



# «Самаранефтегаз»: Применение гидрогелевых растворов при бурении боковых наклонно-направленных и горизонтальных стволов

## Samaraneftegaz: Hydrogel Based Mud in Direction and Horizontal Wells

С.О. Киселева, В.В. Порошин, В.А. Яшков,  
АО «Самаранефтегаз»

### Введение

Отложения Волго-Уральского бассейна и, в частности, Самарской области в основном представлены ангидритами, зеленовато-серыми и бурыми алевритами, мергелями. Перемежающие их глинистые отложения после вскрытия бурением под действием фильтрата бурового раствора теряют естественную устойчивость и разрушаются. Их интенсивное разрушение обуславливает возникновение ряда осложнений в процессе проводки скважины.

При бурении боковых (БС) наклонно направленных и горизонтальных стволов гидратация глин вызывает обрушение стенок ствола и, как следствие, его многократные проработки, затяжки и посадки бурового инструмента, образование на нем сальников, низкие механическую скорость бурения, эффективность выноса шлама на поверхность и качество цементирования, загрязнение продуктивного пласта. В связи с этим на таких объектах требуется

S. O. Kisevela, V. V. Poroshin, V. A. Yashkov  
(Samaraneftegaz)

### Introduction

The deposits of the Volga-Ural basin and, in particular, the Samara Region are mainly represented by anhydrites, greenish-gray and brown siltstone, and marl. The interlaying shale deposits become unstable and disintegrate when exposed to the drilling mud. Intense disintegration gives rise to a number of drilling problems.

When drilling directional and horizontal sidetracks, shale hydration causes the well to disintegrate and as a consequence, multiple reamings, overpulls and drags of the drilling tools, balling of cuttings, low penetration rate and reduced cutting lifting efficiency, poor cementing quality as well as formation contamination with the drilling mud. As a result highly inhibiting mud systems with improved composition, rheology and fluid loss characteristics should be used. Drilling mud inhibits and stabilizes the weak shale and saliferous rocks. The properties of the required mud include high inhibition, optimal rheology, low fluid loss and solids content and a high resistance to the polyvalent affect.

использование высокоингибирующих систем буровых растворов с улучшенными структурно-реологическими и фильтрационными свойствами. Буровой раствор должен оказывать ингибирующее и крепящее действие на неустойчивые глинистые и соляные породы. Необходимые свойства такого бурового раствора: высокая ингибирующая способность, оптимальные реологические характеристики, минимальные фильтрация и содержание твердой фазы, высокая устойчивость к поливалентной агрессии.

Целью данной работы является определение наиболее эффективного типа бурового раствора с точки зрения снижения рисков осложнений и сокращения сроков строительства боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов.

