

БУРЕНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ НА РЕГУЛИРУЕМОМ ДАВЛЕНИИ С АЗОТИРОВАНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ В УСЛОВИЯХ АНПД

Д.З. Махмутов¹, И.В. Галицкий², Т.Ю. Кутузова³, М.А. Лисицин⁴, Д.С. Алябьев⁵, Г.К. Казачков⁶

^{1, 2, 3, 4}ООО "Таас-Юрх Нефтегазодобыча", Иркутск, Россия

^{5, 6}ООО "АКРОС", Иркутск, Россия

¹MakhmutovDZ@tyngd.rosneft.ru

Аннотация. С учетом горно-геологических условий Среднеботуобинского месторождения, а также технических условий производства работ при бурении горизонтальных секций многозабойных скважин отмечаются интенсивные поглощения бурового раствора при бурении и проведении спуско-подъемных операций. В данной работе рассмотрены результаты опытно-промышленных испытаний с использованием газожидкостных смесей в качестве промывочной жидкости при бурении с регулируемым давлением в зонах аномально низких пластовых давлений. Представлена оценка эффективности бурения открытого ствола на системе пенораствора. Показаны положительные свойства пены, сочетающей в себе преимущества воздуха и буровых растворов, позволяющие достичь значительное снижение ЭЦП, в сравнении со стандартными системами бурового раствора, а также снизить стоимость строительства скважины за счет уменьшения потерь бурового раствора и потребности в обработке бурового раствора дорогостоящим химическими реагентами.

Ключевые слова: газожидкостная смесь, пенораствор, кольматационная пачка, азотирование раствора, роторно-управляемая система, электромагнитный канал связи, бурение с регулируемым давлением

Для цитирования: Бурение с использованием газожидкостной смеси на регулируемом давлении с азотированием бурового раствора на водной основе в условиях АНПД / Д.З. Махмутов, И.В. Галицкий, Т.Ю. Кутузова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 3(375). – С. 17–23.

Original article

DRILLING USING A GAS-LIQUID MIXTURE AT CONTROLLED PRESSURE WITH WATER-BASED DRILLING FLUID NITRIDING UNDER ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURE (ALRP) CONDITIONS

D.Z. Makhmutov¹, I.V. Galitsky², T.Yu. Kutuzova³, M.A. Lisitsin⁴, D.S. Alyabyev⁵, G.K. Kazachkov⁶

^{1, 2, 3, 4}"Таас-Юрх Нефтегазодобыча" LLC, Irkutsk, Russia

^{5, 6}"AKROS" LLC, Irkutsk, Russia

¹MakhmutovDZ@tyngd.rosneft.ru

Abstract. Taking into account the geological conditions of the Srednebotuobinskoye field as well as the technical conditions of work when drilling horizontal sections of multilateral wells, intense absorption of drilling fluid is observed during drilling and tripping operations. The authors of the article examine the results of pilot tests using gas-liquid mixtures as a flushing fluid when drilling under controlled pressure in zones of abnormally low reservoir pressures. The efficiency of open hole drilling using a foam solution system is assessed. The foam positive properties, combining the advantages of air and drilling fluids, allowing to achieve a significant reduction in ECD compared with standard drilling fluid systems as well as to reduce the cost of well construction by minimizing losses of drilling fluid and the need to treat the drilling fluid with expensive chemicals are shown.

Keywords: gas-liquid mixture, foam solution, colmatation pack, solution nitriding, rotary-controlled system, electromagnetic communication channel, controlled pressure drilling

Актуальность проблемы

Ботуобинский горизонт сложен, в основном, кварцевыми, иногда полимиктово-кварцевыми песчаниками, преимущественно мелко-среднезернистыми, массивными, иногда горизонтально слоистыми и косо-слоистыми, средне- и слабосцементированными до рыхлых, реже – крупнозернистыми песчанистыми алевритами. Коллектор представлен сплошным пропластком с высокой проницаемостью (до 5000 мД), а также характеризуется как зона с аномально низким пластовым давлением (АНПД). При вскрытии проницаемых

пластов нарушается равновесие давлений в системе "скважина–пласт", что провоцирует поглощение и даже полный "уход" бурового раствора. Интенсивные поглощения приводят к необходимости наработки больших объемов бурового раствора, кроме того, виду резких колебаний уровня жидкости в скважине и межпластовых перетоков происходят обвалы и осыпи пород из пристволенной поверхности скважины, образуются шламовые пробки на забое и в стволе, провоцирующие недохождение бурильного инструмента до забоя и его прихват.

