

УДК 622.248.33

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

## ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВочНОЙ ЖИДКОСТИ

М.В. Нуцкова, Е.Ю. Рудяева

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

## THE EFFECT OF WATER-SWELLABLE POLYMER ON WELL DRILLING WITH MUD LOSS

Mariya V. Nutskova, Elena Yu. Rudyayeva

Saint-Petersburg Mining University (2 21<sup>st</sup> Line, Vasilyevskiy island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 17.03.2018. Принята / Accepted: 09.06.2018. Опубликована / Published: 29.06.2018

### Ключевые слова:

бурение скважин, осложнения, поглощение, ликвидация поглощений, временная изоляция, тампонирование, наполнитель, водонабухающий полимер, «Петросорб», лабораторные исследования, реология, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, pH, структурообразование.

Целью работы является повышение эффективности профилактики и ликвидации поглощений промывочной жидкости за счет применения водонабухающего полимера «Петросорб», применяемого в качестве добавки в буровой раствор для оперативного тампонирующего поглощающего интервала. По результатам анализа научно-технической литературы в области профилактики и ликвидации поглощений получен вывод, что применение вязкоупругих составов для оперативного тампонирующего поглощающих интервалов с целью временной изоляции является целесообразным, в том числе за счет реагентов, не имеющих на данный момент широкого применения при бурении скважин. В работе проведено исследование влияния среды бурового раствора на характер поведения водонабухающего полимера, включающее определение характера поведения водонабухающего полимера в водной среде с различным значением pH (в статических и динамических условиях), исследование поведения полимера при изменении характера среды (смешивание раствора с полимером и модели пластовой воды, оставление в покое), определение характера поведения водонабухающего полимера в составе бурового раствора (в статических и динамических условиях). Для определения характера поведения водонабухающего полимера в водной среде и в составе бурового раствора оценивалось изменение пластической вязкости и динамического напряжения сдвига во времени. Проведенные исследования показали, что характер набухания «Петросорба» сильно зависит от pH среды, что можно использовать для регулирования динамики структурообразования при использовании той или иной технологической схемы ликвидации поглощения, поэтому целесообразно проведение дальнейших стендовых и опытно-промышленных исследований в конкретных геолого-технических условиях при использовании в качестве среды конкретные рецептуры буровых технологических жидкостей.

### Key words:

well drilling, challenges, circulation loss, elimination of circulation loss, temporary shut-off, cementing, filler, water-swelling polymer, Petrosorb, laboratory studies, rheology, plastic viscosity, dynamic shear stress, pH, structuring.

The purpose of the paper is to increase the effectiveness of prevention and elimination of mud losses using water-swelling polymer Petrosorb applied as an additive to a mud for quick cementing of the formation caused lost circulation. Through the analysis of scientific and technical publications in the field of prevention and elimination of lost circulation it was found that it is helpful to use viscoelastic compositions for quick cementing of the formations caused lost circulation. That allows shut-off absorbing formations temporary by agents that are not widely used in well drilling today. The effect of drilling fluid environment on behavior of water-swelling polymer was studied. Behavior of water-swelling polymer in a water medium with different pH values (in static and dynamic conditions) was determined. The polymer's behavior when the nature of the medium changes (solution mixed with polymer and a formation water model and leaving alone after) was studied. Determination of the behavior of the water-swelling polymer which was a part of drilling mud composition (in static and dynamic conditions). Changes in plastic viscosity and dynamic shear stresses in time were estimated in order to determine the behavior of the water-swelling polymer in a water media and composition of a mud solution. Studies conducted showed that the nature of Petrosorb's swelling significantly depends on the pH of the medium. That can be used to regulate the dynamics of structuring using the various technological scheme of absorption elimination. Therefore, it is needed to continue bench and industrial studies in specific geological and technical conditions with real drilling muds used as a medium.

Нуцкова Мария Владимировна – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин (тел.: +007 812 328 84 78, [Nutskova\\_MV@pers.spmi.ru](mailto:Nutskova_MV@pers.spmi.ru)). Контактное лицо для переписки.

Рудяева Елена Юрьевна – магистрант кафедры бурения скважин (тел. +007 981 681 74 41, e-mail: [leka-rudyayeva@yandex.ru](mailto:leka-rudyayeva@yandex.ru)).

Mariya V. Nutskova (Author ID in Scopus: 57191341737) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Well Drilling (tel.: +007 812 328 84 78, [Nutskova\\_MV@pers.spmi.ru](mailto:Nutskova_MV@pers.spmi.ru)). The contact person for correspondence.

Elena Yu. Rudyayeva – master student at the Department of Well Drilling (tel.: +007 981 681 74 41, e-mail: [leka-rudyayeva@yandex.ru](mailto:leka-rudyayeva@yandex.ru)).

## Введение

Поглощения промысловой жидкости при бурении скважин – одно из основных и часто встречаемых осложнений. Поглощение буровых растворов и иных жидкостей некоторыми пластами обеспечивается наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью пород к давлению столба жидкости в скважине, в результате чего в пласт проникает жидкость. Выбор мероприятий по ликвидации поглощений осуществляется после определения категории поглощений и основывается на экономической эффективности и простоте использования, но большое значение также придается опыту бурения скважин на рассматриваемом или соседних месторождениях [1].

Существует несколько классификаций поглощений, а следовательно, и методик выбора мероприятий по их профилактике и ликвидации. Критериями принимаются интенсивность поглощения и коэффициенты интенсивности поглощений, поглощающей способности, удельной приемистости, а также раскрытие трещин. Согласно поглощающей способности проницаемого интервала осуществляется выбор технологии ликвидации поглощений, а согласно размерам поглощающих каналов выбирается наполнитель [2]. При этом все известные классификации имеют либо региональное, либо отраслевое значение, и поэтому для других условий они играют, скорее, информационную роль при выборе методов, которые ориентировочно могут быть использованы в конкретном случае.

Установление закономерностей возникновения поглощений и выбор эффективных мероприятий по их предупреждению и ликвидации затруднены из-за большого числа факторов, обуславливающих данное явление. В основном проводятся снижение гидростатического давления на стенки скважины путем облегчения бурового раствора [3–10], изоляция поглощающего пласта кольматацией каналов (в том числе с применением кольмататоров) специальными добавками, пастами, цементными растворами [11–15], реже – применением профильных перекрывателей или спуском промежуточной колонны [16, 17]. Способы ликвидации поглощений приведены на рис. 1.



