

• 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].

Первый буровой раствор с добавлением полимера был применен в США в середине 50-х годов прошлого века. Он состоял из бентонитового порошка, полимера (сополимер винилацетата и малеиновой кислоты) и кальцинированной соды. Полимер обладал флокулирующими и загущающими свойствами [2]. После этого рецептура полимерных буровых растворов претерпевала множество изменений, в том числе изменялись и применяемые полимеры. Полимеры с длинной цепью и высокой молекулярной массой, в составе бурового раствора, обычно используются для инкапсулирования частиц шлама (предотвращают их диспергирование) и ингибирования сланцев, или для повышения вязкости и снижения показателя фильтрации. Для этих целей доступно множество полимеров, такие как целлюлоза, природные камеди и акриламид.

Полиакриламиды – общее название группы карбоцепных полимеров и сополимеров на основе акриламида (амид акриловой кислоты) и других ненасыщенных амидов. Полимеры и сополимеры акриламида в бурении являются добавками многоцелевого назначения, т.к. они выступают в качестве загустителей, флокулянтов, флотореагентов, диспергаторов, добавок для уменьшения гидродинамического сопротивления жидкостей, шлихующих добавок, структурообразователей для почв (повышается устойчивость стенок скважин) и др. В нефтехимии полиакриламид рассматривается как полиакриловый стабилизатор, эффективный понизитель фильтрации глинистых буровых растворов. Полиакриламид является эффективным понизителем фильтрации только в глинистых буровых растворах и является малоэффективным в буровых растворах, которые не содержат твердой фазы. Однако в качестве добавки, повышающей вязкость водной фазы, является эффективным и в безглинистых системах, в том числе, в минерализованных водных растворах.

Физическая сущность параметров бурового раствора и их влияние при бурении на функции промывки определяются несколькими характеристиками, среди которых можно выделить: плотность, статическое и динамическое напряжение сдвига, условную и пластическую вязкость, а также показатель фильтрации. В рамках данного исследования были проведены эксперименты для определения влияния полимеров на основе полиакриламида различных производителей на коллоидно-реологические (рисунок 2) и фильтрационные (рисунок 1) свойства бурового раствора. Исследования проводились при н.у.