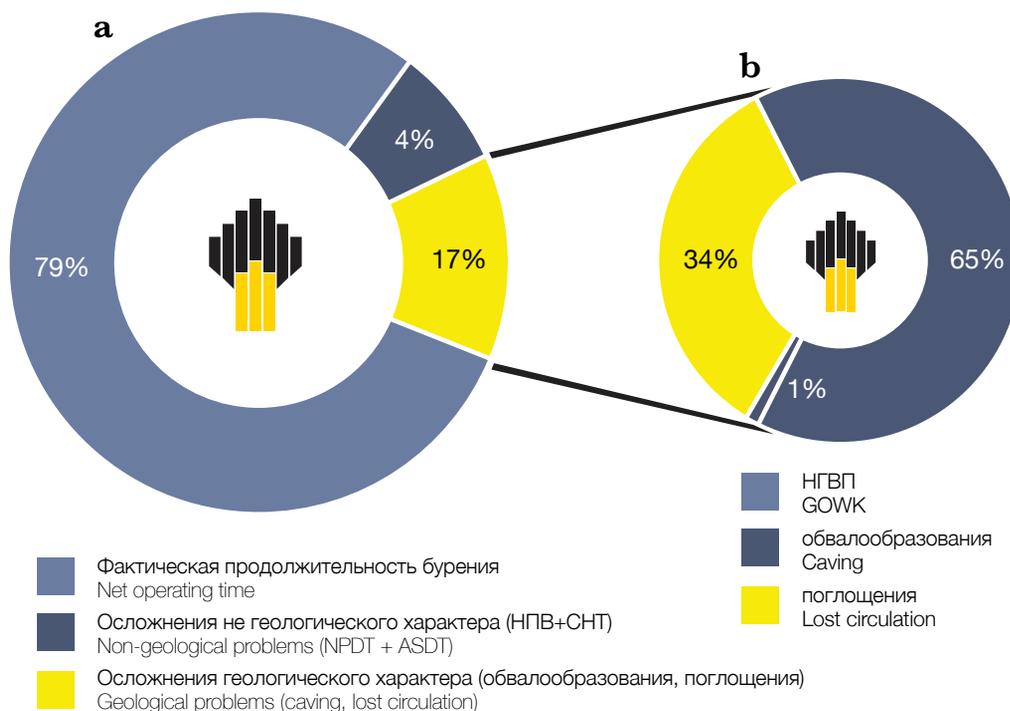
### Анализ применяемых буровых растворов

В ходе работы был проведен анализ бурения боковых стволов в период с 2014 по 2015 г., установлены наиболее часто встречающиеся осложнения геологического характера, на которые приходится 17 % всего времени бурения бокового ствола, из них 65 % составляют поглощения промывочной жидкости, 34 % – обвалообразование, 1 % – нефтегазоводопроявление (несовместимые условия бурения) (рис. 1).

The objective is to identify the mud that is most effective in terms of reducing the drilling risk and reducing the time to takes to drill directionally and horizontal sidetracks.

### Analysis of the Drilling Muds

A sidetracking analysis for the period from 2014 - 2015 was performed and the most common geological problems were identified. These take up 17% of the total sidetracking time and include: 65% - lost circulation, 34% - caving and 1% - gas-oil-water kicks (conditions incompatible with drilling) (see Figure 1).



**Рис. 1.** Доля осложнений геологического характера при бурении боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов (а) и их структура (б) (НПВ – непроизводительное время бурения; СНВ – сверхнормативное время бурения; НГВП – нефтегазоводопроявление)

**Figure 1.** Share of geological problems arising in the process of directional and horizontal sidetracking (a) and their structure (б) (NPDT - non-productive drill time, ASDT - above-standard drill time; GOWK - gas-oil-water kicks)

Условный номер скважины Well Reference Number	Практическая продолжительность бурения БС, сут Sidetracking Time, days	Интервал бурения Drilling Interval	Практическая длина интервала БС, м Sidetrack Interval Length, m	Буровой раствор Drilling Mud
1	31	2308 – 2571	468	Premium-Gel
2	47	1983 – 2169	463	Биополимерный хлор-калиевый Biopolymer potassium chloride
3	54	1957 – 2259	427	Эмульсионный - Emulsion
4	52	2130 – 2456	403	Полимер-известковый Polymer lime

**Таблица 1** Примечание. Все скважины пробурены на турнейский горизонт; плановая продолжительность бурения – 45 сут

**Table 1** All wells are drilled in Tournaisian formation; scheduled drill time is 45 days

Для проведения сравнительного анализа времени бурения боковых стволов на объектах АО «Самаранефтегаз» были выбраны четыре скважины Южной группы месторождений, схожие по геологическому разрезу и длине БС, пробуренные с использованием различных типов буровых растворов (табл. 1). Из таблицы видно, что при использовании бурового раствора Premium-Gel плановая продолжительность бурения сократилась на 14 сут (с 45 до 31 сут). При применении биополимерного хлор-калиевого, эмульсионного и полимер-известкового буровых растворов время бурения больше плановых значений соответственно на 3, 9 и 7 сут. Увеличение продолжительности бурения связано с осложнениями, вызванными неустойчивостью глинистых пород (осыпи, обвалы, поглощения, затажки и прихваты бурового инструмента).

