



УДК 622.24.063

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ
НА ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF DRILLING MUD
DURING THE CONSTRUCTION OF AN OIL PRODUCTION
DIRECTIONAL WELL WITH A HORIZONTAL END
ON THE VOSTOCHNO-TARKOSALINSKOYE FIELD**

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный технологический университет
larispv08@gmail.com

Меринов Иван Андреевич

главный специалист управления
по организации и контролю бурения скважин
на месторождениях и ПХГ,
ООО «Газпром инвест»
ivanmerinov@bk.ru

Самарин Михаил Анатольевич

студент направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
samarin1901@yandex.ru

Саввон Яков Владимирович

студент направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
savvonjv@rambler.ru

Аннотация. Роль буровых растворов в бурении глубоких скважин сводится к обеспечению оптимальных условий промывки и работы на забое бурового долота, забойных двигателей, бурильного инструмента, очистки забоя от выбуренной породы и вынос ее из ствола скважины. В зависимости от геологических и промысловых условий проводки глубоких скважин выбирают оптимальный режим промывки и соответствующие состав и свойства бурового раствора. Промывочные средства существенно влияют на многие природные физические и механические характеристики горных пород. Наличие в растворе большого количества глинистой фазы приводит к интенсивной коагуляции порового пространства пород, значительно снижая их пористость, проницаемость, а следовательно, дебит скважин и удельную продуктивность нефтяных и газовых пластов. Для обеспечения совершенной и эффективной промывки глубоких скважин необходимо разработать рецептуры не только новых систем буровых растворов, но и специальных химических реагентов, материалов, эффективные методы и способы технологии промывки скважин. В статье рассмотрены буровые растворы, применяемые на Восточно-Таркосалинском месторождении при строительстве нефтяной эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Chemistry Department,
Kuban State Technological University
larispv08@gmail.com

Merinov Ivan Andreevich

Chief Specialist of the Office for Organization
and Control of Well Drilling on the Fields and
Underground Gas Storages,
LLC «Gazprom Invest»
ivanmerinov@bk.ru

Samarin Mikhail Anatolyevich

Student Training Direction
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
samarin1901@yandex.ru

Savvon Yakov Vladimirovich

Student Training Direction
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
savvonjv@rambler.ru

Annotation. The role of drilling fluids in drilling deep wells is to ensure optimal conditions for flushing and working at the bottom of the drill bit, downhole motors, drilling tools, cleaning the bottom of the cuttings and removing it from the wellbore. Depending on the geological and field conditions of deep well drilling, the optimal flushing mode and the corresponding composition and properties of the drilling mud are selected. Flushing agents significantly affect many of the natural physical and mechanical characteristics of rocks. The presence of a large amount of clay phase in the solution leads to intensive clogging of the pore space of rocks, significantly reducing their porosity, permeability, and, consequently, well flow rate and specific productivity of oil and gas reservoirs. To ensure a perfect and efficient flushing of deep wells, it is necessary to develop formulations not only for new systems of drilling fluids, but also for special chemicals, materials, effective methods and techniques for flushing wells. The article discusses drilling fluids used on the Vostochno-Tarkosalinskoye field during the construction of an oil production directional well with a horizontal end.



Ключевые слова: выбор и обоснование вида промывочной жидкости; регулирование параметров бурового раствора по интервалам бурения; оптимальный режим промывки; состав и свойства бурового раствора; управление процессом буримости горных пород; характеристика и назначение реагентов понизителя фильтрации; эффективные методы и способы технологии промывки скважин.

Keywords: selection and justification of the type of flushing fluid; regulation of drilling fluid parameters by drilling intervals; optimal flushing mode; composition and properties of drilling mud; control of the process of rock drilling; characteristics and purpose of filtration reducer reagents; effective methods and methods of well flushing technology.

