

УДК 622.24
МРНТИ 39.59.15

<https://doi.org/10.55452/1998-6688-2025-22-1-346-356>

¹***Рахманов Ф.Я.**,
магистрант, ORCID ID: 0000-0003-1197-7848,
*e-mail: farid.rakhmanov@bk.ru

¹**Ысқақ А.С.**,
PhD, ст. преподаватель, ORCID ID: 0000-0002-2532-2642,
e-mail: a.yskak@satbayev.university

¹Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Аннотация

Проектирование технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин представляет собой важный этап в разработке нефтегазовых месторождений, особенно в условиях сложной геологической структуры. Данная тема предполагает исследование методов и инструментов, используемых для создания скважин с изменяющимся углом наклона и направлением. Эффективное проектирование таких скважин необходимо для увеличения добычи углеводородов, оптимизации процессов добычи и снижения затрат на бурение. В научной статье рассматриваются основные проблемы при проектировании технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также способы их недопущения, включая выбор подходящих рецептур буровых растворов. Данная статья призвана обобщить ключевые аспекты проектирования технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, предоставить понимание методов и инструментов, используемых в этом процессе, а также выявить основные преимущества и вызовы, с которыми сталкиваются инженеры-буровики при работе в данной области.

Ключевые слова: бурение скважин, наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины, буровые инструменты, буровые растворы, профиль скважины, экологическая безопасность.

Введение

Современная нефтегазовая промышленность постоянно сталкивается с вызовами, связанными с эффективным извлечением углеводородных ресурсов из недр Земли. В условиях увеличивающегося спроса на энергию и сокращающихся запасов легкодоступных месторождений внимание отрасли все больше привлекается к разработке сложных геологических структур, требующих использования специализированных технологий бурения.

Проектирование технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин является одним из ключевых аспектов в этой области. Наклонно-направленные и горизонтальные скважины позволяют значительно увеличить производительность месторождений, обеспечивая доступ к дополнительным запасам углеводородов, которые ранее были недоступны, с использованием традиционных вертикальных скважин [1–3].

Эффективное проектирование технологии бурения подобных скважин включает в себя не только выбор оптимальных буровых инструментов, но и глубокое понимание геологических условий и тщательное моделирование процесса бурения. Не менее важным является контроль за бурением в реальном времени, обеспечивающий точность и безопасность процесса.

Целью данного исследования является обобщение современных подходов и методов проектирования технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В ходе работы будут рассмотрены основные аспекты выбора угла наклона и направления скважины,

методы моделирования геологической структуры, а также вопросы обеспечения безопасности и экологической устойчивости бурения.

Изучение этой темы имеет важное значение для обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития нефтегазовой промышленности в условиях современного мира [4–6].

Выделяют три основных типа профиля наклонно-направленных скважин: Тангенсальный, S-образный и J-образный, как представлено на рисунке 1.

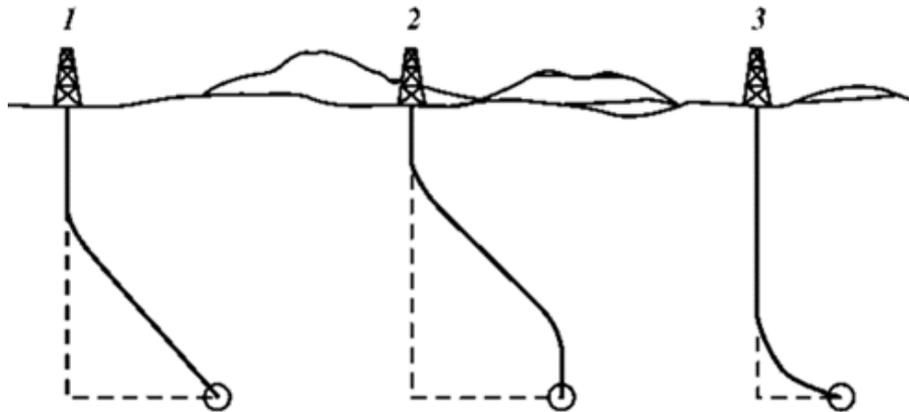


Рисунок 1 – Типы профилей наклонно-направленных скважин: 1) тангенциальный профиль, 2) S-образный профиль, 3) J-образный профиль

Тангенциальный профиль состоит из трех участков (вертикальный участок, участок набора угла, прямолинейный наклонный участок). Такие скважины бурят, отклоняясь вблизи устья до момента набора нужного угла, после чего под необходимым углом продолжают бурение до нужной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

S-образный профиль состоит из пяти участков (вертикальный участок, участок набора угла, прямолинейный наклонный участок, участок падения угла, вертикальный участок). При бурении таких скважин сначала проводят вертикальный сегмент ствола, затем отклоняются на определенный угол, бурят нужную длину, а потом уменьшают отклонение и возвращаются к вертикальному направлению бурения.

