

УДК 622.24.06

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРНОЙ СИСТЕМЫ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ «BIOPRO»
НА АГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE BIOPOLYMER SYSTEM
OF DRILLING MUD «BIOPRO» ON THE AGANSKOYE FIELD**

Демихов Владимир Иванович

доктор технических наук,
старший научный сотрудник,
директор ООО «КИП»
vdemihov@inbox.ru

Батыров Мухамед Измуудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Меринов Иван Андреевич

Аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
Ivanmerinov@bk.ru

Аннотация. Решение проблем качественного строительства нефтяных и газовых скважин является приоритетной задачей развития бурения скважин во всём мире. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения на разных месторождениях нашей страны. Уникальные реологические характеристики и высокие смазывающие способности бурового раствора «BioPro» позволяют добиваться высоких скоростей проходки при бурении скважин, а значит, и снижать время строительства скважин. Использование промывочной жидкости «BioPro» повышает качество выноса керна, сохраняет высокую степень информативности при геологических исследованиях скважины, снижает время контакта бурового раствора с породой, что наиболее уменьшает степень загрязнения пластов.

Ключевые слова: бурение бокового ствола и первичное вскрытие продуктивного пласта скважины; рекомендуемые параметры для бурения бокового ствола; рецептура биополимерного раствора «BioPro»; технологические параметры раствора «BioPro»; структурно-реологические и технологические параметры; ингибирующие и поверхностно-активные свойства.

Demikhov Vladimir Ivanovich

doctor of technical sciences,
senior researcher,
director of «KIP» LLC
vdemihov@inbox.ru

Batyrov Muhamed Izmuudinovich

Drilling fluid engineer, Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Merinov Ivan Andreevich

graduate student,
Kuban state technological university
Ivanmerinov@bk.ru

Annotation. Solving the problems of high-quality construction of oil and gas wells is a priority task for the development of well drilling all over the world. The biopolymer system of flushing fluid «BioPro» for the primary opening of productive horizons has shown its high efficiency in various fields of our country. The unique rheological characteristics and high lubricating properties of the «BioPro» drilling mud allow achieving high rates of penetration while drilling wells, which means reducing well construction time. The use of the «BioPro» drilling fluid improves the quality of coring, retains a high degree of information content during geological surveys of the well, reduces the contact time of the drilling fluid with the rock, which most reduces the degree of formation contamination.

Keywords: sidetrack drilling and primary opening of the productive formation of the well; recommended parameters for sidetracking; formulation of the biopolymer solution «BioPro»; technological parameters of the «BioPro» solution; structural-rheological and technological parameters; inhibiting and surfactant properties.

Б иополимерная система «BioPro»

Решение проблем качественного строительства нефтяных и газовых скважин является приоритетной задачей развития бурения скважин во всём мире. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения на Левобережном, Чиканском, Ангаро-Ленском, Собинском, Ковыктинском, Южно-Ковыктинском и Берямбинском месторождениях.

Уникальные реологические характеристики и высокие смазывающие способности бурового раствора «BioPro» позволяют добиваться высоких скоростей проходки при бурении скважин, а значит, и снижать время строительства скважин. Использование промывочной жидкости «BioPro» повышает качество выноса керна, сохраняет высокую

степень информативности при геологических исследованиях скважины, снижает время контакта бурового раствора с породой, что наиболее уменьшает степень загрязнения пластов. Преимущества ингредиентов, применяемых в минерализованном буровом растворе «BioPro», например, солевой смазочной добавки ПАВ марки ФК-2000 Плюс и биополимерного хиреагента АСГ (Ритизан, Ксантановая смола, Flo-Vis), состоят в том, что они обеспечивают:

- полное диспергирование в солесыщенных водных растворах, содержащих катионы одно- и поливалентных металлов: Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Al^{3+} , Mg^{2+} ;
- снижение межфазного натяжения фильтрата бурового раствора в продуктивных пластах для сохранения их естественной проницаемости;
- уникальный реологический профиль, гарантирующий максимальную очистку забоя и вынос шлама на поверхность;
- достижение максимального эффекта в составе ингибирующих и безглинистых буровых растворов;
- снижение коэффициента прихватоопасности и коэффициента трения в буровом растворе;
- снижение затрат для вызова притока нефти и газа;
- высокоэффективное органо-минеральное ингибирование глинистых минералов во всём интервале бурения;
- улучшенные фильтрационные и структурно-реологические параметры бурового раствора;
- повышение времени устойчивости ствола скважины в 1,8–2,0 раза;
- повышение эффективности транспорта шлама с 56 до 89 %;
- снижение осложнений (прихватов, осыпей, обвалов, проявлений) при бурении под эксплуатационную колонну 40–60 %;
- сокращение времени строительства скважины;
- снижение времени запуска и освоения скважины на 30–80 %;
- снижение репрессии на продуктивный пласт (снижение эквивалентной плотности раствора + шлама);
- снижение скин-эффекта до значений меньше +1,0 (фактически +0,3 ÷ +0,5);
- повышение показателя относительной продуктивности ОП до 0,87–0,94;
- повышение дебитов вскрываемых коллекторов по нефти в 1,5–2,5 раза.