Данные осложнения приводят к снижению техни-

ко-экономических показателей из-за увеличения сроков строительства скважин. Для решения задачи бурения горизонтального участка многозабойных скважин в условиях катастрофических поглощений бурового раствора на Среднеботуобинском НГКМ внедрена технология бурения с регулируемым давлением (далее БРД) [4]. Данные условия бурения позволили минимизировать непроизводительное время, производить контроль давления в скважине, снизить повреждения призабойной зоны, увеличить механическую скорость проходки (МСП). В результате перехода бурения с центрального блока на краевые зоны месторождения наблюдалось снижение пластового давления, и, как следствие, изменение показателя ЭЦП начала поглощения в среднем с 0,95 до 0,7.

С целью снижения ЭЦП и подбора "операционного окна бурения" в скважине применяется бурение с промывкой азотированным раствором с применением пенного бурового раствора, также известное как бурение с газожидкостными смесями (ГЖС) [2]. Так, в сентябре 2023 г. впервые в России внедрена технология бурения многозабойной скважины с применением газожидкостной смеси на регулируемом давлении с азотированием бурового раствора на водной основе. Для проектирования системы пенного раствора для двух скважин Среднеботуобинского НГКМ испытана газожидкостная смесь на основе пресной воды и пенообразователя.

Азотированный буровой раствор и буровой раствор на основе пены появились в коммерческом доступе с 1950-х гг. [1]. Важное свойство пены при использовании её в качестве очистного агента – способность эффективно выносить из скважины выбуренную породу. При этом существенную роль играют поверхностные явления (поверхностное натяжение, угол смачивания), создающие прочную связь системы "частица шлама–пузырек азота". Интенсивная очистка забоя скважины от шлама при использовании пены происходит в результате действия гидродинамической силы потока промывочной жидкости в сочетании с эффектом флотации шлама. Вынос шлама должен быть корректно рассчитан для достижения чистоты забойных условий. Несоответствующие параметры бурения с газированными растворами потенциально могут приводить к проблемам в процессе бурения, таким как потеря циркуляции, обвалы горной породы, прихват буровой колонны и повышенный износ вооружения долота. Правильно рассчитанные параметры темпа закачки азота и пены должны обеспечивать поддержание необходимых условий репрессии в узком операционном окне бурения [2].

Порядок проведения работ при работе с ГЖС

Бурение производится как и при стандартном БРД через 4-фазный сепаратор, после которого поток направляется на ЦСГО и емкостной парк буровой установки. Пенообразователь добавляется в рабочие ёмкости буровой установки, азот подается в нагнета-

тельную линию, как при стандартном БРД, газожидкостная смесь направляется к породоразрушающему инструменту. ЭЦП снижается, и пено-шламовая смесь с большой скоростью движется к устью скважины по затрубному пространству. Контроль ЭЦП проводится при помощи датчиков забойного давления. Подбор оптимальных режимов бурения осуществляется методом построения гидравлической модели, основанной на показаниях ЭЦП в процессе бурения/поглощения. После выхода из скважины пенораствор проходит через РУГ по линии высокого давления на дроссельный манифольд и далее в сепаратор. Насос для подачи пеногасителя устанавливается перед дросселем, в сепараторе происходит деструкция пены и сепарация азота. Поток, состоящий из воды и шлама, из сепаратора направляется на ЦСГО, где проходит стандартную очистку, дообработку пенообразователем, после чего вновь закачивается в скважину.

Контроль над процессом бурения базируется на наблюдении за давлением нагнетания пены, состоянием и равномерностью потока выходящей из скважины пены, а также за моментом вращения бурового инструмента. Изменение этих параметров в ту или иную сторону говорит о нарушении технологического режима бурения из-за возникновения осложнений [3].

Основной задачей при бурении на ГЖС является: подбор оптимальной концентрации пенообразователя для поддержания "операционного окна бурения", подбор параметров пенораствора (плотности, объема пены и периода полураспада), режимов работы насосов, а также увеличение индекса очистки скважины (CTR).

Результаты бурения скважины МЗС на газожидкостной смеси (ОПР-1)

Бурение многозабойной скважины (ОПР-1) с 5-ю боковыми стволами производилось на основе пресной воды, пенообразователь добавлялся в рабочие ёмкости БУ. Пробурено 3 боковых ствола с применением технологии БРД и ГЖС общей проходкой 1346 м. Средняя механическая скорость бурения составила – 7 м/ч. Общие потери ГЖС при бурении ОС и боковых стволов составляют 3249 м³ (~2,4 м³ на 1 м проходки). Основные потери: система очистки – 35 м³, фильтрация – 246 м³, поглощение – 2968 м³.