Рис. 1. Способы ликвидации поглощений

С целью сокращения сроков ликвидации поглощений целесообразно применение временной изоляции проницаемых горизонтов. Для этого часто используют намыв наполнителей, закачка вязкоупругих составов, нетвердеющих тампонажных смесей, быстросхватывающихся составов [1, 3, 4, 18–33]. Одним из актуальных направлений является разработка водонабухающих полимерных составов с целью оперативного тампонирувания [34].

Выбор того или иного вида мероприятий во многом зависит от экономической эффективности. При равнозначном эффекте выбор осуществляется по экономическим соображениям.

## Методика исследований

Для разработки состава для временной изоляции поглощающих горизонтов предлагается следующая методика исследований [35, 36]:

Этап I. Исследование влияния среды бурового раствора на характер поведения водонабухающего полимера:

1) определение характера поведения водонабухающего полимера в водной среде с различным значением рН (в статических и динамических условиях);

2) исследование поведения полимера при изменении характера среды (смешивание раствора с полимером и модели пластовой воды, оставление в покое);

3) определение характера поведения водонабухающего полимера в составе бурового раствора (в статических и динамических условиях).

Этап II. Исследование поведения водонабухающего полимера в пористой среде:

1) разработка физической модели поглощающего пласта;

2) насыщение насыпной модели раствором водонабухающего полимера различных свойств;

3) определение коэффициента проницаемости насыпной модели пласта по раствору полимера [37].

При прокачивании тампонирующего состава в интервал поглощения важной характеристикой является консистенция раствора, или его подвижность, – величина, зависящая от времени. Для буровых растворов показателями подвижности являются реологические свойства – пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига (ДНС), которые с течением времени не должны расти. Для определения характера поведения водонабухающего полимера в водной среде и в составе бурового раствора оценивалось изменение пластической вязкости и динамического напряжения сдвига во времени. Для исследования были выбраны следующие временные отрезки:

1) 0–36 минут (с интервалом в 2 минуты) – время с момента приготовления раствора до его закачки в интервал поглощающего горизонта (на глубину 3800 м);

2) через 36 минут после приготовления – момент проникновения состава в поглощающий горизонт и взаимодействия с пластовым флюидом;

3) через 15 минут покоя (через 51 минуту после приготовления) – время нахождения в пласте;

4) через сутки после приготовления – имитация пребывания состава в пласте.

Замер реологических параметров осуществлялся на шестискоростном ротационном вискозиметре Fann 35SA при постоянном перемешивании на первом временном отрезке (имитация движения состава по бурильной колонне). При исследовании водных растворов полимера замер реологических параметров через сутки не проводился.

В качестве реагента для исследований выбран не используемый в настоящее время для ликвидации поглощений бурового раствора суперабсорбент «Петросорб», но являющийся перспективным в этой области [27, 34, 37]. Для проведения исследований выбрана 2%-ная концентрация «Петросорба», так как в ранее проведенных исследованиях [37] выявлено, что

концентрация для закупорки поглощающих пластов при использовании глинистого раствора составляет 1–3 %.

Для оценки влияния кислотности среды на характер поведения «Петросорба» исследовались водные растворы реагента с pH 4; 7 и 10 (кислотность регулировалась вводом лимонной кислоты или NaOH).

Ранее проведенные исследования «Петросорба» [37] показали его эффективность в глинистом растворе, однако такой раствор не пригоден в интервалах бурения под эксплуатационную колонну или хвостовик, поэтому целесообразно исследование реагента в составе биополимерного бурового раствора, утяжеленного до необходимой плотности баритом или карбонатом кальция.

### **Исследования «Петросорба» в водной среде**

Результаты исследования влияния pH среды на характер изменения реологии водного раствора «Петросорба» во времени представлены на рис. 2.

При измерении пластической вязкости и ДНС в нейтральной и щелочной средах через 30 и 26 минут соответственно замер был невозможен по причине ограниченности шкалы вискозиметра Fann 35SA, поэтому при построении графических зависимостей проводилась аппроксимация с прогнозом на несколько периодов.

Графики показывают, что кислая среда, в которой набухание частиц «Петросорба» происходит менее интенсивно в течение времени, является более подходящей, чем нейтральная и щелочная среды, имеющие близкие значения. Последние малоприспособны для доставки полимера к поглощающим пластам на большие глубины, поскольку набухание частиц и загустевание раствора происходит в достаточно короткие сроки (в среднем до 25 минут).

Далее было проведено исследование изменения пластической вязкости и ДНС в момент проникновения раствора в зону поглощающего пласта и смешивания с пластовыми водами. Состав и свойства пластовых вод могут оказывать существенное влияние на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин, а также их последующей эксплуатации. В конкретных горно-геологических условиях по разрезу скважины могут встречаться пластовые воды различной минерализации, жесткости, pH, плотности, состава (ионного,

бактериологического или микробиологического). Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м<sup>3</sup> в пресной воде до 300 кг/м<sup>3</sup> в концентрированных рассолах [38, 39].

Поскольку в момент смешения промывочной жидкости с пластовой водой количество первой гораздо больше, выберем соотношение 3×1 соответственно. На рис. 3, а представлены характеристики растворов в четыре основных временных момента:

1) в момент добавления «Петросорба» в приемные емкости,

2) при достижении забоя скважины перед проникновением в поглощающий пласт,

3) в момент взаимодействия с пластовой жидкостью (для двух значений pH),

4) после пребывания в пласте в покое в течение 15 минут.

Динамика положительна в обоих случаях; частицы набухают, увеличивая реологические показатели, тем самым изолируя поглощающий пласт.

Однако при взаимодействии щелочного раствора с нейтральной или кислой пластовой водой показатели снижаются, но стабильны и достаточны для ликвидации поглощения (рис. 3, б).

### Исследование «Петросорба» в буровом растворе

В интервале бурения скважины под эксплуатационную колонну и хвостовик применение глинистых растворов ограничено с целью снижения кольтации продуктивного пласта, поэтому часто находят применение биополимерные буровые растворы. Поскольку необходимо обеспечить закачку раствора на большую глубину, целесообразно рассмотреть раствор различной кислотности (от кислой до щелочной), что невозможно обеспечить при использовании карбонатных утяжелителей, поэтому исследуем биополимерный раствор, утяжеленный баритом. По графику совмещенных давлений выбран раствор плотностью 1160 кг/м<sup>3</sup>.