По итогам анализа изменений параметров исследуемых буровых растворов в процессе бурения БС можно сделать вывод, что буровой раствор Premium-Gel обладает наибольшей стабильностью на протяжении всего времени бурения. Важным критерием эффективности бурового раствора при бурении в глинистых отложениях является показатель фильтрации, который для указанного раствора имеет минимальные значения (1–1,5 см<sup>3</sup>/30 мин) на протяжении бурения всего интервала.

При использовании биополимерного хлор-калиевого и эмульсионного буровых растворов наблюдаются значительные колебания их плотности в процессе проводки боковых стволов, что указывает на обвалообразование глинистых пород под действием фильтрата буровых растворов. Показатель фильтрации данных буровых растворов выше показателя фильтрации раствора Premium-Gel и составляет – 2,5–4,5 см<sup>3</sup>/30 мин.

При применении полимер-известкового бурового раствора отмечаются большой разброс



Four wells in the South group of fields, which are similar in terms of geological profile and sidetrack length and were drilled using different types of drilling mud, were selected to carry out comparative analysis of the sidetracking times at Samaraneftegas fields (Table 1). As can be seen, the scheduled drill time was 14 days shorter (31 versus 45 days) when Premium-Gel mud was used. The drilling time with use of biopolymer potassium chloride, emulsion and polymer lime muds is longer by 3, 9 and 7 days respectively. The increase in the drill time is caused by problems due to the shale rock's instability (slides, caving, lost circulation, overpulls and sticking of the drilling tools).

The implication is that Premium-Gel mud is much more stable in the process of drilling as evidenced by the

analysis of the mud properties change while sidetracking. The important criterion of the mud efficiency when drilling through the shale deposits is fluid loss which was the lowest (1-1.5 cm<sup>3</sup>/30 min) for the above specified mud during drilling of the entire interval.

Material fluctuations in the density of the biopolymer potassium chloride and emulsion muds in the process of sidetracking indicate caving of the shale

rocks when exposed to the drilling mud filtrate. Fluid loss of these muds is higher than that of the Premium-Gel mud and is 2.5–4.5 cm<sup>3</sup>/30 min.

Rheology and density of the polymer lime mud vary in a wide range during drilling, evidencing caving and considerable pH changes adversely affecting the active shale deposits. Due to high pH, the well walls adsorb Na<sup>+</sup> cations. This increases shale hydration and contributes to collapsing.

As such, the Premium-Gel can be considered as the most stable based on the property change analysis carried out for several types of the drilling mud.

The following laboratory studies [1] were conducted to compare inhibiting properties of the drilling muds:

- Tula stage shale hydration (swelling) using Shale

реологических параметров, а также плотности в процессе бурения, что может свидетельствовать об обвалообразовании, значительное изменение показателя pH, негативно отражающегося на активных глинистых отложениях. Из-за высоких значений pH стенки скважины адсорбируют катионы Na<sup>+</sup>, это усиливает набухание глинистых пород и способствует их обрушению.

Таким образом, на основе выполненного анализа изменений параметров нескольких типов буровых растворов выявлено, что наиболее стабильным с точки зрения сохранения параметров является раствор Premium-Gel.

Для сопоставления ингибирующей способности рассматриваемых буровых растворов проведены следующие лабораторные исследования [1]:

- гидратация (набухание) глин тульского яруса в приборе ПНГ (прибор набухаемости глин);
- исследование размокаемости образцов керна тульского яруса с использованием прибора ПРГ (прибор размокаемости грунтов);
- исследование диспергируемости шлама;
- линейное расширение глинистых сланцев (оценивалось с помощью прибора Swellmeter OFITE в течение 7 сут);
- определение увлажняющей способности буровых растворов (по методике ВНИИКРнефти, РД 39-2-83).