Основные негативные факторы в процессе бурения скважины ОПР-1 с ГЖС:

1. При бурении БС-2 вскрыта зона поглощения, произведена установка кольматационной пачки с дальнейшим замещением скважины на пену. Стабилизация циркуляции получена при ЭЦП = 0,71. При переводе скважины и снижении ЭЦП до 0,7 фиксировались нефтяные пятна на виброситах, что свидетельствовало о гидростатическом давлении ниже пластового. Боковой ствол не добурен до проектного забоя.

2. Бурение БС-3 (рис. 1) осуществлялось с ограничением МСП до 7,5–10 м/ч для поддержания полной циркуляции в условиях узкого операционного окна

бурения (ЭЦП 0,69–0,71). При увеличении МСП до 12,5 м/ч было отмечено ухудшение процента циркуляции вплоть до полного поглощения, при ЭЦП выше 0,72 также отмечено снижение выхода пенираствора на ситах. Боковой ствол оказался не добурен до проектного забоя, отмечен большой объём поглощений.

3. В процессе бурения БС-4 (рис. 2) при спуске КНБК для срезки осуществлен перевод скважины на

азотированный пенираствор. Ствол не добурен до проектного забоя, отмечен большой объём поглощений.

4. При бурении БС-5 (рис. 3) вскрыта зона поглощения, циркуляция отсутствует, произведена установка кольматационной пачки, получен отрицательный результат. При операционном окне бурения ЭЦП = 0,69–0,72 не предоставляется возможным восстановить циркуляцию на буровом растворе или

