

УДК 622.276:622.24.084.34

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

И.Л. Некрасова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

IMPROVEMENT OF THE CRITERIA FOR ASSESSING THE QUALITY OF HYDROCARBON-BASED MUDS IN TERMS OF GEOLOGICAL CONDITIONS OF THEIR USE

Irina L. Nekrasova

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetsky Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 05.07.2018. Принята / Accepted: 24.10.2018. Опубликована / Published: 30.11.2018

Ключевые слова:

буровые растворы на углеводородной основе, скважины с большим отходом от вертикали, критерии качества буровых растворов, коэффициент разупрочнения, коэффициент температурного разжижения, температура вспышки.

В настоящее время в зарубежной и отечественной практике строительства скважин область возможного применения буровых растворов на углеводородной основе (РУО) значительно расширяется. Известно достаточно много примеров успешного применения РУО при бурении скважин сложного профиля в различных геологических условиях. Существует также и отрицательный опыт, свидетельствующий о том, что выбранный состав и технологические свойства РУО не в полной мере отвечали горно-геологическим условиям бурения. В частности, известны случаи потери устойчивости ствола скважины, а также недостижения планового дебита вследствие низкого качества первичного вскрытия продуктивного пласта. С целью повышения эффективности применения РУО актуальной является разработка критериев оценки их качества в зависимости от горно-геологических условий применения, позволяющих проводить оперативный контроль качества бурового раствора в промысловых условиях. На основании многолетнего опыта применения РУО предложен алгоритм выбора критериев качества данного типа растворов в зависимости от горно-геологических условий применения. Рассмотрены требования, предъявляемые к РУО при бурении скважин с большим отходом от вертикали, в том числе в интервалах неустойчивых терригенных отложений, в условиях повышенных пластовых температур. Предложены критерии оценки качества первичного вскрытия продуктивных пластов.

Представленные в статье критерии оценки качества РУО будут полезны специалистам в области бурения и добычи, занимающимся проектированием и разработкой буровых растворов, в том числе для сланцевых месторождений нефти и газа.

Key words:

hydrocarbon-based muds, high deviation wells, mud quality criteria, softening coefficient, temperature dilution factor, flash point.

Nowdays, the area of possible application of hydrocarbon-based muds (HCBM) is significantly expanding in the foreign and domestic practice of well construction. There is a lot of examples of successful use of HCBM when drilling complex wells in various geological conditions. There is a negative experience that indicates that the selected composition and technological properties of the HCBM did not fully meet geological conditions of drilling. In particular, there are cases when wellbore was not stable, as well as the failure to achieve the planned production rate due to the low quality of reservoir drilling. In order to increase the effectiveness of HCBM use, it is important to develop criteria for assessing their quality depending on geological conditions of use, which allow for the operational control of the quality of a mud in field conditions. Based on many years of experience of HCBM application, an algorithm is proposed for selecting the quality criteria for this type of solution, depending on the geological conditions of use. Requirements for a HCBM during the drilling of high deviation wells, including intervals of unstable terrigenous deposits under high formation temperatures are considered. Criteria for assessing the quality of the initial opening of productive layers are proposed.

Criteria presented in the paper for assessing the quality of the HCBM will be useful for specialists in the field of drilling and production who are involved in the design and development of drilling fluids, including shale oil and gas deposits.

Некрасова Ирина Леонидовна – кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник отдела буровых растворов и технологических жидкостей (тел.: +007 342 233 67 63, e-mail: Irina.Nekrasova@pnn.lukoil.com).

Irina L. Nekrasova (Author ID in Scopus: 56704818100) – PhD in Engineering, Senior Researcher at the Department of Muds and Process Fluids (tel.: +007 342 233 67 63, e-mail: Irina.Nekrasova@pnn.lukoil.com).

Введение

В настоящее время в зарубежной и отечественной практике строительства скважин область возможного применения буровых растворов на углеводородной основе (РУО) значительно расширяется. Во многом это связано с внедрением технологии вскрытия продуктивных пластов горизонтальными и многозабойными горизонтальными скважинами, позволяющей эффективно разрабатывать месторождения, находящиеся на континентальном шельфе, в природоохраных и малодоступных местах [1, 2]. По результатам обзора научно-технической информации выявлено, что с использованием РУО пробурено большинство горизонтальных скважин со сверхдальним отклонением от вертикали [3–5].

Исходя из промыслового опыта применения РУО в условиях современных технологий бурения [6, 7], целесообразно разделить данный тип буровых растворов по назначению на следующие группы:

1) для бурения пологих и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали;

2) для бурения в интервалах неустойчивых терригенных отложений;

3) для вскрытия продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами в условиях, где реальные дебиты скважин при использовании водных систем значительно ниже потенциально возможных;

4) в качестве технологических жидкостей для ликвидации прихватов, гидрофобизации неустойчивых интервалов;

5) для отбора керна с целью сохранения его нативных свойств;

6) в качестве жидкостей для вторичного вскрытия, глушения скважин.

Большинство рецептов используемых в настоящее время РУО представляют собой эмульсию полярной жидкости в неполярной – эмульсию «вода в масле». При этом под термином «масло» понимают водонерастворимые олеофильные органические вещества, растворимые в неполярных средах (традиционные нефтепродукты, синтетические и растительные масла) [8, 9]. Основой формирования технологических свойств РУО служат показатели процесса эмульгирования

двух практически взаимно нерастворимых жидкостей: дисперсионной среды – органической жидкости и дисперсной фазы – воды или водных растворов солей, в большинстве случаев хлорида кальция.

Алгоритм выбора критериев качества РУО

В научно-технической литературе приводится достаточно много примеров успешного применения РУО при бурении скважин сложного профиля в различных геолого-технических условиях [3, 10–13]. Но несмотря на это, существует также и отрицательный опыт, свидетельствующий о том, что выбранный состав и технологические свойства РУО не в полной мере отвечали горно-геологическим условиям бурения. В частности, известны случаи потери устойчивости ствола скважины, а также недостижения планового дебита вследствие низкого качества первичного вскрытия продуктивного пласта [14, 15]. С целью повышения эффективности применения РУО актуальной является разработка критериев оценки их качества в зависимости от горно-геологических условий применения, позволяющих проводить оперативный контроль качества бурового раствора на промысле. На основании многолетнего опыта применения РУО в различных нефтегазовых провинциях России нами предложен следующий алгоритм выбора критериев качества данного типа растворов (рисунок).