Для исследования гидратации исходный монолитный образец керна был измельчен до фракции менее 0,25 мм. Взаимодействие фильтрата бурового раствора с измельченным образцом породы в течение 2 ч не изменило показаний прибора (стрелка не сдвинулась с нулевой отметки). Это свидетельствует о том, что при нормальных условиях фильтрация всех трех видов буровых растворов имеет низкие значения, набухание глин отсутствует.

По результатам исследования размокаемости можно заключить, что после нахождения образцов керна в средах буровых растворов в течение 3 сут в нормальных условиях образцы не потеряли первоначальную форму и массу, т.е. не разрушились.

Для сопоставления ингибирующей способности растворов исследовали диспергируемость шлама. Ниже приведен порядок проведения исследования.

1. Образец керна тульского яруса с глубины 1418,5 м был раздроблен до фракции 2-5 мм.
2. Измельченные образцы высушивались до постоянной массы при температуре 105 °С.
3. Образцы фиксированной массы помещались в



Swelling Unit;

- Tula stage shale core sample soaking using Soil Soaking Unit;
- Cuttings dispersing ability;
- Linear swelling of shales using Swellmeter OFITE for 7 days;
- Drilling mud wetting properties applying Russian National Research and Design Institute of Well Casing and Drilling Muds, RD 39-2-83).

The original core sample was ground to less than 0.25 mm grain size to study hydration. A two hour interaction of the mud filtrate and ground rock did not cause changes in the Unit readings (the pointer did not move from the zero point). This implies that in normal conditions fluid loss of three drilling muds is low and shale does not swell.

The soaking study findings proved that after a three day exposure of the core samples to the drilling muds in normal conditions, the samples remain stable as to the initial shape and weight, i.e. remained intact.

The cuttings dispersing ability was studied to compare the inhibiting properties of the muds. The study procedure is described below.

1. Tula stage core sample taken at 1,418.5m depth was ground to 2-5mm grain size.

- герметичные ячейки и заливались исследуемыми буровыми растворами объемом 145 мл.
- После этого ячейки прогревались в четырехвальцово́й печи в течение 8 ч при температуре 80 °С и частоте вращения 25 мин<sup>-1</sup>.
  - После извлечения и охлаждения ячеек образцы керна промывались водой, просеивались через сито фракцией 1 мм и высушивались до постоянной массы при температуре 105 °С.