J-образный профиль – состоит из двух частей (вертикальный участок, участок набора угла). Такой вид скважин выбирают, когда нужно произвести отклонение на большой глубине. До определенного момента ствол скважины располагается вертикально, а после установленной глубины начинается отклонение под заданным градусом. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также для вскрытия глубоко залегающих объектов. К J-образным можно отнести также горизонтальные скважины [7–11].

Типы профилей наклонно-направленных скважин обычного типа приведены на рисунке 2.

Профиль типа А состоит из трех участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2 и прямолинейного наклонного участка 3. Его рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин в однопластовых месторождениях, если предполагается большое смещение забоя.

Профиль типа Б отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеет участок 4 естественного снижения угла наклона. Данный профиль рекомендуется применять при больших глубинах скважин.

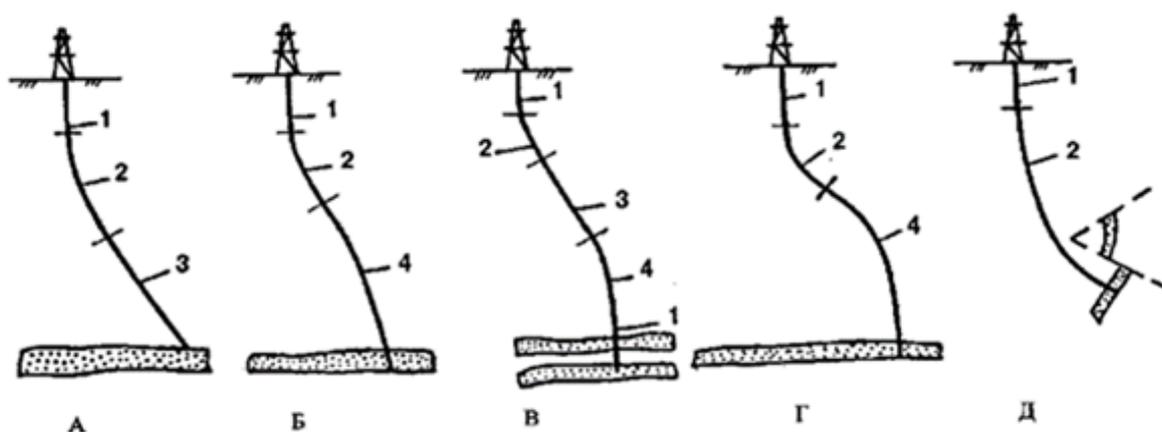


Рисунок 2 – Типы профилей наклонно-направленных скважин: 1) наклонный участок, 2) участок набора угла наклона, 3) прямолинейный наклонный участок, 4) участок падения угла наклона

Профиль типа В состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и снова вертикального 1. Его рекомендуется применять при проводке глубоких скважин, пересекающих несколько продуктивных пластов.

Профиль типа Г отличается от предыдущего тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком самопроизвольного снижения угла наклона 4. Данный профиль рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа Д состоит из вертикального участка 1 и участка набора угла наклона ствола 2. Для него характерна большая длина второго участка. Профиль рекомендуется при необходимости выдержать заданный угол входа в пласт и вскрыть его на наибольшую мощность.

Как видно из рисунка 2, все типы профилей сначала имеют вертикальный участок. Его глубина должна быть не менее 40...50 м. Окончание вертикального участка приурочивают к устойчивым породам, где можно за один рейс набрать зенитный угол 5...6 градусов. Для отклонения скважины от вертикали применяют специальные отклоняющие приспособления: кривую бурильную трубу, кривой переводник, эксцентричный ниппель и отклонители различных типов [12–13].

Материалы и методы

В ходе написания данной статьи исследуемым объектом было выбрано месторождение Чинаревское, на котором были рассмотрены технологии проектирования и бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

На примере скважины X Чинаревского месторождения с J-образным профилем, пробуренной для поддержания пластового давления методом закачки воды. Проектная глубина: 4818 м по стволу и 4538 м по вертикали, как видно на рисунке 3.

