

# PREPARATION OF DRILLING FLUIDS AND METHODS FOR REGULATION OF THEIR PROPERTIES UNDER DIFFICULT THERMOGEOCHEMICAL CONDITIONS OF HORIZONTAL DRILLING OF WELLS (BY THE EXAMPLE OF TURKMENISTAN)

Deryaev A.R.<sup>1</sup>, Deryaev S.A.<sup>2</sup> (Turkmenistan)

<sup>1</sup>Deryaev Annaguly Redzhepovich - Candidate of Technical Sciences, Researcher, RESEARCH INSTITUTE OF NATURAL GAS STATE CONCERN "TURKMENGAS";

<sup>2</sup>Deryaev Suleiman Annagulyevich - Student, DEPARTMENT OF OIL AND GAS WELL DRILLING, FACULTY OF OIL AND GAS, INTERNATIONAL UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER YAGSHIGELDY KAKAEV, ASHGABAT, TURKMENISTAN

**Abstract:** muds transferred to the ALKAR-3M inhibited system can withstand large values of water loss by 1.5-2.0 times in comparison with the required values laid down in the geological and technical order (GTO), and at the same time they are able to maintain the stability of the wellbore for a long time.

Oil-based mud is one of the most ideal systems for drilling active clays, where the wellbore stability is the key issue. In addition, this system operates at high temperatures and has more improved rheological inhibition properties.

**Keywords:** inhibition, reservoirs, circulation, dispersed medium, cuttings, sticking, friction.

## ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ИХ СВОЙСТВ В СЛОЖНЫХ ТЕРМОГЕОХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ТУРКМЕНИСТАНА)

Деряев А.Р.<sup>1</sup>, Деряев С.А.<sup>2</sup> (Туркменистан)

<sup>1</sup>Деряев Аннагулы Реджепович - кандидат технических наук, научный сотрудник, Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз»;

<sup>2</sup>Деряев Сулейман Аннагулыевич - студент, кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, факультет нефти и газа, Международный университет нефти и газа им. Ягшигельды Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан

**Аннотация:** растворы, переведенные в ингибированную систему АЛКАР-3М, могут выдерживать большие значения водоотдачи в 1,5 - 2,0 раза в сравнении с требуемыми величинами, заложенными в геолого-техническом наряде (ГТН), и при этом способны длительное время сохранять устойчивость ствола скважины.

Раствор на углеводородной основе - одна из самых идеальных систем для бурения активных глин, где устойчивость ствола скважины является основным вопросом, кроме того данная система работает при высоких температурах и имеет улучшенные реологические свойства ингибирования.

**Ключевые слова:** ингибирование, продуктивные пласты, циркуляция, дисперсная среда, выбуренная порода, прихват, трения.

АЛКАР (алюмо-кальциевый раствор) представляет комплексно-ингибированную систему, активно воздействующую на все, в том числе и на межслоевые, свободных глинистых минералов. Ее свойства усилены гидрофобизирующим действием комбинированных ПАВ. Действующим началом АЛКАРА являются гидролизаты портландцементов, содержащие одновременно катионные и анионные формы минеральных ингибиторов. Активность этих ингибиторов усиливается гидрофобизирующим действием ПАВ за счет создания на мозаичных поверхностях глинистых чешуек водоотталкивающего углеводородного экрана.

В задачу настоящей работы не входило детальное изложение проведенных исследований, охватывающих весь комплекс направлений по каждому из регламентированных требований.

Специфика термогеохимических особенностей в конспективном изложении представляет:

а) повышенную (от 30 до 100%) заглинизированность разреза. Наибольшие трудности возникают в отложениях коллоидальных «черных» глин.

б) чередованием зон АВПД и АНПД.

в) относительно слабой засоленностью пород разреза, водные вытяжки из которых представляют собой морскую воду, на которой и осуществляется приготовлением буровых растворов и химических реагентов.

г) невысокими температурами, достигающие 100 °С на глубине 5000 м.

Термогеохимические особенности предопределяют возникновение и развитие ряда осложнений (затяжки, посадки, проработки суженных участков ствола, сальники, а иногда и прихваты бурильного инструмента).

Осложнения же в свою очередь предопределяют выбор типов буровых растворов, которые если уж и не предотвращают осложнения, то снижают их интенсивность. Величины технологических параметров этих растворов составляют:

$\rho$  - 1,20 ÷ 2,40 г/см<sup>3</sup>

УВ - 25 ÷ 100 с

Q1 - 0 – 20

Q10 - 0 – 80

П<sub>пл</sub> - 8 – 18

T<sub>0</sub> - 20 – 90

K<sub>л</sub> - 40 – 400

ВВМ - 6 2 – 20 см<sup>3</sup>

ВАР - 10 – 30 см<sup>3</sup>

Безусловно, на практике имеют место отклонения от указанных величин, но это связано с нарушением технологии бурения.