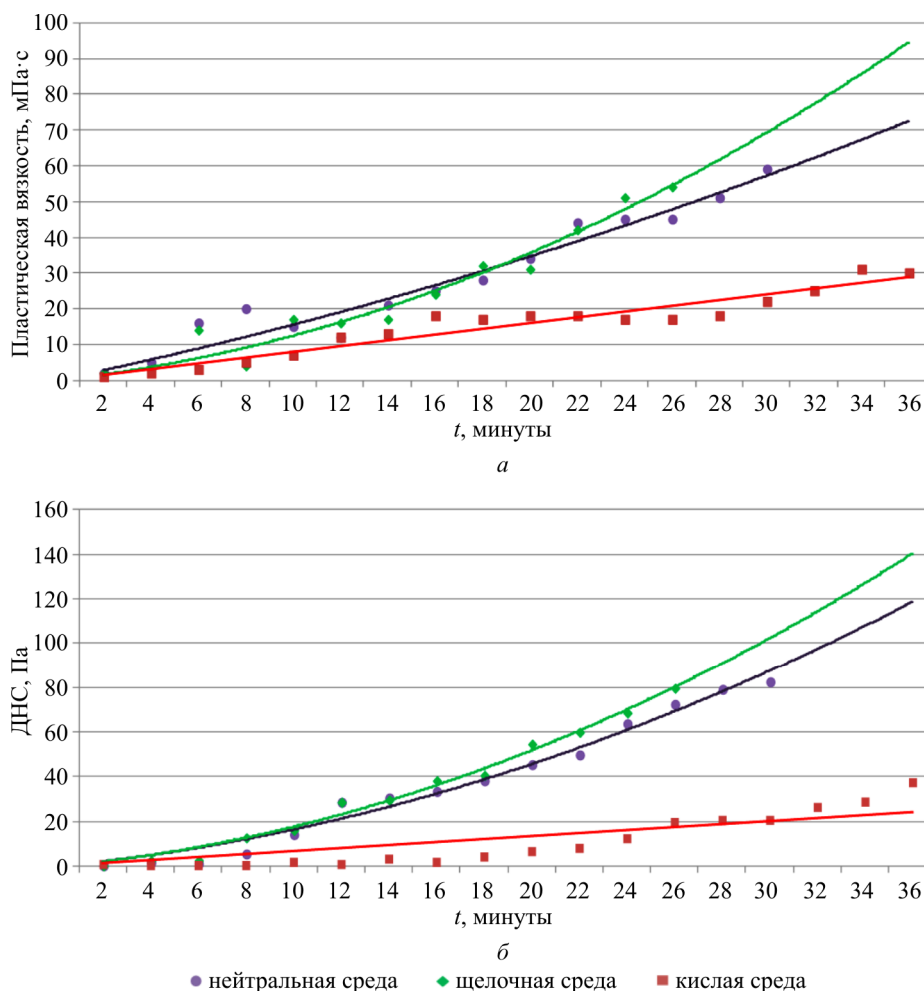


Рис. 2. Зависимость: а – пластической вязкости; б – ДНС от времени водных растворов «Петросорба» различного pH

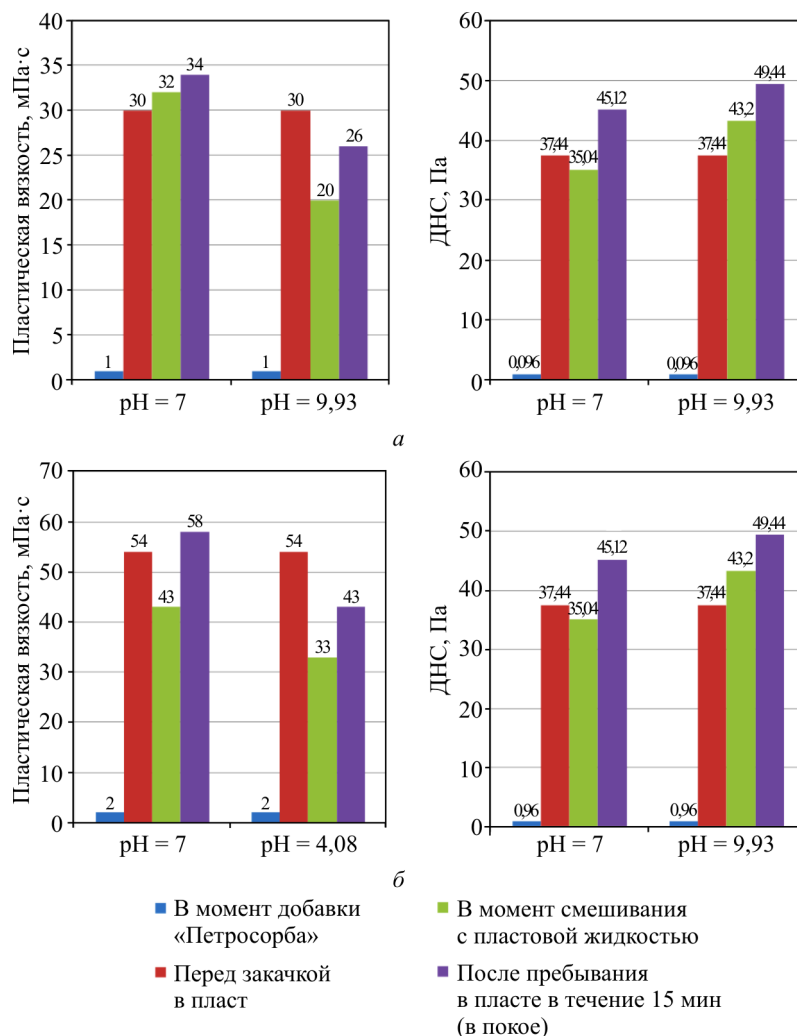


Рис. 3. Изменение показателей пластической вязкости и ДНС 2%-ного водного раствора полимера «Петросорб»: а – pH = 4,08; б – pH = 9,93

Аналогично водному раствору реологические показатели более стабильны до проникновения в поглощающий пласт при кислой среде бурового раствора (pH доведено до значения 4,08 лимонной кислотой), чем при щелочной (12,7 – исходный pH биополимерного раствора). Зависимость отображена на рис. 4.