На рисунке использованы следующие обозначения: $V_{дс}$ – объем дисперсионной среды, отделившейся от эмульсионного раствора через 1 сут после отстоя, $см^3$; $V_{эм}$ – общий объем эмульсионного раствора, $см^3$; $T_{вых}$ – максимально ожидаемая температура раствора на устье скважины, $^{\circ}C$; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, $дПа$; $\eta_{пл}$ – пластическая вязкость, $МПа\cdot c$; $\sigma_{пр}$ и $\sigma'_{пр}$ – прочность образца породы на одноосное сжатие до и после взаимодействия с раствором соответственно, $МПа$; $tg\phi$ и $tg\phi'$ – тангенс угла внутреннего трения в образце породы до и после взаимодействия с раствором соответственно; $\eta_{эф}^{пл.Т}$ – эффективная вязкость раствора при скорости сдвига $5\ c^{-1}$ при пластовой температуре и температуре на поверхности соответственно, $МПа\cdot c$.

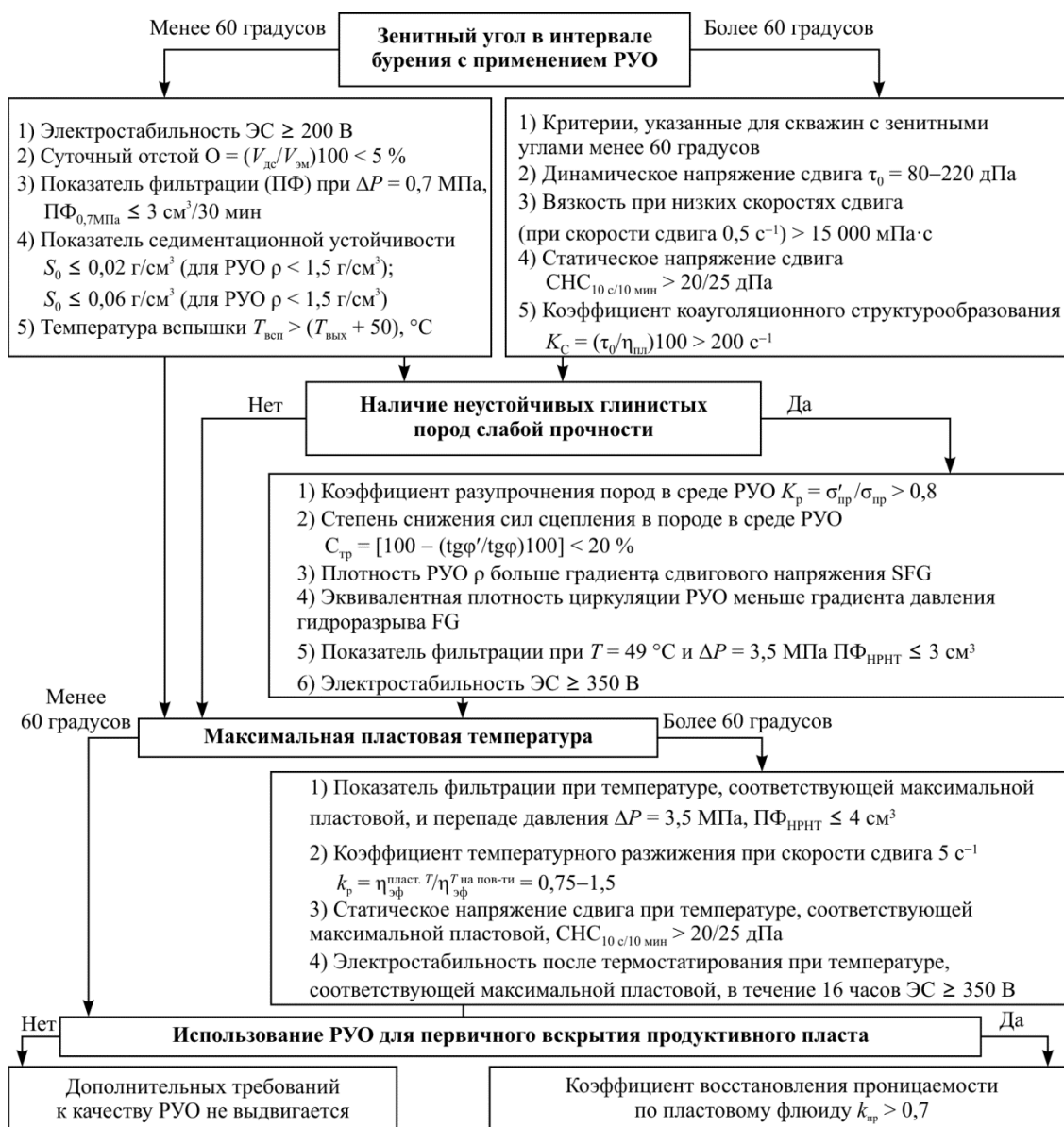


Рис. Критерии качества РУО

Показатели стабильности РУО

Вне зависимости от горно-геологических условий бурения, РУО должны обладать высокой агрегативной и кинетической стабильностью, характеризующейся следующими показателями: показателем электростабильности, суточным отстоем и показателем седиментационной устойчивости. Величина суточного отстоя (O , %), характеризующая способность РУО при нахождении в покое в течение длительного времени не выделять из себя углеводородную фазу, не должна превышать 5 % (допускается лишь незначительное отделение масла).

Показатель седиментационной устойчивости РУО (S_0 , г/см³) согласно [16] должен быть не

более 0,02 г/см³ для неутяжеленных растворов и не более 0,06 г/см³ – для растворов плотностью 1,50 г/см³ и более. В зарубежной практике бурения наиболее распространенным методом определения способности раствора, в том числе РУО, удерживать утяжелитель является так называемый фактор оседания (Sag Factor, SF), определяемый по следующей формуле:

$$SF = \left(\frac{MW_{bottom}}{MW_{bottom} + MW_{top}} \right),$$

где MW_{bottom} и MW_{top} – плотности раствора на дне и в верхней части цилиндра.

При значении $SF \leq 0,50$ считается, что раствор способен удерживать утяжелитель,

более высокое значение SF означает, что при использовании раствора могут возникнуть проблемы с образованием в стволе скважины шламовых и баритовых «подушек» [17].