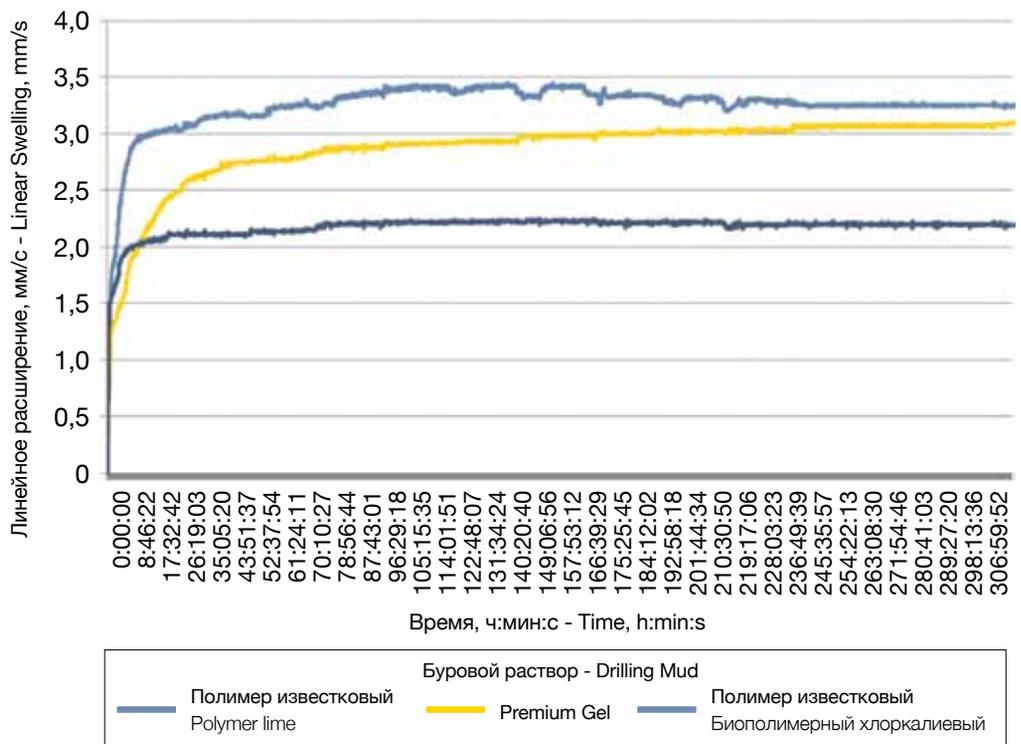


Рис. 2. Результаты теста на линейное расширение глинистых сланцев  
 Figure 2. Results of Shale Linear Swelling Test

Результаты исследования показали, что при применении буровых растворов Premium Gel, биополимерного, хлор-калиевого потеря кенового материала составила соответственно 0,3, 2,52 и 6,54 %. Следовательно, наилучшими ингибирующими способностями обладает буровой раствор Premium-Gel, так как всего 0,3 % шлама диспергировало или измельчилось до размера фракции менее 1 мм.

Для тестирования буровых растворов по линейному расширению глинистых сланцев был взят измельченный кеновый материал тульского горизонта, спрессован в компрессоре при давлении, соответствующем пластовому на глубине 1500 м, в течение 1 ч. Затем спрессованные образцы были помещены в установку Swellmeter, имитирующую скважинные условия. Наблюдения за ними велись в течение 7 сут.

- Samples were dried at 105°C.
- Samples of specific weight were placed in the sealed boxes and filled with 145ml of drilling muds.
- The boxes were then heated in the four-roller ovens for 8 hours at 80°C and 25min<sup>-1</sup> rotation speed.
- After the boxes were drawn out and cooled, core samples were flushed with water, sieved through 1mm mesh size sieve and dried at 105°C.

The study results evidence that core sample material loss constituted 0.3, 2.52 and 6.54% when Premium Gel, biopolymer and potassium chloride muds (respectively) were used. It shows that Premium Gel mud has the best inhibiting properties as only 0.3% of cuttings was dispersed or reduced to less than 1mm grain size.

Тип бурового раствора Drilling Mud Type	Гидратация (max 10) Hydration (max 10)	Размокаемость (max 10) Soaking (max 10)	Диспергируемость (max 30) Dispersing Ability (max 30)	Линейное расширение глинистых сланцев (max 20) Shale Linear Swelling (max 20)	Увлажняющая способность (max 30) Wetting Properties (max 30)	Итого (max 100) Total (max 100)
Premium-Gel	10	10	30	15	30	95
Биополимерный хлор-калиевый Biopolymer potassium chloride	10	10	20	20	20	80
Полимер-известковый Polymer lime	10	10	8	5	18	41

Таблица 2 Примечание. В скобках указаны максимальные оценки  
 Table 2 Noteб Max values are specified in brackets

По итогам теста можно сделать вывод, что наименьшее воздействие на глины тульского горизонта (с глубины 1418,5м) оказал биополимерный хлор-калиевый буровой раствор, Premium-Gel дал средний результат, а известковый буровой раствор – самое высокое линейное расширение образца глины. Результаты представлены на рис. 2.