Интервал 1

Полимерглинистый буровой раствор:

- долото CR-1 508 мм;
- направление D = 426 мм 0–80 м

Бурение интервала 0–80 м под обсадную колонну D = 426 мм производится долотом CR-1 508 мм. В этом интервале породы сложены рыхлыми песчаниками, по этой причине возможны осыпи и обвалы стенок, растепление ММП. Из этого возникает необходимость использовать полимерглинистый буровой раствор.

Для предотвращения осложнений необходимо поддерживать плотность 1,16 г / см³, условная вязкость 100 с, температуру БР на минимальном уровне. Состав раствора должен предусматривать концентрацию бентонита в достаточном количестве не менее 50–60 кг / м³ для минимизации растепления и стабильности стенок скважины при термическом воздействии фильтрата раствора на породы. Для приготовления раствора в первый раз необходимо наполнить емкости пресной водой и обработать кальцинированной содой. Ввести бентонит и выдержать процесс гидратации в течение 4-6 часов при постоянном перемешивании. Система недорога и загрязнённая во время цементирования порция бурового раствора может быть выброшена в амбар.

Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,16 г / см ³
Условная вязкость	100 с
Водоотдача	≤ 15 см ³ / 30 мин.
Содержание песка	≤ 3 % по объёму
pH	8,5–9,5

Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг
Бентонит	структурообразователь, водоотдача	8100
Каустическая сода	регулятор pH	50
МЕХ-РАС НV	высоковязкий регулятор водоотдачи	100

Интервал 2

Полимерглинистый буровой раствор:

- долото БИТ 393,7 мм;
- кондуктор D = 324 мм 80–450 м

Бурение интервала 80–450 м под обсадную колонну D = 324 мм производится долотом БИТ 393,7 мм. В интервале 80–250 м породы сложены рыхлым песчаником. Из-за этого возможны осыпи и обвалы стенок растепление ММП, поглощение бурового раствора. В связи с этим необходимо использовать полимерглинистый буровой раствор. Целесообразно производить бурение с использованием раствора, сохранённого с предыдущего интервала. Опыт бурения предыдущих скважин показывает, что на этом участке скважины возможно разжижение бурового раствора из-за бурения по мерзлоте.

Поэтому необходимо производить дополнительную обработку бентонитом бурового раствора для увеличения вязкости. Рыхлые слабосцементированные породы, низкая скорость восходящего потока раствора, большой диаметр скважины, вечная мерзлота и высокая степень кавернозности могут создать определённые трудности для очистки ствола от выбуренной породы.

Для предотвращения осложнений необходимо поддерживать плотность 1,16 г / см³, условная вязкость 70–100 с. В интервале 250–450 м породы представлены преимущественно глинами (монтмориллонита), в связи с чем может наблюдаться рост вязкости и наработка раствора выбуренной породы. Как следствие этого – сальникообразование. Поэтому необходимо производить обработку полимерглинистого бурового раствора разжижителями или разбавлением свежеприготовленного раствора, поддерживать плотность 1,16 г / см³ и снижать условную вязкость до 50–70 с.



Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,16 г / см ³
Условная вязкость в интервале 80–250 м	70–100 с
Условная вязкость в интервале 250–450 м	50–70 с
Водоотдача	< 15 см ³ / 30 мин.
Содержание песка	< 3 % по объёму
pH	8–9

Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
Бентонит	структурообразователь, водоотдача	2700
Каустическая сода	регулятор pH	75
SAPP	разжижитель	125
Sodium Bicarbonate	регулятор pH и жёсткости	75
DYNATHIN CF	дефлокулянт	225
MEX-CLEAN	противосальниковая добавка	416 л

Интервал 3

Буровой раствор SYNTEX:

- долото 295,3 US 519 U30;
- промежуточная колонна D = 245 мм 450–1450 м

Бурение интервала 450–1450 м под обсадную колонну D = 245 мм производится долотом 295,3 US 519 U30. В интервале 450–1270 м геологический разрез представлен высокопластичными глинами. В интервале 1270–1450 м породы представлены преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

В этих интервалах возможны осыпи и обвалы стенок скважины, рост коллоидной твердой фазы, реологии, сальникообразование, поглощение бурового раствора. Из этого возникает необходимость использовать буровой раствор SYNTEX. Как показывает опыт бурения предыдущих скважин, раствор на выходе из башмака должен обладать достаточно высокими реологическими характеристиками для обработки карбонатом кальция с целью поддержания плотности раствора не менее 1,14 г / см³.

Параметры раствора контролируются путём пополнения рабочего объёма свежеприготовленным объёмом раствора без глины с инкапсулирующими полимерами.

При бурении в интервале 450–1450 м необходимо уделять особое внимание параметрам МВТ и pH. Значительный рост МВТ говорит о недостаточной концентрации инкапсулирующих полимеров в системе. Высокий pH раствора не позволит достичь максимальной эффективности инкапсулятора.

В случае проявления нарушения стабильности ствола (наличие обвального шлама на выходе скважины), необходимо произвести утяжеление бурового раствора до 1,22 г / см³.

В интервалах 800–1200 м ограничить скорость проходки и параллельно прокачивать кольматационные пачки по 3–5 м³. Для предотвращения дифференциальных прихватов и поглощений, при прохождении высокопроницаемых интервалов необходимо поддерживать в растворе концентрацию карбоната кальция не менее 70 кг / м³, а также предусмотреть наличие на буровой в качестве аварийного запаса микрокальматан MEX-AS для проведения разовой обработки бурового раствора.

Для предотвращения сальникообразования необходимо увеличить концентрацию противосальниковой добавки MEX-CLEAN до 5 л / м³. При достижении 900 м по стволу нужно произвести промывку скважины, в процессе которой необходимо прокачать высоковязкую очищающую порцию бурового раствора в размере 20 м³ с удельной вязкостью 100 с. При достижении проектного забоя интервала в процессе промывки также прокачать высоковязкую очищающую порцию бурового раствора в размере 20 м³ с удельной вязкостью 100 с.

Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,16 г / см ³
Условная вязкость в интервале 450–1450 м	40–65 с
Пластическая вязкость	10–20 мПа · с
ДНС	15–25 фунт / 100фт ²
СНС	6–12 / 12–25 фунт / 100 фт ²
Водоотдача	< 6 см ³ / 30 мин.
МВТ	< 70 кг / м ³
Содержание песка	< 1 % об.
pH	8,0–8,5
Содержание СаСО ₃	> 70 кг / м ³
Содержание смазки	≥ 2 %



Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
MEX-GUMS	структурообразователь	200
Sodium Bicarbonate	контроль pH и жёсткости	75
DYNATHIN CF	дефлокулянт	300
MEX-CARB M	утяжелитель, кольматант	12000
MEX-CARB F	утяжелитель, кольматант	6300
MEX-CLEAN	противосальниковая добавка	624
MEX-PAC HV	понижитель фильтрации	700
PRAESTOL 2540 H	инкапсулятор, ингибитор	300
MEX-LUBE	смазочная добавка	1248
SAPP	регулятор pH, Ca ²⁺	300
MEX-AS	ингибитор (аварийный запас)	800
ГКЖ	гидрофобизатор	624

Состав кольматационной пачки

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
Буровой раствор	кольматационная пачка	10 м ³
MEX-CARB M	утяжелитель, кольматант	1000
MEX-CARB C	утяжелитель, кольматант	1000
LOCK VEB F	кольматант	100
LOCK VEB M	кольматант	100

Интервал 4

Ингибированный PRIMOSOL:

- долото 220,7 SKFX613S-A1C;
- эксплуатационная колонна D = 178 мм 1450–3474,5 м

Бурение интервала 1450–3474,5 м под обсадную колонну D = 178 мм производится долотом 220,7 SKFX613S-A1C.

В данном интервале бурения возможны осыпи и обвалы стенок скважины, дифференциальные прихваты, поглощение бурового раствора, поступление в раствор CO₂. Поэтому в данном интервале целесообразно использовать буровой раствор PRIMOSOL.

Ежедневное обслуживание и доработка раствора заключатся в контроле параметров и пополнении концентрации карбоната кальция и полимеров. Следует до минимума сократить наработку раствора и повышение его плотности путём оптимизации очистки раствора на имеющемся оборудовании.

На данном интервале рекомендуется максимально использовать все элементы оборудования очистки бурового раствора. Это позволит поддерживать плотность рабочего раствора, а, значит, в процессе обработок поддерживать необходимую концентрацию карбоната кальция.

В целях улучшения очистки ствола от выбуренной породы необходимо перед проведением СПО после очередного долбления произвести прокачку вязкоупругих пачек объёмом 5 м³, приготовленных на основе существующего раствора с обработкой реагентом MEX-GUM S до получения условной вязкости бурового раствора 100–120 с.

Для предотвращения дифференциальных прихватов, приуроченных к интервалам проницаемых пластов, рекомендуется поддерживать плотность бурового раствора на минимально допустимом уровне, контролировать водоотдачу и толщину фильтрационной корки, своевременно проводить упреждающую кольматацию, поддерживать на минимальном уровне количество выбуренной породы в буровом растворе, использование смазывающих добавок.

Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,12 г / см ³
Условная вязкость	40–60 с
Пластическая вязкость	10–20 мПа · с
ДНС	20–30 фунт / 100 фт ²
СНС	10–15 / 15–25 фунт / 100 фт ²
Водоотдача в интервале 1450–3000 м	< 6 см ³ / 30 мин.
Водоотдача в интервале 3000–3474,5 м	< 5 см ³ / 30 мин.
МБТ	< 40 кг / м ³
Хлориды (CL)	20000–25000 мл / л
Содержание песка	< 1 % об.
Содержание CaCO ₃ VERY FINE в интервале 1450–2860 м	< 70 кг / м ³
Содержание CaCO ₃ VERY FINE в интервале 2860–3475 м	< 70 кг / м ³
pH	10–11
Содержание смазки	3–6 %



Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
MEX-GUM S	структурообразователь	1000
Sodium Bicarbonate	контроль pH и жесткости	75
DYNATHIN CF	дефлокулянт	300
Хлорид калия	ингибитор глин	15200
Каустическая сода	контроль pH	500
MEX-CARB F	утяжелитель, кольматант	21600
MEX-CARB VF	утяжелитель, кольматант	5500
Известь	нейтрализатор CO ₂	660
MEX-PAC HV	понижитель фильтрации	1175
MEX-PAC LV	понижитель фильтрации	2175
MEX-LUBE	смазочная добавка	6032 л

Интервал 5

Биополимерный MAX-FLOW:

- долото 155,6 MDI 413 LKPX;
- хвостовик D = 114 мм 3474,5–4478 м

Бурение интервала 3474,5–4478 м под обсадную колонну D = 114 мм производится долотом 155,6 MDI 413 LKPX. В данном интервале бурения возможны дифференциальные прихваты, нефтегазопроявления. Поэтому в данном интервале целесообразно использовать буровой раствор MAX-FLOW. Для предупреждения осложнений при проводке скважины необходимо поддерживать концентрацию CaCO₃, каждые 100 м бурения прокачивать кольматационные пачки с CaCO₃ (200–300 кг / м³), поддерживать плотность 1,08 г / см³. В целях улучшения очистки ствола от выбуренной породы необходимо перед проведением СПО после очередного долбления производить прокачку вязкоупругих пачек объёмом 5 м³, приготовленных на основе существующего раствора с обработкой реагентом MEX-GUM S до получения условной вязкости бурового раствора 60–80 с.

Параметры бурового раствора

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА	
Плотность	1,08 г / см ³
Условная вязкость	40–60 с
Пластическая вязкость	10–20 мПа · с
ДНС	27–35 фунт / 100 фт ²
СНС	10–15 / 15–25 фунт / 100 фт ²
Водоотдача	< 5 см ³ / 30 мин.
МБТ	< 10 кг / м ³
Хлориды (Cl)	20000–25000 мл / л
Содержание песка	< 1 % об.
Содержание CaCO ₃	> 90 кг / м ³
pH	10–11
Содержание смазки	4–6 %

Применяемые химические реагенты и материалы

Наименование реагента	Описание и назначение	Расход, кг / л
MEX-GUM S	структурообразователь	900
Хлорид калия	ингибитор глин	10400
Каустическая сода	контроль pH	225
MEX-CIDE	бактерицид	120
Sodium Bicarbonate	контроль pH и жесткости	125
MEX-CARB VF	утяжелитель, кольматант	16000
MEX-CARB F	утяжелитель, кольматант	7200
Известь	нейтрализатор CO ₂	240
Оксид магния	буфер pH	450
MEX-DEFOAM	пеногаситель	81л
MEX-LUBE	смазочная добавка	6864л
MEX-SBT	понижитель фильтрации, модифицированный крахмал	4050



Описание используемых реагентов

MEX-GUM S. Биополимер (ксантановая смола) высокой степени очистки. Природный высоко-разветвлённый полисахарид с высокой молекулярной массой. Обеспечивает требуемые реологические свойства раствора, улучшает удерживающие и выносящие свойства. Использование MEX-GUM S позволяет получить промывочную жидкость с минимальной пластической вязкостью с хрупким прочным гелем. Одновременно MEX-GUM S обеспечивает высокие показатели динамической вязкости и ВНСС, снижая зону вторжения раствора и фильтрата в пласт и существенно улучшая удерживающие и выносящие способности раствора. Полностью биоразложим.

MEX-SBT S. Модифицированный крахмал специально разработанный для применения в системе MAX-FLOW для контроля водоотдачи и создания уникального реологического профиля. MEX-SBT S эффективно снижает водоотдачу и позволяет улучшить реологический профиль системы, а именно вязкость при низкой скорости сдвига (ВНСС) в сочетании с биополимерами.

MEX-PAC. Полианионная целлюлоза применяется для контроля водоотдачи. Марка HV снижает водоотдачу и повышает вязкость бурового раствора, марка LV не влияет на вязкость.

MEX-CARB. Карбонат кальция заданного фракционного состава, используется как кольматант для формирования тонкой плотной фильтрационной корки для предотвращения проникновения фильтрата раствора и мелкодисперсного шлама в поровое пространство коллектора.

MEX-CIDE. Органический бактерицид. Эффективно подавляет жизнедеятельность аэробных и анаэробных бактерий для предотвращения нежелательной ферментации и биоразложения компонентов буровых растворов в процессе бурения.

MEX-DEFOAM. Универсальный жидкий пеногаситель на спиртовой основе для любых типов буровых растворов на водной основе, включая утяжелённые, солевые и соленасыщенные растворы. Имеют низкую температуру загустевания.

MEX-LUBE. Легко диспергируемая в пресной или минерализованной воде смазывающая добавка, рекомендуемая для снижения коэффициента трения при бурении протяжённых наклонно-направленных и горизонтальных скважин при значительной репрессии на пласт. Уникальная комбинация свойств позволяет снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов, избежать сальникообразования и зашламования долота.

MEX-CLEAN. Противосальниковая добавка – смесь ПАВ гидрофобизаторов. Реагент образует тонкую защитную пленку на поверхности элементов КНБК, препятствуя налипанию буренного шлама и образованию сальников.

LOCK-VEB. Смесь органических материалов для ликвидации поглощений. Соотношение фракций и материалов подобрано для обеспечения эффективной кольматации, как трещинных так и терригенных пород.

MEX-AS. Реагент стабилизатор применяется для предотвращения гидратации аргиллитов, эффективно блокирует микротрещины породы, препятствуя проникновению фильтрата бурового раствора и снижению прочности породы.

PRAESTOL 2540 H. Частично гидролизированный полиаркиламид с высокой молекулярной массой. Полимер работает, как инкапсулятор, препятствуя гидратации выбуренного шлама. Использование полимера позволяет эффективно контролировать реологические свойства бурового раствора при бурении в глинистых породах.

Характеристика и назначение реагентов понизителя фильтрации

Понизители водоотдачи, образуя вокруг частиц глины вязкие структурированные слои, обладающие довольно высокой упругостью, механической прочностью и гидрофильностью, повышают плотность упаковки дисперсных частиц в фильтрационной корке, а также способствуют увеличению содержания связанной воды.

Понизители водоотдачи в первую очередь обеспечивают создание тонкой, прочной, малопроницаемой фильтрационной корки на стенках скважины. Эффективность действия полимерного реагента, как понизителя водоотдачи обуславливается размером, конфигурацией и гидрофильностью макромолекулы. Чем больше реагент связывает воду, повышает – вязкость дисперсионной среды и удерживается в поровых каналах фильтрационной корки, тем выше его эффективность.

Большинство понизителей фильтрации относится к полимерам с достаточно гидрофильной поверхностью, представляющих собой анионоактивные полиэлектролиты природного (крахмал, смолы), полусинтетического (производные крахмала и КМЦ) и синтетического (акрилаты) происхождения, обладающие в жидком виде псевдопластичными (тиксотропными) свойствами, т.е. при увеличении сдвигаемых напряжений происходит снижение вязкости.

Макромолекулы веществ, состоящие из многочисленных элементарных звеньев (мономеров) одинаковой структуры называются полимерами, а из разнородных звеньев – сополимерами. При этом их атомы связаны прочной химической (ковалентной) связью, а молекулярная масса составляет от 5000 до 1000000 и более.



Крахмал относится к числу естественных полимеров-полисахаридов, и впервые был применён для буровых растворов в 1939 году (США). Крахмал предназначен для снижения фильтрации средне- и высокоминерализованных растворов при наличии любых солей при температуре до 80 °С, рН = 9–13 и добавке до 3,0 %.

Сырьём для производства крахмала являются зерновые культуры (кукуруза, пшеница, рис, рожь) и клубневые культуры (картофель, маниока).

К недостаткам крахмала относится способность его к ферментативному разложению (загниванию) под действием различных микроорганизмов (дрожжевые грибки, плесень, бактерии).

При разложении крахмала выделяются газообразные вещества, что может вызвать вспенивание раствора и понижение рН. Поэтому восстановить параметры такого раствора очень сложно, и он подлежит частичной или полной замене. Модифицированный крахмал.

Для устранения ряда недостатков пищевого крахмала выпускается модифицированный химически и термически обработанный крахмал (МК). Он представляет собой порошок, хорошо растворимый в холодной воде, обработанный до 3 % алюмокалиевыми квасцами и кальцинированной соды. Поэтому обработку буровых растворов МК можно производить в виде порошка без предварительной клейстеризации при рН = 7,5–11, температуре до 120 °С и добавке до 2 %. При этом МК более эффективно снижает фильтрацию, позволяет сохранить плотность бурового раствора, способствует меньшему росту вязкости, ферментативно устойчив и снижает затраты времени и средств на обработку.

Реагенты на основе акриловых полимеров. *Гипан* – гидролизированный полиакрилонитрил – впервые применён в 1949 году (США), в России в 1961 году для снижения фильтрации пресных, известковых, слабоминерализованных растворов.

При получении гипана выделяется запах аммиака, отсутствие которого предопределяет проверку качества гипана в лабораторных условиях. Гипан представляет собой вязкую тёмно-желтоватую жидкость 8–10 %-ной концентрации с плотностью 1,05–1,07 г / см³, рН = 12 и более или порошок желтоватого, кремового или розового цвета с влажностью 10 %, который можно применять в товарном виде или в виде раствора 10 %-ной концентрации. Гипан совместим с другими понизителями фильтрации, при этом эффективность комбинированной обработки значительно выше, чем каждого реагента в отдельности.

Понизители водоотдачи буровых растворов на основе акриловых полимеров более термостойки, чем реагенты, относящиеся к полисахаридам. Понизителями водоотдачи пресных и слабоминерализованных растворов являются ССБ (до 10 %) или КССБ (до 4 %), средне- и высокоминерализованных (по NaCl) – ССБ. При поступлении в раствор, в процессе бурения, двухвалентных солей дополнительно обрабатывают крахмалом. Структурно-механические показатели снижают добавками алюмината натрия отдельно или в сочетании с известковой обработкой (до 1 % гидроокиси кальция), либо введением глиноземистого цемента. При повышенных температурах эффективны добавки окзила или хромпика. Эффект обработки алюминатом натрия снижается при недостаточном количестве ССБ в растворе. Многие понизители водоотдачи вызывают значительное снижение начальной прочности тампонажного камня и, как правило, замедляют ее рост в дальнейшем.

Действие понизителя водоотдачи в первую очередь определяется способностью к обеспечению повышения прочности и плотности (герметичности) фильтрационной корки, образующейся на стенках скважины.

Большинство понизителей водоотдачи, используемых в настоящее время, за исключением метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, полиокса и поливинилового спирта, содержат карбоксилатные группы, которые, взаимодействуя с гидроксидом кальция тампонажного раствора, образуют высоковязкие соли соответствующих полимерных кислот, выпадающие в осадок. В связи с этим добавки гипана, КМЦ к раствору вызывают их сильное загущение и не снижают их водоотдачу. Активность понизителя водоотдачи в первую очередь определяется способностью реагента обеспечить отложение на стенках скважины прочной и плотной фильтрационной корки.

Среди понизителей водоотдачи используют: УЩР – углещелочной реагент, ССБ – сульфит-спиртовую барду и КМЦ – карбоксиметилцеллюлозу. Большинство известных понизителей водоотдачи (независимо от механизма действия на фильтрационные свойства) является замедлителями схватывания тампонажных растворов.

Обработка этими реагентами тампонажных растворов при цементировании холодных скважин значительно удлиняет срок схватывания. Поэтому при разработке стабилизированных тампонажных растворов с пониженной водоотдачей для цементирования холодных скважин необходимо использовать реагенты, не влияющие на скорость схватывания тампонажных растворов.

В качестве понизителя водоотдачи известковых и слабоминерализованных глинистых растворов применяют УЩР. Однако расход его в этом случае может достигать 35 % по объёму. Более эффективным реагентом-понизителем водоотдачи таких глинистых растворов является КССБ, расход которой примерно в 1,5–2,0 раза ниже, чем УЩР. КССБ применяется без добавления каустической соды или с меньшим её количеством, чем ССБ.



Разжижающая способность КССБ низка, поэтому применение ССБ или других разжижителей при этом не исключается. В ряду понизителей водоотдачи одно из первых мест принадлежит гипану, особенно при значительных солёностях раствора.

Однако наиболее целесообразно применять его при высоких забойных температурах, когда снижение водоотдачи минерализованных растворов затруднено. Уже небольшие добавки гипана (порядка 0,5–0,7 %) позволяют удерживать водоотдачу на низком уровне даже после интенсивной термообработки. При ещё больших значениях рН или, наоборот, рН близком к 7, реагент может оказывать даже коагулирующее действие.

При использовании понизителя водоотдачи необходимо выбирать реагенты с максимальной величиной вязкости 1 %-ного раствора. Реагенты-понизители вводятся в тампонажные растворы при цементировании поглощающих пластов.

Из понизителей фильтрации, используемых на Восточно-Таркосалинском месторождении, можно выделить МЕХ-РАС HV, МЕХ-РАС LV и МЕХ-SBT S.

МЕХ-РАС – полианионная целлюлоза применяется для контроля водоотдачи. Марка HV снижает водоотдачу и повышает вязкость бурового раствора, марка LV не влияет на вязкость.

МЕХ-SBT S – модифицированный крахмал, специально разработанный для применения в системе MAX-FLOW для контроля водоотдачи и создания уникального реологического профиля. МЕХ-SBT S эффективно снижает водоотдачу и позволяет улучшить реологический профиль системы, а именно вязкость при низкой скорости сдвига в сочетании с биополимерами.

Литература:

1. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
5. Григулецкий В.Г. Оптимальное управление при бурении скважин. – М. : Недра, 1988. – 227 с.
6. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
7. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
8. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
9. Острягин А.И., Рекин А.С., Кульчицкий В.В. Технология проводки глубоких горизонтальных скважин на Восточно-Таркосалинском месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – № 3. – С. 2–4.
10. Кравцов С.А. Выбор ингибитора на Восточно-Таркосалинском месторождении // Проблемы и перспективы трансфера высоких технологий: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (17 мая 2018 года, г. Казань). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 47–50.
11. Кустышев А.В., Магомедова М.К., Мальцев А.И. Проблемы вывода из бездействия обводнившихся горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 12 (155). – С. 64–67.
12. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
13. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
14. Поварова Л.В., Батыров М.И. Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 215–236.
15. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.
16. Григулецкий В.Г. Комплексный реагент для тампонажного раствора. Патент 2691224. Заявка № 2018110414. Дата подачи заявки: 23.03.2018. Опубликовано: 11.06.2019. Бюл. № 17. Патентообладатель: Григулецкий В.Г.

References:

1. Bulatov A.I. Drilling and grouts for the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie – Yug, 2011. – 452 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshops on the discipline «oil and gas well completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : LLC «First Printing House», 2019. – Vol. 1–4.



5. Griguletsky V.G. Optimal control when drilling wells. – M. : Nedra, 1988. – 227 p.
6. Ecological aspects in construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
7. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling flushing liquids: manual. – Novochoerkassk : Lik, 2014. – 374 p.
8. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Study of the influence of drilling fluid parameters on the probability of differential sticking // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
9. Ostryagin A.I., Rekin A.S., Kulchitsky V.V. Technology of drilling deep horizontal wells at the East-Tarkosalinskoye field // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2000. – № 3. – P. 2–4.
10. Kravtsov S.A. Choice of an inhibitor at the East-Tarkosalinskoye field // Problems and prospects of high technology transfer: collection of articles based on the results of the International scientific-practical conference (May 17, 2018, Kazan). – Ufa : LLC «International Research Agency», 2018. – P. 47–50.
11. Kustyshev A.V., Magomedova M.K., Maltsev A.I. Problems of bringing the watered-out horizontal wells of the East-Tarkosalinskoye field out of service // Oil. Gas. Novation. – 2011. – № 12 (155). – P. 64–67.
12. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of packing formation // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
13. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud to combat differential sticking // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 202–205.
14. Povarova L.V., Batyrov M.I. Rationale for the choice of drilling mud for the opening of productive formations // Science. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 215–236.
15. Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Prospects for the use of drilling fluids based on biopolymer systems // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.
16. Griguletsky V.G. Complex reagent for a plugging solution. Patent 2691224. Application № 2018110414. Date of filing: 23.03.2018. Published: 11.06.2019. Bulletin № 17. Patent holder: Grigu-letsky V.G.