Был проведен анализ горно-геологического строения разреза на основе геолого-технического наряда [14–15].

Для обеспечения устойчивости ствола, предотвращения осложнений и контроля давления применялись следующие типы буровых растворов:

- ♦ ингибированный хлор-калиевый раствор (KCl) – для интервалов 0–350 м и 350–1200 м;
- ♦ соленасыщенный NaCl-раствор – для аргиллитов на глубине 1200–2700 м;
- ♦ полимерный KCl-раствор с утяжелителем (карбонат кальция) – для интервала 2700–4818 м.

Рецептура буровых растворов была составлена на основе ранее пробуренных скважин [16–17].

Также в ходе исследования были построены совмещенные графики давлений для контроля распределения гидростатического и пластового давления по глубине в целях избегания таких проблем, как газонефтеводопроявление и поглощение бурового раствора в пласт.

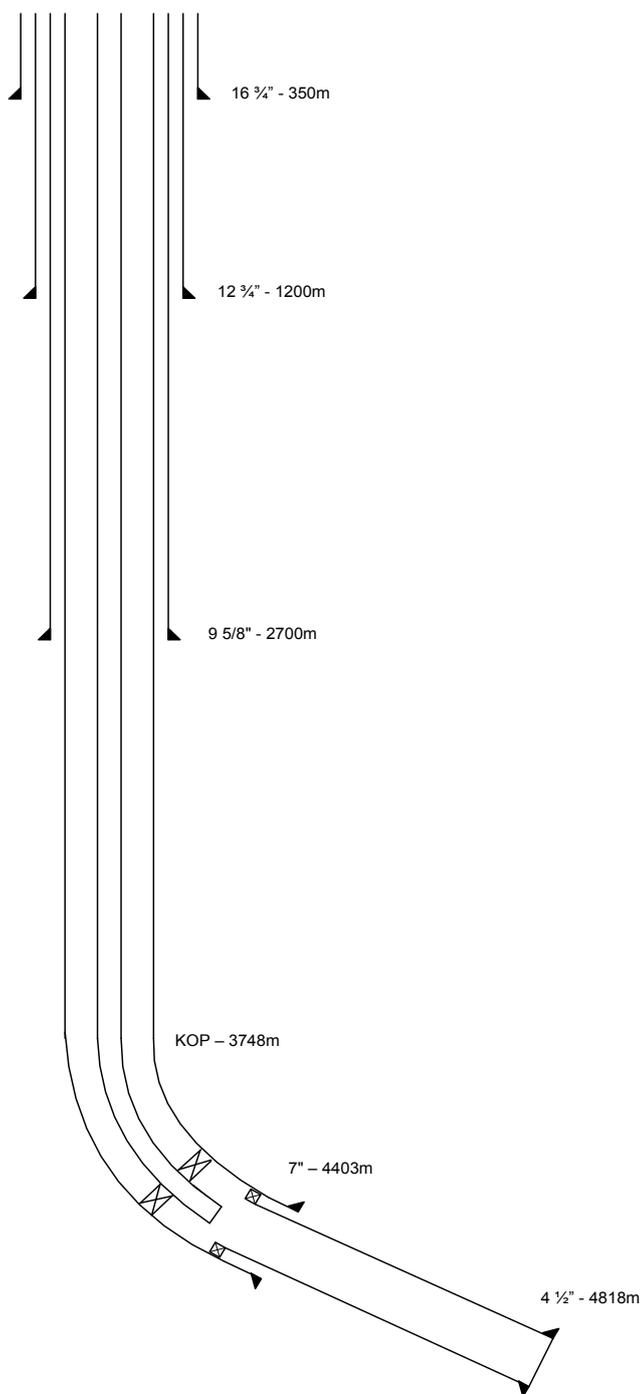


Рисунок 3 – Схема наклонно-направленной скважины X Чинаревского месторождения

Результаты и обсуждение

Чинаревское месторождение известно своим сложным геологическим строением, поэтому разработка данного фонда связана с необходимостью бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, что обуславливает особенности залегания продуктивных пластов.

Нагнетательная наклонно-направленная скважина X с J-образным профилем была пробурена с целью поддержания пластового давления путем закачки воды. Проектная глубина по стволу составляет 4818 метров, по вертикали – 4538 метров [15].

Так как скважина нагнетательная, правильный выбор рецептуры бурового раствора выполнит ключевую роль в успешности операции, так как очень важно управлять гидростатическим давлением, которое, собственно, и создается столбом промывочной жидкости. Для эффективного закачивания воды в пласт важно соблюдать контроль за пластовым давлением. Неправильный выбор плотности буровой жидкости может привести к таким проблемам, как поглощение или ГНВП (газонефтеводопроявление). Буровой раствор с высокой плотностью может вызвать гидроразрывы пласта, что приводит к неравномерному увеличению давления в коллекторе и снижению эффективности нагнетания. Также при бурении нагнетательных скважин особенно важно поддерживать чистоту ствола. Буровой раствор должен обладать хорошими реологическими свойствами, чтобы эффективно выносить шлам на поверхность и предотвращать его осаждение в стволе скважины.

Для того чтобы избежать такие виды проблем, как поглощение буровой жидкости в пласт или ГНВП, необходимо правильно рассчитать плотность промывочной жидкости. Проведем расчет на примере скважины X Чинаревского месторождения, схема которой изображена на рисунке 3.

Так как при бурении скважины от устья до забоя залегают различные горные породы, то необходимо на каждом интервале применять промывочную жидкость с различной рецептурой и плотностью, в зависимости от типа залегания горных пород в определенном интервале [16].

При бурении интервала 0–350 м и 350–1200 м представленные терригенными породами для предупреждения осыпей необходимо использовать ингибированный хлор-калиевый буровой раствор KCl, содержание которого в интервале 0–350 м должно быть не менее 3%, а в интервале 350–1200 м не менее 5%, в случае интенсивных осыпей увеличить содержание KCl до 10%. Для предупреждения течения солей, осыпей и обвалов аргиллитов при бурении в интервале 1200–2700 м необходимо использовать соленасыщенный NaCl и ингибированный KCl буровой раствор.

Интервалы 2700–4818 м бурить с использованием ингибированного KCl полимерного бурового раствора, утяжеленного кислоторастворимым карбонатом кальция, так как во вскрываемом разрезе имеются аргиллиты, использование неингибированного раствора может привести к осыпям. Содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3%.

В случае возникновения поглощений в раствор необходимо вводить такие компоненты, как: кольматант M-I-X, nut plug, а в продуктивной части SafeCarb [17].

Таблица 1 – Типы и параметры буровых растворов

Тип раствора	Интервал, м от-до	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	pH	Пластическая вязкость, сП	Плотность до утяжеления, г/см ³
Полимерный ингибированный	0–350	1,16	30–50	8–9	как можно меньше	1,03
Соленасыщенный ингибированный	350–1200	1,20	30–45	8,5– 9,5	как можно меньше	1,23
Соленасыщенный ингибированный	1200–2700	1,41	35–50	8,5– 9,5	как можно меньше	1,23
Полимерный ингибированный	2700–4850	1,23	30–45	8,5– 9,5	как можно меньше	1,03

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с требованиями «Единых технических правил» [19].

$$\rho_{б.р.} = 10 * K_{п.д.} * K_{пр.ср.}, \quad (1)$$

где $K_{п.д.}$ – наибольший градиент пластового давления в интервале, согласно таблице 2 [19],

$K_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым [19].

Таблица 2 – Характеристика давлений и температур по разрезу скважины

Интервал глубин, м	Градиент давления (в конце интервала)		Пластовая температура в конце интервала, 0С
	пластового	гидроразрыва	
0-350	1,10	1,50	10
350-1200	0,105	1,70	25
1200-2000	0,114	2,2	45
2000-2700	0,115/0,170	2,2	65
2800-4850	0,114	1,80	99

Бурение в интервале 0–350 м рассчитаем по формуле (1)

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,10 * 1,16 = 1,16 \text{ г/см}^3$$

Учитывая опыт бурения этого интервала в скважинах с АНПД, допускается применение раствора плотностью $1,16 \text{ г/см}^3$. В данном случае для расчетов принимаем плотность $1,16 \text{ г/см}^3$, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В случае возникновения осыпей увеличить плотность бурового раствора.

Бурение в интервале 350–1200 м

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,105 * 1,15 = 1,21 \text{ г/см}^3$$

Величина плотности бурового раствора в совокупности с насыщением NaCl и ингибированием KCl должна обеспечить устойчивость стенок скважины. Допускается применение раствора плотностью $1,18–1,20 \text{ г/см}^3$ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В данном случае для расчетов принимаем плотность $1,21 \text{ г/см}^3$. В случае возникновения осыпей увеличить плотность бурового раствора, не вызывая поглощений.

Бурение в интервале 1200–2700 м

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,119 * 1,22 = 1,45 \text{ г/см}^3$$

Величина плотности бурового раствора в совокупности с соленасыщением его NaCl и ингибированием должна предупредить течение солей и обеспечить устойчивость стенок скважины. При бурении данного интервала можно использовать буровой раствор плотностью $1,34–1,45 \text{ г/см}^3$, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В данном случае для расчетов принимаем плотность $1,45 \text{ г/см}^3$. В случае возникновения осыпей увеличить плотность бурового раствора, не вызывая поглощений.

Бурение в интервале 2700–4850 м

$$\rho_{\text{б.р.}} = 10 * 0,115 * 1,04 = 1,19 \text{ г/см}^3,$$

При бурении данного интервала можно использовать буровой раствор плотностью 1,19–1,23 г/см³, в данном случае для расчетов принимаем плотность 1,23 г/см³ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В случае возникновения осыпей увеличить плотность бурового раствора, не вызывая поглощений. В случае возникновения поглощений в раствор необходимо вводить кислоторастворимый наполнитель Safe Carb F/M/S.

При бурении глубоких скважин возникают трудности как технического, так и геологического характера. Проявление аномально высоких пластовых давлений (АВПД) фиксируется и при бурении Чинаревского месторождения. Для того чтобы избежать таких видов осложнений, как поглощения или приток в скважину, необходимо соблюдать следующее условие:

$$P_{\text{пл}} < P_{\text{заб}} < P_{\text{гидр}} \quad (2)$$

Исходя из данного условия, можно построить совмещенный график давлений, который иллюстрирует изменение давлений гидроразрыва, пласта и столба жидкости бурового раствора по глубине скважины, как показано на рисунке 4 [19].

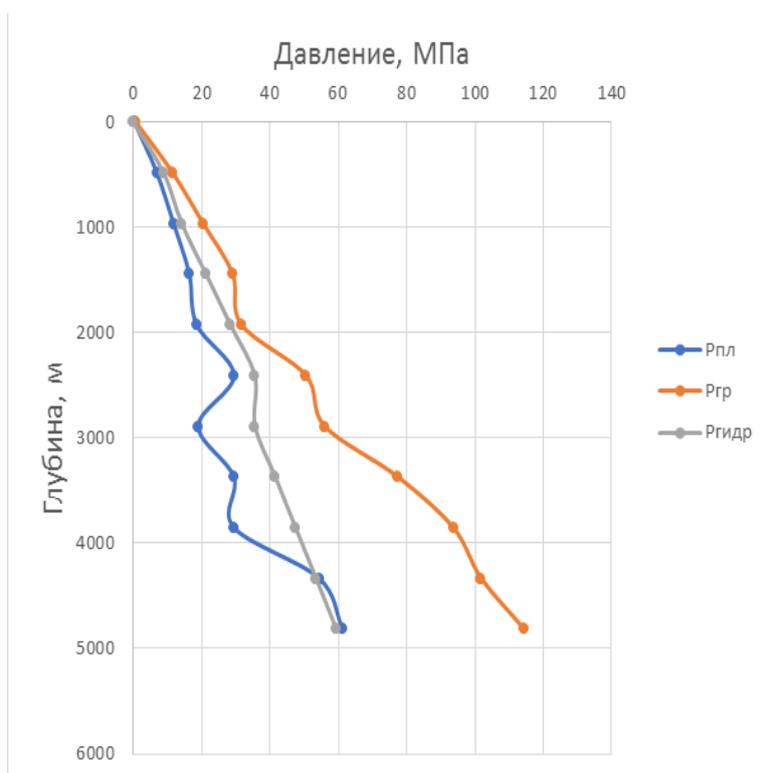


Рисунок 4 – Совмещенный график давлений (а)

Данный график строится на основе горно-геологических условий. Исходя из этого графика можно видеть, в каких интервалах бурения наблюдается поглощение бурового раствора или нежелательный приток пластовых флюидов в скважину. В данном случае при бурении скважины X можно видеть, что во время вскрытия продуктивного горизонта наблюдается ГНВП (газонефтеводопроявление) из-за внезапного или постепенного снижения противодавления на пласт.

Исходя из этого, во избежание возникшего осложнения в виде ГНВП (газонефтеводопроявление) необходимо увеличить плотность бурового раствора в данном интервале.

Бурение в интервале 4500–4850 м

$$\rho_{б.р} = 10 * 0,145 * 1,11 = 1,60 \text{ г/см}^3$$

Увеличив плотность бурового раствора, построим совмещенный график давлений, изображенный на рисунке 5.

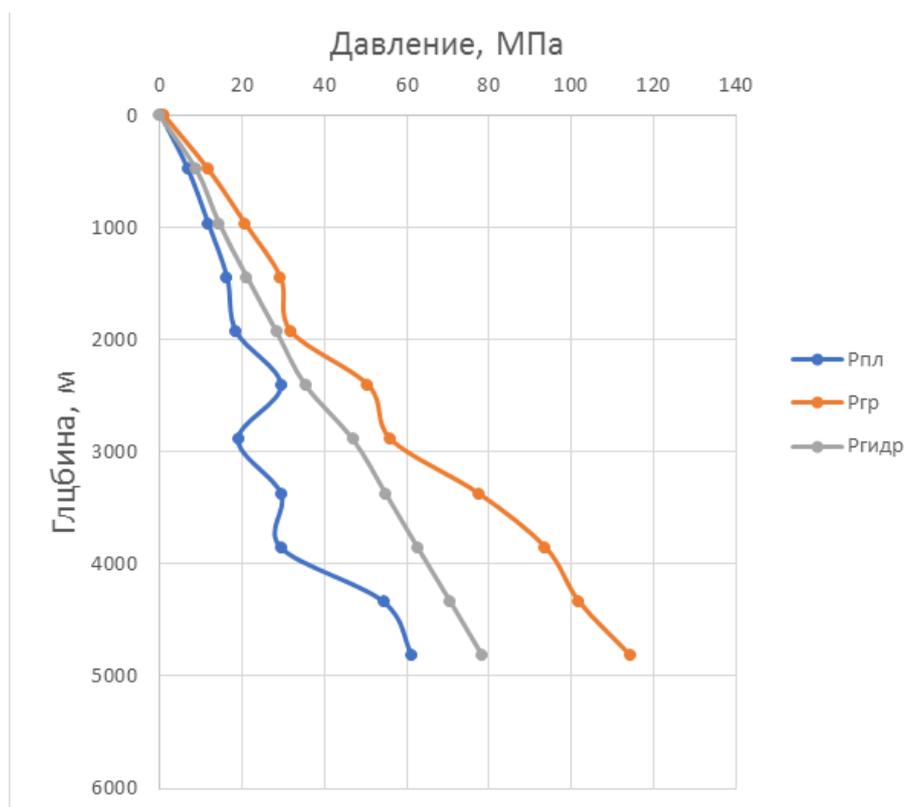


Рисунок 5 – Совмещенный график давлений (б)

Увеличив плотность бурового раствора, можно видеть, как изменилось гидростатическое давление бурового раствора. Исходя из этого, можно сделать вывод, что отныне в данном интервале не наблюдается осложнение в виде газонефтеводопроявления, так как соблюдается условие (2).

Заклучение

Результаты проведенных исследований показали, что в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин выбор рецептуры буровых растворов является важнейшим условием обеспечения стабильности ствола скважины и предотвращения осложнений.

Плотность буровых растворов рассчитана для различных интервалов бурения, что позволило не допустить осложнений на различных глубинах. Анализ показал, что на каждом этапе бурения необходимо учитывать геологические и технические особенности участка, что позволяет минимизировать такие факторы, как ГНВП (газонефтеводопроявление), поглощение буровой жидкости, осыпи или нестабильность открытого ствола скважины.

Применение ингибированных растворов, правильная корректировка плотности бурового раствора по глубине скважины и использование специализированных компонентов позволяют эффективно предотвращать основные проблемы, которые могут возникнуть в процессе бурения.

Построенные совмещенные графики давлений показали, что в процессе бурения скважины X можно видеть, что во время вскрытия продуктивного горизонта наблюдается ГНВП (газонефтеводопроявление) из-за внезапного или постепенного снижения противодавления на пласт при плотности бурового раствора $\rho_{б.р.} = 1,19 \text{ г/см}^3$, в связи с этим было принято решение увеличить плотность бурового раствора на 34,45% и бурить данный участок с плотностью бурового раствора $1,60 \text{ г/см}^3$.

Данный анализ показал необходимость точной регулировки давления жидкости для поддержания стабильности бурения и предотвращения выхода пластовых флюидов в скважину. Таким образом, предлагаемые методы управления процессом бурения на наклонно-направленной скважине Чинаревского месторождения имеют свою эффективность и могут быть предпочтительными для применения на других скважинах со схожими геологическими условиями.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Босиков И.И. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – 2020. – 212 с.
- 2 Музапаров М.Ж. Направленное бурение. Безориентированная технология. – Т. 2. – 2005.
- 3 Повалихин А.С., Калинина А.Г. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – 2011. – 47 с.
- 4 Горбачёва А.П., Еремеев Н.С. Оперативная интерпретация данных LWD и ее применение для оптимизации процесса бурения // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 11(659). – С. 5–12.
- 5 Денисенко И.В., Куваев И.А., Уваров И.Б. Автоматизированная геонавигация горизонтальных скважин во время бурения с использованием методов машинного обучения. Примеры использования на реальных данных, SPE-202046.
- 6 Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. – 2009. – 752 с.
- 7 Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин. – 2008. – 216 с.
- 8 Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. / Учеб. пособие для вузов. – Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
- 9 Raba H. Oilwell drilling engineering: principles and practice. – 1985.
- 10 Даралбаев А.М. Перспективы разработки месторождений строительством наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – 2023.
- 11 Bashir B., Piaskowy M., Alusta G. Overview on directional drilling wells // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences – 2021.
- 12 Hobart M. King. Horizontal and Directional Drilling in Oil and Gas Wells.
- 13 Jin L., Wei J. Research on Horizontal Directional Drilling (HDD) Trajectory Design and Optimization Using Improved Radial Movement Optimization. – 2022
- 14 Технологическое руководство по буровым растворам для бурения горизонтальных скважин с большим углом отклонения компании M-1 Drilling Fluids.
- 15 Геолого-технический наряд скважины X Чинаревского месторождения от АО «НИПИнефтегаз». – 2015.
- 16 Программа буровых растворов скважины X Чинаревского месторождения от АО «НИПИнефтегаз».
- 17 Программа бурения скважины X месторождения Чинаревское от АО «НИПИнефтегаз». – 2015.
- 18 Технический проект на строительство горизонтальной скважины X на месторождении Чинаревское от АО «НИПИнефтегаз». – 2008.
- 19 Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан. – ГНИ, Актюбинск, 1995.

REFERENCES

- 1 Bosikov I.I. (2020) Burenie naklonnyh, gorizontol'nyh i mnogozabojnyh skvazhin, 212 p. [in Russian]
- 2 Muzaparov M.Zh. (2005) Napravlennoe burenie. Bezorientirovannaja tehnologija, vol. 2. [in Russian]
- 3 Povalihin A.S., Kalinina A.G. (2011) Burenie naklonnyh, gorizontol'nyh i mnogozabojnyh skvazhin, 47 p. [in Russian]
- 4 Gorbachjova A.P., Eremeev N.S. (2023) Operativnaja interpretacija dannyh LWD i ee primenenie dlja optimizacii processa burenija. Neftpromyslovoe delo, no. 11(659), pp. 5–12. [in Russian]
- 5 Denisenko I.V., Kuvaev I.A., Uvarov I.B. Avtomatizirovannaja geonavigacija gorizontol'nyh skvazhin vo vremja burenija s ispol'zovaniem metodov mashinnogo obuchenija. Primery ispol'zovanija na real'nyh dannyh, SPE-202046. [in Russian]
- 6 Luk'janov Je.E. (2009) Geologo-tehnologicheskie i geofizicheskie issledovanija v processe burenija, 752 p. [in Russian]
- 7 Dmitriev A.Ju. (2008) Osnovy tehnologii burenija skvazhin, 216 p. [in Russian]
- 8 Bulatov A.I., Demihov V.I., Makarenko P.P. (1999) Kontrol' processov burenija neftjanyh i gazovyh skvazhin. Ucheb. posobie dlja vuzov. Izdatel'stvo “Nedra”, 424 p.
- 9 Rabia H. (1985) Oilwell drilling engineering: principles and practice.
- 10 Daralbaev A.M. (2023) Perspektivy razrabotki mestorozhdenij stroitel'stvom naklonno-napravlennyh i gorizontol'nyh skvazhin. [in Russian]
- 11 Bashir B., Piaskowy M., Alusta G. (2021) Overview on directional drilling wells. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciencesю.
- 12 Hobart M. King. Horizontal and Directional Drilling in Oil and Gas Wells.
- 13 Jin L., Wei J. (2022) Research on Horizontal Directional Drilling (HDD) Trajectory Design and Optimization Using Improved Radial Movement Optimization.
- 14 Tehnologicheskoe rukovodstvo po burovym rastvoram dlja burenija gorizontol'nyh skvazhin s bol'shim uglom otklonenija kompanii M-1 Drilling Fluids. [in Russian]
- 15 Geologo-tehnicheskij narjad skvazhiny X Chinarevskogo mestorozhdenija ot AO “NIPIneftgaz”, 2015. [in Russian]
- 16 Programma burovyh rastvorov skvazhiny X Chinarevskogo mestorozhdenija ot AO “NIPIneftgaz”. [in Russian]
- 17 Programma burenija skvazhiny X mestorozhdenija Chinarevskoe ot AO “NIPIneftgaz”, 2015. [in Russian]
- 18 Tehnicheskij proekt na stroitel'stvo gorizontol'noj skvazhiny X na mestorozhdenii Chinarevskoe ot AO “NIPIneftgaz”, 2008. [in Russian]
- 19 Edinye tehnicheckie pravila vedenija rabot pri stroitel'stve skvazhin na neftjanyh, gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenijah Respubliki Kazahstan. GNI, Aktjubinsk, 1995. [in Russian]

¹*Рахманов Ф.Я.,

магистрант, ORCID ID: 0000-0003-1197-7848,

*e-mail: farid.rakhmanov@bk.ru

¹Ысқақ А.С.,

PhD, аға оқытушы, ORCID ID: 0000-0002-2532-2642,

e-mail: a.yskak@satbayev.university

¹Satbayev University, Алматы қ., Қазақстан

КӨЛБЕУ ЖӘНЕ КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЖОБАЛАУ

Аңдатпа

Көлбеу және көлденең ұңғымаларды бұрғылау технологиясын жобалау – мұнай-газ кен орындарын игерудегі маңызды кезең, әсіресе күрделі геологиялық құрылым жағдайында. Бұл зерттеу ұңғыма бағыты мен көлбеу бұрышын өзгертуге мүмкіндік беретін әдістер мен құралдарды талдауға бағытталған.

Тиімді жобалау көмірсутектерді өндіруді арттыруға, өндіру процестерін оңтайландыруға және бұрғылау шығындарын азайтуға ықпал етеді. Ғылыми мақалада көлбеу және көлденең ұңғымаларды бұрғылау технологиясын жобалаудағы негізгі мәселелер қарастырылып, оларды болдырмау әдістері, соның ішінде бұрғылау ерітінділерінің оңтайлы құрамын таңдау жолдары талданады. Сонымен қатар, бұрғылау процесінде қолданылатын заманауи әдістер мен құралдар сипатталады. Зерттеу нәтижелері осы салада жұмыс істейтін бұрғылау инженерлері үшін практикалық маңызы бар негізгі артықшылықтар мен қиындықтарды анықтауға мүмкіндік береді. Сондай-ақ, алынған қорытындылар бұрғылау технологияларын жетілдіру және көмірсутек өндіру тиімділігін арттыру мақсатында қолданылуы мүмкін.

Тірек сөздер: ұңғымаларды бұрғылау, көлбеу бағытталған ұңғымалар, көлденең ұңғымалар, бұрғылау құралдары, бұрғылау ерітінділері, ұңғыма профилі, экологиялық қауіпсіздік.

¹*Rakhmanov F.Y.,

Master's student, ORCID ID: 0000-0003-1197-7848,

*e-mail: farid.rakhmanov@bk.ru

¹Yskak A.S.,

PhD, Senior Lecturer, ORCID ID: 0000-0002-2532-2642,

e-mail: a.yskak@satbayev.university

¹Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

DESIGN OF TECHNOLOGY FOR DRILLING DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS

Abstract

The design of technology for drilling directional and horizontal wells is an important stage in the development of oil and gas fields, especially in conditions of complex geological structure. This topic involves the study of methods and tools used to create wells with varying angles and directions. Effective design of such wells is necessary to increase hydrocarbon production, optimize production processes and reduce drilling costs. The scientific article discusses the main problems in the design of technology for drilling directional and horizontal wells, as well as ways to prevent them, including the selection of suitable formulations of drilling fluids. This article is intended to summarize the key aspects of the design of directional and horizontal well drilling technology, provide an understanding of the methods and tools used in this process, as well as identify the main advantages and challenges faced by drilling engineers when working in this field.

Key words: well drilling, directional wells, horizontal wells, drilling tools, drilling fluids, well profile, environmental safety.

Дата поступления статьи в редакцию: 17.12.2024