



Разработка и внедрение высокоэффективного бурового раствора ULTIMUD на Астраханском ГКМ

ИЛЬЯ СМИРНОВ

Руководитель технологической службы компании «АКРОС»

ДЕНИС САПОЖНИКОВ

Инженер технологической службы компании «АКРОС»

АНДРЕЙ АКВИЛЕВ

Менеджер по буровым растворам департамента по развитию нефтегазовых активов АО «МКХ ЕвроХим»

АНДРЕЙ ЕВДОКИМОВ

Руководитель департамента по развитию нефтегазовых активов АО «МКХ ЕвроХим»

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено в юго-западной части Прикаспийской впадины Астраханской области Российской Федерации, в 60 км к северо-востоку от города Астрахань. Входит в Прикаспийскую нефтегазоносную провинцию и приурочено к центральной, наиболее приподнятой части Астраханского свода.

Астраханское месторождение было открыто в августе 1976 года, а в 1987 году начата опытно-промышленная эксплуатация месторождения. И на протяжении нескольких десятилетий ведётся поиск и внедрение эффективных технологий, способствующих оптимизации процесса строительства скважин.

Реклама

В геологическом строении Астраханского ГКМ выделяются три основных стратиграфических комплекса:

- ◆ надсолевой, представленный терригенными породами (в основном, глинистыми породами, в меньшей степени песчаниками, гипсами и др.) от неогенового до триасового возрастов;
- ◆ солевой, сложенный, в основном, каменной солью (галитом) с межсолевыми глинистыми и гипс-ангидритовыми пропластками нижнепермского возраста;
- ◆ подсолевой – продуктивный горизонт, сложенный известняками средне-каменноугольного возраста с плотной покрывкой из аргиллитов нижнепермского возраста (сакмаро-артинский ярус).

Геологические особенности района работ формируют ряд специфических проблем, возникающих при строительстве скважин на Астраханском ГКМ:

- ◆ осыпи, обвалы, сальникообразования в протяжённых надсолевых интервалах, сложенных преимущественно глинистыми породами;
- ◆ рапопроявления при разбуривании солевых отложений;
- ◆ поглощения в кровельной части продуктивного горизонта.

Компания «МХК «Еврохим» в 2020 году запланировала бурение разведочной скважины на правобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения. Партнером для реализации проекта в части сервисного сопровождения буровых растворов была выбрана компания «АКРОС». Но для успешного осуществления проекта технической группе «АКРОС» необходимо было реализовать амбициозную задачу – разработать универсальную систему бурового раствора, которая позволит свести к минимуму риски возникновения осложнений при строительстве разведочной скважины 2Р.

Для достижения поставленной цели потребовалось поэтапное решение отдельных задач, что сформировало структуру исследования и определило круг необходимых методических инструментов. Прежде всего был обобщен и проанализирован имеющийся опыт практического бурения в интересующем регионе для выявления основных рисков и «вызовов». Среди первых

были выделены нестабильность свойств промывочной жидкости при температурах до 250 °С и загрязнения рапой, различными типами солей, ангидритом, цементом, выбуренной породой и кислыми газами; среди вторых – необходимость широкого диапазона значений удельного веса (от 1,20–2,20 г/см³) и высоко ингибирующих свойств системы для сохранения устойчивости открытого ствола скважины, а также эффективность вскрытия продуктивного пласта. На основании полученных данных были сформулированы основные требования к параметрам разрабатываемого раствора.

В результате теоретических и практических изысканий была разработана высокоингибированная система бурового раствора на водной основе ULTIMUD.

Принцип действия ULTIMUD основан на применении высокомолекулярного полярного поверхностно-активного реагента – ULTISTAB, который одновременно выполняет функции стабилизатора глинистой суспензии и понизителя фильтрации, а также ингибитора набухания и диспергирования глин.

Механизм ингибирования системы напоминает работы классических органических ингибиторов, но, в отличие от единичных молекул амино-групп (базовая основа большинства так называемых «органических ингибиторов») адсорбция полимера приводит к полной нейтрализации заряда на поверхности глинистой пластины. Адсорбция полимера на поверхность глин происходит приоритетно относительно водных диполей, в том числе в случае наличия сформированного двойного гидратного слоя, что приводит к дегидратации поверхности.