Для определения увлажняющей способности буровых растворов [2] были взяты цилиндрические образцы, спрессованные из саригюхского бентонита, диаметром 20 мм и высотой 32 мм, взвешены, помещены в три исследуемые среды буровых растворов. Через 4 ч столбики извлекли, промыли под струей воды, после чего была замерена конечная масса образцов. Затем полученные данные были использованы для расчета приведенных ниже показателей.

Показатель увлажняющей способности для каждого анализируемого раствора рассчитывался по формуле

$$\Pi_0 = v_t e^{(0,85 - K) \cdot \ln \tau}, \quad (1)$$

где  $v_t$  – текущая скорость увлажнения, см/ч;  $K$  – коэффициент коллоидальности глины, определяемый по метиленовой сини;  $\tau$  – время увлажнения образцов, ч.

Текущая скорость увлажнения

$$v_t = \frac{(P_2 - P_1) \cdot K_1}{P_1 \cdot \tau} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $P_2, P_1$  – вес соответственно увлажненного и исходного образца, г;  $K_1 = 1$  см – коэффициент [1].

Наименьшим абсолютным показателем увлажненности обладает Premium-Gel – 0,78 см/ч, для биополимерного хлор-калиевого раствора этот показатель составил 1,85 см/ч, полимер-известкового – 2,1 см/ч.

Исследование трех систем буровых растворов, используемых на месторождениях АО «Самаранефтегаз», по пяти методикам показало, что наилучшие ингибирующие свойства имеет раствор Premium-Gel (табл. 2). Данный тип бурового раствора является наиболее эффективным с точки зрения снижения рисков осложнений в процессе бурения боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов в интервалах неустойчивых глинистых отложений.

To determine shale linear swelling, ground Tula stage core material was compacted in the compressor at the pressure found at 1,500m depth for 1 hour. The compacted samples were then placed in Swellmeter unit simulating borehole conditions and samples monitored for 7 days.

The test results imply that the Tula stage shale (taken at 1,418.5 m depth) was least impacted by the biopolymer potassium chloride mud. Premium-Gel was at the second place and lime mud caused the highest linear swelling of the sample. Results can be found in Figure 2.

To determine the wetting properties of the drilling muds [2], compacted cylindrical samples of Sarigyukh bentonite 20mm in diameter and 32mm in length were weighted and placed in three muds. In 4 hours the samples were extracted and flushed with water. The final weight of the samples was then measured. Data were used to calculate the following parameters.

The wetting property parameter for every drilling mud analyzed was calculated applying the following equation:

$$\Pi_0 = v_t e^{(0,85 - K) \cdot \ln \tau}, \quad (1)$$

Where  $v_t$  – current wetting rate, cm/h;  $K$  – shale colloidal factor determined using methylene blue;  $\tau$  – sample wetting time, h.

$$v_t = \frac{(P_2 - P_1) \cdot K_1}{P_1 \cdot \tau} \cdot 100, \quad (2)$$

Where  $P_2, P_1$  – weight of the wet and original sample respectively, g;  $K_1 = 1$  cm – factor [1].

The lowest absolute wetting of 0.78 cm/h was registered for Premium-Gel mud as opposed to 1.85 cm/h for biopolymer potassium chloride mud and 2.1 cm/h for polymer lime mud.

Studies for three mud systems used in Samaraneftegas fields applying five methods show that Premium-Gel mud has the best inhibiting properties (Table 2). This type of the drilling mud is the most effective in terms of drilling risk reduction while drilling directional and horizontal sidetracks in unstable shales.

### Premium-Gel Drilling Mud

Premium-Gel mud developed by Bento Technology is based on three chloride salts ( $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ ), caustic soda and water. These components contribute to high rheology of the mud due to absence of colloidal phase. The following agents are used as stabilizers: starch (to stabilize fluid loss), lubricant (to control friction coefficient and to add drilling tool lubricating ability), biocides (to prevent

## Буровой раствор Premium-Gel

Основой бурового раствора Premium-Gel, разработанного ООО «НПО Бентотехнологии», являются три хлористые соли ( $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ ), каустическая сода и вода. Именно эти компоненты вследствие полного отсутствия коллоидной фазы придают раствору высокие реологические свойства. В качестве реагентостабилизаторов используются крахмал (стабилизирует фильтрацию), смазывающая добавка (регулирует коэффициент трения и обеспечивает смазывающую способность бурового инструмента), бактерицид (предотвращает бактериальное воздействие на раствор), пеногаситель (предотвращает вспенивание бурового раствора).

