

**СТРОИТЕЛЬСТВО СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

**CONSTRUCTION OF SUBHORIZONTAL WELLS
IN THE ACHIMOV DEPOSITS**

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский

V. V. Panikarovski, E. V. Panikarovski

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: осложнение; обвалообразование; поглощение бурового раствора;
бурильный инструмент*

Key words: complication; caving; drilling fluid loss; driller

Практика буровых работ по строительству скважин на валанжинские, ачимовские, юрские отложения на Уренгойском месторождении показала, что бурение скважин связано со значительными потерями буровых растворов в интервалах сеноманских отложений вплоть до продуктивных пластов валанжина.

Использование сервисными компаниями «Swaco», «Baroid» современных систем буровых растворов FLO-PRO NT, Boremax, обладающих повышенными блокирующими свойствами не позволило решить проблему потерь значительных объемов буровых растворов при вскрытии сеноманских отложений. Потери буровых растворов обусловлены наличием большого количества высокопроницаемых пластов в покурской и верхней части тангаловской свит. Вскрытие этих пластов сопровождается интенсивным поглощением буровых растворов в интервалах проницаемых пластов, что требует перекрытия их обсадными колоннами или корректировки их рецептуры и объемов приготовления [1].

В интервалах залегания нижней части покурской, тангаловской и верхней части сортымской свит сложность проходки ствола скважины связана с переслаиванием высокопроницаемых песчаников и глинистых отложений.

При бурении скважины в этом интервале отмечаются большие фильтрационные потери бурового раствора и его поглощения при спускоподъемных операциях (СПО).

До глубины скважины 3600 м бурение осложняется обвалами глинистых пород, возможны также такие осложнения, как поглощения бурового раствора, шламонакопление, дюнообразование, заиливание бурильного инструмента.

Характерной особенностью разреза горных пород является наличие в интервале от 2 600 до 2 900 м осыпавшихся аргиллитов — «шоколадных глин», толщина которых достигает от 60 до 100 м.

При строительстве субгоризонтальных скважин в данном интервале отмечены большие затраты времени на ликвидацию аварий и вспомогательные работы, составляющие до 50 % от общего времени на вскрытие данного интервала.

При бурении субгоризонтальных скважин в ачимовских отложениях отмечены многочисленные осложнения и аварии.

В скв. 2 124 при проработке ствола в интервале от 3 340 до 3 670 м происходил обильный вынос шлама, а давление промывки выросло до 18 МПа. После проработки ствола скважины при подъеме инструмента на глубине 3 574 м произошел слом инструмента из-за высоких знакопеременных нагрузок. После ликвидации аварии приняли решение о бурении второго ствола, и скважина была пробурена до проектной глубины 3 807 м. Общие затраты времени на ликвидацию аварии составили 53 сут.

В скв. 2 092 при бурении ниже 2 500 м происходили поглощения бурового раствора, как при бурении, так и при СПО. Во время СПО потери бурового раствора составили от 8 до 12 м³. С поглощениями бурового раствора боролись введением в буровой раствор наполнителя Микан-40. Всего при бурении интервала от 2 500 до 3 924 м скважина поглотила 890 м³ бурового раствора, а в раствор было введено 21,1 т наполнителя Микан-40. При снижении плотности бурового раствора до 1 140 кг/м³ в стволе скважины происходили осыпи горной породы. При глубине забоя скважины 3 924 м проводился подъем инструмента, который сопровождался затяжками до 23 т, с промывкой и проворачиванием инструмента. На глубине 3 838 м произошел резкий скачок давления промывки скважины до 23 МПа, инструмент потерял свою подвижность, циркуляцию восстановить не удалось. Было принято решение об отстреле части бурильного инструмента, установки цементного моста и забурированию нового ствола скважины с глубины 3 695 м. Потери времени на ликвидацию аварии составили 31,3 сут.

После окончания бурения нового ствола скважины до проектной глубины 3 911 м проводилась подготовка ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны. Во время проработки ствола в интервалах от 3 700 до 3 741 м, от 3 824 до 3 845 м наблюдался рост давления промывки, увеличение момента вращения ротора и обильный вынос шлама. Для достижения свободного прохождения эксплуатационной колонны была проведена повторная проработка данного интервала. После проработки и промывки ствола скважины приступили к подъему инструмента и обнаружили слом инструмента в его нижней части. Ловильные работы по подъему инструмента не позволили извлечь его нижнюю часть из-за осложненности ствола скважины. Было принято решение об установке цементного моста в интервале от 3 500 до 3 700 м и бурении нового ствола скважины. Затраты времени на ликвидацию аварии составили 48 сут.

В скв. 2 131 при глубине забоя 3 762 м проводились работы по подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны. При проработке ствола

скважины в интервале от 3 703 до 3 714 м произошла потеря давления промывки на 1 МПа и падение веса инструмента на 2,7 т.