Основной задачей при разработке раствора «BioPro» является сохранение продуктивных свойств нефтегазоносных горизонтов.

В таблице 1 представлена рецептура биополимерного бурового раствора «BioPro». В зависимости от геологических характеристик при бурении рецептура может быть изменена и приспособлена к конкретным условиям.

Таблица 1 – Рецептура раствора «BioPro»

Наименование реагента	Единица измерения	Количество
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-1	гр	4
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	8
ХБН	см ³	30
Defomex	см ³	0,5

В таблице 2 представлены технологические и физико-химические показатели биополимерной системы «BioPro».

Таблица 2 – Показатели биополимерной системы «BioPro»

Показатели	Значения
<i>Технические</i>	
Плотность ρ , г/см ³	1,04
Показатель фильтрации Φ_{30} , см ³	2
Условная вязкость $УВ^{700/500}$, с	30–33
Показатель рН	8–9
Коэффициент трения $K_{тр}$	
Содержание песка П, %	< 1
Содержание коллоидных МВТ $C_{колл}$, кг/м ³	< 10
<i>Структурно-реологические</i>	
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$, мПа · с	10–11
Эффективная вязкость при 600 об./мин. (ВВСС) $\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	18–21
Предельное динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа	90–110
Статическое напряжение сдвига $СНС_{10/10}$, дПа	25/35
Показатель нелинейности n	0,44–0,41
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	1,1–1,3
<i>Ингибирующие и поверхностно-активные</i>	
Показатель увлажняющей способности P_0 , %/час	0,8–1,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» σ , мН/м	8

Применение системы «BioPro»

Ниже представлен информационный отчёт о технологии бурения бокового ствола и первичного вскрытия продуктивного пласта скважины № 100 (2-й ствол) куст 12 Аганского месторождения. Работы по бурению наклонно-направленной скважины проводились в интервале 1566–1981 м. Для составления настоящего отчёта использованы суточные рапорта по буровому раствору, данные станции ГТИ, акт о применении и сервисном сопровождении биополимерного бурового раствора «BioPro».

Исходная информация:

- направление 324 мм – 22 м;
- кондуктор 245 мм – 498 м;
- эксплуатационная колонна 168 мм – 0–1870 м;
- эксплуатационная колонна 114 мм – 1870–2420 м;
- (I – 6,35 мм) «окно» 1959–1962 м;
- МСЦ: отсутствует;
- $P_{опр. \text{э/к}} = 120$ атм. – герметична;
- максимальный угол наклона – 31,45° на глубине 420 м;
- максимальная интенсивность – 2,3° в интервале 100–120 м;
- текущий забой – 1993 м;
- интервал перфорации – 1988,6–1992,6 м;
- глубина залегания пласта по вертикали – 1703,24 м;
- давление пластовое – 205 атм.

Таблица 3 – Объем скважины на интервале 1563–1980 м

Интервал, м	Глубина, м		Длина, м	Диаметр долота, м	Диаметр колонны вн., м	Коэффициент кавернозности	Объем, м ³
	от	до					
Эксплуатационная колонна, м	0	1563	1563		0,150	1,0	28
Открытый ствол, м	1563	1980	517	0,1397		1,1	10

Таблица 4 – Объем необходимого количества раствора на бурение интервала 1563-1980 м

Суммарный объем скважины в конце бурения, м ³	38
Рекомендуемый объем в емкостях, м ³	38
Суммарный объем раствора, м ³	76
Рекомендуемая плотность, кг/м ³	1040
Вероятные осложнения в процессе бурения (согласно ГТН)	нефтеводопроявления

Рекомендуемые параметры для бурения бокового ствола рассчитаны по методикам и компьютерным программам, разработанными в ООО «НПО «Химбурнефть», из конкретных горно-геологических условий скважины и направлены на безаварийную проводку и сохранение продуктивности пласта.

Таблица 5 – Рецепт хлоркалийевого биополимерного раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Наименование реагента	Единица измерения	Значения
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-1	гр	4
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	8
ХБН	см ³	30
Defomex	см ³	0,5

Таблица 6 – Технологические параметры раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Показатели	Интервал 1563-1940 м	Интервал 1940-1980 м
<i>Технические</i>		
Плотность* ρ, г/см ³	1,04	1,04
Показатель фильтрации Φ ₃₀ , см ³	2–3	2
Условная вязкость, УВ ^{700/500} , с	28–30	30–33
Показатель рН	8–9	8–9
Коэффициент трения К _{тр}	0,20	
Содержание песка П, %	< 1	
Содержание коллоидных МВТ С _{колл} , кг/м ³	< 10	
<i>Структурно-реологические</i>		
Пластическая вязкость η _{пл} , МПа · с	9–10	10–11
Эффективная вязкость при 600 об./мин. (ВВСС) η _{эф} ⁶⁰⁰ , МПа · с	18–20	18–21
Предельное динамическое напряжение сдвига τ _о , дПа	80–110	90–110
Статическое напряжение сдвига СНС _{10/10} , дПа	20/30	25/35
Показатель нелинейности n	0,46–0,44	0,44–0,41
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	1,0–1,2	1,1–1,3
<i>Ингибирующие и поверхностно-активные свойства</i>		
Показатель увлажняющей способности П _о , %/час	0,8-1,0	
Межфазное натяжение на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» σ, мН/м	8	