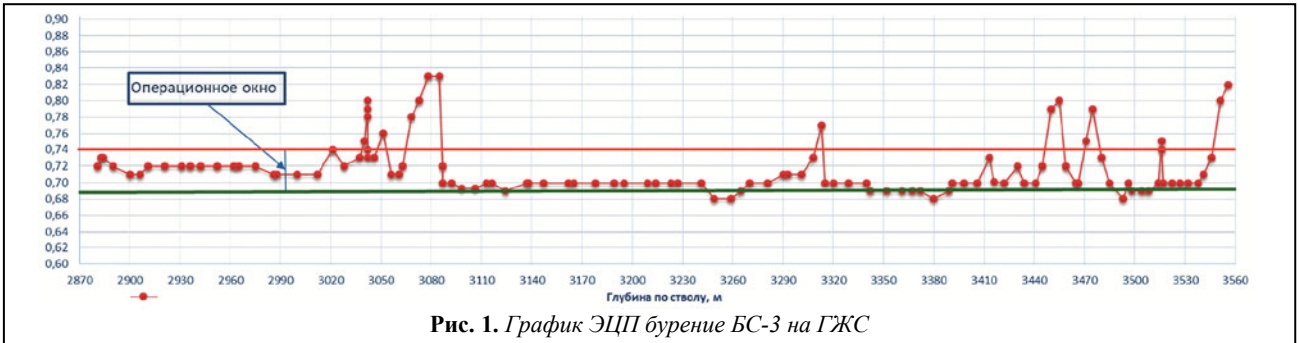


Рис. 1. График ЭЦП бурение БС-3 на ГЖС

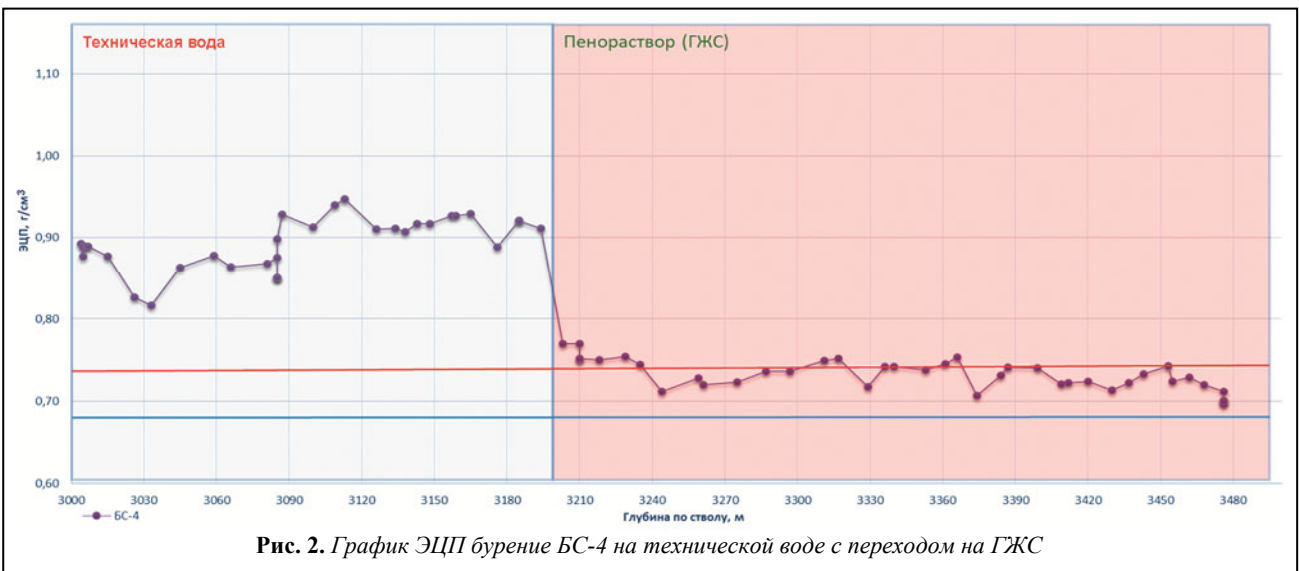


Рис. 2. График ЭЦП бурение БС-4 на технической воде с переходом на ГЖС

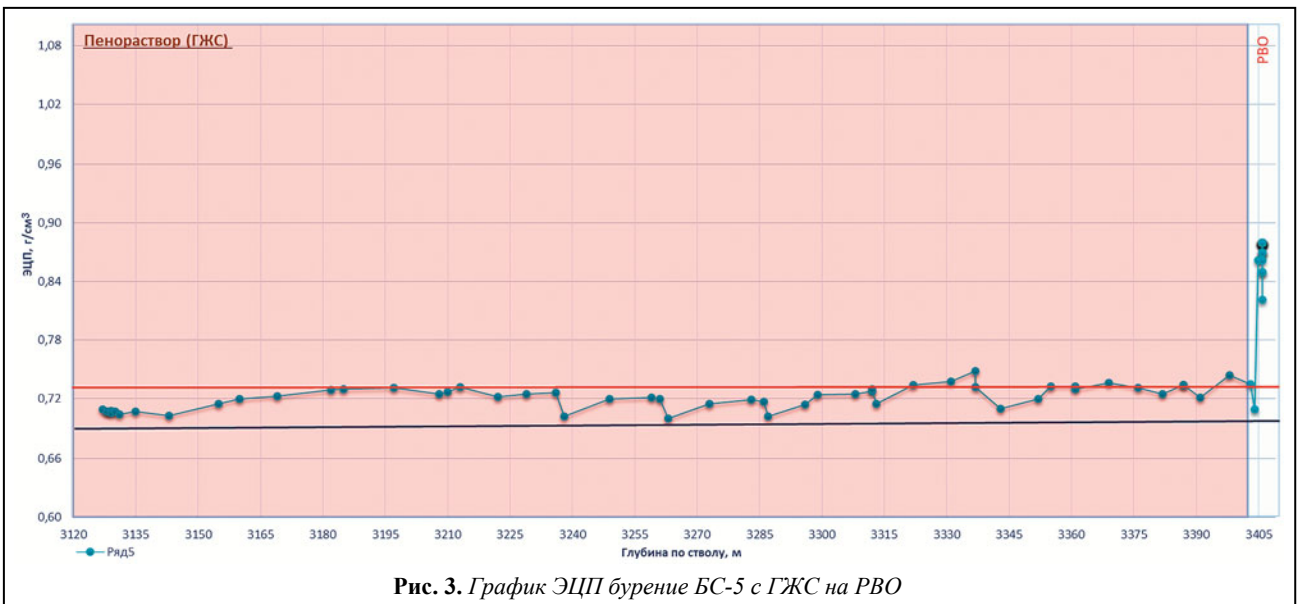


Рис. 3. График ЭЦП бурение БС-5 с ГЖС на РВО

Сравнительная таблица параметров бурения с ГЖС скважины ОПР-1

Наименование БС и ОС	Интервал бурения	Пробурено, м	Подача азота, м ³ /мин	ЭЦП при бурении	ЭЦП поглощения	Концентрация пенообразователя, кг/м ³	Расход пенообразователя, кг	Расход пеногасителя, кг	Потери ГЖС, м ³					Подача бурового насоса, л/с	Срок строительства, сут	Механическая скорость, м/ч
									Система очистки	Фильтрация	Оставлено в скважине/сброшено при очистке	Поглощение	Общие потери			
БС-3	2881–3556	675	30–40	0,69–0,78	0,79	2–2,5	3930	400	14	138	0	2117	2269	6–9	19	6,76
БС-4	3084–3476	392	30–40	0,69–0,74	0,75	1,5–2	1260	200	12	48	0	647	707	7–10	4	7,02
БС-3	3127–3406	279	30–40	0,71–0,73	0,75	2	810	150	7	60	0	324	391	7–9	5	5,89
Общее	–	1346	–	–	–	–	6000	750	35	246	0	2968	3249	–	28	7

технической воде. Ствол не добурен до проектного забоя.