После адсорбции полимера на поверхности глины и внутри кристаллической решетки гидратация становится невозможной вследствие образования гидрофобного слоя, т. е. приводит к полной нейтрализации заряда на поверхности глинистой пластины.

Высокая молекулярная масса, гибкость и разветвленность полимерной цепи обеспечивает энергетическое сцепление не только между единичными глинистыми пластинами, но и прочные структурные связи в пределах кластеров, что способствует повышению стабильности пород ствола скважины (рис. 1).

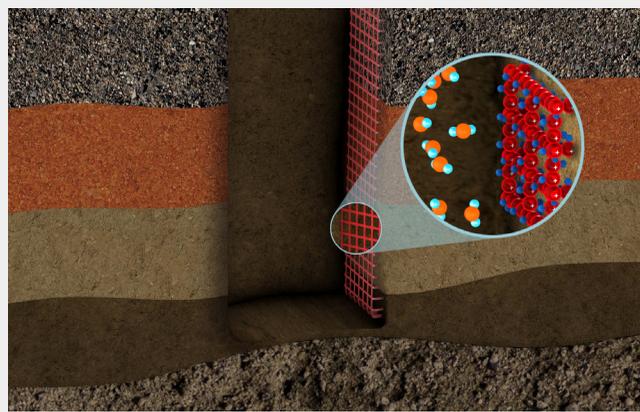
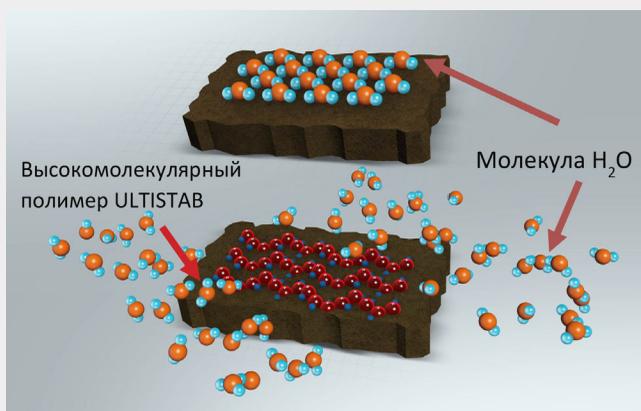


Рис.1

В процессе лабораторных исследований были смоделированы две типовые рецептуры системы ULTIMUD: стандартная – рецептура для невысоких плотностей и нормальных забойных температур, и ННП-рецептура для условий АВПД и АВПТ. Типовые рецептуры представлены в табл. 1.

Табл. 1 Типовая рецептура

Компонент	Назначение	Концентрации, кг/м ³	
		Стандартная рецептура	ННП рецептура (для бурения соляных толщ, АВПД, АВПТ)
Бентонит	Структурообразователь	30-40	60-80
Поликатионный сополимер	Основа системы/ингибитор глин/понижитель фильтрации	50-80	80-100
KCl/NaCl/CaCl ₂ / CaBr ₂ /ZnBr ₂ / HCO ₂ Na	Утяжелитель, минерализация для разбухания солевых отложений	-*	До насыщения
Карбонат кальция	Кольматант	60	60
Барит	Утяжелитель	-*	До 2,20

* – не входит в базовую рецептуру, используется при необходимости.

Одной из ключевых особенностей нового раствора ULTIMUD стал его реологический профиль – низкая для данных показателей плотности пластическая вязкость и «хрупкие» гели, обеспечивающие снижение гидродинамических колебаний в скважине при промывке скважины и восстановлении циркуляции после длительных остановок, что особенно важно для разведочных скважин с геологической нагрузкой (табл. 2).