Поскольку пластовые воды на глубинах более 1000 метров редко бывают нейтральными, проведем анализ двух случаев:

1) кислый буровой раствор проникает в поглощающие пласты с щелочными пластовыми водами;

2) щелочной буровой раствор проникает в поглощающие пласты с кислыми пластовыми водами.

Анализ выполнен аналогично исследованиям водных растворов полимера, но добавлен еще

один временной промежуток – спустя сутки покоя растворов (имитация нахождения состава в пласте).

Результаты представлены на рис. 5.

Перед закачкой 2%-ного бурового раствора полимера в поглощающий пласт значения пластической вязкости и ДНС имеют достаточно хорошие показатели. Снижение этих показателей в начальный период смешения с пластовой водой обусловлено лишь увеличением жидкой фазы, при этом набухаемость частиц «Петросорба» не уменьшается. С течением времени полимер продолжает увеличиваться в размерах, тем самым раствор, находящийся в поглощающем пласте, уже примерно через сутки имеет достаточные показатели реологии для ликвидации поглощения кольматацией пустот.

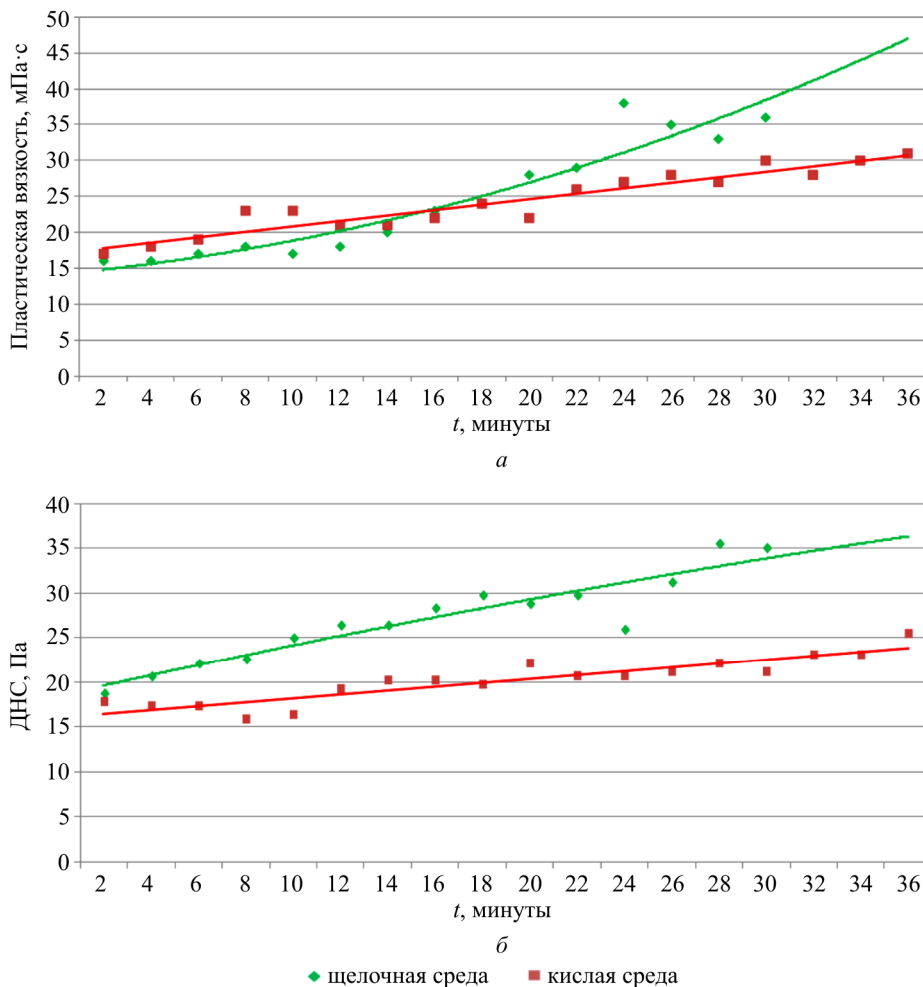


Рис. 4. Зависимость: а – пластической вязкости; б – ДНС от времени бурового раствора различного рН с добавлением «Петросорба»

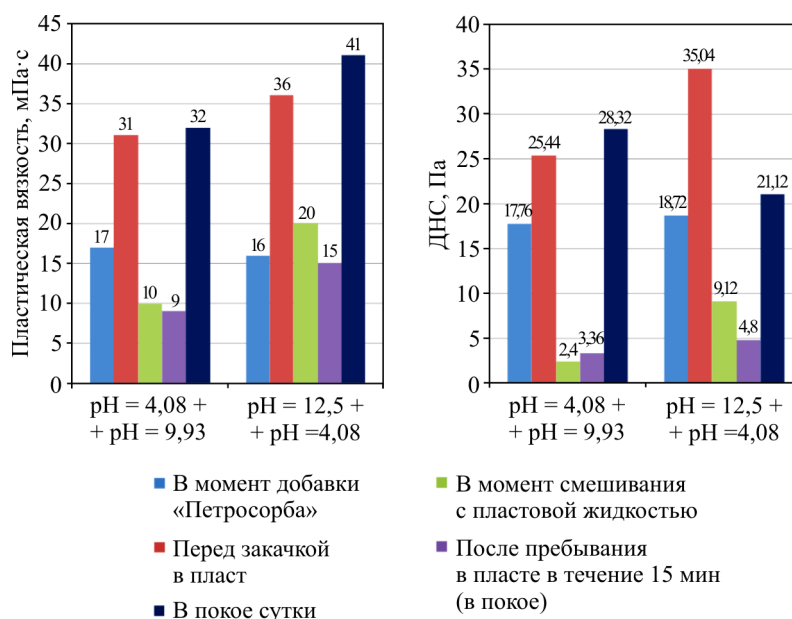


Рис. 5. Изменение показателей пластической вязкости и ДНС 2%-ного бурового раствора (рН = 4,08 и рН = 12,5) с добавлением «Петросорба»

## Технология ликвидации поглощений при использовании «Петросорба»

Для ликвидации поглощений могут быть реализованы различные технологические схемы – оставление в покое и ожидание естественной кольтации стенок скважины (при минимальной интенсивности поглощения), кольтация вязкоупругими составами через специальные кольтаторы, тампонирующее отдельными интервалами при использовании муфт ступенчатого цементирования [13, 17, 20, 22, 40]. Технологическая схема тампонирующей скважины предлагаемым составом в зависимости от глубины залегания поглощающих пластов может быть представлена двумя вариантами [37, 41–43].