По итогам бурения скважины ОПР-1 общие потери бурового раствора и пено раствора (ГЖС), технической воды в совокупности составили 6314 м³, кольматационных пачек – 50 м³. На графиках ЭЦП прослеживается увеличение расчетного ЭЦП при применении пено раствора из-за повышенной реологии и выносной способности по сравнению с РВО. Вследствие этого наблюдается более низкое фактическое ЭЦП при бурении, по сравнению с бурением на РВО. В режиме бурения 14 л/с с азотированием 30 м³/мин СТР больше 0,90, что говорит о достаточной скорости потока для очистки от шлама. При условии 100 % циркуляции при применении пено раствора это значение выше на 0,05.

1. Результаты бурения скважины МЗС на газожидкостной смеси (ОПР-2)

Строительство многозабойной скважины (ОПР-2) с 7-ю боковыми стволами осуществлялось с технологией бурения на регулируемом давлении и с применением в качестве промывочной жидкости газожидкостной смеси (ГЖС) из-под башмака эксплуатационной колонны (с учетом практики ОПР-1). Пробурено с применением технологии БРД и ГЖС – 4838 м. Средняя механическая скорость бурения составила 16,57 м/ч. Общие потери ГЖС при бурении ОС и боковых стволов составляют 3205 м³ (~0,66 м³ на 1 м проходки). Основные потери: система очистки – 868 м³, фильтрация – 940 м³, оставлено в скважине – 255 м³, поглощение – 1142 м³ (из них 430 м³ восстановление циркуляции через затрубное пространство).

Таблица 2

Сравнительная таблица параметров бурения скважины ОПР-2

Наименование БС и ОС	Интервал бурения	Пробурено, м	Подача азота, м ³ /мин	ЭЦП при бурении	ЭЦП поглощения	Концентрация пенообразователя, кг/м ³	Расход пенообразователя, кг	Расход пеногасителя, кг	Потери ГЖС, м ³					Подача бурового насоса, л/с	Срок строительства, сут	Механическая скорость, м/ч
									Система очистки	Фильтрация	Оставлено в скважине/сброшено при очистке емкостей	Поглощение	Общие потери			
БС-1	2227–3060	833	20–30	0,91–0,86	1,05	1–1,5	550	280	109	115	65	22	311	14–12	4,7	13,14
БС-2	2595–3291	696	20–30	0,88–0,85	0,95	1,1–1,7	662	840	290	142	0	0	432	13–11	5,86	19,11
БС-3	2719–3312	593	20–30	0,88–0,81	0,95	1,5	325	500	98	56	50	80	284	12–11	3,1	17,45
БС-4	2841–3550	709	20–30	0,89–0,81	0,95	1,5	525	420	111	117	50	0	278	13–10,5	3,3	16,26
БС-5	2960–3623	663	30	0,78–0,86	0,95	1,5–1,7	1000	670	85	170	0	265	520	10–12	3,1	18,11
БС-6	3131–3727	596	30	0,78–0,82	0,92	1,5–1,7	925	470	60	130	10	245	445	10	6,31	17,01
БС-7	3257–3889	632	30–40	0,8–0,85	0,92	1,5–1,7	1562	850	100	185	30	380	695	10	6,01	17,51
ОС	3387–3503	116	30–40	0,82–0,84	0,92	1,5–1,7	362,5	220	15	25	50	150	240	10	1,78	14,03
Общее	–	4838	–	0,84	–	1,51	6562,5	4850	868	940	255	1142	3205	10	34,16	16,57

Общее удлинение по скважине ОПР-2 составило 278 м.

Основные негативные факторы в процессе бурения скважины ОПР-2 с ГЖС:

1. Увеличение интенсивности поглощений за счет высокой фильтрации, что привело к проблемам с хождением инструмента вниз без вращения при бурении боковых стволов, а также росту коэффициента трения. Усреднённые фактические коэффициенты трения по моменту превышают плановые значения. При бурении БС-2 получен дифференциальный прихват, освобождение достигнуто приложением момента 18 кН·м, натяжением 30 тн от собственного веса без циркуляции. Дальнейшая проводка скважины осуществлялась с прокачиванием пачки с мраморным кольматантом при каждом наращивании. Проводился ежедневный расчет очистки ствола в зависимости от расхода и МСП. Данный подход обеспечил снижение объемов поглощения и свободное хождение инструмента.