После подъема инструмента обнаружен его слом и проведены попытки извлечь из скважины оставшуюся часть инструмента, которые оказались безуспешными. Принято решение установить в скважине цементный мост и забурить второй ствол с глубины 3 665 м. Затраты времени на ликвидацию аварии составили 16,3 сут.

Анализ фактических данных параметров буровых растворов для строительства скважин фирмы «Baroid» и компании «СБМ» показал отклонения от проектных значений.

Отмечено, что бурение на участке скв. АЗ-1 под эксплуатационную колонну проводилось с отступлением от проектных значений. Фактические данные показали, что бурение в интервалах продуктивного пласта велось на низких значениях плотности, статического и динамического напряжений сдвига, не проводились замеры коэффициента трения бурового раствора и толщины фильтрационной корки.

На втором опытном участке при бурении под эксплуатационную колонну отмечено, что бурение велось при повышенных значениях статистического напряжения сдвига, показателя липкости фильтрационной корки, которые превышали проектные значения в 4–5 раз (скв. 2 131).

Для сравнительного анализа и оценки применяемых типов буровых растворов для вскрытия ачимовских отложений были отобраны пробы промывочных жидкостей на скважине для лабораторного анализа и сравнения их с проектными решениями. Установлено, что представленные образцы буровых растворов Вогетах значительно отличаются от состава, предложенного программой его применения для бурения скв. АЗ-1 Уренгойского месторождения (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение проектного и фактического состава раствора Вогетах

Наименование компонентов	Назначение реагента	Концентрация реагента в растворе, кг/м ³	
		проект	факт
Основные компоненты			
Бентонит	Структурообразователь	4,0	20,0
CLAY-GRABER	Флокулянт, ингибитор	0,7	1,2
POLIAC-PLUS	Контроль фильтрации	3,0	5,0
Дополнительные компоненты			
BAROTROL PLUS	Стабилизатор глин	11,4–17,1	2,0
DEXTRID E	Контроль фильтрации	5,7–17,1	4,0
BARAZAN D	Загуститель	0,5-5,7	1,8
Кальцинированная сода	Нейтрализация Ca ²⁺	0,7-1,1	0,5
Каустическая сода	Повышение pH	0,3-0,7	0,5

Фактический расход основных полимерных компонентов: CLAY-GRABER, POLIAC-PLUS в 1,7 раза выше нормы, а расход глинопорошка превышает норму в 5 раз. Расход других реагентов (BAROTROL PLUS, DIXTRID E, BARAZAN D) был в 2–3 раза ниже нормируемых значений, а фактический расход BAROTROL PLUS оказался в 7 раз ниже нормы.

Лабораторными исследованиями установлено, что буровые растворы по технологическим показателям (пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига, коэффициент трения по API и ФСК-4, содержание твердой фазы) не соответствуют проектным данным (табл. 2).

Таблица 2

Фактические и проектные технологические параметры растворов

Образец раствора	ρ кг/м ³	T, c (API)	СНС, дПа, (API)	Φ , см ³ /30 мин. (API)	K, мм	$\Phi_{тр}$ (API)	η , мПа·с	t_0 , дПа	n	pH
Проектные инт. 2 800–3 200 м.	1 150	40–50	30/60	< 6	1,0	< 0,20	12–13	90–100	–	8–9
Проектные инт. 3 200–3 715 м.	1 210	45–50	35/70	< 5	1,0	< 0,20	12–15	100–120	–	8–9
Раствор АЗ-1(1)	1 155	44	0/0	4	0,5	0,26	25	26	0,88	8
Раствор АЗ-1(2)	1 204	–	4/9	10	1,2	0,20	24	77	0,76	12
Раствор АЗ-1(3)	1 047	–	0/0	8	0,7	0,24	9	5	0,92	8

Экспериментально доказано, что статическое напряжение сдвига мало отличается от проектных значений: 30–35/60–70 дПа, динамическое напряжение сдвига в 2,6–3,8 раза ниже проектных данных, практически отсутствуют псевдопластичные свойства, так как показатель нелинейности составляет 0,76–0,92 и приближается к единице.

Такая система по технологическим параметрам не пригодна для бурения скважин в ачимовских отложениях. Основной недостаток данных буровых растворов — их бесструктурность нулевые значения СНС и низкие значения реологических показателей: пластической вязкости и динамического напряжения сдвига [2].

Эти все недостатки обуславливают плохие выносящие свойства раствора и не способствуют сохранению устойчивости стенок скважины.

Исследования пробы бурового раствора скважины АЗ-1 для бурения под эксплуатационную колонну и ингибированного раствора «КСИ/Рoi» скв. АЗ-1 для бурения под хвостовик (табл. 3).