Premium-Gel является высокоингибирующим буровым раствором на основе гидрогеля, предназначен для бурения в условиях высокой поливалентной и газовой агрессии. Раствор обеспечивает устойчивость активных и разупрочненных глинистых отложений, снижение проницаемости водоносных пластов, качественную очистку ствола скважины и сохранение продуктивного коллектора. Из-за низкого содержания твердой, в том числе коллоидной, фазы в составе Premium-Gel и минимального показателя фильтрации ( $1\text{-}2\text{ см}^3/30\text{ мин.}$ ) данный тип бурового раствора может быть модифицирован в буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта.

## Заключение

В ходе работы проведен анализ геологических осложнений на месторождениях АО «Самаранефтегаз» в период с 2014 по 2015 г., выполнен лабораторный анализ разных типов буровых растворов, исследовано их влияние на устойчивость стенок ствола скважины, аварийность и сроки бурения.

От выбора бурового раствора при бурении осложненного участка зависит время бурения всей скважины.

В результате проведенных анализа и исследований можно сделать вывод о том, что буровой раствор Premium-Gel обладает наибольшей ингибирующей способностью по отношению к разбуриваемому разрезу и является наиболее эффективным с точки зрения снижения рисков осложнений в процессе бурения боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов в интервалах неустойчивых глинистых отложений. Также при использовании данного типа бурового раствора существует потенциал снижения времени бурения ориентировочно на 10 % относительного планового показателя вследствие снижения рисков геологических осложнений.

bacterial attack) and a defoaming agent (to prevent mud foaming).

Premium-Gel is a highly inhibiting hydrogel-based mud system intended for drilling in high polyvalent and gas aggressive environments. The mud ensures the stability of active and weak shales, reduction of aquifer permeability, quality borehole cleanout and producing reservoir containment. Due to low content of solids, including colloidal phase, and low fluid loss ( $1\text{-}2\text{ cm}^3/30\text{ min}$ ), Premium-Gel can be used for reservoir drilling-in.

## Conclusion

The geological problems arising at the Samaraneftegas fields for the period of 2014–2015 were analyzed, laboratory studies of various types of the drilling muds were performed and mud affect on the borehole stability, accident rate and drill time was studied.

The entire well drill time highly depends on the drilling mud selected for the difficult drilling zone.

The results of the analysis and the studies showed that the Premium-Gel mud has the best rock inhibiting properties and is the most effective in terms of reducing the drilling risk while drilling directional and horizontal sidetracks in unstable shales. Use of this drilling mud can potentially reduce the drill time by approximately 10% to the reduced geological risk.

## References

1. Koshelev V.N., Gvozd M. S., Rastegaev B. A. et al., Selection of Drilling Mud for Drilling in Shales // Drilling and Oil. 2015, no. 9, p. 27.
2. RD 39-00147001-773-2004, Control Methods for Drilling Fluids Parameters, Moscow, 2004.

## Список литературы

1. Выбор раствора для разбуривания глинистых пород/В.Н. Кошелев, М.С. Гвоздь, Б.А. Растегаев [и др.]/Бурение и нефть. – 2015. – № 9. – С. 27.
2. РД 39-00147001-773-2004. Методика контроля параметров буровых растворов. – Краснодар: НПО «Бурение», 2004.

Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2016 г., стр. 16; ISSN 2-74-2339. Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO «NK «Rosneft») No.1, 2016, pp.16.

Printed with permission from the Editorial Board.