1. При возникновении осложнения на глубинах 400–500 метров введение водонабухающего полимера «Петросорб» в рабочий буровой раствор сразу после возникновения поглощения и доставка до зоны поглощения.

2. При поглощениях на глубинах более 500 метров целесообразно использование доставки полимера по схеме параллельной закачки, поскольку скорость набухания частиц полимера не позволяет прокачать состав до необходимой глубины. Одновременно с доставкой композиции соляробентонитовая смесь (СБС) + «Петросорб» по колонне буровых труб производится закачка пресной воды по затрубному пространству. Непосредственно в интервале поглощения закачиваемая вода смешивается, а затем вытесняет из тампонажной смеси СБС за счёт разности их плотностей. При соединении частиц полимера с водой начинается их активное набухание непосредственно в поглощающем интервале, тем самым производится кольтация проницаемого горизонта.

Для доставки на большие глубины непосредственно в осложнённый интервал тампонирующего состава разработана конструкция тампонажного снаряда. Снаряд

спускается в скважину на буровых трубах, в состав которого входит пакерующий элемент, позволяет разобщать поглощающий интервал и остальной ствол скважины, что способствует сокращению затрат тампонажного материала на проведение изоляционных работ [37, 41, 42, 43].

## Выводы и рекомендации

На основании проведенных лабораторных исследований и анализа научно-технической литературы в области ликвидации поглощений получены выводы:

1. Для закачки на большие глубины (при отсутствии в разрезе карбонатных и кислоторастворимых пород) необходимо среду бурового раствора довести до кислой, так как в ней происходит менее интенсивное набухание частиц «Петросорба», что позволяет доставить раствор до забоя в подвижном состоянии в течение 25–35 мин.

2. При использовании щелочных растворов время (с момента добавления «Петросорба») рациональной закачки составляет 10–15 мин.

3. Благодаря добавлению «Петросорба» в состав буровых растворов поглощения могут быть ликвидированы в кратчайшие сроки без остановки процесса бурения, на разных глубинах залегания поглощающих пластов при использовании различных технологических схем закачки.

На данном этапе проведено исследование влияния pH на реологию составов. В дальнейшем предполагается исследование влияния минерализации и состава пластовых вод на технологические характеристики промывочных жидкостей с водонабухающим полимером. Дальнейшие исследования поведения «Петросорба» в различных средах, стендовые исследования процесса ликвидации поглощений дадут возможность для проведения предварительной оценки экономической эффективности предлагаемых составов и технологий.

## Библиографический список

1. Турицына М.В. Анализ методов изоляции зон поглощений при проводке скважин на Трифоновском нефтяном месторождении // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – Т. 9, № 5. – С. 37–44.

2. Предин А.П. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 381 с.

3. Дашижапов Б.Б. Буровые растворы с низким удельным весом для прохождения зон с интенсивным поглощением // Молодежный вестник Иркутск. гос. техн. ун-та. – 2015. – № 4. – С. 3.

4. Kurochkin B. Clay/latex mixture stops lost circulation in large carbonate fractures // Oil & Gas Journal. – 1995. – Vol. 93, № 35. – P. 92–93.

5. Preventing lost circulation by use of lightweight slurries with reticular systems: depleted reservoirs in Southern Mexico / S.N. Romero, R.R. Monroy,

C. Johnson, F. Cardenas, G.A.T. Abraham // SPE Drilling and Completion. – 2006. – Vol. 21, iss. 3. – P. 185–192. DOI: 10.2118/92187-PA

6. Lost-circulation control with using aerated liquids / O.E. Ziyadullayev, B.Sh. Egamberdiyev, Z.Z. Iminjonov, A.B. Menglibekov, T.O. Komilov // International Scientific and Practical Conference World science. – 2016. – Vol. 1, № 3 (7). – P. 45–47.

7. Heidari M., Shahbazi K., Fattahi M. Experimental study of rheological properties of aphron based drilling fluids and their effects on formation damage // Scientia Iranica. – 2017. – 24(3). – P. 1241–1252. DOI: 10.24200/sci.2017.4108

8. Development and application of an oil-based circulating micro-foam drilling fluid / P. Yang, J. Li, Y. Sun, J. Guan, X. Kuang, L. Zheng // Natural Gas Industry. – 2014. – 34(6). – P. 78–84.

9. Aerated drilling used during gas drilling when encountering the formation water invasion / Y. Zhuo, X. Hu, X. Zheng, Y. Zhou, M. Meng, M. Xu // Natural Gas Industry. – 2011. – 31(8). – P. 73–75.

10. Lost circulation and kick control aerated drilling fluid technology used in WangGu1 wel / J. Liu, J. Yang, D. Shi, B. Zhang, K. Gu // Drilling Fluid and Completion Fluid. – 2005. – 22(6). – P. 78–80, 92.

11. Технология проводки скважин в условиях поглощения бурового раствора, осыпания и обвалов горных пород / Н.Г. Ибрагимов, Н.Х. Хамитьянов, Ф.Ф. Ахмадишин, В.Е. Пронин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М., 2009. – С. 197–200.

12. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52

13. Предупреждение поглощений бурового раствора при бурении высокопроницаемых коллекторов на южном шельфе Вьетнама / Б.М. Стешин, Г.И. Анিকেенко, В.М. Миненков, Е.А. Ярыш // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2006. – № 3. – С. 6–9.

14. Experience of using the foamed cement technology for difficult lost circulation control / A. Bikmukhametov, S. Iliasov, G. Okromelidze, O. Garshina, O. Chugaeva // Society of Petroleum Engineers – 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years. – Abu Dhabi, 2014. – P. 1357–1371. DOI: 10.2118/171803-MS

15. Kramer J., Acosta F., Thornton P. New technique combats lost circulation // Oil & Gas Journal. – 2003. – Vol. 101, № 32. – P. 46.

