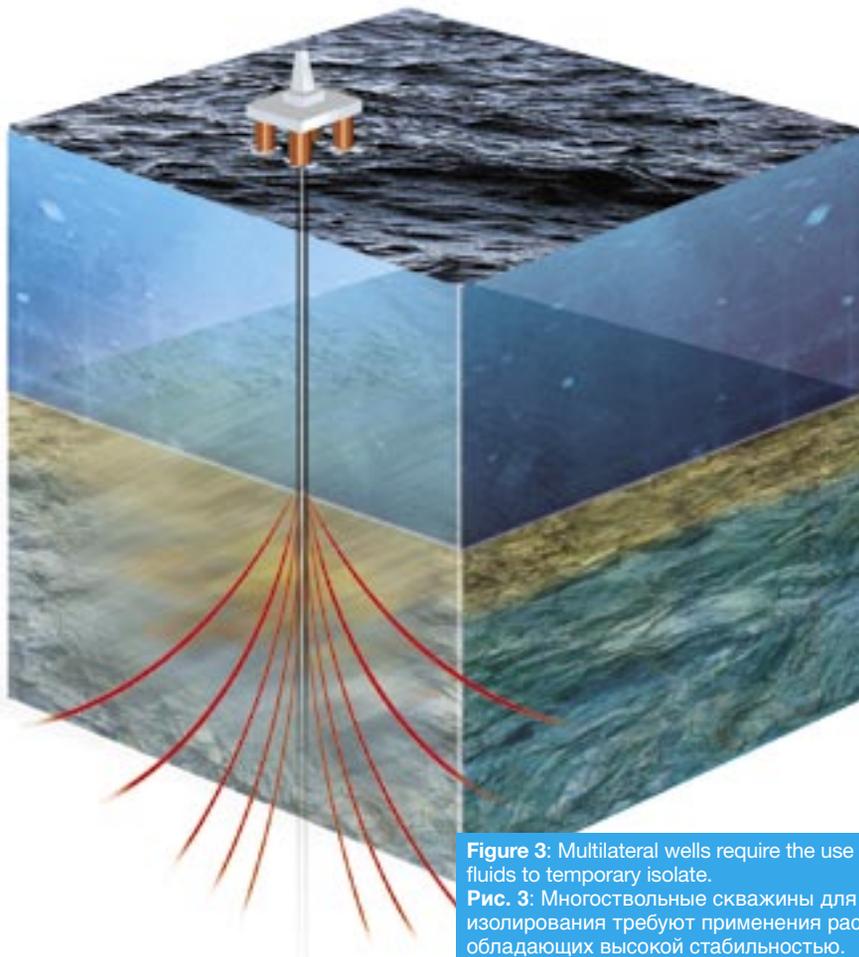


Figure 3: Multilateral wells require the use of highly stable drill-in fluids to temporary isolate.
Рис. 3: Многоствольные скважины для временного изолирования требуют применения растворов для вскрытия, обладающих высокой стабильностью.