

*А.Ш. Омарова*

*Диссертант кафедры «Нефтегазовая инженерия», АГНУ г. Баку*

*A.Sh. Omarova*

*PhD candidate of the "Department of Oil Gas Engineering", ASOIU, Baku*

## **РАЗВИТИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТ ДАШЛАРЫ**

### **THE DEVELOPMENT OF DIRECTIONAL DRILLING AT THE NEFT DASHLARY FIELD**

#### **Аннотация:**

Известно, что в 30-х годах, впервые в мире, в Баку была предложена турбина и турбинный способ бурения. В 40-х годах наклонное бурение получило свое развитие не только в южных районах бывшего Союза, но и в Урало-Волжском районе, в Татарстане, Башкортостане, Куйбышевском регионе, Перми и др. Однако до начала 50-х годов технология наклонного бурения развивалась медленно. При усложнившихся требованиях бурения, связанных с увеличением глубин скважин и необходимостью проводки нескольких скважин с одного куста, геологической осложненностью месторождений и повышением плановых скоростей проходки, замедление темпов развития наклонного бурения ставит этот способ бурения скважин в условия, невыгодные в сравнении с другими способами.

#### **Annotation:**

It is known that in the 1930s, for the first time in the world, a turbine and a turbine drilling method were proposed in Baku. In the 1940s, slant drilling was developed not only in the southern regions of the former Soviet Union, but also in the Ural-Volga region, Tatarstan, Bashkortostan, the Kuibyshev region, Perm, etc. However, until the early 1950s, slant drilling technology developed slowly. With the more complex drilling requirements associated with increasing well depths and the need to drill several wells from one well cluster, geological complexity of deposits and an increase in planned drilling speeds, the slowdown in the development of slant drilling puts this method of drilling wells in conditions that are unfavorable in comparison with other methods.

**Ключевые слова:** буровик, наклонных скважин, технико-экономические, нефтяное месторождение, буровой раствор.

**Keywords:** directional driller, deviated well, technical and economic parameters, oil field, drilling fluid.

Коллективом буровиков нефтепромыслового управления «Гюргяннефть» (Нефть дашлары) в 50-х годах под руководством крупного специалиста-буровика М.К.Сеид-Рза была проведена значительная работа по усовершенствованию техники и технологии бурения наклонных скважин. Это помогло резко повысить технико-экономические показатели бурения и сдавать скважины в эксплуатацию с большим опережением графика. Впервые в мире широким фронтом началось развернутое бурение наклонно направленных скважин.

Итоги работ, осуществленных в 50-х годах конторой бурения №1 НПУ «Гюргяннефть», разбуривающей морское нефтяное месторождение Нефть Дашлары,

показали, что это буровое предприятия являлось одним из лучших предприятий азербайджанской нефтяной промышленности. Между тем контора бурения № 1, в отличие от других, занималась проводкой скважин в весьма неблагоприятных условиях: при геологической сложности района, необходимости применения утяжеленных буровых растворов, частых образованиях грифонов. Кроме того, подавляющее число скважин были наклонные, а также находились в трудных метеорологических условиях открытого моря.

Успехи коллектива морских проходчиков являлись следствием высокой организации труда и производственной дисциплины, максимального использования мощностей установленного оборудования и внедрения новой высокопроизводительной техники. В не меньшей степени успех явился следствием того, что все наиболее ответственные участки конторы бурения возглавлялись молодыми, высококвалифицированными инженерами, у которых организаторские способности сочетались с хорошей теоретической подготовкой, они могли самостоятельно решать сложные задачи, связанные с технологическими особенностями проводки наклонных скважин в геологически осложненном районе.

Проводка наклонно направленных скважин на месторождении Нефт Дашлары часто сопровождалась грифообразованием. М.К. Сеид-Рза под руководством акад. А.Х. Мирзаджанзаде впервые разработал мероприятия по предотвращению грифообразования [1]. Благодаря применению предложенных им профилактических средств, удалось значительно снизить грифообразование на Нефт Дашлары.

Основным фактором улучшения технико-экономических показателей конторы бурения являлось усовершенствование технологии проводки наклонных скважин. Однако для того, чтобы выяснить, насколько усовершенствована технология проводки наклонных скважин, остановимся на этапах ее изменения на Нефт Дашлары.

В начале разработки месторождения Нефт Дашлары, в 1954 г., началось разбуривание приконтурной части складки, где глубины скважин достигали 1200-1800 м, отклонение составляло 350-400 м (отклонение в 500 м считалось в то время труднодостижимым).

В качестве отклонителя в период начала разработки месторождения применяли кривые трубы диаметром 6 5/8" с толщиной стенки 11-12 мм и углами изгиба 3-5°. Однако было установлено, что кривая труба в результате возникновения остаточных деформаций через несколько долблений выпрямлялась и не могла быть использована как отклонитель.