16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб. – М.: Недра, 2000. – 679 с.

17. Изоляция зон поглощений бурового раствора в боковых стволах с применением профильного перекрывателя / К.В. Мелинг, Ф.Ф. Ахмадишин,

А.Л. Насыров, Д.В. Максимов, В.К. Мелинг // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 107–109.

18. Эффективные решения по ликвидации поглощений бурового раствора / Э.М. Байtimiров, А.О. Комаров, А.В. Бармин, А.А. Гладков, М.Ю. Чувьоров // Бурение и нефть. – 2012. – № 5. – С. 50–52.

19. Двойников М.В., Нуцкова М.В., Кучин В.Н. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 33–39. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.4

20. Забайкин Ю.В., Саламов М.А., Бойко К.Н. Технология строительства скважины в условиях поглощения бурового раствора на Варьеганском нефтяном месторождении (ХМАО) // Актуальные проблемы и перспективы развития экономики: российский и зарубежный опыт. – 2018. – № 14. – С. 25–32.

21. Качурин А.В., Пестерев С.В. Поглощение буровых и тампонажных растворов. Проблемы и решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 13–15.

22. Ковалева К.О., Мозговой Г.С. Способы борьбы с поглощением бурового раствора // Фундаментальная наука и технологии – перспективные разработки: материалы XIV междунар. науч.-практ. конф. – 2018. – С. 90–92.

23. Курочкин Б.М., Андронов С.Н. Особенности технологии ликвидации поглощений бурового раствора при бурении под кондуктор в осложненных условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 8. – С. 19–23.

24. Кучин В.Н., Нуцкова М.В. Обоснование и разработка технологии изоляции водопритоков для повышения качества заканчивания скважин // Нефть и газ – 2017: сб. тр. 71-й Междунар. молодежной науч. конф. – 2017. – С. 220–229.

25. Мойса Н., Сухенко Н. Оценка закупоривающих свойств наполнителей для ликвидации поглощений бурового раствора // Бурение и нефть. – 2006. – № 6. – С. 9–11.

26. Нечаева О.А. Обоснование и разработка многофункционального бурового раствора на основе синтезируемых гелей для строительства скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2012. – № 5. – С. 40–44.

27. Николаев Н.И., Иванов А.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 308–310.

28. Поляков В.Н., Мнацканов В.А. Причины низкой эффективности методов борьбы с поглощениями в бурении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 3. – С. 14–17.

29. Турицына М.В. Обоснование применения газожидкостных смесей для профилактики поглощений промысловой жидкости при проходке



скважин // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 2. – С. 61–63.

30. Турицына М.В., Долгих Л.Н., Чернышов С.Е. Исследование средств эффективной и оперативной изоляции зон поглощений при проводке скважин на территории Трифоновского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2009. – Т. 8, № 4. – С. 45–52.

31. Харитонов А.Д. Специальные материалы, предназначенные для ликвидации поглощений бурового раствора // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 183–186.

32. Lu H.S., Zhang T., Huang Z. Study on a new loss controller of polymer gel // *Drilling Fluid and Completion Fluid*. – 2010. – 27(3). – P. 33–35.

33. Nutskova M.V., Dvoynikov M.V., Kuchin V.N. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows // *Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2017. – Vol.12, № 22. – P. 5985–5989. DOI: 10.3923/jeasci.2017.5985.5989

34. Николаев Н.И., Иванов А.И. Результаты аналитических и эксплуатационных исследований закупоривающей способности полимерглинистых тампонажных составов при бурении нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 5. – С. 8–11.

35. Рудяева Е.Ю., Нуцкова М.В. Исследование добавки «Петросорб» к буровым растворам для ликвидации поглощений при бурении скважин // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: материалы междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых / Альметьевский государственный нефтяной институт. – Альметьевск, 2017. – С. 251–257.

36. Рудяева Е.Ю., Нуцкова М.В., Страупник И.А. Исследование добавки «Петросорб» к буровым растворам для оперативного тампонирувания зон

поглощений при бурении скважин // Бурение скважин в осложненных условиях / Санкт-Петербургский горный университет. – СПб., 2017. – С. 52–53.

37. Иванов А.И. Обоснование и разработка технологии и техники ликвидации катастрофических поглощений при бурении разведочных скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – СПб., 2009. – 126 с.

38. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 1007 с.

39. Турицына М.В., Кучин В.Н., Гизатуллин Р.Р. Исследование влияния минерализации вод на технологические характеристики газожидкостных смесей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12, № 6. – С. 64–73.

40. Пономаренко М.Н., Гасумов Р.А. Особенности цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях, характеризующихся поглощением бурового раствора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 52–55.

41. Иванов А.И. Тампонажные материалы и технологические приёмы проведения изоляционных работ при бурении скважин на нефть и газ // *Wiernictwo Nafta Gas. Półrocznik Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica*. – Kraków: AGH, 2008. – Т. 25 (2). – P. 311–316.

42. Николаев Н.И., Николаева Т.Н., Иванов А.И. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин // Инженер-нефтяник. – 2009. – №1. – С. 5–8.

43. Ivanov A. Plugging-back technology of lost drilling flush fluid circulation zone in the course of drilling for oil and gas // *Materiały XLIII Sesji Pionu Górniczego*. – Kraków: Akademia Górniczo-Hutnicza, 2007. – P. 177.

## References

1. Turitsyna M.V. Analysis methods of absorption zones isolation during well drilling on trifonovskoye oilfield. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2010, vol.9, no.5, pp.37-44.

2. Predein A.P. Oslozheniia i avarii pri stroitelstve neftiannykh i gazovykh skvazhin [Challenges and accidents in construction of oil and gas wells]. Perm', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2014, 381 p.

3. Dashizhapov B.B. Burovye rastvory s nizkim udelnym vesom dlia prokhozhdeniia zon s intensivnym pogloshcheniem [Drilling fluid with low specific gravity for passing zones of intense absorption]. *Molodezhnyi vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2015, no.4, pp.3.

4. Kurochkin B. Clay/latex mixture stops lost circulation in large carbonate fractures. *Oil & Gas Journal*, 1995, vol.93, no.35, pp.92-93.