2. При бурении основного ствола перед срезкой на БС-6 процесс подготовки ствола скважины сопровождался обрушением стенок скважины, как следствие – повреждение уплотнения РУС из-за скачков давления, проникновение раствора в корпус, повреждение электроники.

3. Ограничение до минимальных значений параметров расхода промывочной жидкости и МСП ввиду высоких вибрационных нагрузок.

4. Повышенный износ оборудования во время срезок и бурения.

Бурение аналогичных скважин на пенорастворе позволило успешно осуществить проводку скважины в условиях низкого показателя ЭЦП поглощения бурового раствора, а также снизить потери раствора, достичь проектного забоя (рис. 4–6).

Заключение

Бурение с использованием газожидкостной смеси совместно с БРД технологией:

1. Обеспечивает проводку скважины в пределах "узкого операционного окна" ЭЦП 0,73–0,92. Динамическое давление в затрубе (ЭЦП) поддерживается в равновесии с пластовым давлением. Достижение ЭЦП в значении 0,73 возможно за счет понижения производительности буровых насосов до 8 л/с и снижения МСП.

2. Значительно снижает объемы поглощений и риски потери циркуляции.

3. Обеспечивает восстановление циркуляции до 100 % в башмаке, в открытом стволе и на забое через затрубное пространство. Временные затраты значи-

Таблица 3

Сравнение параметров бурения аналогичных скважин МЗС с раствором на водной основе и раствором на ГЖС

Наименование	Пробурено, м	Время, затраченное на бурение боковых стволов, сут	Потери, м ³	МСП, м/ч	Комментарии
Скв. на РВО	3592	53,9	7304	11,59	Пробурены до проектного забоя БС1, БС2, БС3, БС4. БС5, БС6, не пробурены до проектного забоя, БС7 отмена бурения, ОС бурение без выхода циркуляции и не пробурен до проектного забоя. Причина: геологическое осложнение, поглощение без выхода циркуляции. Среднее время на восстановление циркуляции 140 мин, после восстановления циркуляция присутствуют потери на поглощение
Скв. с ГЖС	4838	38,87	3205	16,57	Пробурены все БС до проектного забоя кроме: БС 6 (43 м) – и ОС (349 м). Причина: отказ оборудования ННБ (РУС). Низкие временные затраты на восстановление циркуляции, среднее время восстановления циркуляции 90 мин, после восстановления циркуляции потери на поглощения отсутствуют. После восстановления циркуляции можно приступать к бурению с МСП 20 м/ч

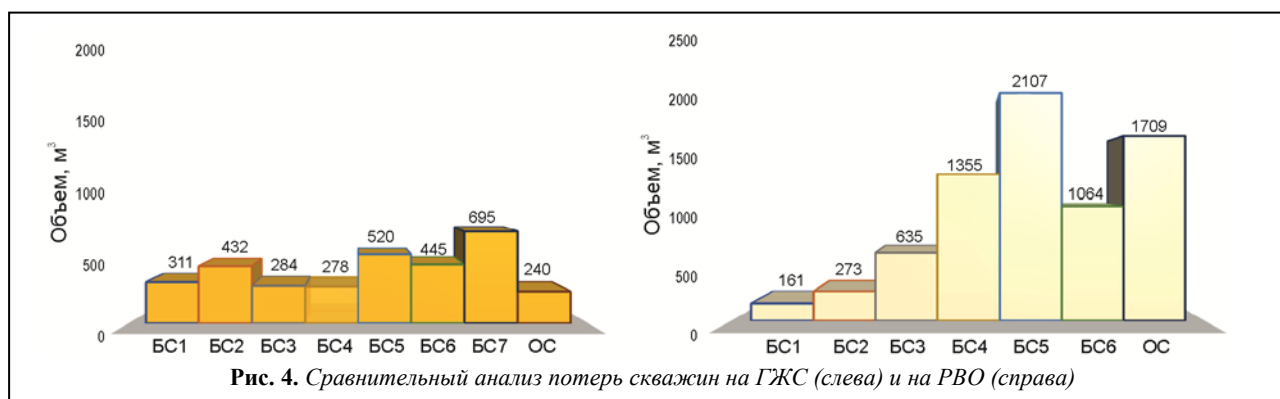


Рис. 4. Сравнительный анализ потерь скважин на ГЖС (слева) и на РВО (справа)