Таблица 7 – Описание системы очистки

I ступень	– <i>вибросито импортного производства Derrick-M58 – 2 шт.</i> На виброситах устанавливаются сеточные панели с размерностью ячеек в зависимости от глубины бурения: 0–720 м 14–38 меш. 700–1200 м 80–125 меш. 1200–1700 м 125–150 меш. 1700–1980 м 150–180 меш.
II ступень	– <i>пескоотделитель ГЦК-360М – 2 шт.</i> Пропускная способность пескоотделителя ГЦК-360М при давлении 0,25-0,3 МПа – 0,045 м ³ /с (162 м ³ /час). На гидроциклонах пескоотделителя ГЦК-360М устанавливаются насадки в зависимости от глубины бурения: 0–720 м 20 мм 700–1200 м 15 мм 1200–1700 м 15 мм 1700–1980 м 10 мм
III ступень	– <i>илоотделитель ИГ-45М – 2 шт.</i> Рабочее давление перед гидроциклонами илоотделителя ИГ-45М должно быть 0,3±0,05 МПа, а пропускная способность – 0,045 м ³ /с (162 м ³ /час). На илоотделителе ИГ-45М № 4/1, обвязанном с ёмкости ЦСГО, устанавливаются насадки: 0–720 м 20 мм 700–1200 м 15 мм 1200–1700 м 10 мм 1700–1980 м 10 мм
IV ступень	– <i>центрифуга Derrick – 1 шт.</i> Частота вращения барабана центрифуги в рабочем режиме от 1850 до 2400 об./мин., скорость вращения шнека 5–50 об./мин. Подача бурового раствора с горизонтального подающего насоса ЕН-1500 от 0,5 м ³ /час до 20 м ³ /час, оптимальная подача выбирается для каждого типа раствора индивидуально 4–8 м ³ /час. При плотности бурового раствора 1,10–1,12 г/см ³ снижение плотности на выходе 0,02–0,03 г/см ³ , при плотности бурового раствора 1,05–1,08 г/см ³ снижение плотности на выходе 0,005–0,01 г/см ³ . В процессе бурения в работе задействованы две центрифуги

Описание выполненных работ

25 сентября

Забой 1562,6 м.

0-00 до 5-15 часов вырезка окна с углублением в породе.

С 5-15 до 11-00 часов подъём инструмента.

С 11-00 до 13-40 часов закачка 20 м³ бурового раствора «BioPro» в ёмкость ЦСГО. Параметры привезённого бурового раствора приведены в таблице 5.

С 13-40 до 17-05 часов спуск инструмента для расширения «окна».

С 17-05 до 20-00 часов расширение «окна», бурение в интервале 1562,6–1566 м.

С 20-00 часов остановка в связи с поглощением технической воды с интенсивностью 1 м³ за 30 мин. Ревизия системы очистки.

Таблица 8 – Параметры бурового раствора «BioPro»

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	14-00
Забой, м	1562,6
Температура замера, °С	20
рН	7
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	6
ρ, г/см ³	1,10
СНС _{10/10} , дПа	30/40
τ ₀ , дПа	102
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	20,0
η _{пл} , мПа · с	10
n	0,41
K, Па · с ⁿ	1,15

26 сентября

Забой 1566 м.

Закачка 30 м³ бурового раствора «BioPro» в подпорную ёмкость и ЦСГО.

Для ликвидации поглощения приготовление и закачка ВУС (глинистая пачка) V = 5 м³.

С 21-00 до 23-00 подъём инструмента.

Очистка центрифугой раствора. Работа центрифуги 12 часов при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,10 г/см³, ρ_{вых} = 1,09 г/см³.

Таблица 9 – Параметры бурового раствора на момент перевода скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	22-00
Забой, м	1566
Температура замера, °С	20
рН	7
УВ ^{700/500} , с	32
Φ ₃₀ , см ³	6
ρ, г/см ³	1,09
СНС _{10/10} , дПа	30/40
τ _о , дПа	102
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	20,0
η _{пл} , мПа · с	10
n	0,41
K, Па · с ⁿ	1,15

27 сентября

Забой 1566 м.

Обвязка циркуляционной системы на ЦСГО, подъём инструмента до 12-00 часов.

С 12-00 до 19-40 сборка и спуск КНБК.

С 19-40 до 20-40 часов ориентирование телесистемы.

С 20-40 часов бурение в интервале 1566–1573 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2-3 тонны, давление на насосе – 100–105 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Работа центрифуги 3-30 часов при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,08 г/см³, ρ_{вых} = 1,07 г/см³.

Потери бурового раствора при СПО составили 5 м³.

Таблица 10 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1566–1573 м

Структурно-реологические и технологические параметры		
Время замера	21-30	23-35
Забой, м	1567	1573
Температура замера, °С	15	15
рН	7	7
УВ ^{700/500} , с	29	29
Φ ₃₀ , см ³	7	7
ρ, г/см ³	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	20/30	20/30
τ _о , дПа	77	87
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	17,5	17,5
η _{пл} , мПа · с	10	9
n	0,49	0,43
K, Па · с ⁿ	0,62	0,92

28 сентября

Бурение до 4-00 часов в интервале 1573–1588 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2-3 тонны, давление на насосе – 100–105 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 4-00 до 23-00 часов ожидание привоза бурового раствора, химреагентов и материалов. Привезли 10 м³ БР «BioPro».

Разбавили объем бурового раствора по циркуляции 7 м³ технической воды с последующей дообработкой до необходимых параметров. Параметры бурового раствора приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры бурового раствора после разбавления 7 м³ технической воды

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	23-35
Забой, м	1588
Температура замера, °С	15
рН	7
УВ ^{700/500} , с	25
Ф ₃₀ , см ³	4
ρ, г/см ³	1,06
СНС _{10/10} , дПа	15/25
τ ₀ , дПа	56
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14,5
η _{пл} , мПа · с	9
n	0,54
K, Па · с ⁿ	0,36

Работа центрифуги 4 часа при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,08 г/см³, ρ_{вых} = 1,07 г/см³.

29 сентября

Бурение до 19-15 часов в интервале 1589–1648 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–3 тонны, давление на насосе – 100–105 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Подъем инструмента в связи со сменой долота.

Работа центрифуги 19 часов при следующих режимах: V = 2000 об./мин., подача = 4,3 м³/час, ρ_{вх} = 1,08 г/см³, ρ_{вых} = 1,07 г/см³.

Для повышения структурно-реологических параметров с целью увеличения эффективности выноса шлама необходима обработка бурового раствора биополимерным химреагентом.

Таблица 12 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1589–1648 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	8-00	12-00	16-00	19-15
Забой, м	1612	1629	1644	1648
Температура замера, °С	20	20	20	20
рН	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	25	22	22	22
Ф ₃₀ , см ³	4	4	4	4
ρ, г/см ³	1,06	1,06	1,06	1,06
СНС _{10/10} , дПа	15/25	15/20	15/20	15/20
τ ₀ , дПа	56	51	51	51
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14,5	14	14	14
η _{пл} , мПа · с	9	9	9	9
n	0,54	0,56	0,56	0,56
K, Па · с ⁿ	0,36	0,3	0,3	0,3

30 сентября

Бурение с 12-25 часов в интервале 1648–1684 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–7 тонн, давление на насосе – 104–107 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Работа центрифуги 11 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = $4,3$ м³/час, $\rho_{вх} = 1,07$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,05$ г/см³.

Таблица 13 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1648–1684 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	13-00	16-00	20-00	23-50
Забой, м	1650	1655	1660	1884
Температура замера, °С	20	20	20	20
pH	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	22	22	23	23
Ф ₃₀ , см ³	4	4	5	5
ρ , г/см ³	1,06	1,06	1,07	1,07
СНС _{10/10} , дПа	15/20	15/20	15/20	15/20
τ_0 , дПа	51	51	51	51
$\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	14	14	14	14
$\eta_{пл}$, мПа · с	9	9	9	9
n	0,56	0,56	0,56	0,56
K, Па · с ⁿ	0,3	0,3	0,3	0,3

По приведённому гидравлическому расчёту имеющиеся структурно-реологические параметры бурового раствора для выноса шлама удовлетворительные.

Таблица 14 – Транспорт шлама

Интервал бурения	Начало, 1650 м	Конец, 1740 м
Механическая скорость бурения, м/ч	5,00	5,00
Напряжение сдвига на границе с частицей, Па	4,11	4,11
Скорость сдвига на границе частицы для ламинарного режима, 1/с	69,96	69,96
Скорость оседания шлама, м/с	0,212	0,222
Минимальная скорость потока в затрубном, м/с	0,717	0,717
Максимальная скорость потока в затрубном, м/с	1,459	1,459
Минимальная скорость транспорта шлама, м/с	0,504	0,504
Эффективность транспорта шлама, %	50,35	50,35
Концентрация частиц, %	0,34	0,34
Потери давления в затрубном, атм.	5,65	5,91
Эквивалентная циркуляционная плотность, кг/м ³	1113,01	1113,55
Эквивалентная плотность + шлам, кг/м ³	1117,38	1117,93

Таблица 15 – Гидродинамические показатели

Интервал бурения	Начало, 1650 м	Конец, 1740 м
Минимальная скорость в затрубном, м/с	0,72	0,72
Показатели степенного закона		
– для внутритрубного пространства		
n	0,56	0,56
k	2,97	2,97
– для затрубного пространства		
n	0,40	0,40
k	7,97	7,97
Минимальное число Re в затрубье	1047,96	1047,96
Максимальное число Re в затрубье	2338,50	2338,50
Критическая скорость, м/с	1,36	1,36
Критический расход, л/с	17,07	17,07

1 октября

С 00-30 до 1-30 часов в связи с затяжкой бурового инструмента на 10–12 тонн была промывка для очистки ствола скважины.

Бурение до 14-35 часов в интервале 1684–1733 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–7 тонн, давление на насосе – 105–110 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 14-35 подъем в связи со сменой КНБК.

Работа центрифуги 14 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = 4,3 м³/час, $\rho_{вх} = 1,07$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,05$ г/см³.

Таблица 16 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1684–1733 м

Структурно-реологические и технологические параметры		
Время замера	8-00	12-00
Забой, м	1703	1733
Температура замера, °С	20	20
рН	7	7
УВ ^{700/500} , с	22	22
Φ ₃₀ , см ³	4	4
ρ, г/см ³	1,07	1,07
СНС _{10/10} , дПа	15/20	15/20
τ ₀ , дПа	51	51
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14	14
η _{пл} , мПа · с	9	9
n	0,56	0,56
K, Па · с ⁿ	0,3	0,3

2 октября

Бурение с 8-00 часов в интервале 1733–1783 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 2–5 тонн, давление на насосе – 120–130 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Работа центрифуги 12 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = 4,3 м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

Потери бурового раствора при СПО составили 5 м³.

Для приведения структурно-реологических свойств согласно «Индивидуальной программы» обработали БР Ксантановой смолой в количестве 50 кг по циклу. Для дополнительного ингибирования глинистых отложений обработали БР органическим ингибитором ХБН по циклу в количестве 600 л.

Таблица 17 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1733–1783 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	8-00	12-00	18-00	23-35
Забой, м	1735	1748	1761	1783
Температура замера, °С	20	20	20	20
рН	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	22	35	35	34
Φ ₃₀ , см ³	5	5	5	5
ρ, г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	15/20	30/40	30/40	30/40
τ ₀ , дПа	51	102	102	102
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	14	20	20	20
η _{пл} , мПа · с	9	10	10	10
n	0,56	0,41	0,41	0,41
K, Па · с ⁿ	0,3	1,15	1,15	1,15

3 октября

Бурение до 12-15 часов в интервале 1783–1812 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 4–6 тонн, давление на насосе – 110–130 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 12-15 часов подъём инструмента в связи со сменой долота.

Работа центрифуги 12 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = 4,3 м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

Таблица 18 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1783–1812 м

Структурно-реологические и технологические параметры		
Время замера	8-00	12-00
Забой, м	1808	1812
Температура замера, °С	20	20
pH	7	7
УВ ^{700/500} , с	34	34
Φ ₃₀ , см ³	5	5
ρ, г/см ³	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	30/40	30/40
τ _о , дПа	102	97
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	20	19,5
η _{пл} , мПа · с	10	10
n	0,41	0,43
K, Па · с ⁿ	1,15	1,03

4 октября

Бурение с 8-30 часов в интервале 1812–1833 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 4–6 тонн, давление на насосе – 120–125 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Потери бурового раствора при СПО составили 4 м³.

Работа центрифуги 14-00 часов при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = 4,3 м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

С 22-40 часов промывка на забое для приготовления бурового раствора. Приготовлено 20 м³ бурового раствора.

Таблица 19 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1812–1833 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	9-00	12-00	16-00	20-00
Забой, м	1812	1817	1823	1833
Температура замера, °С	20	20	20	20
pH	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	33	33	33	33
Φ ₃₀ , см ³	5	5	5	5
ρ, г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	30/40	30/40	30/40	30/40
τ _о , дПа	97	97	97	97
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	19,5	19,5	19,5	19,5
η _{пл} , мПа · с	10	10	10	10
n	0,43	0,43	0,43	0,43
K, Па · с ⁿ	1,03	1,03	1,03	1,03

5 октября

Бурение до 18-25 часов в интервале 1833–1896 м. Режимы бурения были следующие: нагрузка на долото – 12–16 тонн, давление на насосе – 75–80 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 18-25 часов промывка на забое, подъем инструмента в связи со сменой долота.

Работа центрифуги 3 часа при следующих режимах: $V = 2000$ об./мин., подача = $4,3$ м³/час, $\rho_{вх} = 1,08$ г/см³, $\rho_{вых} = 1,06$ г/см³.

После 3-х часов работы центрифуги, центрифуга не работала по причине механических неисправностей.

Потери бурового раствора составили 1 м³.

Для предотвращения затяжек ввели 600 л ФК-2000 Плюс А.

Таблица 20 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1833–1896 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	9-00	12-00	16-00	18-25
Забой, м	1864	1880	1890	1896
Температура замера, °С	20	20	20	20
рН	7	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	40	40	40	40
Ф ₃₀ , см ³	4	4	4	4
ρ , г/см ³	1,08	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	40/50	40/50	40/50	40/50
τ_0 , дПа	133	133	133	133
$\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	25	25	25	25
$\eta_{пл}$, мПа · с	12	12	12	12
n	0,4	0,4	0,4	0,4
K, Па · с ⁿ	1,65	1,65	1,65	1,65

6 октября

Бурение с 16-00 часов в интервале 1896–1915 м. Режимы бурения были следующие: Нагрузка на долото – 2–6 тонн, давление на насосе – 90–130 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

Потери бурового раствора при СПО составили 4 м³.

Для предотвращения затяжек ввели 400 л смазочной добавки ФК-2000 Плюс А по циклу. Для ингибирования глин ввели органический ингибитор ХБН – 400 л.

Центрифуга не работает.

Таблица 21 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1896–1915 м

Структурно-реологические и технологические параметры			
Время замера	17-00	20-00	23-50
Забой, м	1900	1910	1915
Температура замера, °С	20	20	20
рН	7	7	7
УВ ^{700/500} , с	39	39	40
Ф ₃₀ , см ³	4	4	4
ρ , г/см ³	1,08	1,08	1,08
СНС _{10/10} , дПа	35/50	35/50	35/50
τ_0 , дПа	133	133	133
$\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	24,0	24,0	24,0
$\eta_{пл}$, мПа · с	11	11	11
n	0,38	0,38	0,38
K, Па · с ⁿ	1,82	1,82	1,82

7 октября

Бурение до 17-00 часов в интервале 1915–1943 м. Режимы бурения были следующие: Нагрузка на долото – 2–11 тонн, давление на насосе – 90–120 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

За 30 м до кровли продуктивного пласта начато доведение бурового раствора до соответствия необходимым параметрам. Буровой раствор дополнительно обработан биополимерным химреагентом.

С 19-00 часов бурение в интервале 1943–1969 м.

Центрифуга не работает.

Таблица 22 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1915–1969 м

Структурно-реологические и технологические параметры				
Время замера	8-00	12-00	16-00	23-50
Забой, м	1930	1936	1943	1969
Температура замера, °С	20	20	20	20
pH	7	7	7	8
УВ ^{700/500} , с	39	39	37	33
Φ ₃₀ , см ³	4	4	3	2
ρ, г/см ³	1,08	1,08	1,07	1,04
СНС _{10/10} , дПа	40/50	35/40	35/40	25/35
τ _о , дПа	133	133	133	106
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	24	24	24	24
η _{пл} , мПа · с	11	11	11	11
n	0,38	0,38	0,38	0,38
K, Па · с ⁿ	1,82	1,82	1,82	1,27

8 октября

Бурение до 9-00 часов в интервале 1969–1972 м. Режимы бурения были следующие: Нагрузка на долото – 2–11 тонн, давление на насосе – 90–120 атм., подача насоса – 9 л/сек при диаметре втулок 115 мм.

С 9-00 до 16-00 промывка открытого ствола скважины в течение 3-х циклов с целью выравнивания параметров бурового раствора и очистки ствола скважины от шлама.

С 16-00 до 19-00 часов вскрытие продуктивного пласта. Бурение в интервале 1972-1981 м.

С 19-00 промывка на забое в течение 3-х циклов.

Центрифуга не работает.

Таблица 23 – Параметры бурового раствора при бурении интервала 1969–1981 м

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
pH	8
УВ ^{700/500} , с	32
Φ ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ _о , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

9 октября

До 9 часов подъём инструмента.
 С 9-00 до 17-00 геофизические исследования.
 С 17-00 до 19-00 подготовка обсадных труб.
 С 19-00 до 19-40 промывка скважины.
 С 19-40 до 02-00 спуск обсадной колонны.
 С 02-00 цементирование обсадной колонны.
 Центрифуга не работает.

Таблица 24 – Параметры бурового раствора при промывке скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
рН	8
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ ₀ , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

10 октября

Забой 1981 м.
 До 18-00 ОЗЦ.
 С 18-00 до 23-00 геофизические исследования.
 С 23-00 пластовые испытания. Репрессия на пласт 60 атм. при пластовом давлении 120 атм.
 Центрифуга не работает.

Таблица 25 – Параметры бурового раствора при промывке открытого участка скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
рН	8
УВ ^{700/500} , с	32
Ф ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ ₀ , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

11 октября

Забой 1981 м.
 С 08-00 до 08-30 промывка скважины.
 Опрессовка колонны давлением (с учётом расчётного давления по МИД).
 С 09-00 спуск в скважину торцевого фреза 1Ф-80 (долото У80 РС) + трубы бурильные с прорезями на замках П63,5×4,5 Н 4,7 ГОСТ Р 51245-99 – 648 м + СБТ.
 Центрифуга не работает.

Таблица 26 – Параметры бурового раствора при промывке открытого участка скважины

Структурно-реологические и технологические параметры	
Время замера	9-00
Забой, м	1981
Температура замера, °С	20
pH	8
УВ ^{700/500} , с	32
Φ ₃₀ , см ³	2
ρ, г/см ³	1,04
СНС _{10/10} , дПа	25/35
τ ₀ , дПа	107
η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	25
η _{пл} , мПа · с	11
n	0,37
K, Па · с ⁿ	1,25

Изменение технологических параметров биополимерного бурового раствора «BioPro» за время бурения второго ствола на скважине № 100 куста 12 Аганского месторождения в интервале 1566–1981 м приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Изменение технологических параметров в интервале 1566–1981 м

Забой, м	pH	УВ ^{700/500} , с	Φ ₃₀ , см ³	ρ, г/см ³	СНС _{10/10} , дПа	τ ₀ , дПа	η _{эф} ⁶⁰⁰ , мПа · с	η _{пл} , мПа · с	n	K, Па · с ⁿ
1567	7	29	7	1,08	20/30	77	17,5	10	0,49	0,62
1573	7	29	7	1,08	20/30	87	17,5	9	0,43	0,92
1588	7	25	4	1,06	15/25	56	14,5	9	0,54	0,36
1612	7	25	4	1,06	15/25	56	14,5	9	0,54	0,36
1629	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1644	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1648	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1650	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1655	7	22	4	1,06	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1660	7	23	5	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1884	7	23	5	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1703	7	22	4	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1733	7	22	4	1,07	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1735	7	22	5	1,08	15/20	51	14,0	9	0,56	0,30
1748	7	35	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1761	7	35	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1783	7	34	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1808	7	34	5	1,08	30/40	102	20,0	10	0,41	1,15
1812	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1817	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1823	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1833	7	33	5	1,08	30/40	97	19,5	10	0,43	1,03
1864	7	40	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1880	7	40	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1890	7	39	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1896	7	40	4	1,08	40/50	133	25,0	12	0,40	1,65
1900	7	39	4	1,08	35/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1910	7	40	4	1,08	35/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1915	7	40	4	1,08	40/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1930	7	39	4	1,08	40/50	133	24,0	11	0,38	1,82
1941	8	35	3	1,07	25/35	122	25,0	11	0,37	1,37
1963	8	35	2	1,04	25/35	107	25,0	11	0,37	1,25
1969	8	35	2	1,04	25/35	107	25,0	11	0,37	1,25
1981	8	35	2	1,04	25/35	107	25,0	11	0,37	1,25

