УДК 622.24.084.34

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА И ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НАДЁЖНУЮ ПОДГОТОВКУ СТВОЛА СКВАЖИНЫ К КРЕПЛЕНИЮ

QUALITY ASSESSMENT CRITERIA AND REQUIREMENTS TO THE PROPERTIES OF DRILLING FLUID THAT ENSURE RELIABLE PREPARATION OF THE WELL BORE FOR FIXING

Тихонов Евгений Владимирович
технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

Аннотация. В статье приведены требования к свойствам и критерии оценки качества буровых растворов, обеспечивающих надлежащую подготовку ствола скважины к креплению. Показано, что проблема удаления из скважины бурового раствора всегда считалась основным фактором успеха проведения работ по первичному цементированию. Очистка ствола и способность удерживать твёрдую фазу наиболее точно прогнозируется по вязкоупругим свойствам буровых растворов, измеряемых методом «оценки релаксации». Жидкости, которые имеют значительное время релаксации (1,5–2,0 мин.) и не релаксируют до нуля, обеспечивают лучшую очистку ствола скважины. В этом случае не наблюдается осаждение твёрдой фазы и образование «языков» в наклонном участке ствола.

Ключевые слова: требования к свойствам буровых растворов; критерии оценки качества буровых растворов; улучшение качества крепления; процесс вытеснения бурового раствора цементным; характер поведения неньютоновских жидкостей в кольцевом пространстве; изменение реологических свойств буровых растворов; исключение выпадения твёрдой фазы из раствора.

Tikhonov Evgeny Vladimirovich
Technical Director of the Drilling Fluids Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

Annotation. The article presents the requirements for the properties and criteria for assessing the quality of drilling fluids that ensure proper preparation of the wellbore for casing. It is shown that the problem of removing drilling fluid from the well has always been considered the main factor in the success of primary cementing operations. Cleaning the wellbore and the ability to retain the solid phase is most accurately predicted by the viscoelastic properties of drilling fluids measured by the «relaxation assessment» method. Liquids that have a significant relaxation time (1.5–2.0 min.) and do not relax to zero provide better cleaning of the wellbore. In this case, there is no sedimentation of the solid phase and the formation of «tongues» in the inclined section of the wellbore.

Keywords: requirements for the properties of drilling fluids; criteria for assessing the quality of drilling fluids; improving the quality of fastening; process of displacing drilling fluid with cement; nature of the behavior of non-Newtonian fluids in the annular space; changing the rheological properties of drilling fluids; eliminating the precipitation of the solid phase from the solution.

Подготовка ствола скважины к спуску и цементированию обсадных колонн является одним из наиболее ответственных мероприятий при заканчивании скважин, поскольку в значительной мере предопределяет качество разобщения пластов и крепления скважин, отвечающее требованиям долговременной разработки месторождения и охраны недр.

Качество бурового раствора во многом определяет качество цементирования.

От качества бурового раствора зависит:

- полнота удаления бурового раствора со стенок скважины;
- полнота замещения бурового раствора цементным;
- величина гидродинамической составляющей забойного давления, а, следовательно, и репрессии на пласты.

Проблема удаления из скважины бурового раствора всегда считалась основным фактором успеха проведения работ по первичному цементированию.

Для повышения полноты замещения бурового раствора цементным и улучшения качества крепления необходимо предотвратить кавернообразование ствола, обеспечить очистку его от шлама и рыхлых корок. Разработанные ранее практические рекомендации сводились к тому, что рыхлую часть корки необходимо смывать и защищать корки от коагулирующего действия на них фильтратов цементного раствора.

Многие годы процесс вытеснения бурового раствора цементным считали исключительно проблемой механики жидкостей.

Однако практический опыт цементирования скважин показал, что при этом необходимо учитывать характер поведения неньютоновских жидкостей в кольцевом пространстве, изменение реологических свойств буровых растворов вследствие воздействия температуры и давления, эффекты структурообразования, которые не поддаются описанию с помощью простых математических моделей.

Результаты лабораторных и промысловых исследований свидетельствуют, что вытеснение бурового раствора в наклонных скважинах может осложняться образованием трудновытесняемых «языков», состоящих из твёрдой фазы, выпавшей из бурового раствора на нижнюю стенку наклонной скважины.

Анализ показал, что твёрдая фаза материала, находящегося в каналах при использовании утяжелённых растворов, включает массовую долю барита 98 %. Повышенное содержание барита в материале каналов свидетельствует об оседании его из бурового раствора.

Осевший барит повышает вязкость и плотность бурового раствора вдоль нижней стенки наклонной скважины, что затрудняет вытеснение бурового раствора в этой зоне. В реальной скважине вместе с баритом оседает и шлам.