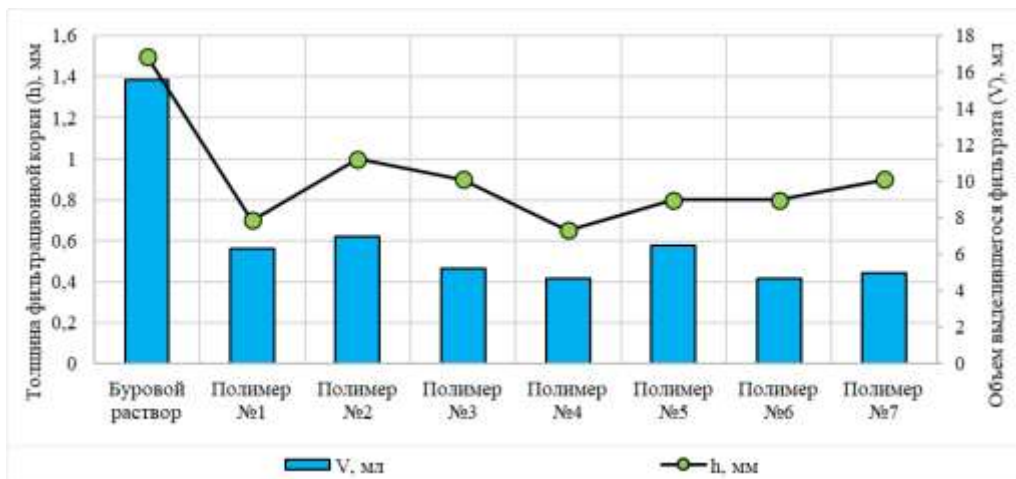


Рис. 1. Зависимость фильтрационных свойств от полимера

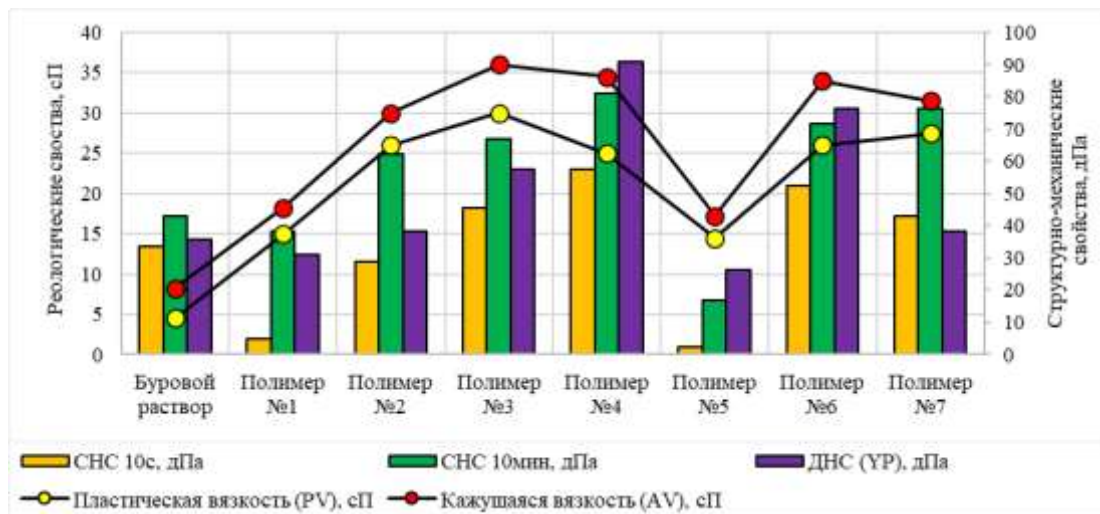


Рис. 2. Зависимость коллоидно-реологических свойств от полимера

Была произведена оценка реологических, структурно-механических и фильтрационных свойств буровых растворов с добавлением различных полимеров, т.е. производился замер пластической и эффективной вязкости, СНС и ДНС, а также толщины фильтрационной корки и объема выделившегося фильтра.

По результатам исследования наилучшие результаты показал полимер №4, который представляет из себя частично гидролизованный полиакриламид с высокой молекулярной массой и применяется для инкапсуляции глинистых частиц, т.е. для предотвращения диспергирования выбуренной породы. Помимо этого, данный реагент применяется в качестве флокулянта, регулятора водоотдачи, загустителя и добавки, повышающей смазочную способность промывочной жидкости. Реагент может применяться как добавка для различных типов буровых растворов, в том числе для малоглинистых, утяжеленных и минерализованных буровых растворов.

Литература

1. Бруй Л. К., Шемлей Н. В., Атвиновская Т. В. Буровые и тампонажные растворы. – 2019.
2. Грей Д. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) // М.: Недра. – 1985. – С. 509.
3. Третьяков И.А. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / И.А. Третьяков // Журнал «Трибуна ученого» – 2020 г. – №11 – с 122–128.
4. Фазилова Н.Р. Анализ строения и классификации полимеров и применение их в буровых растворах / Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых «Молодые – наукам о земле», г. Москва, 2020 г. – С. 179-183.

ОПЫТ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ В ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ Ортин И.В.

Научный руководитель Инженер лаборатории геологии ТПУ Коношонкин Д.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент в Томской области период добычи легкоизвлекаемых нефтей подходит к завершению. Выработка запасов и изменение состава и физических свойств природных углеводородов связана с данным обстоятельством. В связи с этим было принято решение в изучении залежей древних палеозойских отложений, которые относятся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ).

Углеводороды палеозойских отложений были обнаружены в Васюганской нефтегазоносной области, их основные продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и глинисто-карбонатным отложениям верхнего девона-карбона, в Арчинском и Урманском локальных поднятиях, благодаря которым были открыты месторождения Урмано-Арчинской группы. В процессе исследования залежей Арчинского месторождения традиционным способом бурения был выявлен определенный ряд проблем, в числе которых:

- высокие поглощения бурового раствора, вызванные обильной трещиноватостью коллектора;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- наличие прихватоопасных зон;
- низкие показатели проходки на долото и механической скорости бурения вследствие повышенного угнетающего давления на забой скважины.

Решение данных проблем было найдено компанией «Газпромнефть-Восток» в 2017 году благодаря технологии бурения скважин на депрессии [2].

Бурение скважин на депрессии или Underbalanced Drilling (UBD) – это метод бурения, при котором к системе в стволе скважины прикладывается отрицательный перепад давления, и пластовое давление превышает давление столба жидкости в стволе скважины. В этих условиях фильтрат или жидкость глушения из бурового раствора не попадает в пласт и не ухудшает свойств пласта. Технология бурения на депрессии снижает до минимума вероятность осыпей, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости, флюидопроявления и других осложнений благодаря возможности эффективного поддержания (регулирования) заданного дифференциального давления в системе скважина – пласт [1].

Однако для применения данной технологии требуется применять сложное и дорогостоящее оборудование. В целях герметизации устья скважины, чтобы не прекращать процесс бурения и спуско-подъемных операций, используется роторно-устьевой герметизатор. Промывочная жидкость поступает на поверхность благодаря штуцерному манифольду, который позволяет регулировать давление в затрубном пространстве. Измерение всех параметров поступающей жидкости обеспечивают высокоточные расходомеры,

контроль процесса ведется с помощью специальных датчиков, данные с которых обрабатывает специализированное программное обеспечение (рис.). 450 тонн нефти на Арчинском месторождении было получено таким образом еще в процессе строительства скважин. Более того, опытная скважина была введена в эксплуатацию в течение двух дней после завершения бурения, что в восемь раз быстрее, чем обычно. За этот период из первой скважины было добыто дополнительно 2700 тонн сырой нефти [4].