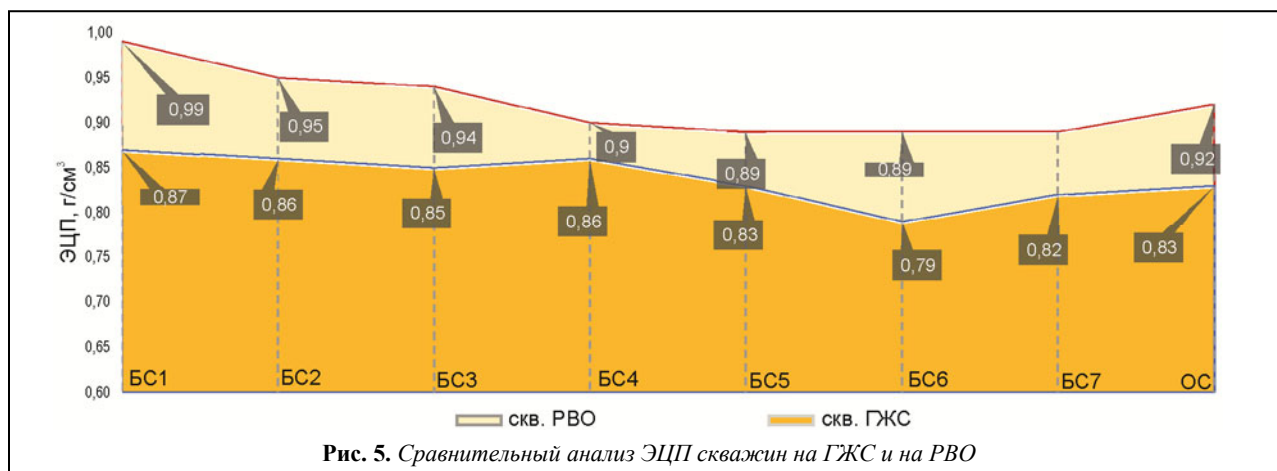


Рис. 5. Сравнительный анализ ЭЦП скважин на ГЖС и на РВО

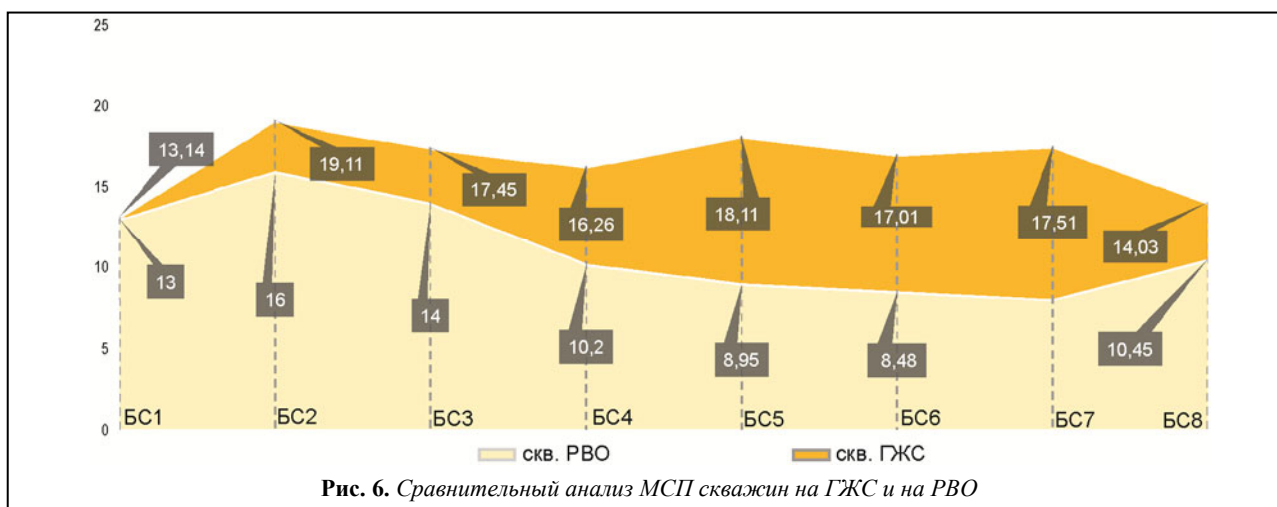


Рис. 6. Сравнительный анализ МСП скважин на ГЖС и на РВО

тельно ниже, чем восстановление циркуляции на РВО.

4. Обеспечивает высокую выносную способность выбуренной породы (CTR более 0,9), как следствие, минимизирует риски образования шламовых пробок и загрязнения пласта-коллектора выбуренной породой.