Как уже было отмечено выше, основным требованием к рецептуре РУО является высокая стабильность эмульсионной системы. На стабильность инвертно-эмульсионных растворов влияют характеристики процесса эмульгирования и степень дисперсности водной фазы. Процесс эмульгирования, происходящий на стадии заготовки РУО, может рассматриваться как двухстадийный. На первой стадии в результате механического воздействия возникает одновременно как эмульсия «масло в воде», так и вода в масле. На второй происходит стабилизация одного из типов эмульсии присутствующим в системе эмульгатором [8, 18]. Основным параметром, характеризующим агрегативную устойчивость РУО к коалесценции глобул дисперсной фазы, является показатель электростабильности (ЭС). Суть его измерения заключается в следующем. Внешней средой РУО является неполярная жидкость (масло), не проводящая через себя электрический ток. При погружении в раствор зонда прибора с двумя параллельными пластинчатыми электродами и последующим приложением электрического напряжения происходит разрушение (инверсия) эмульсии. Водная среда, проводящая электрический ток, становится внешней средой в объеме эмульсии, заключенном между электродами прибора, и начинает пропускать через себя электрический ток. Чем большее напряжение необходимо приложить для инверсии эмульсии, тем выше агрегативная стабильность РУО. Показатель электростабильности коррелирует с прочностью межфазных адсорбционных слоев вокруг глобул водной фазы, а также с расстоянием между ними. По результатам лабораторных исследований, помимо агрегативной устойчивости (способности водной фазы к коалесценции), на значение показателя электростабильности РУО влияет ряд дополнительных факторов, не связанных с устойчивостью эмульсий. В частности, показатель электростабильности снижается:

– при увеличении концентрации водной фазы (вследствие уменьшения расстояния между глобулами воды);

– увеличении величины минерализации водной фазы (вследствие повышения ее удельной электрической проводимости);

– увеличении значения гидрофильно-лиофильного баланса используемых в системе эмульгаторов (вследствие повышения их полярных свойств);

– увеличении концентрации в системе твердой фазы утяжелителей (вследствие наличия на поверхности их частичек остаточной воды).

На основании анализа указанных выше факторов считаем, что правомерно использовать данный параметр в первую очередь как оценочный для каждой конкретной рецептуры РУО. В стандарте ISO 10414-2:2011 [19] также указано, что оценка гидрофобного состояния бурового раствора только на основе значений электростабильности нецелесообразна. При принятии решения по поводу необходимости обработки бурового раствора на основе значений ЭС следует учитывать лишь динамику изменения данного показателя во времени.

Специалистами зарубежных сервисных компаний в качестве минимального значения ЭС рекомендуется принимать 350 В (по тестерам OFITE, FANN). По данным многолетней практики работы с РУО во времена СССР В.И. Токунов и Б.И. Хейфец установили, что при электростабильности более 150 В (по ИГЭР-1) раствор стабилен, не проявляет склонности к фазовому обращению и не требует дополнительной обработки стабилизаторами [18]. Ниже указанного значения возможна инверсия фаз при изменении производственных условий (попадание в РУО пластовой воды, цемента, бурового шлама и др.).

По результатам лабораторных исследований и опыта работы с РУО можно установить, что для предотвращения фазового обращения эмульсии значение электростабильности РУО должно быть не менее 200 В с учетом возможного негативного воздействия на систему загрязнителей (выбуренного шлама и пластовой воды), так как даже при значениях электростабильности в диапазоне 100–200 В раствор остается стабильным и в качестве фильтра содержит углеводородную жидкость без признаков водной фазы (табл. 1). При вскрытии водочувствительных терригенных коллекторов с целью минимизации протекания осмотических процессов в системе «буровой раствор – порода» значение электростабильности, на наш взгляд, должно быть не менее 350 В.

Таблица 1

Зависимость фильтрационных свойств РУО от концентрации эмульгаторов

Концентрация и вид эмульгатора	ЭС, В	ПФ _{нрнт} , см ³ /30 мин	Состав фильтрата, %		
			масло	эмульсия	вода
Эмультал, 1 % об.	120	6,4	25	75	0
Эмультал, 2 % об.	350	6,0	17	83	0
Эмультал, 3 % об.	610	6,4	16	84	0
Эмультал, 5 % об.	1000	4,8	20	80	0
Девон 4в м.А, 1 % об.	80	4,6	48	52	0
Девон 4в м.А, 2 % об.	120	4,8	17	83	0
Девон 4в м.А, 3 % об.	304	3,8	20	80	0
Девон 4в м.А, 5 % об.	430	3,9	10	90	0

Примечание: фильтрационные исследования проводились с использованием РУО на основе минерального масла с соотношением углеводороды/вода – 50/50 при $T = 149\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $\Delta P = 500\text{ psi}$. Эмультал – эмульгатор на основе эфиров жирных кислот; девон 4в м.А – эмульгатор на основе амидов жирных кислот.

Одним из общеизвестных недостатков данного типа растворов является их высокая стоимость [20]. На основании сделанных ранее выводов по регламентируемому значению показателя ЭС считаем, что при использовании РУО в неосложненных условиях, а также в качестве технологических жидкостей для ликвидации прихватов или гидрофобизации неустойчивых интервалов применение рецептур с высокой концентрацией дорогостоящих компонентов (первичных и вторичных эмульгаторов и структурообразователей) нецелесообразно, так как необоснованно приводит к значительному увеличению затрат на химреагенты.

Критерии качества РУО при бурении скважин с большим отходом от вертикали

При бурении скважин сложного профиля (с зенитными углами более 60 градусов) дополнительные требования предъявляются к реологическим и структурно-механическим свойствам РУО, характеризующим выносную (по отношению к выбуренному шламу) и удерживающую (по отношению к утяжелителям) способность. Согласно опыту применения РУО в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, показатель динамического напряжения сдвига РУО должен находиться в диапазоне 80–220 дПа, показатель вязкости при низких скоростях сдвига, измеряемый на вискозиметре Брукфильда, – не менее 15 000 мПа·с (при скорости сдвига $\approx 0,5\text{ c}^{-1}$), показатель статического напряжения сдвига – не менее 20/25 дПа.