Таблица 3

Фактические технологические показатели бурового раствора

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность, кг/м ³	1190
Условная вязкость, с	35,0
Фильтрация, см ³ /30 мин.	4,4
Толщина корки, мм	1,0
Статистическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа,	30/100
pH	8,5
Пластическая вязкость, мПа·с	20
Динамическое напряжение сдвига, дПа	62
Показатель нелинейности	0,67
Липкость глинистой корки по ФСК-4	0,15
Коэффициент трения по OFITE	0,08
Содержание твердой фазы, %	11
Содержание органической фазы (смазки), %	7,0

Экспериментальными исследованиями установлено, что буровой раствор скважины А18-1 соответствует проектным показателям только по плотности, толщине корки и содержанию твердой фазы. По показателям фильтрации, pH, коэффициенту трения буровой раствор незначительно отличается от проектных значений, а показатели, характеризующие вязкостные, структурные, реологические свойства раствора, выше проектных в 2 раза.

Лабораторные исследования ингибированного бурового раствора «КСИ/Рoi» (скв. АЗ-1) показали, что раствор соответствует проектным данным по плотности, условной вязкости, коэффициенту трения, СНС, содержанию твердой фазы. Ос-

новые различия наблюдаются по фильтрации, толщине корки, пластической вязкости и динамическому напряжению сдвига, которое увеличилось в 1,5–2,0 раза.

Кроме этого, при вскрытии ачимовских отложений основным осложнением является поглощение бурового раствора, которое характерно для зон распространения трещинно-поровых коллекторов. Объемы потерь бурового раствора могут изменяться в широких пределах от 600 до 1 100 м³ и зависят от продолжительности времени строительства скважин (рисунок).

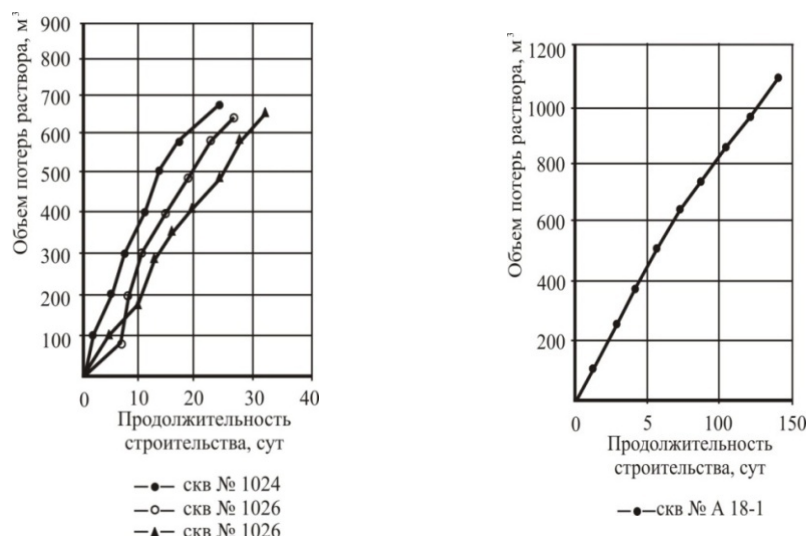


Рисунок. Динамика изменения потерь бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин Уренгойского месторождения

В настоящее время для бурения скважин в ачимовских отложениях применяются растворы на углеводородной основе (РУО), которые имеют большие преимущества над растворами на водной основе.

Растворы на углеводородной основе имеют большой диапазон рабочих плотностей, что позволяет применять их при вскрытии пластов при пластовых давлениях близких к гидростатическому, так и в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Высокая стабильность, смазывающие способности, сохранение фильтрационных характеристик пластов позволяют применять РУО при бурении скважин со сложным профилем или большим отходом от вертикали. В качестве основы раствора РУО могут быть использованы дизельное топливо или минеральное масло, но предпочтение отдается минеральному маслу в связи с условиями по охране окружающей среды. РУО имеют низкие значения фильтрации при высокой температуре и давлении, улучшенные реологические свойства, обладают термостабильностью и устойчивостью.

Основным компонентом РУО являются минеральные масла со смазочными добавками и коьматантами Микан-40 и Силанж, что обеспечивает высокое качество фильтрационной корки.

Опыт применения буровых растворов на водной основе при строительстве горизонтальных скважин в ачимовских отложениях показал низкое качество вскрытия и высокую аварийность при бурении скважин в трещинно-поровых коллекторах.

Список литературы

1. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Проблемы ликвидации поглощений при бурении скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 2. – С. 43-45.
2. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. Вскрытие сложнопостроенных коллекторов. – Тюмень. – 2012. – 126 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)296697, e-mail: 273014@gmail.com

Information about the authors

Panikarovski V. V., Doctor of Engineering, professor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)305700

Panikarovski E. V., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)286697, e-mail: 273014 @gmail.com