Перечисленные параметры и их величины обусловлены не только накопленным в течение многих лет практическим опытом, но и большой теоретической и экспериментальной проработкой проблемы взаимосвязи соответствия типов и показателей буровых растворов термогеохимическим условиям бурения.

При этом особое внимание уделялось прихватам бурильного инструмента. В условиях же Юго-Западной части Туркменистана основные работы в решении этой проблемы принадлежат А.И. Пенькову и возглавляемому им коллективу авторов.

В связи с необычайной важностью решаемой проблемы в особо сложных термогеохимических условиях бурения автор приводит ниже некоторые результаты проделанной работы.

При бурении скважин в Туркмении нашли широкое применение различные типы растворов (обработанные УЩР, известковые, хлоркальциевые, хроматные). Указанные типы растворов в интервалах их применения достаточно точно отвечают условиям проводки скважин и обеспечивают в значительной мере устранение наиболее тяжелых и широко распространенных в свое время осложнений. Широкое применение хроматных растворов явилось кардинальным средством поддержания и регулирования показателей растворов при бурении скважин, для которых характерны высокие забойные температуры. Однако, несмотря на хорошее качество растворов при бурении глубоких скважин не всегда удается избежать осложнения, связанные с прихватом бурильной колонны. Опыт проходки глубоких скважин показывает, что основную массу прихватов составляют прихваты, возникающие под действием перепада давления.

Возможны два пути предотвращения указанного вида осложнений. С одной стороны, снижение перепада давления на проницаемые пласты с сохранением достаточного удельного веса раствора с целью предупреждения проявлений, что может быть достигнуто подбором рациональной конструкции скважины. С другой стороны, придание растворам таких свойств, чтобы они обеспечивали возможность нормальной работы при высоких значениях перепада давлений.

В связи с увеличением глубины бурения и многообразием факторов, оказывающих влияние на условия, способствующие возникновению прихвата, различное сочетание условий, как геологического, так и технического характера зачастую приводит к такому состоянию ствола скважины, когда качество раствора, казалось бы, отвечающее всем ранее общепризнанным требованиям бурения, оказывается, по тем или иным свойствам не пригодными для бурения скважины в данных условиях.

Исследование свойств применяемых в Туркмении растворов (обработанных УЩР, известковых, хлоркальциевых, хроматных) в условиях высоких температур и давлений показало, что под действием температуры и перепада давлений водоотдача многих растворов претерпевает значительные изменения, причем рост температуры приводит к более интенсивному изменению свойств растворов. Несомненно, что значительное изменение водоотдачи растворов с ростом температуры и перепада давления должно оказывать существенное влияние на физико-механические свойства отлагаемых на стенках скважины корок и поведение скважины в процессе бурения.

Анализ качества раствора по ряду глубоких скважин показал, что, как правило, осложнения возникают тогда, когда качество раствора не соответствует условиям проводки глубоких скважин (забойная температура, перепад давления), на растворах с высоким удельным весом. Зачастую

нормальные по стандартным показателям растворы в забойных условиях либо загустевают до полутвердого состояния, либо имеют высокую водоотдачу.

Как правило, такое положение возникает из-за отсутствия контроля над показателями раствора в забойных условиях, в связи с чем не удастся своевременно обнаружить начинающееся ухудшение качества раствора и принять необходимые меры для предупреждения развития осложнений в скважине. Контроль за качеством раствора стандартными методами не отражает истинного состояния раствора в забойных условиях.

Все это показывает, что возникновение осложнений (затяжек, посадок, прилипаний и прихватов бурильной колонны), связанных с действием перепада давления, обуславливается водоотдачей раствора и физико-механическими свойствами формируемых корок в условиях температуры и перепада давлений, действующих в скважине.

Абсолютное значение усилия прихвата резко возрастает с ростом перепада давлений и водоотдачи. Показатель усилия прихвата ( $F_{отр}$ ), характеризующий свойства корок, при прочих равных условиях, прямопропорционально связан с водоотдачей раствора, а при постоянной ее величине существенно зависит от типа химической обработки раствора и содержания смазывающих профилактических добавок (нефть, ПАВ, графит и др.).