При вскрытии неустойчивых терригенных отложений, особенно глинистых пород, относящихся к категории «слабые» по контактной прочности (контактная прочность менее 300 кгс/см², прочность на сжатие менее 30 МПа [21]), под зенитными углами более 60 градусов с целью снижения вероятности осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола скважины, первостепенными критериями качества РУО являются их ингибирующие свойства.

Большинство исследователей априори считают, что все технологические жидкости на неводной основе, в том числе РУО, содержащие водную фазу различного состава, не имеют отличий по их ингибирующим свойствам по отношению к неустойчивым породам и глинистым минералам коллектора [22]. При этом протекание осмотических процессов не учитывается. Считаем, что, целенаправленно изменяя состав водной фазы РУО и величину показателя фильтрации, можно замедлять процесс взаимодействия глины с раствором и тем самым увеличивать время «устойчивого состояния» стенок скважины в интервале глинистых пород. При этом только применение научно обоснованного подхода к выбору рецептуры РУО с использованием ядра проблемных интервалов бурения позволит предупредить гидратацию и сохранить (консервировать) первоначальную структурно-механическую прочность глин на стенке скважины.

Ингибирующие свойства РУО по отношению к высоколитифицированным глинистым породам (аргиллитам, глинистым сланцам) нами предлагается оценивать по следующим показателям:

Таблица 2

Изменение прочностных свойств пород в среде РУО

Тип бурового раствора	K_p		$C_{тр}, \%$	
	через 7 сут контакта с РУО	через 14 сут контакта с РУО	через 7 сут контакта с РУО	через 14 сут контакта с РУО
РУО на основе технической воды (УВ/В – 50/50)	0,45	0,40	34,0	40,0
РУО на основе насыщенного раствора хлорида калия (УВ/В – 50/50)	0,49	0,45	32,0	38,9
РУО на основе насыщенного раствора хлорида кальция (УВ/В – 50/50)	1,0	1,0	0	0
РУО на основе насыщенного раствора хлорида кальция (УВ/В – 90/10)	1,0	1,0	0	0
Безводный РУО (загущенное масло)	1,0	1,0	0	0

Примечание: УВ/В – процентное соотношение углеводород/вода в рецептуре РУО.

– коэффициент разупрочнения (коэффициент водоустойчивости) $K_p = \sigma'_{пр} / \sigma_{пр}$, где $\sigma_{пр}$ и $\sigma'_{пр}$ – прочность образца породы на одноосное сжатие до и после взаимодействия с раствором соответственно;

– степень снижения сил сцепления в матрице породы, характеризующаяся по величине тангенса угла внутреннего трения $tg\phi$: $C_{тр} = [100 - (tg\phi' / tg\phi) \times 100], \%$, где $tg\phi$ и $tg\phi'$ – тангенс угла внутреннего трения в образце породы до и после взаимодействия с раствором соответственно.

В качестве примера в табл. 2 представлены результаты исследования изменения прочностных свойств пород тиманского терригенного горизонта одного из месторождений Пермского края (средние по нескольким параллельным определениям) после выдержки в среде РУО с различным компонентным составом водной фазы.

Согласно [23] породы считаются высокопрочными, если коэффициент размягчения, равный отношению их прочности на сжатие после контакта с водной средой к их исходной прочности, составляет не менее 0,8. По аналогии с указанным показателем считаем, что коэффициент разупрочнения глинистых пород проблемных интервалов бурения в среде РУО не должен быть ниже 0,8. По результатам ранее проведенных исследований было установлено, что с $K_p = 0,8$ коррелирует значение $C_{тр} = 20 \%$.

В ряде нефтегазовых районов встречаются терригенные породы, которые при контакте с водной фазой практически мгновенно адсорбируют воду с растрескиванием по плоскостям напластования. Такие породы можно отнести к категории «геомеханически слабых», они характеризуются пониженной прочностью [24]. Примером таких пород

являются отложения тимано-саргаевского (кыновского) горизонта девонской системы, породы ванденской свиты [25].

Рассматриваемые породы, представленные в основном аргиллитами и глинистыми сланцами, как правило, характеризуются хорошо развитой системой микротрещин субпараллельной ориентации. Проблема нарушения устойчивости подобного рода пород обусловлена совместным действием двух факторов. Первый фактор, связанный с потерей устойчивости пород вследствие разгрузки текущего тектонического напряжения при вскрытии массива пород скважиной, имеет физическую природу, а второй (эффект расклинивания микротрещин в породе под воздействием фильтраата бурового раствора) – физико-химическую [26–29]. Только устранение этих двух факторов может обеспечить безаварийные условия бурения скважин с горизонтальным окончанием на объекты, покрышки которых сложены неустойчивыми глинистыми породами с пониженной прочностью [25, 30–32].

При бурении через породы пониженной прочности с целью компенсации изменений тангенциального и радиального напряжений в стволе скважины плотность РУО должна превышать градиент сдвигового напряжения, рассчитанный путем построения геомеханической модели устойчивости ствола скважины. При этом эквивалентная плотность циркуляции РУО, рассчитанная с учетом реологических показателей раствора с целью исключения развития трещиноватости в результате избыточных гидродинамических давлений, должна быть ниже градиента давления гидроразрыва.

Критерии качества РУО в сложных термобарических условиях бурения

В условиях скважин с повышенными пластовыми температурами РУО должен обладать, помимо указанных выше показателей, термостойкостью и стабильностью необходимых (рабочих) показателей фильтрационных, реологических и структурно-механических свойств в широком интервале температур – от $T = 20$ °С (среднее значение температуры раствора в рабочих емкостях на поверхности) до максимальной пластовой температуры (согласно проектным данным). Изменение вязкости РУО при низких скоростях сдвига в забойных условиях по сравнению с вязкостью раствора на поверхности более чем в 2 раза приводит к заметному ухудшению качества очистки ствола горизонтальных скважин, осаждению шлама и утяжелителя, росту коэффициента трения, возникновению затяжек и посадок инструмента, прихватов (в том числе дифференциальных) [33, 34]. И наоборот, значительное увеличение вязкости РУО при понижении температуры раствора (что характерно для объема раствора на поверхности после длительных остановок циркуляции) приводит к загущению, вплоть до нетекучего состояния, что создает сложности при прокачке такого раствора.