5. Romero S.N., Monroy R.R., Johnson C., Cardenas F., Abraham G.A.T. Preventing lost circulation by use of lightweight slurries with reticular systems: depleted reservoirs in Southern Mexico. *SPE Drilling and Completion*, 2006, vol.21, iss.3, pp.185-192. DOI: 10.2118/92187-PA

6. Ziyadullayev O.E., Egamberdiyev B.Sh., Iminjonov Z.Z., Menglibekov A.B., Komilov T.O. Lost-circulation control with using aerated liquids. *International Scientific and Practical Conference World science*, 2016, vol.1, no.3 (7), pp.45-47.

7. Heidari M., Shahbazi K., Fattahi M. Experimental study of rheological properties of aphron based drilling fluids and their effects on formation damage. *Scientia Iranica*, 2017, 24(3), pp.1241-1252. DOI: 10.24200/sci.2017.4108

8. Yang P., Li J., Sun Y., Guan J., Kuang X., Zheng L. Development and application of an oil-based circulating micro-foam drilling fluid. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6), pp.78-84.

9. Zhuo Y., Hu X., Zheng X., Zhou Y., Meng M., Xu M. Aerated drilling used during gas drilling when encountering the formation water invasion. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(8), pp.73-75.
10. Liu J., Yang J., Shi D., Zhang B., Gu K. Lost circulation and kick control aerated drilling fluid technology used in WangGu1 well. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2005, 22(6), pp.78-80, 92.
11. Ibragimov N.G., Khamitjanov N.Kh., Akhmadishin F.F., Pronin V.E. Tekhnologiya provodki skvazhin v usloviakh pogloshcheniya burovogo rastvora osypaniya i obvalov gornykh porod [Technology of well direction under conditions of drilling mud losses, falling and cavings]. *Sbornik nauchnykh trudov Tatarskogo nauchno-issledovatel'skogo i proektnogo instituta nefii*. Moscow, 2009, pp.197-200.
12. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Turbakov M.S. Rasshiriaiushchiesia tamponazhnye sostavy dlia likvidatsii pogloshchenii pri kreplenii obsadnykh kolonn dobyvaiushchikh skvazhin [Expanding compositions of cement slurries for lost circulation control under cementing of casing of producing wells]. *Oil industry*, 2012, no.3, pp.50-52.
13. Steshin B.M., Anikeenko G.I., Minenkov V.M., Iarysh E.A. Preduprezhdenie pogloshchenii burovogo rastvora pri burenii vysokopronitsaemykh kollektorov na iuzhnom shelfe Vetnama [Prevention of drilling mud loss when drilling high permeability reservoirs on the Vietnam shelf]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podriadchikov*, 2006, no.3, pp.6-9.
14. Bikmukhametov A., Iliasov S., Okromelidze G., Garshina O., Chugaeva O. Experience of using the foamed cement technology for difficult lost circulation control. *Society of Petroleum Engineers – 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years*. Abu Dhabi, 2014, pp. 1357-1371. DOI: 10.2118/171803-MS
15. Kramer J., Acosta F., Thornton P. New technique combats lost circulation. *Oil & Gas Journal*, 2003, vol.101, no.32, pp.46.
16. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Oslozhneniia i avarii pri burenii nefiannykh i gazovyykh skvazhin [Challenge and accidents when drilling of oil and gas wells]. Moscow, Nedra, 2000. 679 p.
17. Meling K.V., Akhmadishin F.F., Nasyrov A.L., Maksimov D.V., Meling V.K. Izoliatsiia zon pogloshchenii burovogo rastvora v bokovyykh stvolakh s primeneniem profilnogo perekryvatelia [Shut-off jobs of the formation caused drilling mud losses using a profile cover]. *Oil industry*, 2009, no. 11, pp.107-109.
18. Baitimirov E.M., Komarov A.O., Barmin A.V., Gladkov A.A., Chuviurov M.Iu. Effektivnye resheniia po likvidatsii pogloshchenii burovogo rastvora [Effective solutions to liquidate drill mud's consumptions]. *Burenie i nefi*, 2012, no.5, pp.50-52.
19. Dvoynikov M.V., Nutskova M.V., Kuchin V.N. Analysis and justification of selection of fluids to be used for water shut-off treatment during well completion. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.1, pp.33-39. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.4
20. Zabaikin Iu.V., Salamov M.A., Boiko K.N. Tekhnologiya stroitelstva skvazhiny v usloviakh pogloshcheniya burovogo rastvora na Vareganskom nefiannom mestorozhdenii (KHMAO) [Technology of drilling the well with lost circulation at the Varyegansk oil field (Khanty-Mansi Autonomous Area)]. *Aktualnye problemy i perspektivy razvitiia ekonomiki: rossiiskii i zarubezhnyi opyt*, 2018, no.14, pp.25-32.
21. Achurin A.V., Pesterev S.V. Pogloshchenie burovyykh i tamponazhnykh rastvorov. Problemy i resheniia [Circulation loss of drilling and cementing muds. Problems and solutions]. *Stroitelstvo nefiannykh i gazovyykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, no.9, pp.13-15.
22. Kovaleva K.O., Mozgovoi G.S. Sposoby borby s pogloshcheniem burovogo rastvora [Methods of controlling the drilling mud loss]. *Fundamentalnaia nauka i tekhnologii – perspektivnye razrabotki. Materialy XIV mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, 2018, pp.90-92.
23. Kurochkin B.M., Andronov S.N. Osobennosti tekhnologii likvidatsii pogloshchenii burovogo rastvora pri burenii pod konduktor v oslozhnennykh usloviakh [Some specific features of technology of lost-circulation control of washing liquid while conductor drilling in complicated conditions]. *Stroitelstvo nefiannykh i gazovyykh skvazhin na sushe i na more*, 2012, no.8, pp.19-23.
24. Kuchin V.N., Nutskova M.V. Obosnovanie i razrabotka tekhnologii izoliatsii vodopritokov dlia povysheniia kachestva zakanchivaniia skvazhin [Justification and development of technology for water shut-off jobs to improve the well completion quality]. *Nefi i gaz – 2017. Sbornik trudov 71 Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii*, 2017, pp.220-229.
25. Moisa N., Sukhenko N. Otsenka zakupori-vaiushchikh svoistv napolnitelei dlia likvidatsii pogloshchenii burovogo rastvora [Estimation of blocking properties of fillers for eliminating the drilling mud losses]. *Burenie i nefi*, 2006, no.6, pp.9-11.
26. Nechaeva O.A. Obosnovanie i razrabotka mnogofunktsionalnogo burovogo rastvora na osnove sinteziruemykh gelei dlia stroitelstva skvazhin [Justification and development of multifunctional drilling mud based on synthesized gels for wells construction]. *Stroitelstvo nefiannykh i gazovyykh skvazhin na sushe i na more*, 2012, no.5, pp.40-44.
27. Nikolaev N.I., Ivanov A.I. Povyshenie effektivnosti bureniia nefiannykh i gazovyykh skvazhin v oslozhnennykh usloviakh [Higher efficiency in drilling of oil and gas wells under complicated conditions]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2009, vol.183, pp.308-310.
28. Poliakov V.N., Mnatsakanov V.A. Prichiny nizkoi effektivnosti metodov borby s pogloshcheniiami v burenii [Reasons for low efficiency of methods for shut-off the circulation loss in drilling]. *Stroitelstvo nefiannykh i gazovyykh skvazhin na sushe i na more*, 2009, no.3, pp.14-17.

29. Turitsyna M.V. Obosnovanie primeneniia gazozhidkostnykh smesei dlia profilaktiki pogloshchenii promyvochnoi zhidkosti pri prokhodke skvazhin [Justification of application of gas-liquid mixtures for prevention of mud losses during the well drilling]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2011, vol.5, no.2, pp.61-63.

30. Turitsyna M.V., Dolgikh L.N., Chernyshev S.E. Investigation of effective and operational removal areas insulation facilities during wells drilling in Trifonovskoye field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2009, vol.8, no.4, pp.45-52.

31. Haritonov A.D. Spetsialnye materialy prednaznachennye dlia likvidatsii pogloshchenii burovogo rastvora [Special materials designed to eliminate drilling mud losses]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodородnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2014, no.1, pp.183-186.

32. Lu H.S., Zhang T., Huang Z. Study on a new loss controller of polymer gel. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2010, 27(3), pp.33-35.

33. Nutskova M.V., Dvoynikov M.V., Kuchin V.N. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2017, vol.12, no.22, pp.5985-5989. DOI: 10.3923/jeasci.2017.5985.5989

34. Nikolaev N.I., Ivanov A.I. Rezultaty analiticheskikh i ekspluatatsionnykh issledovaniy zakupori-vaiushchei sposobnosti polimerglinistykh tamponazhnykh sostavov pri burenii neftiannykh i gazovykh skvazhin [Results of analytical and operational studies of blocking ability of polymer-based cements compounds in the drilling of oil and gas wells]. *Stroitelstvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2009, no.5, pp.8-11.

35. Rudiaeva E.Iu., Nutskova M.V. Issledovanie dobavki "Petrosorb" k burovym rastvoram dlia likvidatsii pogloshchenii pri burenii skvazhin [Studying of Petrosorb additive to drilling fluids to eliminate mud losses during well drilling]. *Energiia molodezhi dlia neftegazovoi industrii. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh Almetevskogo gosudarstvennogo neftiannogo instituta*, 2017, pp.251-257.

36. Rudiaeva E.Iu., Nutskova M.V., Straupnik I.A. Issledovanie dobavki "Petrosorb" k burovym rastvoram

dlia operativnogo tamponirovaniia zon pogloshchenii pri burenii skvazhin [Study Petrosorb additive to drilling fluids for operational cementing of lost circulation zones during well drilling]. *Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviakh*. Saint Petersburg, 2017, pp.52-53.

37. Ivanov A.I. Obosnovanie i razrabotka tekhnologii i tekhniki likvidatsii katastroficheskikh pogloshchenii pri burenii razvedochnykh skvazhin [Justification and development of technology and techniques for elimination of catastrophic losses during the drilling of exploration wells]. Ph. D. thesis. Saint Petersburg, 2009, 126 p.

38. Bulatov A.I., Proselkov Iu.M., Shamanov S.A. Tekhnika i tekhnologiia bureniia neftiannykh i gazovykh skvazhin [Technique and technology of drilling of oil and gas wells]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2003, 1007 p.

39. Turitsina M.V., Kuchin V.N., Gizatullin R.R. Researching of water mineralization influence on technological characterization of liquid-gas mixtures. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2013, vol.12, no.6, pp.64-73.

40. Ponomarenko M.N., Gasumov R.A. Osobennosti tsementirovaniia skvazhin v slozhnykh gornogeologicheskikh usloviakh kharakterizuiushchikhsia pogloshcheniem burovogo rastvora [Features of cementing the wells in hard geological conditions characterized by drilling mud losses]. *Stroitelstvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2007, no.8 pp.52-55.

41. Ivanov A.I. Tamponazhnye materialy i tekhnologicheskie priemy provedeniia izoliatsionnykh rabot pri burenii skvazhin na nefi i gaz [Cementing materials and techniques for shut-off jobs in drilling the wells for oil and gas]. *Wiertnictwo Nafta Gas. Półrocznik Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica. Kraków, AGH*, 2008, vol.25 (2), pp.311–316.

42. Nikolaev N.I., Nikolaeva T.N., Ivanov A.I. Tekhnologiia likvidatsii pogloshchenii burovogo rastvora pri stroitelstve neftiannykh i gazovykh skvazhin [Technology of elimination of drilling mud losses during the drilling of oil and gas wells]. *Inzhener-neftianik*, 2009, no.1, pp.5-8.

43. Ivanov A. Plugging-back technology of lost drilling flush fluid circulation zone in the course of drilling for oil and gas. *Materiały XLIII Sesji Pionu Górniczego. Kraków, Akademia Górniczo-Hutnicza*, 2007, pp. 177.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Нутцова М.В., Рудяева Е.Ю. Обоснование и разработка технико-технологических решений для повышения эффективности бурения скважин в условиях поглощения промысловой жидкости // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №2. – С.104–114. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.1

Please cite this article in English as:

Nutskova M.V., Rudiaeva E.Yu. The effect of water-swellable polymer on well drilling with mud loss. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.2, pp.104-114. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.1