При достаточно малых скоростях течения в кольцевом пространстве «языки» твёрдой фазы или шламовая подушка формируются уже при зенитных углах скважины 10°.

В скважинах с зенитными углами от 10 до 30° при скоростях течения менее 0,6 м/с формируется обычно тонкая и неустойчивая при турбулентном течении подушка.

При зенитных углах от 30 до 60° и умеренных скоростях течения (0,75 м/с) шламовая подушка образуется, но сползает вниз, двигаясь против течения.

При зенитных углах 60–90° шламовая подушка образуется практически мгновенно, т.к. путь оседания шлама очень короток, и не сползает вниз. Подушка растёт, пока возрастающая скорость течения не приводит к выносу шлама поверх подушки.

Существование «языков» значительной длины ухудшает вытеснение бурового раствора при цементировании.

Образование «языков» твёрдой фазы можно избежать путём правильного подбора реологических свойств бурового раствора.

Прослеживаются следующие закономерности:

- чем больше угол наклона скважины, тем обширнее каналы, заполненные буровым раствором, т.е. тем хуже цементирование;
- имеются определённые значения динамического напряжения сдвига раствора (τ_0), ниже которого образуются «языки» твёрдой фазы;
- динамическое напряжение сдвига, необходимое для предотвращения образования «языков», снижается с уменьшением угла наклона скважины.

Однако образование «языков» осевшей на нижнюю стенку скважины твёрдой фазы или шламовых подушек зависит не только от реологических свойств бурового раствора, но и существенно от режима промывки и геометрии ствола скважины.

В конечном итоге режим промывки (производительность насосов) и соотношение диаметров ствола скважины в наклонной части и бурильной колонны определяют скорость восходящего потока.

Для исключения выпадения твёрдой фазы из раствора и расслоения его вследствие этого с образованием трудноудалимых «языков» твёрдой фазы на нижней стенке скважины значение τ_0, как видно из рисунка 1, должно в зависимости от угла наклона ствола α соответствовать следующей величине:

$$\tau_0 = 10 + 1{,}377 \cdot \alpha \text{ , дПа.} \quad (1)$$

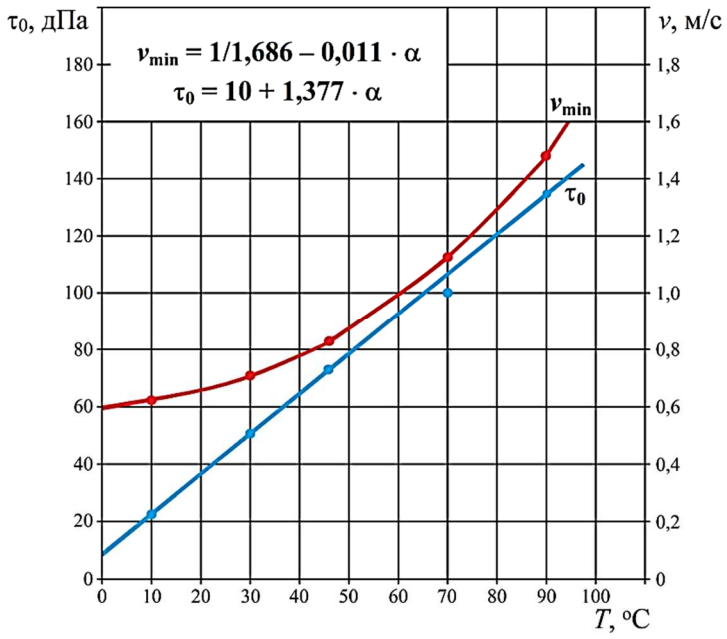

Рисунок 1 – Минимально необходимые значения τ_0 и скорости течения бурового раствора для различных зенитных углов скважины

Однако это справедливо лишь при условии, что скорость восходящего потока при этом будет соответствовать приведённому ниже значению:

$$v_{\min} = \frac{1}{1{,}686 - 0{,}011 \cdot \alpha}, \text{ м/с.} \quad (2)$$

При меньших скоростях течения величина τ_0, при которой не происходит осаждения твёрдой фазы из раствора, должна соответствовать следующей величине:

$$\tau_0 = 620 - \frac{0{,}813 \cdot Q}{D_{скв}^2 \cdot \left(\rho_{шл} - \rho_{бр}\right)}, \text{ дПа} \quad (3)$$

где Q – производительность насосов, л/с; $D_{скв}$ – диаметр ствола скважины, м; $\rho_{шл}$ – плотность шлама, г/см^3; $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см^3.