В качестве критической температуры нами обозначена пластовая температура $T = 60$ °С, так как при строительстве скважин с меньшими пластовыми температурами температура циркуляции раствора по опыту бурения не превышает 49 °С (температура замера основных реологических показателей РУО согласно ГОСТ 33697-2015 [35]).

В качестве критерия термостойкости РУО для скважин с пластовыми температурами выше 60 °С предлагается использовать коэффициент температурного разжижения при скорости сдвига 5 с^{-1} (k_p), определяемый по следующей формуле:

$$k_p = \eta_{\text{эф}}^{\text{пласт. } T} / \eta_{\text{эф}}^{T_{\text{на пов-ти}}}$$

где $\eta_{\text{эф}}^{\text{пласт. } T}$ – эффективная вязкость РУО при скорости сдвига 5 с^{-1} при пластовой температуре; $\eta_{\text{эф}}^{T_{\text{на пов-ти}}}$ – эффективная вязкость РУО при скорости сдвига 5 с^{-1} при температуре раствора на поверхности.

Значение эффективной вязкости в области низких скоростей сдвига (при скорости сдвига 5 с^{-1} и менее) характеризует несущую способность РУО в пристенной области, в том числе в забойных условиях [36]. Указанное значение скорости сдвига выбрано также в связи с тем, что 5 с^{-1} (3 об/мин) – это наименьшая скорость, при которой возможен замер эффективной вязкости на ротационных вискозиметрах (OFITE, FANN), наиболее широко применяемых в практике анализа растворов на промыслах. Тенденция увеличения эффективной вязкости РУО с ростом температуры в области указанных скоростей сдвига свидетельствует об усилении несущей способности раствора при повышении температуры, что особенно важно при бурении скважин сложного профиля. Применение коэффициента температурного разжижения, рассчитанного по предлагаемой нами формуле, позволяет избежать использования сложного оборудования и обеспечивает возможность оперативного контроля качества РУО по показателю термостабильности в условиях буровой с использованием стандартного оборудования. В качестве примера в табл. 3 приведены расчетные значения коэффициента температурного разжижения РУО в зависимости от типа используемого в системе структурообразователя. Из таблицы видно, что при снижении эффективной вязкости системы при $T = 90$ °С более чем в 1,5 раза отмечена потеря седиментационной устойчивости системы.

Таблица 3

Коэффициенты температурного разжижения РУО в зависимости от типа используемого в системе структурообразователя

Основной структурообразователь системы	k_p при температуре замера, °С								S_0 при $T = 90$ °С
	25	30	40	50	60	70	80	90	
Полиизобутилен (Mг = 4000–6000)	1	0,86	0,8	0,76	0,74	0,73	0,72	0,72	0,08
Полиизобутилен (Mг = 15000–25000)	1	0,93	0,87	0,84	0,82	0,8	0,78	0,76	0,04
Модифицированный бутадиенстирольный латекс	1	1,1	1,18	1,25	1,31	1,36	1,36	1,36	0
Органобентонит	1	0,85	0,8	0,74	0,73	0,71	0,7	0,7	0,1

Примечания: S_0 – показатель седиментационной устойчивости, г/см³; состав РУО, об. %: дизельное топливо – 53,5; раствор хлорида кальция – 33,5; эмульгатор – 3 %; структурообразователь (концентрация подбиралась эмпирически для получения значения статичного напряжения сдвига на уровне 30 дПа); барит – 10.

По результатам лабораторных исследований установлено, что влияние избыточного давления на реологические свойства РУО является незначительным, в частности, повышение давления с атмосферного до 1,4 МПа увеличивает значение основных реологических характеристик РУО на 10–20 %. В связи с этим введение показателя, характеризующего сохранение качества РУО при изменении в системе барических условий, нецелесообразно.

Еще одним критерием качества РУО, связанным с обеспечением безопасности производства буровых работ, значимость которого увеличивается в условиях скважин с повышенными пластовыми температурами, является значение температуры вспышки раствора ($T_{всп}$). В частности, п. 220 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [37] устанавливает требование к температуре вспышки РУО, которая должна на 50 °С превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины ($T_{вых}$), рассчитываемую по стандартным формулам [38].

Критерии качества первичного вскрытия продуктивных пластов

В настоящее время РУО доказали свою эффективность при их использовании для первичного вскрытия продуктивных пластов в условиях, где реальные дебиты скважин при вскрытии на водных системах буровых растворов значительно ниже потенциально возможных [6, 39]. Особенно это актуально для гидрофобных по природе смачивания коллекторов, а также коллекторов, цементирующее вещество которых представлено водочувствительными глинистыми минералами. Так, применение РУО на Ван-Еганском месторождении позволило не только возобновить дальнейшее бурение горизонтальных скважин за счет сокращения количества осложнений, но и вовлечь в разработку другие участки с ранее нерентабельными запасами (коэффициент продуктивности по скважинам, пробуренным с использованием раствора на водной основе, в среднем составил 0,4 м³/сут/атм, РУО – 1,45 м³/сут/атм) [40]. Вместе с тем известны также случаи недостижения плановых дебитов вследствие несоответствия рецептур РУО горно-геологическим условиям бурения и геолого-физическим характеристикам продуктивного пласта [41]. При использовании РУО для первичного вскрытия продуктивного пласта первоочередным критерием качества должен

являться коэффициент восстановления проницаемости. При этом рекомендуется оценивать изменение проницаемости составной модели пласта (СМП) по пластовому флюиду (нефти) конкретного месторождения. Это позволит учесть физико-химические процессы, протекающие в системе «пластовая нефть – фильтрат бурового раствора – керн». По опыту исследований на керне буровых растворов различного типа для высококачественного вскрытия продуктивного пласта коэффициент восстановления проницаемости по пластовому флюиду ($K_{восст. СМП}$) определяется по формуле

$$K_{восст. СМП} = \frac{K_{пр2 СМП}}{K_{пр1 СМП}},$$

где $K_{пр2 СМП}$ – проницаемость СМП по пластовой нефти после фильтрации исследуемого бурового раствора; $K_{пр1 СМП}$ – исходная проницаемость СМП по пластовой нефти.

Данный коэффициент для РУО не должен превышать значение 0,7.

Важно отметить, что исследования по оценке $K_{восст. СМП}$ необходимо проводить при температуре, соответствующей пластовой, и значениях статической и динамической репрессии, рассчитанных с учетом пластовых давлений, статической и эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора.