Исследования показывают, что интенсивность изменения водоотдачи, и сила прихвата  $F_{отр}$  с ростом перепада давлений зависит от качества растворов. В связи с этим необходимо при бурении глубоких скважин применять такие растворы, которые бы имели низкие значения силы прихвата и водоотдачи при высоких  $\Delta p$  и мало изменчивы к росту перепада давлений. Менее всего данные показатели изменяются у хроматного раствора с высоким содержанием S (от 3 до 5% на сухую). Данные растворы при температуре 110-120°C имеют низкую (5-8 см<sup>3</sup>) водоотдачу и формируют тонкие эластичные корки, мало изменяющие свою проницаемость с ростом  $\Delta p$ .

По сравнению с растворами, обработанными УЩР, хроматные растворы с высоким содержанием лигносульфонатов создают возможность работать при более высоких перепадах давления.

В настоящее время прочно утвердилось подтвержденное практикой мнение о необходимости придания буровым раствором гидрофобных свойств. Впервые в качестве основного гидрофобизирующего агента в буровых растворах стали применяться нефти, как правило, тех месторождений, где осуществляется бурение.

Резюмируя сложившиеся представления, можно привести следующий перечень положительных свойств, которые нефти придают буровым растворам:

Улучшение технологических свойств растворов такие как: снижение водоотдачи, улучшение реологических показателей, повышение коагуляционной устойчивости в присутствии электролитов, уменьшение липкости и толщины фильтрационных корок, придание растворам ингибирующего эффекта за счет гидрофобизации выбуренной породы.

Экранирование металла бурильной колонны и стенок ствола скважины углеводородными пленками, снижающими коэффициент трения вращающихся (трущихся) поверхностей, уменьшение силы прилипания и, соответственно, силы отрыва колонны бурильных труб от фильтрационной корки, уменьшение образования сальников, снижение интенсивности затяжек и количества прихватов.

Улучшение технологичности процесса бурения, уменьшение крутящего момента и усилий, прилагаемых при перемещении колонны, повышение буримости пород и, соответственно, увеличение механической скорости бурения.

И все же вся перечисленная масса достоинств, обуславливаемых нефтью, при внимательном рассмотрении представляется на наш взгляд совокупностью отдельных фактов, малосвязанных друг с другом. Внешне это следует хотя бы из сопоставления таких фактов, как диапазон содержания нефти и растворах, который составляет 8-25%, пеногасящая роль нефти и пенообразующая, среда для флокуляции барита и, в то же время, - структурообразующая, при которой стабильность повышается; увеличенная вязкость нефти, являющаяся неотъемлемой причиной образования флоккул утяжелителя и, в то же время, очень близкие величины кинематической вязкости нефтей разных месторождений при температурах 70-100 °С, характерных для забойных глубин 3000м и выше, при которых флокуляция ни разу не отмечена. Перечень несоответствий, а порой и их прямую противоречивость можно было бы продолжить, но уже и из указанного видно, что как собственно нефть, так и процессы, протекающие между нею и компонентами буровых растворов, равно как и явления, лежащие в основе этих процессов или предшествующие им и не связанные с присутствием нефти, обойдены исследователями. Ими сообщены преимущественно внешние проявления этих процессов, что и привело к набору фактов, сделанных из них выводов и рекомендаций, прямое использование которых может нанести, пожалуй, больше вреда, чем пользы.

Итак, достаточно полный обзор по нефтеэмульсионным растворам сводится к нескольким нижеследующим позициям:

1. Нефтеэмульсионные глинистые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, в которых диспергированы глобулы нефти.
2. Агрегативная устойчивость обеспечивается за счет эмульгирующей роли глин, природных нефтяных эмульгаторов.
3. Стабильность достигается за счет образования на поверхности нефтяных глобул, структурированных глинистых сфер, гелеобразных оболочек за счет химических реагентов. Стабильность усиливается за счет взаимного упрочнения пограничных сфер сочетанием глин с реагентами.
4. Упрочняющая способность химических реагентов и их гидрофилизирующая способность ослабляются в ряду КМЦ-гипан-УЩР-окзил.
5. Нефти заполняют межпакетное пространство в глинах.
6. Глобулированная нефть, взаимодействуя с прилегающими глинистыми частицами, образует прочный суспензионно-эмульсионный каркас.
7. Нефть, в сочетании с эмульгаторами, обуславливает флокуляционное осаждение флотационных баритов.
8. Нефть при определенных концентрациях (8%) способствует турбулизации растворов, а при более высоких (20%) вызывает загущение.
9. Оптимальное содержание нефти в растворах составляет: 5 - 10%, 8 - 10%, 10 - 15%.

#### *Список литературы / References*

1. Гулатаров Х., Деряев А.Р., Еседулаев Р.Э. Особенности технологии бурения горизонтальных скважин способом электробурения. Наука. Ашгабат, 2017. Стр. 248-267.