Табл. 2 Типовые параметры

Параметр	Единицы измерения	Диапазон значений	
		Стандартная рецептура	ННП рецептура
Удельный вес	г/см ³	1,08-1,50	1,50-2,20
Пластическая вязкость	сП	10-50	40-80
ДНС	фунт/100 фт ²	12-30	20-40
6/3 RPM	-	8/6	10/8
СНС 10 с	фунт/100 фт ²	4-12	4-15
СНС 10 мин		6-25	8-25
Фильтрация API	мл	<5	<3
Фильтрация ННП (80°C, 500 psi, бумага)	мл	<10	<8
Термостабильность	°C	110	250

Для подтверждения соответствия эксплуатационных характеристик системы ULTIMUD заявленным требованиям, совместно с представителем АО «МХК «Еврохим» были проведены расширенные лабораторные испытания. Рассмотрим более подробно их результаты.

Ингибирующие свойства системы:

◆ метод HRDT – оценка сохранности глинистого материала после динамического термостарения – находится на уровне 98,6%, что сопоставимо с результатами, которые демонстрируют растворы на углеводородной основе (рис. 2).

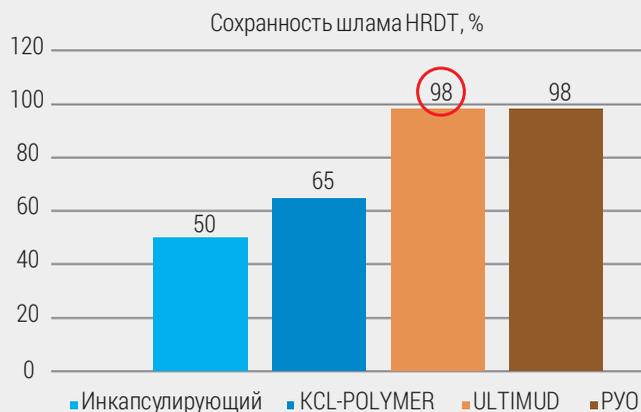


Рис.2. Метод HRDT

Масса исходного образца = 30,0 г, масса извлечённого образца = 29,59 г

◆ метод оценки динамического линейного набухания глины (FANNLSM 2100) – полученные результаты значительно превосходят показатели классических растворов на водной основе (рис. 3).

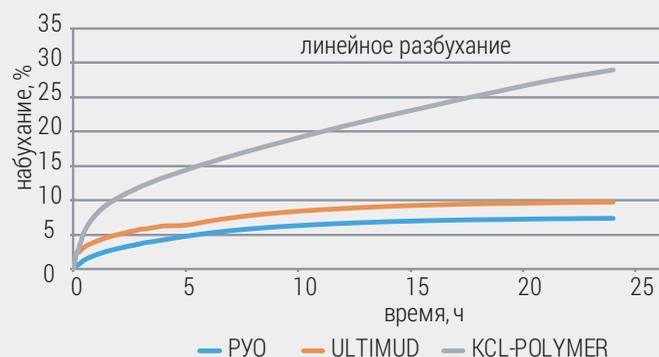


Рис. 3. Сравнение растворов

Табл. 3

Параметр	Единицы измерения	Параметры при вводе не модифицированного бентонита				
		Базовый раствор	+80кг/м ³	+100кг/м ³	+120кг/м ³	+160кг/м ³
Удельный вес	г/см ³	1,24	1,28	1,29	1,30	1,33
Пластическая вязкость	сП	28	32	36	39	45
ДНС	фунт/100 фут ²	26	31	32	36	42
6/3 RPM	-	8/5	8/6	9/6	10/7	11/8
СНС 10 с/10 мин	фунт/100 фут ²	6/9	7/10	8/10	9/11	10/12
Фильтрация API	мл	2,7	2,3	2,0	1,7	1,6
Фильтрация НРНТ (80°С, 500 psi, бумага)	мл	9,0	8,0	7,6	6,8	6,2

◆ оценка изменения параметров системы при «наработке» выбуренной породы (табл. 3)

Система раствора ULTIMUD толерантна к загрязнению выбуренной породой, критического изменения параметров и потери стабильности раствора не происходит.

Реологические и фильтрационные показатели загрязненного раствора близки к параметрам свежеприготовленного бурового раствора.

Стабильность параметров системы в условиях высоких температур (табл. 4).

Приготовленный буровой раствор подвергли термостабилизации при температуре 220°С.