Заключение

Область возможного использования буровых растворов на углеводородной основе в современных технологиях строительства скважин определяет ряд дополнительных специфических требований к показателям их технологических свойств. Предложенные в работе критерии оценки качества РУО позволяют повысить эффективность использования указанного типа буровых растворов, особенно при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях. Оперативный контроль большинства показателей, используемых как критерии качества РУО, осуществляется непосредственно при проведении работ в промысловых условиях. Некоторые показатели, в частности коэффициент разупрочнения пород и коэффициент восстановления проницаемости, проконтролировать в условиях буровой не представляется возможным. Только предварительные исследования в лабораторных условиях могут определять допуск (недопуск) технологии к применению на конкретной скважине. Особенно это касается рецептур растворов, планируемых к проведению опытно-промышленных работ на скважинах.

Библиографический список

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2001. – 544 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов [и др.]; под общей ред. А.И. Спивака. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 509 с.
3. Отечественный и зарубежный опыт бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали / А.С. Оганов [и др.] // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 2. – С. 16–20.
4. Application and optimization of oil-based drilling fluids for ERD wells YNAO area / A. Arslanbekov, N. Sevodin, D. Valuev [et al.] // Paper SPE 136310 presented at the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 26–28 October, 2010. DOI: 10.2118/136310-MS
5. The results of horizontal well drilling using invert-emulsion fluid at Kharyaginskoe Field / P. Khvoshchin, N. Lyadova, S. Iliasov [et al.] // Paper SPE 171283 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 14–16 October, 2014. – Moscow, 2014. DOI: 10.2118/171283-MS
6. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силян М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 360 с.
7. Frazer L.J. How to select drilling fluid for horizontal wells // *World Oil*. – 1993. – Vol. 214. – P. 59–63.
8. Emulsions: fundamentals and applications in the petroleum industry / Ed. by L.L. Schramm. – Washington: ACS, 1992. – 428 p.
9. Практикум по коллоидной химии (коллоидная химия латексов и поверхностно-активных веществ): учеб. пособие для вузов / под ред. Р.Э. Неймана. – М.: Высшая школа, 1971. – 176 с.
10. Мелехин А.С. Опыт строительства горизонтальных скважин на Кыргальском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ». Борьба с осложнениями при бурении // *Инженерная практика*. – 2012. – № 2. – С. 72–75.
11. Буровые растворы на неводной основе для бурения скважин с большим приложением / Ю.В. Фефелов, Д.В. Карасев, А.М. Нацепинская, И.Л. Некрасова // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2007. – № 9. – С. 47–48.
12. А.С. 1020428 СССР, С 09К 7/06. Гидрофобный эмульсионный буровой раствор / Шевчук В.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель Ин-т общей и неорганической химии АН БССР №3322836/23-03; заявл. 17.07.1981; опубл. 30.05.1983, Бюл. № 20.
13. Aston M., Mihalik P., Tunbridge J. Towards zero fluid loss oil based muds // Paper SPE 77446 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September – 2 October. – San Antonio, 2002. DOI: 10.2118/77446-MS
14. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов: дис. ... д-ра техн. наук. – М.: МИНХ и ГП, 1971. – 148 с.
15. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин: учеб. пособие. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
16. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
17. Omland T.H., Saasen A., Amundsen P.A. Detection techniques determining weighting material sag in drilling fluid and relationship to rheology // *Annual transactions of the Nordic rheology society*. – 2007. – Vol. 15.
18. Токунов В.И., Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. – М.: Недра, 1983. – 167 с.
19. ISO 10414-2:2011. Petroleum and natural gas industries – Field testing of drilling fluids. Part 2: Oil-based fluids. – 157 p.
20. Christiansen C. From oil-based mud to water-based mud // Paper SPE-23359-MS presented at the SPE Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference, 11–14 November, The Hague, Netherlands, 1991. DOI: 10.2118/23359-MS
21. Епифанцев О.Г., Плетенчук Н.С. Оценка прочности горных пород по минеральному составу: метод указания по выполнению лабораторной работы для студентов горных и строительных специальностей. – Новокузнецк: Издательский центр СибГИУ. – 16 с.
22. Simpson J.P. Studies dispel myths, give guidance on formulation of drilling fluids for shale stability. IADC/Paper SPE 39376 presented at the 1998 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, 3–6 March 1998. DOI: 10.2118/39376-MS
23. Строительные материалы (материаловедение, строительные материалы) / В.Г. Миккульский [и др.]. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2004. – 536 с.
24. Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Хвоцин П.А. Теория и практика использования инвертно-эмульсионных растворов в процессе строительства скважин: моногр. – Пермь: Астер, 2016. – 148 с.
25. Разработка комплексной технологии безаварийной проводки скважин с горизонтальным окончанием на отложения девонской системы (на примере Андреевского месторождения) : отчет о НИР / Г.В. Окомелидзе [и др.] / филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь. – Пермь, 2015. – 137 с.
26. Cheng-Fa L. A new technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid // *SPE production Engineering*. – 1988. – Vol. 3, № 3. – P. 366–374. DOI: 10.2118/14249-PA
27. Норов А.Д., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А. Выбор буровых растворов для стабилизации стенок скважин // *Газовая промышленность*. – 2015. – № 3. – С. 85–88.
28. Геомеханическое моделирование как неотъемлемая часть комплексного подхода к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях / О.В. Гаршина, А.А. Предеин, П.И. Клыков, П.А. Хвоцин, И.Л. Некрасова // *Нефтепромысловое дело*. – 2017. – № 5. – С. 28–33.
29. Bol G.M., Davidson C.J., Woodland D.C. Borehole stability in shales // *SPE Drilling & Completion*. – 1994. – Vol. 9, iss. 02. – P. 87–94. DOI: 10.2118/24975-PA
30. Kiselev P., Dobrokhleb P., Dementyev A. Application and optimization of drill-in fluids for achimov horizontal wells in West Siberia // Paper SPE 187697-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. DOI: 10.2118/187697-MS

31. Aadnoy B.S., Chenevert M.E. Stability of highly inclined boreholes // SPE Drilling Engineering, 1987 SPE Drilling Engineering. – Vol. 2, iss. 04. – P. 364–374.