Хотя степенная модель достаточно точно описывает вязкость в затрубном пространстве, она не может предсказать возможности бурового раствора по очистке скважины и поддержанию твёрдой фазы во взвешенном состоянии.

Попытки оценить возможности бурового раствора по очистке скважины и поддержанию твёрдой фазы во взвешенном состоянии измерением вязкости при скоростях сдвига ниже 5,1 с$^{-1}$, используя вискозиметр Брукфильда, показали, что она не пригодна для оценки этого качества буровых растворов.

Многие жидкости, имея высокую вязкость при скоростях сдвига от 5,1 с$^{-1}$ до 0,06 с$^{-1}$ и высокое динамическое напряжение по Бингаму, не обеспечивают поддержание твёрдой фазы во взвешенном состоянии (табл. 1).

Таблица 1 – Сопоставление времени релаксации и реологических свойств растворов полимеров

№ n/n	Показатели	0,43 %-ный раствор биополимера ХС	0,57 %-ный раствор ЧГПАА	0,7 %-ный раствор ОЭЦ
1	$\eta_{пл}$, мПа · с	5	20	23
2	τ_0, дПа	90	245	220
3	$\eta_{эф}$ (5,1 с$^{-1}$), мПа · с	800	1500	1500
4	$\eta_{эф}$ (0,06 с$^{-1}$), мПа · с	28500	26500	4000
5	Время осаждения песка, мин.	140	19	19
6	Время релаксации напряжения	1,5 мин. до 2	16 с до 0	15 с до 0

Таким образом, ни один из традиционно используемых для оценки качества буровых растворов показателей не позволяет идентифицировать способность раствора поддерживать твёрдую фазу во взвешенном состоянии.

Показатели же других, не менее важных и реально существующих свойств, не учитываются, поскольку либо об этих показателях не известно, либо не известно их влияние на технологический процесс, либо отсутствуют узаконенные методы их определения.

Очистка ствола и способность удерживать твёрдую фазу более точно прогнозируется по вязкоупругим свойствам буровых растворов, измеряемых методом «оценки релаксации». Время и величину релаксации можно измерять как на вискозиметре FANN-35, так и на приборе СНС-2 (рис. 2).

Жидкости, имеющие значительное время релаксации (1,5–2,0 мин.) и не релаксирующие до нуля, обеспечивают лучшую очистку ствола. В этом случае не наблюдается осаждение твёрдой фазы и образование «языков» в наклонном участке ствола.

Как видно из таблиц 2 и 3, в тех случаях, когда на скважине имели место проблемы, связанные с плохим выносом шлама и быстрым осаждением утяжелителя и крупнозернистых частиц шлама, оценка релаксации отмечала неудовлетворительные вязкоупругие свойства бурового раствора (быстрая 1–5 секунд) и полная (до нуля) релаксация напряжений, т.е. степень релаксации составляет в этом случае 100 %.

Для расслаивающегося раствора характерна высокая температурная тиксолабильность.

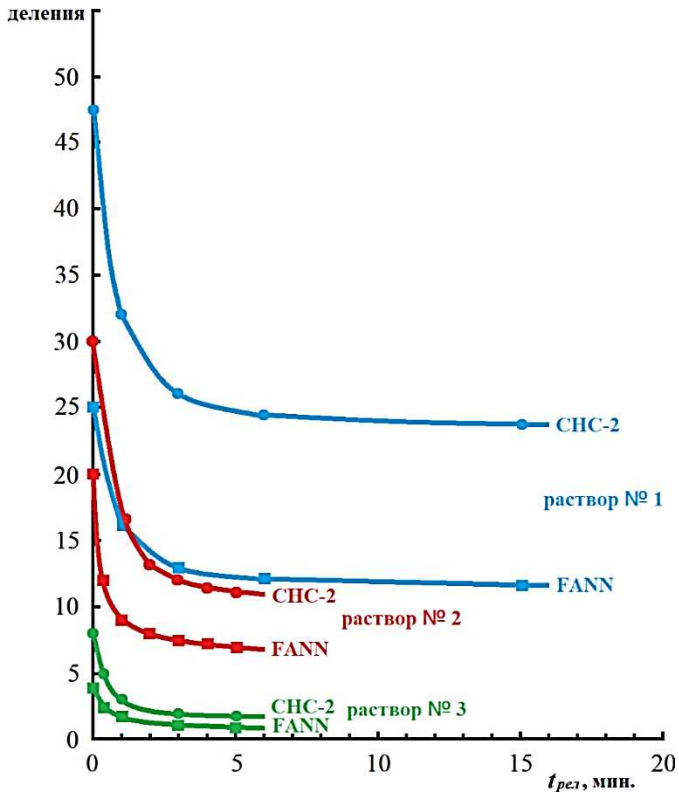

Рисунок 2 – Кинетика релаксации напряжений
(по данным измерения на приборах FANN-35 и СНС-2)