Продемонстрирована полная толерантность системы к агрессивным загрязнителям и примесям – цемент, ан-

гидрит, рапа и их смесь, а также возможность утяжеления системы до плотности 2,15 г/см³ (табл. 5).

В результате проведенных лабораторных испытаний систему ULTIMUD была согласована для применения при строительстве разведочной скважины 2Р.

Соблюдение технологических режимов бурения и уникальные эксплуатационные характеристики бурового раствора ULTIMUD позволили безаварийно закончить строительство разведочной скважины 2Р на правобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения.

На данный момент времени скважина Астраханская 2Р закончена и успешно осваивается.

Вариативность рецептуры позволила адаптировать свойства системы под каждый интервал:

Табл. 4

Наименование	Ед. изм.	До термостабилизации	После термостабилизации при 220°С в течение 16 ч
Уд. вес	г/см ³	1,96	1,97
Температура замера реологии	С	49	49
Пластическая вязкость	сП	71	66
ДНС	фунт/100 фут ²	23	25
6/3 RPM	-	6/4	7/5
СНС	фунт/100 фут ²	5/7	6/8
FL API	мл/30 мин	2,1	2,6

Наименование	Ед. изм.	10 кг / м ³ цемент	10 кг / м ³ ангидрит	100 л / м ³ рапа	Комплекс загрязнителей	Раствор после загрязнений и доп. утяжеления
Уд. вес	г / см ³	1,96	1,96	1,88	1,89	2,15
ПВ	сП	68	70	50	52	64
ДНС	фунт / 100 фут ²	27	24	17	19	23
6/3 RPM	-	9/6	8/5	5/4	7/5	10/8
СНС	фунт / 100 фут ²	7/10	6/9	4/6	5/8	8/29
FL API	мл/30 мин	2,5	2,6	3,2	3,6	3,4

- ◆ при бурении надсолевого комплекса, сложенного высокоактивными глинами, поликатионный сополимер ULTISTAB вводился в систему в качестве высокоэффективного ингибитора глин, обеспечивающего стабильность открытого ствола; реологические и фильтрационные характеристики дополнительно контролировались классическими реагентами полимерной группы;
- ◆ для безаварийного бурения интервалов солевого купола в состав системы вводился хлористый натрий до концентрации насыщения; соленасыщенная система при этом сохраняла все эксплуатационные характеристики;
- ◆ по мере углубления скважины и увеличения забойной температуры и давления скважины из рецептуры исключались полимерные компоненты, не предназначенные для использования в условиях высоких температур, увеличивались концентрация поликатионного сополимера ULTISTAB и бентонита, которые выполняют функции регулирования фильтрации и структурно-реологических параметров;
- ◆ для предотвращения поступления сероводорода в систему превентивно вводится нейтрализатор.

В процессе строительства скважины 2Р с применением раствора ULTIMUD были достигнуты следующие показатели:

- ◆ при бурении интервалов, сложенных терригенными породами, не были зафиксированы случаи сальникообразования на элементах КНБК;
- ◆ отсутствие осложнений и критических изменений параметров раствора при прохождении интервалов с агрессивными загрязнителями, особенно с сероводородом свыше 30%;
- ◆ стабильность параметров системы в условиях высоких температур;
- ◆ отсутствие поглощений в кровельной части продуктивного горизонта;
- ◆ гибкость рецептуры системы позволила произвести бурение всех интервалов скважины без смены типа раствора, что позволило сократить объёмы утилизации отработанного бурового раствора на 22%;
- ◆ сокращение сроков строительства скважины на 21,2% (рис. 4).

Общее время строительства секций, %



Рис. 4. Диаграмма сравнения сроков строительства

Успешное применение системы ULTIMUD на одном из самых сложных месторождений в стране позволяет рекомендовать ее дальнейшее внедрение не только на Астраханском ГКМ, но и на других площадях Урало-Поволжского региона, разработка которых долгое время сдерживалась по причине сложности горно-геологических условий.



117485, г. Москва, ул. Академика Волгина, д. 2Б, стр. 2
+7 (499) 941-09-04
e-mail: info@akros-llc.com
www.akros-llc.com