32. Bradley W.B. Mathematical concept stress cloud – can predict borehole failure // The Oil and Gas Journal. – 1979. – Feb. 19. – P. 92–102.

33. Amani M. The rheological properties of oil-based mud under high pressure and high temperature conditions // Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2012. – Vol. 3, no. 2. – P. 21–30. DOI: 10.3968/j.aped.1925543820120302.359

34. Influence of temperature and clays/emulsion microstructure on oil-based mud low shear rate rheology / B. Herzhaft, L. Rousseau, L. Neau [et al.] // Paper SPE 86197 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. DOI: 10.2118/77818-MS

35. ГОСТ 33697-2015. Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промысловых условиях. – М.: Стандартинформ, 2016. – 122 с.

36. Соловьев А.Я. Совершенствование качества буровых эмульсионных растворов применением

реагентов комплексного действия: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 234 с.

37. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Серия 08, вып. 19. – М.: Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2013. – 288 с.

38. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. – М.: Недра, 1989. – 251 с.

39. Применение инвертно-эмульсионных буровых растворов при проводке глубоких скважин в Белоруссии / А.В. Мнацаканов [и др.] // ОИ. Сер «Бурение». – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 45 с.

40. Вскрытие гидрофобных коллекторов с использованием буровых растворов на углеводородной основе / А.Р. Арсланбеков [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 9. – С. 29–32.

41. Исследование влияния различных систем буровых растворов на первичное вскрытие коллекторов Тобойского месторождения (этапы 2, 3 и 4): отчет о НИР / С.Е. Ильясов [и др.] / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2016. – 99 с.

References

1. Korshak A.A., Shammazov A.M. Osnovy neftegazovogo dela [Basics of oil and gas business]. Ufa, Dizayn poligraf servis, 2001, 544 p.

2. Popov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O. et al. Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin [Technology of drilling oil and gas wells]. Ed. A.I. Spivak. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2003, 509 p.

3. Oganov A.S. et al. Otechestvennyy i zarubezhnyy opyt bureniya naklonno-napravlennykh i gorizontalnykh skvazhin s bolshim otkloneniem stvola ot vertikali [Domestic and foreign experience in drilling directional and horizontal wells with a large deviation of the borehole from the vertical]. *Neftegazovye tekhnologii*, 2000, no.2, pp.16-20.

4. Arslanbekov A., Sevodin N., Valuev D. et al. Application and optimization of oil-based drilling fluids for ERD wells YNAO area. *Paper SPE 136310 presented at the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*. Moscow, 26-28 October, 2010. DOI: 10.2118/136310-MS

5. Khvoshchin P., Lyadova N., Iliasov S. et al. The results of horizontal well drilling using invert-emulsion fluid at Kharyaginskoe Field. *Paper SPE 171283 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, 14-16 October, 2014. DOI: 10.2118/171283-MS

6. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. Tekhnologicheskie protsessy vskrytiya plastov i dobychi nefti s ispolzovaniem obratnykh emulsiy [Technological processes of reservoir penetration and oil production using inverse emulsions]. Moscow, Interkontakt nauka, 2008, 360 p.

7. Frazer L.J. How to select drilling fluid for horizontal wells. *World Oil*, 1993, vol.214, pp.59-63.

8. Emulsions: fundamentals and applications in the petroleum industry. Ed. L.L. Schramm. Washington, ACS, 1992, 428 p.

9. Praktikum po kolloidnoy khimii (kolloidnaya khimiya lateksov i po-verkhnostno-aktivnykh veshchestv) [Work book on colloid chemistry (colloid chemistry of latex and surfactant)]. Ed R.E. Neyman. Moscow, Vysshaya shkola, 1971, 176 p.

10. Melekhin A.S. Opyt stroitelstva gorizontalnykh skvazhin na Kyrtaelskom mestorozhdenii ООО «ЛУКОЙЛ-КОМП». Borba s oslozhneniyami pri burenii [Experience in the construction of horizontal wells at the Kyrtaelskoye field of LUKOIL-KOMI LLC. Fighting with drilling complications]. *Inzhenernaya praktika*, 2012, no.2, pp.72-75.

11. Fefelov Yu.V., Karasev D.V., Natsepinskaya A.M., Nekrasova I.L. Burovye rastvory na nevodnoy osnove dlya bureniya skvazhin s bolshim pri-lozheniem [Non-water based drilling fluids for drilling wells with large deviation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2007, no.9, pp.47-48.

12. Shevchuk V.V. et al. Gidrofobnyy emulsiyonnyy burovoy rastvor [Hydrophobic emulsion drilling mud]. A.S. 1020428 СССР, С 09К 7/06. No.3322836/23-03 (1983).

13. Aston M., Mihalik P., Tunbridge J. Towards zero fluid loss oil based muds. *Paper SPE 77446 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. DOI: 10.2118/77446-MS

14. Mukhin L.K. Burovye rastvory na uglevodorodnoy osnove dlya bureniya v oslozhnennykh usloviyakh i vskrytiya produktivnykh plastov: dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni doktora tekhnicheskikh nauk [Hydrocarbon-based drilling fluids for drilling in complicated conditions and the opening of productive layers: dissertation for the degree of Doctor of Engineering]. Moscow, MINKh i GP, 1971, 148 p.

15. Novikov V.S. Ustoychivost glinistykh porod pri burenii skvazhin [Stability of clay rocks during drilling]. Moscow, Nedra, 2000, 270 p.

16. Ryazanov Ya.A. Entsiklopediya po burovym rastvoram [Encyclopedia on muds]. Orenburg, Letopis, 2005, 664 p.

17. Omland T.H., Saasen A., Amundsen P.A. Detection techniques determining weighting material sag in drilling fluid and relationship to rheology. *Annual transactions of the Nordic rheology society*, 2007, vol. 15.

18. Tokunov V.I., Kheyfets I.B. Gidrofobno-emulsiyonnye burovye rastvory [Hydrophobic emulsion drilling mud]. Moscow, Nedra, 1983, 167 p.

19. ISO 10414-2:2011 Petroleum and natural gas industries – Field testing of drilling fluids. Part 2: Oil-based fluids, 157 p.
20. Christiansen C. From oil-based mud to water-based mud. *Paper SPE-23359-MS presented at the SPE Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference*, 11-14 November, The Hague, Netherlands 1991. DOI: 10.2118/23359-MS
21. Epifantsev O.G., Pletenchuk N.S. Otsenka prochnosti gornykh porod po mineralnomu sostavu [Evaluation of rock strength by mineral composition]. *Metodicheskie ukazaniya po vypolneniyu laboratornoy raboty dlya studentov gornykh i stroitelnykh spetsialnostey. Novokuznetsk, Izdatelskiy tsentr SibGIU*, 16 p.
22. Simpson J.P. Studies dispel myths, give guidance on formulation of drilling fluids for shale stability. *IADC/Paper SPE 39376 presented at the 1998 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, 3-6 March 1998*. DOI: 10.2118/39376-MS
23. Mikulskiy V.G. et al. Stroitelnye materialy (materialovedenie, stroitelnye materialy) [Construction materials (materials science, building materials)]. Moscow, Izdatelstvo Assotsiatsii stroitelnykh vuzov, 2004, 536 p.
24. Nekrasova I.L., Garshina O.V., Khvoshchin P.A. Teoriya i praktika is-polzovaniya invertno-emulsionnykh rastvorov v protsesse stroitelstva skvazhin [Theory and practice of using invert-emulsion solutions in the process of well construction]. Perm, Aster, 2016, 148 p.
25. Okromelidze G.V. et al. razrabotka kompleksnoy tekhnologii bezavariynoy provodki skvazhin s gorizontalmym okonchaniem na otlozheniya devonskoy sistemy (na primere Andreevskogo mestorozhdeniya) [Development of complex technology for accident-free drilling of wells with horizontal end section in deposits of the Devonian system (on the example of the Andreevskoye field)]. Otchet o NIR. Perm, Filial OOO "LUKOYL-Inzhiniring" "PermNIPIneft" v g. Permi, 2015, 137 p.
26. Cheng-Fa L. A new technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid. *SPE production Engineering*, 1988, vol.3, no.3, pp.366-374. DOI: 10.2118/14249-PA
27. Norov A.D., Gaydarov A.M., Khubbatov A.A. Vybór burovnykh rastvorov dlya stabilizatsii stenok skvazhin [Selection of drilling fluids to stabilize well walls]. *Gazovaya promyshlennost*, 2015, no.3, pp.85-88.
28. Garshina O.V., Predein A.A., Klykov P.I., Khvoshchin P.A., Nekrasova I.L. Geomekhanicheskoe modelirovanie kak neotemlemaya chast kompleksnogo podkhoda k stroitelstvu skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usl [Geomechanical modeling as an integral part of a complex approach to wells construction in complicated geological conditions]. *Oilfield engineering*, 2017, no.5, pp.28-33.
29. Bol G.M., Davidson C.J., Woodland D.C. Borehole stability in shales. *SPE Drilling & Completion*, 1994, vol.9, iss.02, pp.87-94. DOI: 10.2118/24975-PA
30. Kiselev P., Dobrokhleb P., Dementyev A. Application and optimization of drill-in fluids for achimov horizontal wells in west Siberia. *Paper SPE 187697-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, 16-18 October 2017. DOI: 10.2118/187697-MS
31. Aadnoy B.S., Chenevert M.E. Stability of highly inclined boreholes. *SPE Drilling Engineering, SPE Drilling Engineering*, 1987, vol.2, iss.04, pp.364-374.
32. Bradley W.B. Mathematical concept stress cloud – can predict borehole failure. *The Oil and Gas Journal*, 1979, Feb. 19, pp.92-102.
33. Amani M. The rheological properties of oil-based mud under high pressure and high temperature conditions. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 2012, vol.3, no.2, pp.21-30. DOI: 10.3968/j.aped.1925543820120302.359
34. Herzhaft B., Rousseau L., Neau L. et al. Influence of temperature and clays/emulsion microstructure on oil-based mud low shear rate rheology. *Paper SPE 86197 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. DOI: 10.2118/77818-MS
35. GOST 33697-2015. Rastvory burovye na uglevodorodnoy osnove. Kontrol parametrov v promyslovnykh usloviyakh [Hydrocarbon based muds. Parameter control in field conditions]. Moscow, Standartinform, 2016, 122 p.
36. Solovov A.Ya. Sovershenstvovanie kachestva burovnykh emulsionnykh rastvorov primeneniem reagentov kompleksnogo deystviya [Improving the quality of drilling emulsion solutions using complex reagents]. Ph. D. Thesis. Ufa, 2003, 234 p.
37. Pravila bezopasnosti v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti federalnye normy i pravila v oblasti promyshlennoy bezopasnosti [Safety rules in the oil and gas industry Federal rules and regulations in the field of industrial safety]. Seriya 08, iss.19. Moscow, Nauchno-tekhnicheskiiy tsentr issledovaniy problem promyshlennoy bezopasnosti, 2013, 288 p.
38. Solovov E.M. Zadachnik po zakanchivaniyu skvazhin [Practice book on well completion]. Moscow, Nedra, 1989, 251 p.
39. Mnatsakanov A.V. et al. Primenenie invertno-emulsionnykh burovnykh rastvorov pri provodke glubokikh skvazhin v Belorussii [The use of invert-emulsion drilling mud when drilling deep wells in Belarus]. OI. Seriya "Burenie". Moscow, VNIIOENG, 1978, 45 p.
40. Arslanbekov A.R. et al. Vskrytie gidrofobnykh kollektorov s is-polzovaniem burovnykh rastvorov na uglevodorodnoy osnove [Drilling of hydrophobic reservoirs using hydrocarbon-based muds]. *Burenie i nefi*, 2014, no.9, pp.29-32.
41. Ilyasov S.E. et al. Issledovanie vliyaniya razlichnykh sistem burovnykh rastvorov na pervichnoe vskrytie kollektorov Toboyskogo mestorozhdeniya (etapy 2, 3 i 4): otchet o NIR [Investigation of the influence of various drilling fluid systems on the drilling of reservoirs of the Toboyskoye field (stages 2, 3 and 4): scientific and research report]. Perm, Filial OOO "LUKOYL-Inzhiniring" "PermNIPIneft" v g. Permi, 2016, 99 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №2. – С.129–139. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.3

Please cite this article in English as:

Nekrasova I.L. Improvement of the criteria for assessing the quality of hydrocarbon-based muds in terms of geological conditions of their use. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.129-139. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.3