УДК 622.24.063

АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОГО ОПЫТА БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНПД И ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF FIELD EXPERIENCE OF WELL DRILLING UNDER CONDITIONS OF ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE AND ENSURING HIGH-QUALITY DISCOVERY OF PRODUCTIVE STAGES

Тихонов Евгений Владимирович
технический директор отдела буровых растворов,
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonovv@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрен промысловый опыт бурения скважин в условиях аномально низкого пластового давления и обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов. Описаны ограничительные факторы применимости различных буровых растворов при бурении и вскрытии пластов с АНПД, а также химические и физико-химические процессы, которыми обусловлено снижение проницаемости коллекторов (особенно низкопроницаемых) вследствие проникновения в них фильтратов буровых растворов. Приведены результаты расчётов глубины проникновения вязкопластичной жидкости с динамическим напряжением сдвига τ_0 = 230 дПа при различных перепадах давления для пластов различной проницаемости, а также проведена оценка изменения коэффициента восстановления проницаемости для различных глубин проникновения полимерного раствора в пласт. Результаты выполненных исследований позволяют сделать вывод об очевидных преимуществах биополимерных растворов в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление; растворы для первичного вскрытия коллекторов; повышение ингибирующей силы растворов; предупреждение набухания и диспергирования глин пласта; обработка водных буровых растворов ПАВ; растворы низкой плотности; растворы с модифицированным фильтратом; специальные растворы на неводной основе.

Tikhonov Evgeny Vladimirovich
Technical Director
of Drilling Fluids Department,
«BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonovv@yandex.ru

Annotation. The article considers the field experience of drilling wells under conditions of abnormally low reservoir pressure and ensuring high-quality opening of productive formations. The limiting factors of applicability of various drilling fluids during drilling and opening of formations with abnormally low reservoir pressure, as well as chemical and physicochemical processes that cause a decrease in reservoir permeability (especially low-permeability ones) due to penetration of drilling fluid filtrates into them are described. The results of calculations of the penetration depth of viscoplastic fluid with a dynamic shear stress τ_0 = 230 dPa at various pressure drops for formations of different permeability are presented, and an assessment of the change in the permeability recovery coefficient for various penetration depths of the polymer solution into the formation is carried out. The results of the studies allow us to conclude that biopolymer solutions have obvious advantages in conditions of low-permeability reservoirs.

Keywords: abnormally low formation pressure; solutions for primary opening of reservoirs; increasing the inhibitory power of solutions; preventing swelling and dispersion of formation clays; treatment of aqueous drilling fluids with surfactants; low-density solutions; solutions with modified filtrate; special non-aqueous solutions.

Современные тенденции развития нефтегазовой отрасли связаны с разбуриванием продуктивных нефтяных месторождений в зонах аномально низких пластовых давлений, обусловленных как техногенным воздействием человека, так и естественным образованием.

К числу ограничительных факторов применимости различных буровых растворов при бурении и вскрытии пластов с АНПД можно отнести следующие:

- *фактор соответствия радиуса обводнения условию допустимой депрессии при освоении*; при этом радиус обводнения может определяться как функция фильтрации водных буровых растворов в забойных условиях и времени контакта раствора с пластом или как функции реологических свойств фильтрата или самого водного бурового раствора в забойных условиях и времени контакта раствора с пластом. Возможная депрессия на пласт может иметь ограничения, как связанные с потенциальной пластовой энергией, так и с его прочностными характеристиками;
- *фактор соответствия фильтрационных характеристик коллектора дисперсионному и гранулометрическому составу бурового раствора*;

• *фактор соответствия репрессии на пласт при бурении скважины величине фильтрации в забойных условиях*; этот ограничительный фактор связан с необходимостью обеспечения предотвращения возникновения прихватов бурильного инструмента или обсадной колонны;

• *фактор соответствия плотности бурового раствора условию проводки ствола скважины*; это ограничение направлено на бурение ствола скважины без осложнений с одновременным обеспечением качественного вскрытия пластов.

