

**ГЕОЛОГИЯ ИЛИМДЕРИ**  
**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ НАУКИ**  
**GEOLOGICAL SCIENCE**

*Саидрахмонзода С.С.*

**МАХРАМ МУНАЙ ЖАНА ГАЗ КЕНИНИН ПАЛЕОГЕНДИК  
 ЧӨКМӨЛӨРҮНДӨ КУДУКТАРДЫ БУРГУЛОДО БУРГУЛОО  
 ЭРИТМЕСИН НАТЫЙЖАЛУУ КОЛДОНУУ ЫКМАСЫ**

*Саидрахмонзода С.С.*

**ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВОГО  
 РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ  
 НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАХРАМ**

*S.S. Saidrakhmonzoda*

**EFFICIENT METHOD OF APPLICATION OF THE DRILLING  
 SUBSTANCE WHEN DRILLING WELLS IN PALEOGEN SEDIMENTS  
 OF THE OIL AND GAS FIELD MAHRAM**

УДК: 622.24: 624.131.1

Макалада сарамжалдуу жана натыйжалуу бургулоо жолу менен жогорку температурада жайгашкан палеоген чөкмөлөрдө жемшиштүү Махрам жат аймакта жемшиштүү мейкиндик горизонттордо бургулоо эритмесинин түрүн өзгөртүүгө жана ылайдын курамын жакшыртуу боюнча ачылышынын өзгөртүүсү каралат. Сунушталган бургулоо жана өндүрүштүк Махрам аянттагы горизонт бургулоого жана жемшиштүү мейкиндик горизонтторду ачууга чопо-борлонгон эритмени минималдуу салыштырма салмагы бар үчүн сунушталат, себеби мурда пайдаланган мунай-эмульсияланган эритмелери толук алмаштырылат. Кудуктарды жуунун учурунда технологиялык агенти болуп баткак эритмеси саналат. Түзүлүшүнүн көбүнчө бөлүгү Кайраккум суу сактагычынын астында турат. Бул макалада сунушталат: өндүрүштүк горизонтторду палеоген чөкмөлөрдө ары бургулоо геокоргоочу курулуштар кыскарышына алып келет ысыкка чыдамкай Махрамы чөйрөсүндө бургуланган мурунку кудуктарды салыштырганда кыскарган тыгыздыгы менен баткакты алып келет.

**Негизги сөздөр:** Махрам, аймак, температура, бургулоо эритмеси, нефть, газ, курулуш, химиялык каршылыгы, жылуулук каршылыгы, тектоника.

В статье рассматриваются рациональные и эффективные способы бурения в высокотемпературных интервалах палеогеновых отложений и вскрытие продуктивных горизонтов площади Махрам с помощью изменения типа и улучшения состава бурового раствора. Рекомендуется бурение и вскрытие продуктивного горизонта на площади Махрам производить на глинисто-меловых растворах минимального требуемого удельного веса, путем полной замены ранее применяющегося нефте-эмульсионного раствора на меловой раствор. Рабочим агентом в технологическом процессе промывке скважин является буровой раствор.

Большая часть структуры находится под водой Кайраккумского водохранилища. В данной статье предлагается: дальнейшее бурение продуктивных горизонтов палеогеновых отложений вести на термостойком буровом растворе с уменьшенной плотностью по сравнению с предыдущими пробуренными скважинами на площади Махрам, что приведёт к уменьшению георисков.

**Ключевые слова:** Махрам, территория, скважина, температура, буровой раствор, нефть, газ, строительство, химреагенты, термостойкость, тектоника.

The article discusses rational and effective methods of drilling in high-temperature intervals of Paleogene sediments and the opening of the productive horizons of the Makhram area by changing the type and improving the composition of the drilling fluid. It is recommended that drilling and opening of the productive horizon in the Makhram area be carried out on clay-chalk solutions of the minimum required specific weight, by completely replacing the previously used oil emulsion solution with chalk solution. The working agent in the process of washing the wells is drilling mud. Most of the structure is under the water of the Kairakum reservoir. This article proposes: further drilling of the productive horizons of Paleogene sediments is carried out on a heat-resistant drilling mud with a reduced density compared to the previous drilled wells in the Makhram area, which will lead to a decrease in georisks.

**Key words:** Mahrām, territory, well, temperature, drilling mud, washing, oil, gas, construction, chemical, heat resistance, tectonics.

Площадь нефтегазового месторождения Махрам расположена в центральной погружной части впадины к СВ от месторождения Ниязбек, в 10 км к СЗ от г.Канибадам. Структура впервые была открыта и закартирована сейсморазведкой (МОВ) в 1949-1950 гг.

В последующие годы она детализирована электроразведочными работами, в 1976-1977 гг. сейсморазведкой (МОГТ). В небольших объёмах сейсморазведочные работы проводились в более позднее время, вплоть до 1985-1987 гг. (район площади Батыркурган, восточный участок площади).

Большая часть структуры находится под водой Кайракумского водохранилища. Участками суши, доступными для бурения, являются восточная переклинал и южное крыло структуры. Площадь в целом имеет сложное тектоническое строение.

Технология промывки скважин – это комплекс технологических процессов и операций по приготовлению, очистке, обработке бурового раствора. Рабочим агентом в технологическом процессе промывке скважин является буровой раствор.

Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу.

Однако, для выполнения этой операции необходимо реализовать ряд вспомогательных операций: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама, газа.

Кроме этого, основной функцией промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работают долота.

Буровые растворы выполняют ряд функций, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью.

Основные из них – обеспечение быстрого углубления, сохранение устойчивости стенок скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия бурового раствора с проходимыми горными породами.

Характер и интенсивность взаимодействия определяются природой и составом дисперсионной среды раствора.

По составу дисперсионной среды буровые растворы делятся на три типа: растворы на водяной основе, растворы на нефтяной основе, газообразные агенты.

Однако, тип бурового раствора выбирают, как правило, не для обеспечения наилучших условий работы породоразрушающего инструмента, а с учетом предупреждения георисков (осложнений и аварий), в процессе бурения.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения, устанавливаются в первую очередь исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластового и горного давления, забойной температуры.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной –

плотность бурового раствора. Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приемами можно было обеспечивать достаточное противодавление на проходимые пласты. Несоблюдение этого правила очень часто приводит к осложнениям и авариям. Именно так и произошло в рассматриваемой площади Махрам.

Геологоразведочные работы на площади Махрам начаты в 1980 г. параметрической скважиной №1.

Скважина №1 пробурена до глубины 4471 м и вскрыла VII пласт палеогена. В последующем при бурении скважин №2 произошло аварийное фонтанирование нефтью с дебитом более 1000 м<sup>3</sup> в сутки.

На наш взгляд с этого момента по причине недостаточности геолого-геофизического материала (в первой половине 80-х годов) о строении площади (особенно о тектонике) привело к допущению неточностей при ведении буровых работ ряда скважин. Потому что многие специалисты ориентировались при выполнении работ на геолого-технологические данные скважины №2 по всей площади, т.е. пластовые давления, плотность промывочной жидкости.

Однако, в последующие годы по результатам анализа материалов глубокого бурения и сейсморазведки рассматриваемой площади Махрам выяснилось, что глубинное строение гораздо сложнее, чем предполагалось на стадии подготовки объекта к поисковому бурению.

В результате работ Патарской сейсморазведки 0991 (Петрова, 1992) выяснилось, что восточная часть структуры имеет более сложное строение, чем западная. В западной части имелось только тектоническое нарушение, т.е. появление георисков природного характера типа надвига с наклонной плоскости разрыва в С-СЗ направлении, вертикальной амплитудой до 300 м и горизонтальным смещением на юг до 0,8 км.

При этом Махрамская складка надвинута на Батыркурганскую.

В восточной части площади установлено три тектонических нарушения одной субширотной направленности, два из которых являются опережающими, зарождаясь и затухая в пределах площади.

От основного нарушения отходят тектонические нарушения небольшой амплитуды (менее сотен метров), которые постепенно затухают в восточном направлении. Разделяясь этим нарушением скважины 2 и 2а попадают в различные его блоки.

Следовательно, и другие скважины по восточной части структуры расположились по блокам:

- Северный блок – скв. №№ 1, 2<sup>а</sup>, 10, 14;
- Центральный блок – скв. №№ 2, 8, 8<sup>а</sup>, 5, 11, 18;
- Южный блок – скв. №№ 16, 17, 9, 13.

Поэтому, от результатов бурения и данных сейсморазведки сделан вывод о том, что структура Махрам имеет блоковое строение, и каждый блок обладает своей автономной гидродинамикой, и они могут быть продуктивными на различных гипсометрических отметках.

Так, как площадь разбита на отдельные тектонические блоки, в пределах которых перспективные пласты характеризуются различными величинами фильтрационно-ёмкостных показателей и пластового давления и температуры.

Геолого-технические условия проходки первоначально проектированных скважин по факту будут отличаться от проектного.

Например, АВПД в верхнем перспективном пласте (II) установлено в скважин №№11, 2, 6 ( $K_a = 2,09$ ), а в скв. №5 величина  $K_a = 1,28$ . Во всех нижезалегающих пластах аномалия  $R_{пл}$  небольшая, но величина  $K_a$  в одноименных пластах разная.

Сведения о величинах пластовых давлений ограничены, потому что в процессе бурения пластоиспытатели не использовались.

То же самое о пластовых температурах: по причине несовершенства приборов по замеру пластовых температур в сложных геолого-технологических условиях и низкой исполнительской квалификации работников того периода, длительное время пластовая  $t$  в скважинах не определялась.

До 2010 года геолого-технологическими службами при производстве работ и проектировании в этих зонах, условно принимался градиент температуры усреднено  $2,4^\circ\text{C}$  на каждые 100 м вертикального углубления скважин.

Исходя из этого, температура в интервалах продуктивной части структуры Махрам принималась  $110-120^\circ\text{C}$ , что соответствовало типам буровых растворов и характеристикам по термостойкости в прошлом использованных химических реагентов.

Фактические сведения о промывке и забойной температуре законченных строительстве скважин в продуктивной части палеогеновых отложений площади Махрам приведены в таблице 1.

Однако, в ходе проведения геолого-геофизических работ в скважинах №№16,17 площади Махрам современными геофизическими приборами, получены уточненные данные о показателях температуры в замеренных интервалах, что при переводе на градиент составляет  $3,13^\circ\text{C}$  и более на каждые 100 м вертикальной проходки скважины (рис. 1).

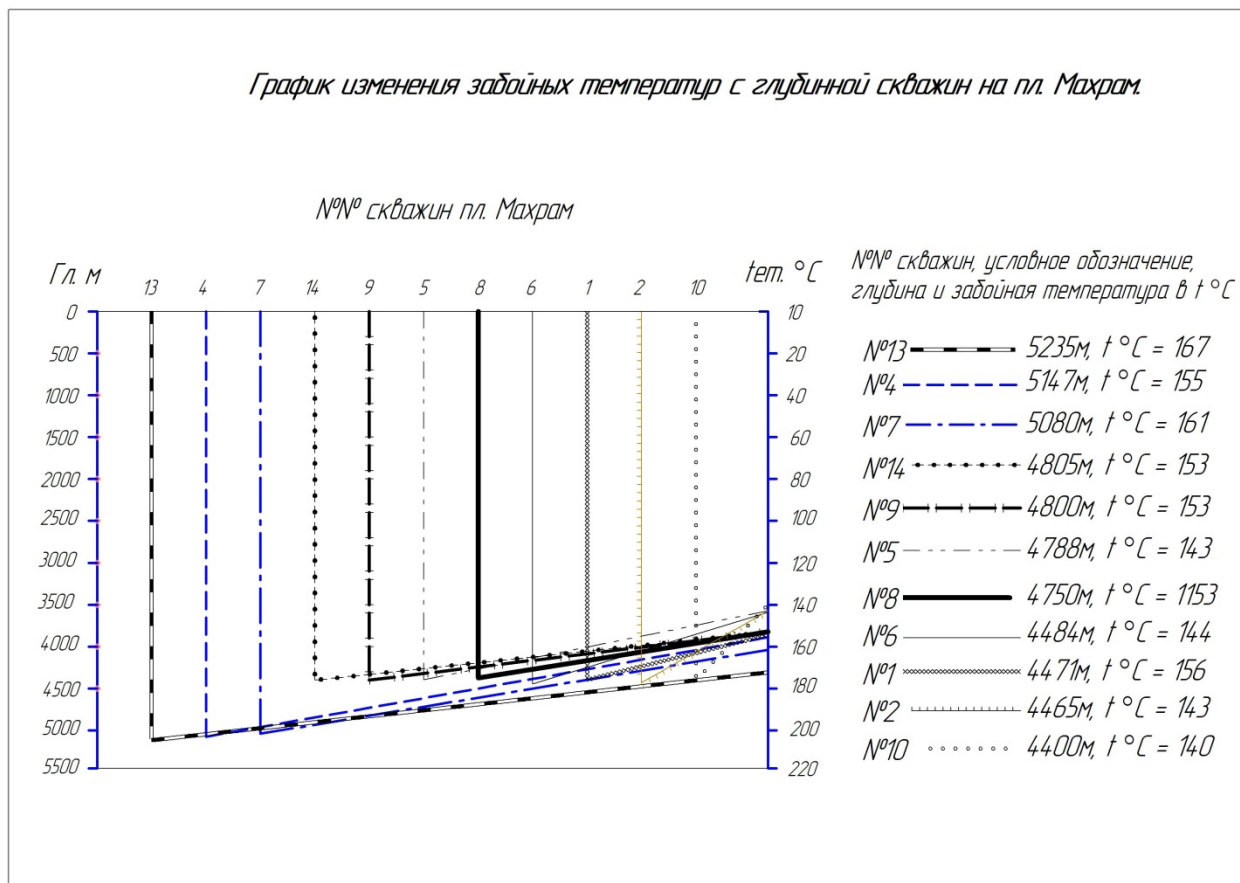
Таблица 1

**Фактические сведения о промывке и забойной температуре законченных строительством скважин в продуктивной части палеогеновых отложений площади Махрам**

Тип бурового раствора, его предел термостойкости, $\gamma$ бурового раствора	Перечень использованных химических реагентов и утяжелителей	№№ СКВ											Усредненные параметры бурового раствора						
		1	2	4	5	6	7	8	9	10	13	14	Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	Условная вязкость, сек.	Водоотдача, $\text{см}^3/30$ мин.	СНС $\text{мг}/\text{см}^2$		Толщина корки, мм	рН
1 минута	10 минут																		
Гипсоизвестковый с термостойкостью до $120^\circ\text{C}$	Барит	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1,78 – 1,80	30 - 50	4 - 5	20 - 40	50 - 100	1,5 – 2,0	8,5 - 10
	Бентонит	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
	КОН (NaOH)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+							
	КМЦ – 500; 600	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+							
	ГИПС	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+							
	Нефть	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+							
	КССБ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+							
	Графит	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+							
ССБ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+								
Г бурового раствора по СКВ	1,75	2,02	1,72	1,80	1,80	1,54	1,60	1,60	1,60	1,42	1,52								
Пересчитанная фактическая температура по скважинам, $^\circ\text{C}$	156	143	155	143	144	161	153	153	140	167	153								

**Примечание:** знаки + означает использованные реагента, (-) неиспользованные реагента в скважинах.

Это означает, что более 80% до сих пор используемых химреагентов в продуктивных интервалах должного эффекта не давали. Кроме того, до настоящего времени применявшийся на площади тип бурового раствора на основе нефти с составом: барит, бентонит (необработанный), каустическая сода, КССБ-2, дизтопливо, битум окисленный, нефть, кальцинированная сода, графит, ФХЛС, окзил, также не соответствовал фактическим условиям, ввиду того, что начиная примерно со  $140^\circ\text{C}$  нефть начинает кипеть и происходит начальный процесс переработки. Применение барита же по геолого-технологическим условиям нежелательно.



**Рис. 1.** Изменение забойных температур с глубиной скважины на площади Махрам.

При проходке скважин, особенно в тех интервалах, где встречаются зоны несовместимости давления и повышенный градиент температуры, правильный выбор типа и плотности бурового раствора и компонентов химических реагентов, применяющихся при обработке промывочной жидкости, играет огромное значение. Поэтому, в данной статье предлагается: дальнейшее бурение продуктивных горизонтов палеогеновых отложений вести на термостойком буровом растворе с уменьшенной плотностью по сравнению с предыдущими пробуренными скважинами на площади Махрам, что приведёт к уменьшению георисков.

На основании проведённых исследований можно сделать следующие основные выводы.

При разбуривании продуктивных горизонтов, под действием перепада давления, в проницаемые пласты, вместе с фильтратом, проникают частицы твердой фазы бурового раствора. Резкое снижение проницаемости продуктивных пластов, особенно характерно при применении растворов, утяжеленных

баритом, не растворяющимся даже в концентрированной соляной кислоте.

Во избежание этих явлений, рекомендуем бурение и вскрытие продуктивного горизонта на площади Махрам производить на глинисто-меловых растворах минимального требуемого удельного веса, путем полной замены ранее применяющегося нефтеэмульсионного раствора на меловой раствор.

В этом случае призабойная зона пласта поражается в меньшей степени. Кроме того, с большим эффектом можно применять соляно-кислотные обработки пласта с целью интенсификации притока.

На площади Махрам в данное, время для вскрытия продуктивных палеогеновых отложений, согласно объективным геолого-технологическим данным, необходимо плотность бурового раствора принять в пределах 1,30-1,32 г/см<sup>3</sup>. В связи с этим рекомендованные типы, параметры, перечень химических реагентов и утяжелителей для бурового раствора при бурении продуктивной части палеогеновых отложений на скважинах №№16,17 площади Махрам приведены в таблице 2.

Таблица 2

Тип бурового раствора и предел термостойкости, °С	Параметры бурового раствора							Перечень рекомендуемых химических реагентов и утяжелителей	№№ скв., пл. Махрам	
	Плотность г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость сек.	Водоотдача см <sup>3</sup> /30 мин.	СНС, мг/см <sup>2</sup> через		Толщина корка, мм	рН		16	17
				1 мин	10 мин					
Меловой с термостойкостью до 170°С	1,30	40:60	5-7	20	70	1,5-2,0	8-9	Бентонит	+	+
	1,32							КОН (NaOH)	+	+
								КМЦ-600	+	+
								Графит	+	+
								Хромпик	+	+
								ФХЛС	+	+
Ингибированный полимерный с термостойкостью до 180°С	1,32	40:50	3-4	40	70	1,0-1,5	8-10	Мел	+	-
	1,34							Каустич. сода		+
								Бихромат натрия	-	+
								РоLyPacUL	-	+
								СД-АПР	-	+
								Биополимер Ge-Bior	-	+
	КССБ	-	+							

Проведенные лабораторные исследования показывают, что этим условиям отвечают глинисто-меловые растворы примерно такого состава (с использованием соответствующих реагентов, с температурой выдержки более 160°С):

1. Глина бентонитовая - 50-70.
2. Сода каустическая - 2-3.
3. Мел молотый - 300-500 до необходимой плотности.
4. КМЦ 85/600 - 5-10.
5. Хромпик - 3-4.
6. Глицерин - 1,5.
7. Графит - 10.
8. ФХЛС - 15.
9. СД-АПР - 40 (термостабилизатор).
10. Вода и другие.

Расход приведен в кг на приготовление 1 м<sup>3</sup> раствора. При указанных расходах получают следующие параметры: плотность 1,30-1,34 г/см<sup>3</sup>; Т-40; 60

сек.; В - 5-7 см<sup>3</sup>/30 мин.; К-1,5 -2 мм; СНС- 1/10-20 - 40/50 - 70 мг/см<sup>2</sup>; рН- 8-9; Т - 60-70°.

Указанные растворы обеспечат качественное вскрытие продуктивных пластов, что облегчит их освоение в последующем.

#### Литература:

1. Справочник по промывке скважин. / А.И. Булатов, А.И. Пеньков Ю.И. Проселков. - М.: Недра, 1984. - С. 317.
2. Инструкция по применению материалов и химических реагентов для обработки буровых растворов. ВНИИКР нефть, ВНИИБТ. - Россия: РД 39-0147009-507-85. - С. 182.
3. Отчет «Разработка научно-обоснованных регламентов и нормативов на буровые и тампонажные растворы по площадям П/О «Таджикнефть». Юрьева Н.Ф., СредАзНИПИнефть. - Ташкент, 1988. - С. 34.
4. Проект разведки площади Махрам. / Юртаев Ю.С. ПО «Таджикнефть». ОНИПР. - Душанбе, 1993. - С. 42.

Рецензент: к.геол.-мин.н. Фозилов Дж.Н.