5. Снижает репрессию на пласт коллектор.

6. Минимизирует загрязнение продуктивного пласта при его первичном вскрытии.

7. Крутящий момент на начальном этапе бурения на ГЖС ниже расчетных значений.

Исходя из вышеперечисленного можно сделать вывод об эффективности бурения с использованием газожидкостной смеси с регулируемым давлением с азотированием бурового раствора на водной основе в условиях Среднебугубинского НГКМ. Ряд положительных свойств пены, сочетающей в себе преимущества воздуха и буровых растворов, позволяет достичь значительного снижения ЭЦП, в сравнении со стандартными системами бурового раствора, а также снизить стоимость строительства скважины за счет уменьшения потерь бурового раствора и потребности в обработке бурового раствора дорогостоящими химическими реагентами.

Используемые сокращения

- АНПД – anomalно низкое пластовое давление
- БРД – бурение на регулируемом давлении
- ГЖС – газожидкостные смеси
- ГО – геологические осложнения
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- КП – кольматационная пачка
- МЗС – многозабойные скважины
- МСП – механическая скорость проходки
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- ОПР – опытно-промышленные работы
- РВО – раствор на водной основе
- ЦСГО – центральная система грубой очистки
- ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность
- LWD – каротаж во время бурения
- CTR – Cutting Transport Ratio – коэффициент выноса шлама

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Laboratory Experiment of Foaming Drilling Fluid and Study of Its Application in the Field / Fan Shizhong, Li Wenyi, Xie Jianyao, Yao Rongkui // Int. Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China, Nov. 1–4, 1988. – DOI: 10.2118/17839-MS
2. Nugroho W.A., Sumantri M., Wibisono D. Design and Application of Aerated and Foam Drilling Fluid, Case Study in Dril-

ling Operation in Indonesia // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conf. and Exhibition, Jakarta, Indonesia, Oct. 17–19, 2017. – DOI: 10.2118/186233-MS

3. Заливин В.Г. Технология бурения скважин на саморазрушающихся пенах // Изв. СО РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2014. – № 1(44). – С. 50–54.

4. Бурение с регулируемым давлением с азотированием бурового раствора на водной основе, применением комплекса каротажа во время бурения (LWD), электромагнитного канала связи и РУС на Среднебобуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, Восточная Сибирь / М.А. Лисицин, Т.Ю. Кутузова, И.В. Галицкий, И.Л. Никитенко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 1(361). – С. 5–12. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-5-12

SPISOK ISTOCHNIKOV

1. Laboratory Experiment of Foaming Drilling Fluid and Study of Its Application in the Field / Fan Shizhong, Li Wenyi, Xie

Jianyao, Yao Rongkui // Int. Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China, Nov. 1–4, 1988. – DOI: 10.2118/17839-MS

2. Nugroho W.A., Sumantri M., Wibisono D. Design and Application of Aerated and Foam Drilling Fluid, Case Study in Drilling Operation in Indonesia // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conf. and Exhibition, Jakarta, Indonesia, Oct. 17–19, 2017. – DOI: 10.2118/186233-MS

3. Zhalivin V.G. Tekhnologiya bureniya skvazhin na samorazru-shayushchikhsya penakh // Izv. SO RAEN. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdeniy. – 2014. – № 1(44). – S. 50–54.

4. Burenie s reguliruemym davleniem s azotirovaniem burovogo rastvora na vodnoy osnove, primeneniem kompleksa karotazha vo vremya bureniya (LWD), elektromagnitnogo kanala svyazi i RUS na Srednebotuobinskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii, Vostochnaya Sibir' / M.A. Lisitsin, T.Yu. Kutuzova, I.V. Galitskiy, I.L. Nikitenko // Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more. – 2023. – № 1(361). – S. 5–12. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-5-12

Информация об авторах

Денис Заурович Махмутов, заместитель генерального директора по бурению

Иван Вячеславович Галицкий, начальник управления

Татьяна Юрьевна Кутузова, главный специалист

Максим Алексеевич Лисицин, главный специалист

Дмитрий Сергеевич Алябьев, инженер

Григорий Константинович Казачков, менеджер по развитию бизнеса

Information about the authors

Denis Z. Makhmutov, Deputy General Director for Drilling

Ivan V. Galitskiy, Head of the Management Department

Tatyana Yu. Kutuzova, chief specialist

Maxim A. Lisitsin, chief specialist

Dmitry S. Alyabyev, engineer

Grigory K. Kazachkov, business development manager



МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

**ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**
НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



25 СЕНТЯБРЯ 2024 НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

Тел: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru