

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Кушнер Л.Е., Минаев К.М.

Научный руководитель доцент Минаев К.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Растворы для первичного вскрытия продуктивного пласта имеют важное значение в сооружении скважин на нефть и газ. При заканчивании скважин буровой раствор может негативно повлиять на коллекторские свойства продуктивного пласта. Если степень физико-химического взаимодействия системы «буровой раствор – продуктивный пласт» будет высокой, это может привести к закупориванию пласта полимерами, входящими в состав раствора. Поэтому используются специальные растворы, предназначенные для вскрытия продуктивных горизонтов, называемые растворами первичного вскрытия (РПВ) [3]. Для качественного выполнения поставленных задач, к РПВ предъявляются требования:

Максимальная защита коллектора от загрязнения.

Обеспечение эффективной очистки горизонтального и наклонного участков скважины от выбуренного шлама.

Защиту коллектора от загрязнения обеспечивает коэффициент фильтрации (API), значение которого необходимо учитывать, как в устьевых, так и в пластовых условиях.

Практическим путём было выявлено [5], что стандартный показатель динамического напряжения сдвига (ДНС) не является прямым показателем скорости осаждения частицы шлама в скважине при турбулентном режиме течения потока бурового раствора. В связи с этим, требуется получение вязкоупругого реологического профиля для обеспечения качественного выноса шлама.

Появляется цель проанализировать влияние различных понизителей фильтрации на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора, используя нестандартное для традиционного исследования оборудование. Для решения этой цели поставим ряд задач:

проанализировать фильтрационные и реологические свойства различных РПВ до и после термостарения;

проанализировать влияние различных понизителей фильтрации и термического старения на вязкоупругий реологический профиль (ВНСС);

сравнить целесообразность использования различных понизителей фильтрации для приготовления РПВ.

Основой для проведения эксперимента является биополимерный буровой раствор, в состав которого входит: 0,5 г/л NaOH, 80 г/л KCl, 4 г/л ксантановой смолы («ОНК», Китай), 50 г/л карбоната кальция размером 10 микрон. Помимо перечисленных реагентов в буровой раствор поочередно вводились исследуемые понизители фильтрации в концентрации 10 г/л, они представлены следующими реагентами:

- модифицированный крахмал Реатрол (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»);
- модифицированный крахмал Флотрол (Компания «M-I SWACO»);
- модифицированный карбоксиметилированный крахмал КМК (синтезирован в НИ ТПУ);
- модифицированный крахмал Термпак (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»);
- полианионная целлюлоза ПАЦ НВ (ООО «Геотехновации»).

Эффективность понизителей фильтрации и их совместимость с другими реагентами, входящими в состав бурового раствора, оценивалась при стандартных условиях (17 °С). Приближение к забойным условиям осуществлялось путем проведения теста термического старения при температуре 85 °С на протяжении 16 часов.

Измерение реологических и фильтрационных характеристик буровых растворов проводилось по стандартной методике API 13В-1 [6] для полевых испытаний. Так как ДНС не коррелирует со скоростью осаждения шлама, добавим измерение параметров бурового раствора при низких скоростях сдвига (ВНСС) на вискозиметре Брукфильда. Также используем стандартное оборудование: вискозиметр атмосферный OFITE, модель 900; фильтр - пресс низкого давления OFITE, вальцовая печь OFITE.

Для снижения погрешности измерений используем 3 дня для измерений:

1. Определение параметров бурового раствора в стандартных условиях (17±1 °С).
2. Полное повторение первого дня.
3. Определение параметров бурового раствора в стандартных условиях (17±1 °С) после термостарения (85°С на протяжении 16 часов).

Согласно полученным результатам наиболее высокие значения реологических параметров, в том числе кажущейся вязкости (КВ), пластической вязкости (ПВ), динамического напряжения сдвига (ДНС) были получены при добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ (табл.1). Чуть меньшее влияние на вязкость раствора оказали: Термпак, КМК, Флотрол, наименьший эффект – Реатрол (табл.). Данные результаты могут быть обоснованы наличием отрицательно заряженных карбоксиметильных функциональных групп у реагентов ПАЦ НВ, КМК, Термпак и Флотрол. Это может способствовать их лучшему растворению в буровом растворе. Значительное влияние на реологические параметры бурового раствора реагентами ПАЦ НВ и КМК также связано с молекулярной массой исследуемых полимеров. В соответствии с исследованием [2], чем выше молекулярная масса полимера, тем больший эффект он оказывает на реологический профиль бурового раствора. В связи с этим можно предположить, что из всех исследуемых понизителей фильтрации наименьшей молекулярной массой обладают Реатрол и Флотрол. Флотрол и Реатрол – неионогенные реагенты, полученные путем влаготермического обработки кукурузного крахмала. Благодаря данной модификации происходит рассеивание амилозы – остова крахмала, что, в свою очередь, позволяет

крахмалу гидратироваться несмотря на неионогенный характер, пусть и в меньшей степени, чем реагентам, обладающим ионогенными функциональными группами (ПАЦ НВ, КМК, Термпарк).

Значительного эффекта на реологические параметры РПВ от воздействия высокой температуры при проведении теста термического старения отмечено не было. Однако, если рассматривать ВНСС, можно заметить некоторые особенности. ВНСС у Реатрола и Флотрола значительно уменьшается (на 20 %) после термостарения. Это может быть следствием деструкции понизителей фильтрации. ВНСС в буровом растворе, содержащем ПАЦ НВ, наоборот, после термообработки увеличивается.

Таблица

Реологические и фильтрационные свойства РПВ при добавлении различных понизителей фильтрации

Тип понизителя фильтрации/день исследования	КВ, сП	ПВ, сП	ДНС, фунт/100фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100фут ²	СНС ₆₀₀ , фунт/100фут ²	Фильтрация, мл	ВНСС _{60/120/180} , сП	рН
Реатрол / 1	18,10	10,4	15,4	6,9	9,8	8,0	20933/21733/21600	9,52
Реатрол / 2	17,60	10,0	15,2	7,0	9,7	8,2	20267/20933/20933	9,03
Реатрол / 3	16,45	8,8	15,3	7,5	10,3	8,2	16400/16933/17200	9,00
Флотрол / 1	21,00	12,3	17,4	8,0	10,9	8,8	27467/28133/28133	9,80
Флотрол / 2	20,60	10,9	19,4	7,8	10,5	8,4	24667/25333/25467	9,74
Флотрол / 3	20,65	10,2	20,9	8,5	11,0	8,2	20000/20800/21067	8,75
КМК / 1	25,95	14,4	23,1	7,6	9,9	9,8	22553/22400/22000	9,40
КМК / 2	24,40	13,1	22,6	7,0	9,7	10,0	18933/18933/18933	8,50
КМК / 3	18,35	11,2	20,3	7,0	10,1	10,0	17600/17333/16800	8,61
Термпарк / 1	23,20	11,6	23,2	7,8	11,0	8,0	22400/23067/22933	9,90
Термпарк / 2	23,50	12,7	21,6	8,0	10,6	8,2	20133/21200/21200	9,83
Термпарк / 3	21,05	11,1	19,9	8,6	12,0	8,0	21467/21733/21467	9,04
ПАЦ НВ / 1	37,10	22,6	29,0	6,9	9,9	9,6	17067/17200/16933	10,28
ПАЦ НВ / 2	36,85	22,3	29,1	6,4	8,5	9,6	14533/15600/15333	10,03
ПАЦ НВ / 3	34,80	20,5	28,6	8,3	12,3	10,4	22133/22677/21733	9,58

Наилучшие результаты по потерям фильтрата бурового раствора были отмечены при добавлении в исходную систему реагентов Реатрол, Флотрол и Термпарк (табл.). Как при стандартных условиях, так и после проведения теста термического старения, значения фильтрации для данных систем оказались практически идентичны. При добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ и КМК отмечены более высокие потери фильтрата. Таким образом можно прийти к выводу, что в биополимерных системах первичного вскрытия наиболее эффективно применять именно крахмалы и их модификации, нежели полианионную целлюлозу. Однако, у КМК, хоть он и имеет крахмальную структуру, замечено снижение фильтрационных характеристик. Предположительно это связано с тем, что КМК и ПАЦ НВ обладают карбоксиметильными функциональными группами и более высокой молекулярной массой по сравнению с другими модификациями кукурузного крахмала.

Наиболее распространенная биополимерная система первичного вскрытия «Flo – Pro», представленная компанией M-I Swaco, включает в свой состав именно модифицированный крахмал. Как утверждается в исследовании [4], наилучшие результаты по реологическим и фильтрационным свойствам биополимерного бурового раствора первичного вскрытия достигаются при совместном использовании реагентов Flo-Vis (ксантановая смола) и Flo-Trol (гидроксипропил крахмал). В текущем исследовании в совокупности с ксантановой смолой применялись различные модификации крахмалов, в том числе и Flo-Trol. При этом потери фильтрата оказались достаточно низкими, что свидетельствует о высокой эффективности данных модификаций крахмалов в растворах первичного вскрытия пласта.

Влияние термического старения на фильтрационные свойства исследуемых растворов первичного вскрытия не оказалось достаточно существенным. После проведения термообработки под действием 85 °С на протяжении 16 часов не наблюдается роста фильтрата ни в одном из представленных растворов. Что может свидетельствовать о том, что данная температура не влияет на частичное разложение полимеров и, вследствие, на коллекторские свойства пласта.

Выводы:

- Наиболее высокие значения реологических параметров в растворе первичного вскрытия пласта были достигнуты при использовании полианионной целлюлозы ПАЦ НВ. Предположительно это связано с тем, что данный реагент обладает карбоксиметильными функциональными группами и более высокой молекулярной массой по сравнению с модификациями кукурузных крахмалов.

- ВНСС у Реатрола и Флотрола снижаются на 20% после термостарения. Это может быть следствием состава данных понизителей фильтрации, поскольку они обладают меньшей молекулярной массой. У ПАЦ НВ, наоборот, после термообработки увеличивается ВНСС. Скорее всего, это вызвано различием структуры данного понизителя фильтрации в сравнении с остальными.

- Фильтрационные свойства в РПВ наиболее лучшим образом проявляют себя при добавлении модифицированных крахмалов: Реатрол, Флотрол и Термпарк. В соответствии с литературными данными [4], такой результат связан с синергетическим эффектом от совокупного применения ксантановой смолы и модифицированного крахмала. Совместное использование ксантановой смолы и полианионной целлюлозы (ПАЦ НВ) в биополимерных растворах первичного вскрытия не настолько эффективно.

• Оценено влияние термического старения на растворы первичного вскрытия при добавлении различных полисахаридных реагентов для контроля фильтрации. Воздействие температуры 85 °С не сказывается значительно на фильтрационных свойствах бурового раствора. Однако, после термостарения, ВНСС полианионной целлюлозы ПАЦ НВ повышается, что является хорошим признаком для лучшего удаления шлама при турбулентном режиме потока.

Литература

1. ГОСТ Р 51953-2002. Крахмал и крахмалопродукты. – М.: Стандартинформ, 2005.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. М.: Недра. – 1985.
3. Масалида И. В. Исследование влияния полисахаридных понизителей фильтрации на реологические и фильтрационные свойства биополимерных буровых растворов первичного вскрытия / И. В. Масалида, А. А. Мельников, К. М. Минаев; науч. рук. К. М. Минаев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 413-414].
4. Петров Н.А., Давыдова И.Н. исследования безглинистой промывочной системы Flo-Pro для бурения горизонтального ствола скважин. Нефтегазовое дело. Том 9, № 3 – 2011.
5. Решения по буровым растворам // <http://youtube.com/> URL: https://www.youtube.com/watch?v=Bgq_lcKgxh8 (дата обращения: 19.03.2022).
6. API, R., B-1 Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Waterbased Drilling Fluid, Fifth Edition – 2019.
7. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. – 992 с.

ДОБАВКИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

Маслов С.А.

Научный руководитель доцент В.Н. Глотова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с развитием технологии строительства скважин, увеличивается количество требований, которые предъявляются к промывочным жидкостям, в связи с этим, изменениям подвергаются и их рецептуры, химические и физико-механические свойства. Подобное явление обуславливается необходимостью решения проблем, возникающих при сооружении скважин в сложных горно-геологических условиях (солевая агрессия, неоднородность горных пород, высокие температуры и давления, и т.д.), помимо этого возникает необходимость разработки и применения простых и эффективных систем буровых растворов для масштабного бурения. Все эти факторы обуславливают потребность в разработке методов и средств физико-химического регулирования технологических свойств буровых растворов. Значительную роль при строительстве скважин играет рецептура буровых растворов. Применение буровых растворов, которые соответствуют геолого-техническим условиям бурения, верный выбор химической обработки буровых растворов, являющихся одними из определяющих качеством бурения факторами. Успешность строительства скважины, которая заключается в своевременном предупреждении различных аварийных ситуаций и возможных осложнений, в получении достоверной геологической информации, а также в сохранении проницаемости и других продуктивных характеристик пласта-коллектора, зависит от многих факторов, в числе которых выбор оптимального состава и свойств промывочной жидкости, правильность регулирования качества бурового раствора, а также от технологической грамотности персонала [3].

Под технологическими функциями (свойствами) буровых растворов подразумевается их влияние на эффективность разбуривания горных пород, очистку ствола и забоя скважины, фильтрационные процессы, устойчивость стенок ствола, снижение сопротивления движению бурильного инструмента при его контакте со стенками скважины и фильтрационной коркой, раскрытие и освоение пластов-коллекторов, содержащих флюиды. Буровой раствор в процессе строительства скважины осуществляет ряд функций, которые зависят от сложности процесса бурения: глубина скважины, устойчивость пород стенки скважины, высокие значения давления газа и нефти в разбуриваемых горизонтах. Процесс бурения представляет собой совокупность различных операций, определяющих технологию проходки скважины, поэтому функции называются технологическими [1]. К основным функциям буровых растворов относятся: удаление продуктов разрушения с забоя скважины и их вынос на дневную поверхность; создание противодавления на стенки скважины для предотвращения осыпей и обвалов, а также газонефтеводпроявлений; удержание при остановке циркуляции бурового раствора частиц утяжелителя и выбуренной породы во взвешенном состоянии; образование фильтрационной корки на стенке скважины (кольматирующая способность) для ограничения проникновения фильтра в пласт.

Буровой раствор – это сложная многокомпонентная комплексная дисперсная система, которая применяется для промывки скважин в процессе бурения. Данная система объединяет эмульсионные, суспензионные и аэрированные жидкости, которые используются для промывки скважины в процессе строительства скважины. Выбор типа бурового раствора, его компонентный состав, а также область его возможного применения осуществляется исходя из ряда геологических условий: величины пластового и горного давления, забойной температуры, физико-химических свойств горных пород и флюидов. Можно выделить две основные группы буровых растворов по типу дисперсионной среды: на водной основе и на неводной основе. Среди растворов на водной основе широкое распространение получили полимерные растворы – растворы, содержащие в своем составе высокомолекулярные полимеры линейного строения. Буровые растворы с добавлением полимеров преимущественно применяют при строительстве скважины в условиях крепких горных пород. Данный тип промывочной жидкости обладает характерными свойствами: высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться при высоких скоростях сдвига и загустевать при низких [4].