Вертикальный разрез

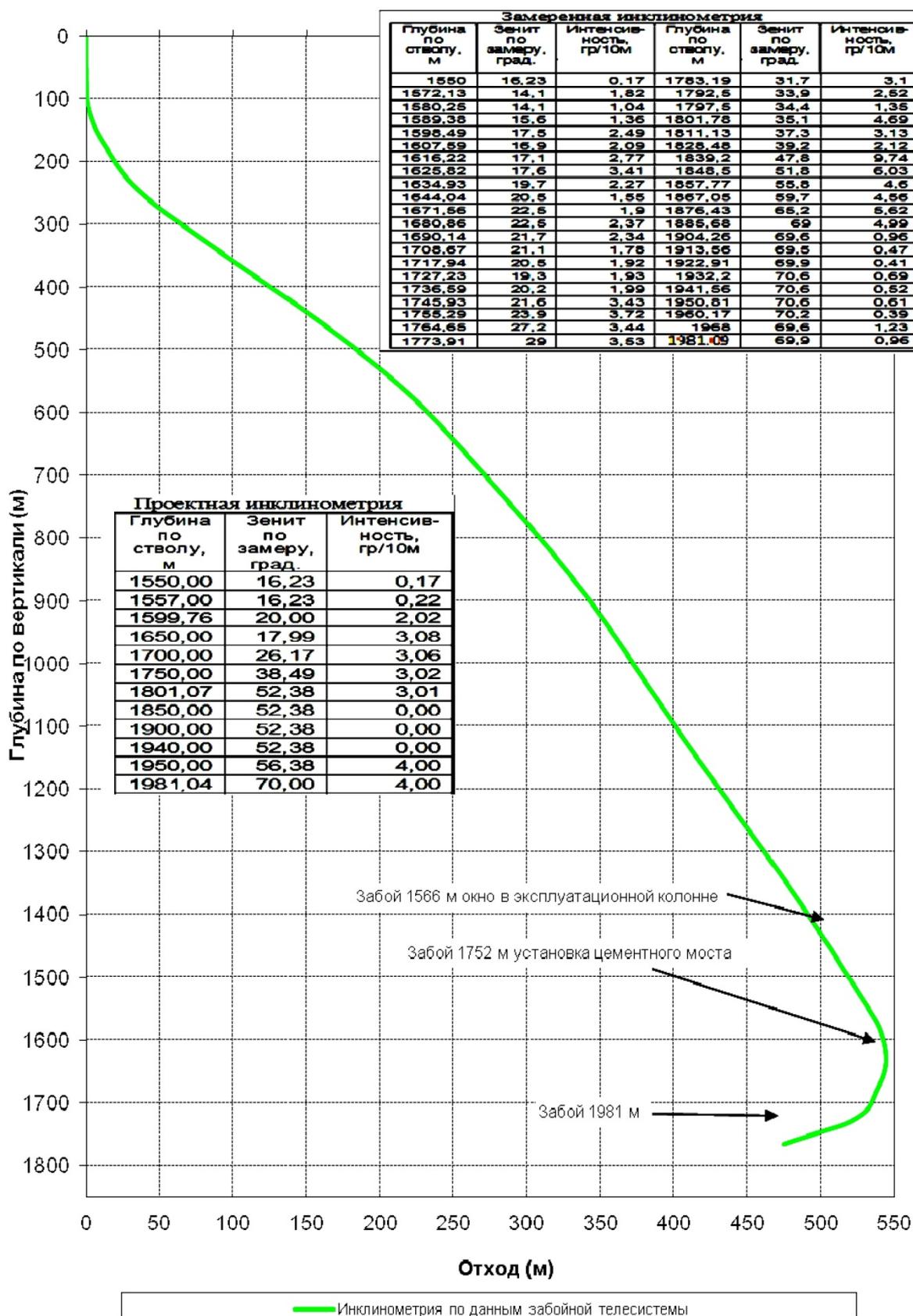


Рисунок 1 – Разрез скважины № 100 куста 12 Аганского месторождения

Литература

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1998. – 344 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И. Бутовые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Современные составы буровых промывочных жидкостей / В.П. Овчинников [и др.] – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Бутовые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : Первая типография, 2019. – Т. 1–4.
14. Андроников А.Р., Демихов В.И. Методика определения напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 42–43.
15. Ашрапов Т.Р. Эффективность применения гидравлического разрыва пласта на Аганском нефтяном месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Синтез науки и общества в решении глобальных проблем современности» (09 ноября 2017 года, г. Пермь) / в 4 частях. – Уфа : Агентство международных исследований, 2017. – Часть 3. – С. 14–17.
16. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
17. Гюльяхмедли Ю.Н., Мансуров А.С., Тиванков В.А. Анализ эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации на Аганском месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Проблемы современных интеграционных процессов и пути их решения» (18 ноября 2018 года, г. Волгоград). – Уфа : Агентство международных исследований, 2018. – С. 99–101.
18. Демихов В.И. Средства измерений показателей буровых и тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 8–10.
19. Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 84–85.
20. Живаева В.В., Мозговой Г.С., Ожерельев А.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 93–96.
21. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
24. 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.
25. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопопорошках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.

26. Мостовой В.А. Разработка эффективных рецептур буровых растворов на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 221–247.
27. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
28. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control of drilling processes of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1998. – 344 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and grouting solutions for the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshops in the discipline «Oil and Gas Wells Completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. 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.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Modern compositions of drilling flushing fluids / V.P. Ovchinnikov [et al.] – Tyumen : TyumSOGU, 2013. – 156 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Ryabchenko V.I. Management of drilling mud properties. – M. : Publishing house «Nedra», 1990. – 230 p.
11. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling liquids: manual. – Novocheerkassk : Lik, 2014. – 374 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : First Printing House, 2019. – Vol. 1–4.
14. Andronikov A.R., Demikhov V.I. Technique of determining the voltage of electrical breakdown of emulsion drilling fluids // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 42–43.
15. Ashrapov T.R. Effectiveness of hydraulic fracturing application on Agansk oil field // Collection of articles based on the results of the International scientific-practical conference «Synthesis of science and society in solving the global problems of modernity» (November 09, 2017, Perm) / in 4 parts. – Ufa : Agency for International Research, 2017. – Part 3. – P. 14–17.
16. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model to determine the factors affecting the properties and technological parameters of the drilling mud // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
17. Gulakhmedli Y.N., Mansurov A.S., Tivankov V.A. Analysis of the effectiveness of applied methods of oil recovery enhancement and intensification in the Agansk field // Collection of articles based on the results of the International Scientific-Practical Conference «Problems of modern integration processes and ways of their solutions» (November 18, 2018, Volgograd). – Ufa : Agency for International Studies, 2018. – P. 99–101.
18. Demikhov V.I. Means of measuring indicators of drilling and cement slurries // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 3. – P. 8–10.
19. Demikhov V.I. Methodology for determining the specific electrical resistance of drilling fluids // Bulatov readings. – 2018. – VOL. 3. – P. 84–85.
20. Zhivaeva V.V., Mozgovoy G.S., Ozherelyev A.V. Comparative analysis of Izolight plugging compositions and HGS-10000 hollow microspheres with formulation selection // Bulatovkie readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 93–96.
21. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential sticking // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 97–103.
22. Makarova Y.A., Egorova A.S. Universal hydrocarbon-based mud for drilling horizontal wells // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 162–165.

23. Makarova Y.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for quality completion of wells // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 166–169.
24. 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.
25. Moisa Y.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V. Comparison of drilling muds on different clay powders for HDD drilling // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 181–186.
26. Mostovoy V.A. Development of effective formulations of drilling fluids for flushing the vertical oil production well with a depth of 2700 m in the Aganskoye field // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 221–247.
27. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for fighting differential seizures // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 202–205.
28. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the construction of oil and gas wells. Certificate of State Registration of the Database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of admission 12 March 2014. Date of state registration in the Register of databases May 08, 2014.