Снижение проницаемости коллекторов (особенно низкопроницаемых) вследствие проникновения в них фильтратов буровых растворов обусловлено следующими химическими и физико-химическими процессами:

• образованием нерастворимых осадков при взаимодействии фильтратов буровых и тампонажных растворов между собой и с пластовыми флюидами (нефтью) и остаточными водами продуктивных пластов;

• образованием высоковязких эмульсий при смешивании фильтратов буровых растворов с пластовой нефтью;

• гидратацией и набуханием глинистого материала скелета пласта при контакте с неингибированным фильтратом и, как следствие, снижением гидравлического радиуса поровых каналов;

• глубоким обводнением продуктивного пласта за счёт капиллярных эффектов, направленных в сторону пласта, и высокой фильтрации раствора при температуре и перепаде давления.

Правильный и обоснованный выбор буровых растворов может быть определяющим фактором в достижении эффективного заканчивания скважин. Растворы для первичного вскрытия коллекторов должны обеспечивать оптимальную защиту (сохранение) продуктивности пластов и обеспечивать свойства, необходимые для эффективного скоростного бурения.

Исследования, проведённые на кернах, позволили установить, что загрязнение коллектора является результатом образования в нём зоны повышенной водонасыщенности, проникновения в поровое пространство пласта глинистых частиц из бурового раствора, кольматации ими поровых каналов и гидратации глин, содержащихся в коллекторе.

Буровые растворы, применяемые при бурении и заканчивании скважин, ухудшают проницаемость пласта в призабойной зоне, в основном, за счёт воздействия двух факторов: отрицательного влияния фильтрата на проницаемость пласта и кольматации поровых каналов твёрдыми частицами.

Как показывают исследования, предотвратить или существенно уменьшить степень влияния загрязняющих факторов позволяют следующие мероприятия:

• ограничение проникновения фильтрата в пласт за счёт:

– обработки раствора полимерами, повышающими вязкость фильтрата;

– сокращения времени контакта жидкости с пластом;

– снижения перепада давления в системе «скважина – пласт»;

• добавка специальных минерализаторов с целью повышения ингибирующей силы растворов для предупреждения набухания и диспергирования глин продуктивного пласта;

• обработка водных буровых растворов ПАВ, регулирующими нефтесмачивающую и эмульгирующую способность жидкости;

• применение специальных растворов на неводной основе.

В ООО «БУРСЕРВИС» реализуются 3 подхода по вскрытию пластов с АНПД:

1) использование растворов низкой плотности;

2) применение растворов с модифицированным фильтратом;

3) применение специальных неводных растворов.

Реализация тех или иных подходов определяется геолого-техническими условиями проводки скважин и требованиями заказчика. Для первого подхода разработаны различные рецептуры буровых растворов, которые позволяют варьировать в широком диапазоне плотностью промывочных жидкостей для снижения депрессии на пласт, обеспечивая устойчивые системы с плотностью до 0,65 г/см^3 для растворов на углеводородной основе и до 0,90 г/см^3 для водных растворов.

В зависимости от прочности микросфер и требуемой плотности буровых растворов глубины применения таких растворов могут колебаться в пределах:

- для сфер АСПМ (алюмосиликатные полые микросферы):
– на водной основе – 0–1800 м;
– на углеводородной основе – 0–2200 м;
- для сфер СМФ (сульфированный меламин формальдегид):
– на водной основе – 0–4300 м;
– на углеводородной основе – 0–5700 м.

Различие в возможности применения тех или иных растворов определяется не только характеристиками растворов, но и петрофизической и литологической характеристикой коллекторов.

В таблице 1 показана схема возможного применения тех или иных растворов в зависимости от типа коллектора и его проницаемости. Приведённая принципиальная схема не учитывает возможность снижения плотности буровых растворов за счёт применения облегчающих добавок, а также не определяет максимальную глубину применения тех или иных растворов. При использовании микросфер различной прочности возможно применение приведённых в таблице 1 растворов и в других условиях.