Таблица 2 – Изменение плотности раствора в процессе промывки наклонной (30°) скважины № 1 на одном из месторождений Краснодарского края с производительностью насосов 12 л/с

Время промывки, мин.	Объём прокачанного раствора, м^3	Плотность, г/см^3
6	4	2,12
12	8	2,00
18	12	1,70
36	24	1,95
44	30	2,10

Таблица 3 – Характеристика вязкоупругих свойств (степени релаксации напряжений – СР) бурового раствора со скважины № 1 одного из месторождений Краснодарского края

Раствор	t, °C	Свойства раствора						
		ρ, г/см^3	$\eta_{пл}$, мПа · с	τ_0, дПа	СНС$_{1/10}$, дПа	Ф, см^3	время релаксации, с	степень релаксации, %
1. Исходный со скважины № 1 от 19.01.2023 г.	20	2,20	43	301	354/369	3,4	120	24
	60	2,23	27	10	120/165	3,5	3	100
2. Исходный + 0,2 % Родопола	60	2,20	40	215	231/270	3,0	120	56
3. Исходный со скважины № 1 от 31.01.2023 г.	20	2,17	31	300	282/306	2,6	120	34
	60	2,17	23	20	111/192	2,6	4	100
4. Исходный + 2 % глины	60	2,16	36	110	120/170	3,0	120	39

Значение степени релаксации – величины остаточных напряжений бурового раствора в % от начальных напряжений:

$$CP = \frac{(R_0 - R_2)\cdot 100}{R_0},$$

где R_0 – начальная величина напряжений, делений; R_2 – конечная величина напряжений через 2 минуты, делений – в зависимости от величины τ_0 можно найти из следующего эмпирического выражения:

$$CP = 158{,}46 - 6{,}83 \cdot \sqrt{\tau_0}\ , \%. \quad (4)$$

Для предотвращения осаждения твёрдой фазы в наклонном участке ствола при недостаточной скорости промывки значение степени релаксации при температуре, соответствующей интервалу наклонного участка ствола, должно быть равно или меньше 80 %.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

1) вытеснение бурового раствора в наклонных скважинах при цементировании осложняется образованием трудноудаляемых «языков» твёрдой фазы, выпавшей из бурового раствора на нижнюю стенку скважины;

2) традиционные показатели свойств буровых растворов не позволяют идентифицировать способность буровых растворов к образованию «языков» твёрдой фазы (шламовых подушек) и обеспечению условий для надлежащего качества цементирования скважин;

3) эффективная очистка ствола и способность удерживать твёрдую фазу более точно прогнозируется по вязкоупругим свойствам буровых растворов, измеряемым методом «оценки релаксации», и этот показатель должен быть регламентирован для растворов при промывке в процессе подготовки ствола скважины к креплению;

4) лучшую очистку ствола скважины и предотвращение осаждения твёрдой фазы в на-клонном участке ствола при недостаточной скорости промывки обеспечивают растворы, имеющие значительное время релаксации (1,5–2,0 мин.) и степень релаксации при температуре в интервале наклонного участка, равную или меньше 80 %;

5) проектно-технологическая документация на бурение должна быть составлена не только с точки зрения минимальной стоимости строительства скважины и безопасности буровых работ, но и создания хороших условий для цементирования.

Список литературы:

1. Батыров М.И. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора / М.И. Батыров, С.И. Руденко, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.

2. Григулецкий В.Г. Динамические и тепловые поля при турбулентном течении бурового раствора в кольцевом пространстве труб / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 10. – С. 3–21.

3. Иванова Т.Н. Применение глинистого бурового раствора с полимерным реагентом / Т.Н. Иванова, К.Н. Гаврилов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 112–114.

4. Исламов Х.М. Влияние биополимера Родопол-23П на свойства бурового раствора // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2007. – № 6(41). – С. 42–44.

5. Оценка концентраций буровых реагентов методом регрессионного анализа / М.Е. Логинова [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21. – № 1. – С. 6–14.

6. Макарова Я.А. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин / Я.А. Макарова, А.С. Егорова // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.

7. Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений / В.В. Минибаев [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № S2. – С. 6–15.

8. Мовлаев А.И. оглы. Изучение связи между скоростью бурового раствора в кольцевом пространстве и скоростью сдвига // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 224–225.

9. Промывочные растворы для бурения скважин с использованием гибких труб (требования, состав и свойства) / А.И. Пеньков [и др.] // Бурение и ремонт скважин малого диаметра с применением гибких труб: Сборник научных трудов ОАО НПО «Бурение». – 1999. – Вып. 3. – С. 63–72.

10. Поварова Л.В. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.

11. Поварова Л.В. Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / Л.В. Поварова, М.И. Батыров // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 215–236.

12. Рябоконь С.А. Седиментационно-устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных и пологих скважин / С.А. Рябоконь, М.О. Ашрафьян, Ю.В. Гринько // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 98–101.

13. Рябоконь С.А. Повышение продуктивности скважин посредством внедрения комплексной технологии заканчивания скважин / С.А. Рябоконь, Л.И. Рябова // Бурение и нефть. – 2006. – № 12. – С. 10–13.

14. Савенок О.В. К проблеме эффективной очистки буровых сточных вод / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Инновационные решения актуальных проблем в области высокомолекулярных металлоорганических соединений: Сборник научных работ Международной научно-практической онлайн-конференции (28 мая 2021 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский научно-исследовательский институт химической технологии, 2021. – Т. 1. – С. 22–25.

15. Оценка эффективности применения биополимерных буровых реагентов при бурении горизонтальных стволов / И.А. Четвертнева [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 2. – С. 40–43.

List of references:

1. Batyrov M.I. The building a regression model to determine factors affecting the properties and technological parameters of the drilling fluid / M.I. Batyrov, S.I. Rudenko, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.

2. Griguletsky V.G. Dynamic and thermal fields in turbulent flow of drilling mud in the annular space of pipes / V.G. Griguletsky, Yu.P. Savelyev // Oil, gas and business. – 2016. – № 10. – P. 3–21.

3. Ivanova T.N. Application of clay drilling mud with polymer reagent T.N./ Ivanova, K.N. Gavrilov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 3. – P. 112–114.

4. Islamov Kh.M. The influence of biopolymer Rodopol-23P on the properties of a drilling agent // Bulletin of Astrakhan state technical university. – 2007. – № 6(41). – P. 42–44.

5. Optimization of concentrations of drilling reagents based on gums using mathematical modeling methods / M.Ye. Loginova [et al.] // Oil and gas business. – 2023. – Vol. 21. – № 1. – P. 6-14.

6. Makarova Ya.A. New system of drilling mud fluid for high-quality completion of wells / Ya.A. Makarova, A.S. Egorova // Readings of A.I. Bulatov. – 2017. – Vol. 3. – P. 166–169.

7. New digital model of rig filtration solution at primary opening low permeable sediments / V.V. Minibayev [et al.] // Drilling and Oil. – 2023. – № S2. – P. 6–15.

8. Movlaev A.I. oglu. A study of the relationship between drilling fluid velocity in annular space and shear rate // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 3. – P. 224–225.

9. Flushing solutions for drilling wells using flexible pipes (requirements, composition and properties) / A.I. Penkov [et al.] // Drilling and repair of small-diameter wells using flexible pipes: Collection of scientific papers of JSC Scientific and production association «Burenie». – 1999. – Iss. 3. – P. 63–72.

10. Povarova L.V. Prospects for the use of drilling fluids based on biopolymer systems / L.V. Povarova, V.S. Muntian, A.S. Skiba // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.

11. Povarova L.V. Justification of the choice of drilling fluid for opening of productive formations / L.V. Povarova, M.I. Batyrov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2020. – № 3. – P. 215–236.

12. Ryabokon S.A. Sedimentation-resistant plugging-back compositions for cementing horizontal and gently sloping wells / S.A. Ryabokon, M.O. Ashrafjian, Yu.V. Grinko // Oil Industry. – 2003. – № 4. – P. 98–101.

13. Ryabokon S.A. Increasing well productivity through the introduction of integrated well completion technology S.A./ Ryabokon, L.I. Ryabova // Drilling and Oil. – 2006. – № 12. – P. 10–13.

14. Savenok O.V. On the problem of efficient purification of drilling wastewater / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Innovative solutions to urgent problems in the field of high-molecular organometallic compounds: Collection of scientific papers of the International scientific and practical online conference (May 28, 2021, Tashkent). – Tashkent : Tashkent research institute of chemical technology, 2021. – Vol. 1. – P. 22–25.

15. Evaluation of the effectiveness of the use of biopolymer drilling reagents for drilling horizontal shafts / I.A. Chetvertneva [et al.] // Transport and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials. – 2019. – № 2. – P. 40–43.