Таблица 1 – Принципы выбора типа бурового раствора для вскрытия нефтяных продуктивных пластов с АНПД

Типы растворов	Геолого-технические условия											
	тип коллектора поровый						тип коллектора трещинный, кавернозный					
	$0{,}99 < \rho_r < 0{,}93$			$\rho_r < 0{,}93$			$0{,}99 \le \rho_r \le 0{,}93$			$\rho_r \le 0{,}93$		
	проницаемость			проницаемость			проницаемость			проницаемость		
	< 100	100–500	> 500	< 100	< 500	> 500	< 100	< 500	> 500	< 100	< 500	> 500
1	+	⊗	⊗	⊗	–	–	⊗	–	–	!	–	–
2	+	⊗	⊗	⊗	–	–	⊗	–	–	–	–	–
3	+	–	–	⊗	–	–	–	–	–	–	–	–
4	+	+	!	+	–	–	⊗	–	–	–	–	–
5	+	+		+	+		+		–	+		–
6			+			+	+	+	+	+	+	+

1) полисахаридный полигликолевый глинистый;
2) ингибированный полигликолевый полисахаридный;
3) безглинистый минерализованныйс ПАВ;
4) безглинистый минерализованный с многокомпонентным наполнителем с ПАВ;
5) эмульсионные растворы на углеводородной основе;
6) эмульсионные растворы на углеводородной основе с наполнителем.

⊗ – для перфорируемых скважин;
! – при небольших сроках контакта;
– применение возможно, но большие потери на фильтрацию

Рассмотрим влияние геологических и технологических факторов на эффективность использования биополимерных растворов различного рецептурного состава при вскрытии продуктивных пластов. Для этого проведём исследования закономерностей процессов фильтрации раствора в пористую среду в зависимости от таких факторов, как проницаемость среды, перепад давления и структурно-механические свойства раствора.

Глубину проникновения вязкопластичной жидкости в пласт определяем как функцию перепада давления, проницаемости пласта и динамического напряжения сдвига жидкости по формуле:

$$l = \frac{\Delta P \cdot \sqrt{k}}{\alpha \cdot \tau_0},$$

где L – глубина проникновения, м; ΔP – перепад давления, МПа; k – коэффициент проницаемости, мкм^2; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, дПа; α – коэффициент пропорциональности.

Результаты расчётов глубины проникновения вязкопластичной жидкости с τ_0 = 230 дПа при различных перепадах давления для пластов различной проницаемости приведены на рисунках 1 и 2.

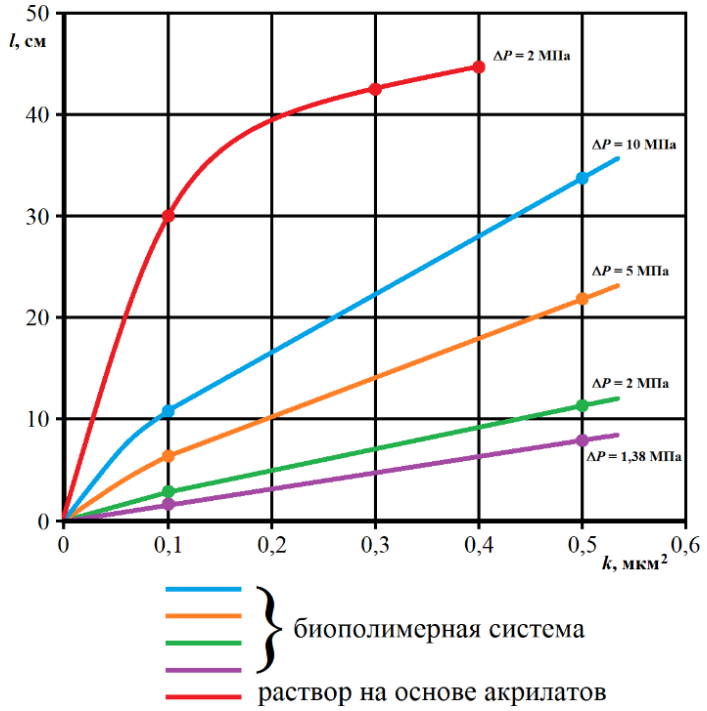

Рисунок 1 – Зависимость глубины проникновения раствора без твёрдой фазы от проницаемости пласта при различных перепадах давления

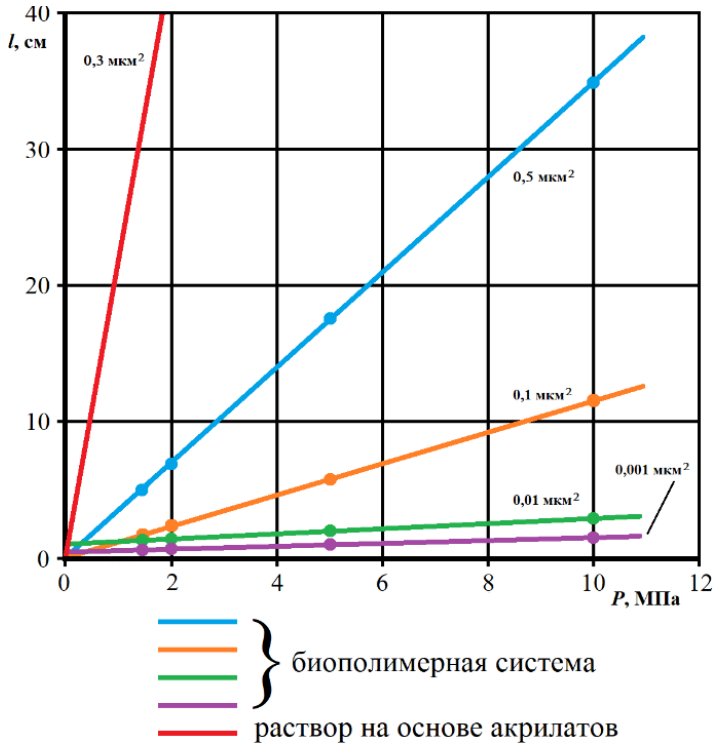

Рисунок 2 – Зависимость глубины проникновения раствора без твёрдой фазы в пласты различной проницаемости от перепада давления

Используя зависимость:

$$\beta = A \cdot \exp\left[\frac{\alpha \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot R_{\phi} \cdot \ln\left(\frac{R_{\phi}}{r_{скв}}\right)}{\eta_a \cdot \left(\Delta P - \frac{B \cdot \tau_0 \cdot R_{\phi}}{\sqrt{k}}\right)}\right],$$

проведена оценка изменения коэффициента восстановления проницаемости для различных глубин проникновения полимерного раствора в пласт.

При этом значения депрессии ΔP = 10 МПа, межфазного натяжения σ = 30 мН/м, краевого угла смачивания θ = 95 град, времени контакта 3 сут. и $d_{скв}$ = 0,216 м приняты постоянными.

На рисунке 3 приведена зависимость коэффициента восстановления проницаемости β от глубины проникновения раствора в пласты различной проницаемости.

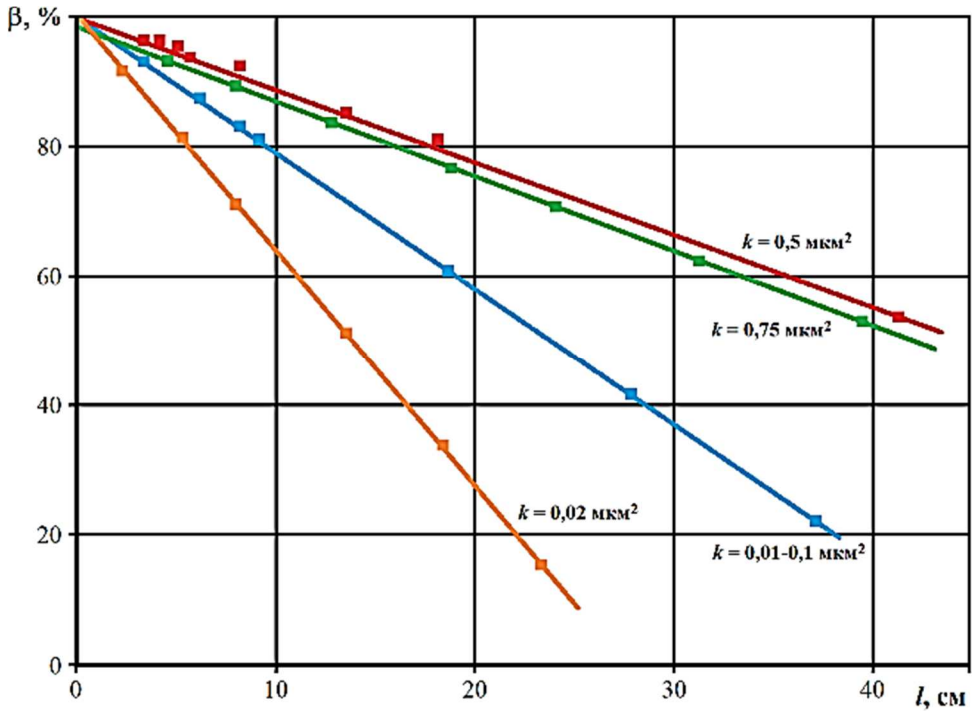

Рисунок 3 – Зависимость коэффициента восстановления проницаемости β от глубины проникновения раствора в пласты различной проницаемости

Глубина проникновения раствора в пласт, как видно из рисунка 3, оказывает негативное влияние на коэффициент восстановления проницаемости. Наиболее сильно этому влиянию подвержены низкопроницаемые коллектора (0,01–0,10 мкм^2). При прочих равных условиях для них такое же ухудшение проницаемости, как и для коллектора с проницаемостью k = 0,5 мкм^2, имеет место при в 2 раза меньшей глубине проникновения раствора в пласт.

Установлено, что повышение вязкости фильтрата имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Положительным моментом является ограничение глубины проникновения фильтрата в пласт с повышенной вязкостью и, следовательно, уменьшение зоны поражения пласта, что повышает коэффициент восстановления проницаемости. Однако повышение вязкости фильтрата при прочих равных условиях снижает коэффициент восстановления проницаемости за счёт снижения реальной депрессии на границе раздела.

Расчёты показывают, что увеличение положительного влияния повышения вязкости характерно для низкопроницаемых коллекторов. Для коллекторов более высокой

проницаемости (более 0,1 мкм^2) повышение вязкости и то ограничение величины зоны поражения, которое при этом достигается, не компенсирует величину негативного влияния вязкости на снижение коэффициента восстановления проницаемости.

Результаты выполненных нами исследований позволяют сделать вывод об очевидных преимуществах биополимерных растворов в условиях низкопроницаемых коллекторов. В то же время, очевидно, что потенциал биополимерных систем на сегодняшний день далеко не исчерпан, и их модификация в направлении как технико-экономических показателей (скорость, проходка на долото), так и в направлении качественного состояния ствола и, главное, сохранности продуктивного пласта, весьма актуальна.

Для реализации качественного вскрытия средне- и высокопроницаемых пластов ООО «БУРСЕРВИС» использует растворы с модифицированным фильтратом. К таким растворам относятся ингибированные растворы с ПАВ или просто растворы с ПАВ, выбор которых производится в зависимости от литологической и фильтрационной характеристики пластов.

В таблице 2 приведены данные по применению полигликолевых растворов (ПАВ – Суперконцентрат полиэфирный) на месторождениях ООО «РН – Юганскнефтегаз» в условиях пластового давления от гидростатического до 0,97 от гидростатики. При этом параметры раствора обеспечивали низкое значение межфазного натяжения (до 12 мН/м), регулируемый уровень фильтрации (до 18–22 см^3 в забойных условиях при температуре до 100 °С) и требуемый уровень ингибирующих свойств.

Таблица 2 – Среднее значение дебитов на месторождениях по скважинам, пробуренным с использованием различных систем бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов

Средний дебит месторождения	Приобское месторождение	Средне-Угутское месторождение	Киняминское месторождение	Средние значения дебитов по месторождениям
Средний дебит с использованием полипропиленгликолей, м^3/сут.	228 / 22 скв.	60 / 8 скв.	150 / 9 скв.	146
Средний дебит с использованием полимеров, м^3/сут.	61 / 4 скв.	нет данных	39 / 6 скв.	50

Из приведённых в таблице 2 данных следует, что средний дебит по скважинам, пробуренным с использованием системы полипропиленгликолей, превышает средние дебиты в 3 раза. Гидродинамические исследования, проведённые по многим скважинам на Киняминском месторождении, показали высокий уровень сохранения проницаемости приствольной зоны скважин. Величина скин-эффекта по разным скважинам колебалась от 1,5 до минус 1,3. За 4 года применения комплексного подхода по заканчиванию скважин в ООО «РН – Юганскнефтегаз» пробурено более 70 скважин с хорошими результатами по повышению их дебитов.

Для более сложных условий совместного вскрытия неустойчивых глинистых отложений и заглинизированных продуктивных пластов используются ингибирующие растворы, к примеру, алюмокалиевые – полигликолевые. Такие растворы применены при бурении разведочной скважины на Полуньяхском месторождении в Западной Сибири.

Третий подход, рекомендуемый нами для вскрытия пластов с АНПД, – это применение растворов на углеводородной основе (ЭРУО).

Большинство достоинств ЭРУО (инертность к разбуриваемым породам, повышенная устойчивость к полиминеральной агрессии, хорошие смазочные и антикоррозионные свойства, возможность регулирования плотности в пределах, не доступных для водных растворов) обусловлено, в первую очередь, физико-химической природой таких систем. В таблице 3 приведены характеристики различных систем ЭРУО.

Таблица 3 – Технологические показатели различных систем ЭРУО для бурения скважин

Наименование показателей	ВИЭР	Эмульсин	Эмультон	Эмульгар
Термостойкость, °С	75	150	140	200
Плотность, г/см^3 минимальная максимальная	 0,96 1,25	 0,96 1,40	 0,86 1,60	 0,87 2,25
Вязкость (условная, пластическая)	фиксированная		не фиксированные в соответствии с техническими требованиями	
	высокая	высокая		
Статическое (динамическое) напряжение сдвига	фиксированное			
	низкое	низкое		
	при t > 50 °С структура отсутствует			
Электростабильность, В	150–250	150–250	500–2000	500–2000
Фильтрация (30 мин., 1 атм.), см^3	2,5–5,0	1,5–3,0	1,5–3,0	1,5–2,5
Состав фильтрата при t = 20 °С при t > 60 °С	 эмульсия дизельное топливо + вода	 дизельное топливо дизельное топливо	 дизельное топливо следы эмульсии	 дизельное топливо дизельное топливо
Коэффициент повторного использования	0,5	0,5	0,9	0,9

Рассмотрим более подробно 2 варианта рецептур ЭРУО – «Эмультон» и «Эмульгар», а также РНСО-1 и РНСО-2, технологическая эффективность которых охватывает все возможные варианты сочетания геолого-технических условий бурения скважин. Это первые отечественные рецептуры, разработанные на основе освоенного производством комплекса специальных материалов и реагентов, выполняющих в составе растворов роль основных и вспомогательных эмульгаторов, структурообразователей, стабилизаторов, регуляторов фильтрации, гидрофобизаторов и понизителей вязкости. Растворы «Эмультон» и «Эмульгар» прошли широкую промышленную апробацию при бурении скважин в различных геолого-технических условиях, в том числе и самых сложных. Обе системы отличает высокая агрегативная и седиментационная устойчивость при оптимальных реологических показателях и низкие эксплуатационные расходы реагентов. Растворы конкурентно способны на мировом рынке, о чём свидетельствуют положительные результаты их тестирования в независимых лабораториях совместно с зарубежными аналогами. «Эмультон» и «Эмульгар» – растворы многоразового использования. За исключением основного эмульгатора системы унифицированы.

Система биоразлагаемого бурового раствора РНСО – эмульсионная система, дисперсионной средой которой является синтетическая органическая жидкость класса альфа-олефинов, полиальфаолефинов, сложных эфиров растительных масел и животных жиров, а дисперсной фазой – раствор хлорида кальция или натрия. Технологические свойства РНСО обеспечиваются комплексом специальных; реагентов, выполняющих роль эмульгаторов, гидрофобизаторов, структурообразователей и понизителей вязкости. В зависимости от вида основного эмульгатора разработаны 2 варианта рецептур РНСО: РНСО-1 – с использованием эмульгаторов типа эмультал, оленол и нефтенол НЗ (термостойкость 140 °С); РНСО-2 – с использованием эмульгаторов типа кальциевых мыл высокомолекулярных органических кислот (термостойкость 180 °С).

Фактические характеристики применяемых растворов пониженной плотности при бурении различных скважин приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры буровых растворов ЭРУО при проводке скважин на различных месторождениях

Месторождение	Параметры раствора						
	ρ, г/см^3	УВ, с	СНС$_{1/10}$, дПа	$\eta_{пл}$, мПа · с	τ_0, дПа	Ф, см^3	Э, В
Куюмбинское (Восточная Сибирь)	0,95–1,05	45–95	4/13	19–29	57–128	1–2	340–600
Тарасовское, горизонтальная скважина (Западная Сибирь)	0,96–1,05	60–90	87/112	31–43	213–260	1–3	240–400
Фестивальное (Западная Сибирь)	0,99–1,00	70–90	20/29	25–28	86–124	1–3	140–200

Применение этого типа растворов в условиях АНПД в Восточной Сибири позволило более чем в 2 раза повысить дебиты скважин при условии полного исключения осложнений в процессе проводки стволов в соленосных и продуктивных отложениях.

Научно обоснованный подход к проектированию состава и свойств буровых растворов для конкретных условий позволяет выбирать оптимальные решения по проводке и заканчиванию скважин в различных геолого-технических условиях, обеспечивая при этом высокое качество вскрытия продуктивных пластов и значительное повышение дебитов скважин.

Литература

1. Булатов А.И. О повышении качества вскрытия продуктивных пластов / А.И. Булатов, С.А. Рябоконь, Э.М. Тосунов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 3. – С. 16–18.
2. Бурение горизонтальных участков скважин с применением бурового раствора на основе прямой эмульсии и винтового забойного двигателя / И.В. Камаев [и др.] // Бурение & Нефть. – 2023. – № 3. – С. 48–51.
3. Кошелев В.Н. Обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / В.Н. Кошелев, С.Н. Шишков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 38–42.
4. Рябоконь С.А. Основные направления буровых работ в Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 66–71.
5. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири: прямая эмульсия «масло в воде» BARADRIL-N® / Mineral Oil / Е.В. Тихонов [и др.] // Бурение & Нефть. – 2013. – № 10. – С. 50–52.
6. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.
7. Тихонов Е.В. Подбор рецептур бурового раствора для устранения и предотвращения осложнений при бурении скважин в условиях вечной мерзлоты // Булатовские чтения. – 2024. – Т. 1. – С. 314–320.
8. Тихонов Е.В. Основные направления снижения стоимости буровых работ и капитального ремонта скважин / Е.В. Тихонов, Л.Г. Кусова; Под редакцией Р.В. Агиней // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2025: Материалы XXVI Международной молодёжной научной конференции (27–28 марта 2025 года, г. Ухта) : в 2 ч. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2025. – Ч. 2. – С. 151–156.
9. Тихонов Е.В. Анализ применения газированных технологических жидкостей для бурения скважин на нефтяных месторождениях с аномально низким пластовым давлением // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 233–245.
10. Тихонов Е.В. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для нефтяного месторождения центральной части Западно-Сибирской равнины // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 246–257.
11. Буровые растворы на неводной основе. Проблемы, перспективы развития и область применения / С.Н. Шишков [и др.] // Бурение и нефть. – 2008. – № 3. – С. 26–29.
12. Engineering fluids and hydraulics to drill the first sub-horizontal well with narrow ECD window in Eastern Urengoy license area / P.N. Sergeev [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021 Paper Number: SPE-206448-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/206448-MS (Published 12 October 2021).

13. Best practices-direct emulsion-based drilling solution as a new approach to drilling in mature fields with low reservoir pressure / S.A. Sokovnin [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015 Paper Number: SPE-176519-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/176519-MS (Published 26 October 2015).
14. The application of drilling fluid system based on salt-saturated direct emulsion in construction of wells on Yurubcheno-Tokhomskoye field / E.V. Tikhonov [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020 Paper Number: SPE-201841-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/201841-MS (Published 26 October 2020).

References

1. Bulatov A.I. On improving the quality of opening productive layers / A.I. Bulatov, S.A. Ryabokon, E.M. Tosunov // Oil industry. – 1990. – № 3. – P. 16–18.
2. Drilling of horizontal sections of wells using drilling fluid based on direct emulsion and screw downhole motor / I.V. Kamaev [et al.] // Drilling & Oil. – 2023. – № 3. – P. 48–51.
3. Koshelev V.N. Assurance of qualitative exposing of productive formations of oil wells in conditions of anomalously low formation pressures / V.N. Koshelev, S.N. Shishkov // Oil industry. – 2007. – № 6. – P. 38–42.
4. Ryabokon S.A. The basic directions of boring in Eastern Siberia // Oil industry. – 2005. – № 6. – P. 66–71.
5. Drilling low pressure reservoirs in Western Siberia: Baradril-N® / Mineral Oil, oil in water emulsion / E.V. Tikhonov [et al.] // Drilling & Oil. – 2013. – № 10. – P. 50–52.
6. Tikhonov E.V. Analysis of the problems of drilling wells and tapping oil and gas formations in difficult conditions // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.
7. Tikhonov E.V. Selection of drilling fluid formulations to eliminate and prevent complications when drilling wells in permafrost conditions // Readings of A.I. Bulatov. – 2024. – Vol. 1. – P. 314–320.
8. Tikhonov E.V. Main directions of reducing the cost of drilling operations and well workover / E.V. Tikhonov, L.G. Kusova; Edited by R.V. Aginei // SEVERGEOECOTECH – 2025: Proceedings of the XXVI International youth scientific conference (March 27–28, 2025, Ukhta) : in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2025. – Part 2. – P. 151–156.
9. Tikhonov E.V. Analysis of the use of carbonated process fluids for drilling wells in oil fields with abnormally low reservoir pressure // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 233–245.
10. Tikhonov E.V. Design of drilling fluid formulations for drilling intervals for an oil field in the Central part of the West Siberian plain // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 246–257.
11. Shishkov S.N. Unwater-base drilling fluids. problems, prospects of development and domaine of application / S.N. Shishkov, V.N. Koshelev, V.S. Shishkov, V.L. Zavorotny // Drilling and Oil. – 2008. – № 3. – P. 26–29.
12. Engineering fluids and hydraulics to drill the first sub-horizontal well with narrow ECD window in Eastern Urengoy license area / P.N. Sergeev [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021 Paper Number: SPE-206448-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/206448-MS (Published 12 October 2021).
13. Best practices-direct emulsion-based drilling solution as a new approach to drilling in mature fields with low reservoir pressure / S.A. Sokovnin [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015 Paper Number: SPE-176519-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/176519-MS (Published 26 October 2015).
14. The application of drilling fluid system based on salt-saturated direct emulsion in construction of wells on Yurubcheno-Tokhomskoye field / E.V. Tikhonov [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020 Paper Number: SPE-201841-MS. – URL : https://doi.org/10.2118/201841-MS (Published 26 October 2020).