При кривизне ствола скважины порядка 20° и выше почти невозможно было изменить, при необходимости, азимут ствола и увеличить кривизну. Все это значительно замедляло темпы бурения и приводило к частым перебуриваниям стволов скважин из-за недобора проектных отклонений.

Совершенно иные результаты были получены при использовании для увеличения кривизны стволов кривого переводника с установленными над ним утяжеленными бурильными трубами (УБТ). Такая компоновка способствует возникновению на долоте значительно больших отклоняющих усилий, чем в случае применения кривой трубы, а наличие жесткости в нижней части колонны бурильных труб создает более благоприятные условия для поддержания направления ствола скважины и при необходимости его

изменения. В период с 1954 по 1957 г. было пробурено более 150 скважин с использованием описываемого отклонителя.

Количество долблений с отклонителем на участке набора кривизны в то время достигло 5-7. Кривизна получалась большей, чем это было нужно при условии дальнейшей стабилизации кривизны ствола. Создание «запаса» кривизны явилось следствием того, что трудно было получать стволы с постоянной кривизной. Необходимо также отметить, что забуривание стволов осуществляли с глубины 100-120 м вследствие неуверенности в создании требуемого отклонения. А поскольку участок набора кривизны совпадал с участком ствола, перекрываемым технической колонной, и бурение в связи с этим приходилось вести долотами большого диаметра (394 и 445 мм), интенсивность снижения кривизны при бурении без отклонителя была большой.

По достижении необходимой кривизны ствола переходили к бурению участка стабилизации кривизны. Участок стабилизации кривизны, согласно проектному профилю, занимал довольно значительный интервал (400-500 м). Бурение этого участка вначале осуществляли без отклоняющих приспособлений. Однако в связи с тем, что кривизна ствола, как правило, снижалась, для увеличения ее до необходимой величины приходилось бурить с отклоняющими приспособлениями. Поэтому технология проводки этого участка ничем не отличалась от технологии бурения участка набора кривизны.

О целесообразности применения профиля, состоящего из участков: вертикального, набора кривизны и прямолинейно-наклонного, было известно до начала разработки месторождения Нефт Дашлары. При применении этого профиля увеличивается длина вертикального участка и с меньшей кривизной набирается большое отклонение, уменьшается количество долблений с отклонителем. Кроме того, инженерами Нефт Дашлары в 1957 г. было установлено, что с увеличением глубины вертикального участка уменьшается сила трения между бурильным инструментом и стенками ствола скважины, следовательно, уменьшается желобообразование. Таким образом, возникла необходимость решения вопроса стабилизации направления ствола наклонной скважины.

Опыт проводки наклонных скважин показал, что часто происходит встреча стволов, приводившая в отдельных случаях к серьезным осложнениям и даже к ликвидации скважин. Анализ причин встречи стволов выявил наиболее существенные из них:

1. Установка устьев скважин на основаниях без учета расположения забоев на структуре, в связи с тем, что перед началом бурения некоторых кустов не были известны проектные данные всех скважин.
2. Негодность применяющихся аппаратов, приспособлений и технологических приемов при бурении наклонных скважин:

неточность электроизмерительной аппаратуры для замеров параметров стволов скважин. Например, допустимая погрешность для показаний инклинометров весьма велика и совершенно не удовлетворяет требованиям проводки наклонных скважин, особенно, с большой кривизной;

погрешность при производстве ориентированного спуска бурильного инструмента, спускаемого в вертикальный участок ствола скважины для производства первоначального искривления ствола скважины;

погрешность аппарата для ориентирования отклоняющего приспособления;

погрешность при наращивании бурильных труб в процессе углубления скважины из-за отсутствия приспособлений, позволяющих точно установить отклонитель в заданном направлении.

3. Отсутствие аппарата, постоянно измеряющего параметры ствола наклонной скважины в процессе бурения.
4. Недостаточное обеспечение вертикальности верхнего участка скважины, являющееся следствием отсутствия надежных приспособлений.
5. Невозможность точного определения изменения кривизны и азимута ствола скважины при бурении без отклонителя при различных компоновках низа бурильного инструмента.
6. Проводка скважин, ствол которых имеет нерациональный профиль. Невозможность применения при кустовом бурении наиболее рационального трехинтервального вида профиля, из-за чего возникает вероятность встречи стволов, поскольку на большом интервале было предусмотрено значительное изменение кривизны и азимута ствола.

Для предотвращения встречи стволов наклонных скважин при разбуривании месторождения путем проводки большого количества скважин с кустов и повышения технико-экономических показателей наклонного бурения, одним из авторов данной статьи впервые были решены нижеследующие вопросы.

1. Сохранение вертикальности ствола путем бурения совмещенным турбинно-роторным способом. Этот способ был испытан в скв.672 и получены положительные результаты. До глубины скважины 683 м кривизна не превышала  $1^{\circ}$ , в то время как на этой глубине в других скважинах этого же участка она обычно достигала  $10-12^{\circ}$ .
2. Повышение точности ориентирования отклонителя путем измерения параметров ствола наклонной скважины без подъема бурильных труб.

Преимущества применения предложенного способа, который ускоряет проводку скважины и дает большую экономию, состоят в следующем:

при использовании алюминиевых труб отпадает надобность в визирном спуске бурильного инструмента на зарезку ствола скважины. После спуска инструмента с отклонителем и бурения определенного интервала в произвольном направлении производят замеры через алюминиевые трубы, доверчивая инструмент по заданному азимуту;

сокращаются спускоподъемные операции, так как при этом нет необходимости поднимать бурильный инструмент. Спустив инклинометр через алюминиевые трубы, производят замеры. Сокращаются также все подготовительные работы с каждым долблением;

при бурении предложенным способом исключается необходимость в ориентировании отклонителя. После замера через алюминиевые трубы, зная азимут скважины, имея «крест» на муфте бурильной колонны, определяющий положение ножей, можно довернуть инструмент по заданному азимуту;

ввиду того, что ориентирование отклонителя при наличии алюминиевых труб более точное, чем при обычном способе, число инклинометрических замеров и связанные с ними работы сокращаются;

при бурении предложенным способом нет необходимости поднимать бурильный инструмент перед каждым замером, долото срабатывает полностью;

проводка наклонного ствола скважины по заданному азимуту становится качественной, исключаются погрешности и ошибки во время ориентирования.

3. Стабилизация кривизны и азимута ствола скважины путем установки на корпусе забойного двигателя в определенном, установленном расчетами месте металлического (при бурении скважин долотами диаметром 295 мм и меньше) или же резинового (при использовании долот больших размеров) кольца. Приспособление это получило название стабилизатор.

Резиновый и металлический стабилизаторы применялись на Нефт Дашлары в более, чем 50 скважинах. Опыт их применения показал, что первоначальное искривление стволов можно осуществлять не с глубины 100-200, а с 500-650 м и «запасов» кривизны не делать.

4. Регулирование зенитного угла искривления ствола наклонно направленных скважин.

При смещении стабилизатора ниже места, на котором он способствует стабилизации параметров ствола в сторону долота, или выше – к переводнику турбобура; процесс стабилизации угла искривления нарушается, так как долото прижимается к нижней или верхней стенке скважины. В первом случае кривизна увеличивается, а во втором уменьшается. Компоновка низа бурильного инструмента, где стабилизатор применяется в качестве отклонителя, получила название неориентируемой.

С целью увеличения интенсивности изменения направления ствола наклонной скважины Х.А. Хадиковым и А.И. Лукошкиным был предложен резиновый эксцентричный ниппель, который дал отличные результаты.

Опыт применения секционных турбобуров во многих нефтяных районах Азербайджана показал целесообразность использования этих забойных двигателей. Поэтому возникла мысль использования их на Нефт Дашлары. Секционными турбобурами в наклонных скважинах можно было бурить лишь участки, проводимые без отклонителя. Таким образом, использование секционного турбобура при бурении наклонных скважин во многом ограничивалось.

А.А. Мовсумовым была разработана [2] конструкция соединения валов и корпусов верхней и нижней секции секционного турбобура под углом, дающая возможность использовать указанный турбобур при проводке всего ствола наклонной скважины. Применением искривленного секционного турбобура ТС4-8” были пробурены 5 скважин с высокой экономической эффективностью, он также применялся для «зарезки» ствола на больших глубинах скважин Гум адасы при глубине 3200, площади Зиря – 5600 м.

В некоторых наклонных скважинах не была доведена до забоя эксплуатационная колонна. По предложению проф. М.К.Сеид-Рза в дальнейшем эксплуатационные колонны были спущены с учетом установки на их нижней части фонарей.

Рассмотренные Д.М. Махмудовым [3] теоретические вопросы, касающиеся бурения глубоких наклонных скважин, также были направлены на решение ряда технологических вопросов бурения скважин на Нефт Дашлары.

Совершенствование и развитие наклонного бурения на месторождении Нефт Дашлары в течение 1955-1980 гг. позволили применять рациональные и экономически эффективные разработки и на других месторождениях Азербайджана. Опыт, полученный

на месторождения Нефть Дашлары, открывает широкую дорогу для бурения наклонных скважин с большой кривизной [4].

Что же касается бурения скважин с зенитным углом свыше  $50^{\circ}$ , то оно стало возможным после разработки, позволяющей произвести технический контроль над проводкой скважины с большой кривизной. С.М. Алхазовым [5] разработано измерительное устройство новой конструкции к существующему инклинометру марки КИТ, с диапазоном измерения  $0-82^{\circ}$ , с помощью которого стало возможным бурение на Нефть Дашлары скважин с большими зенитными углами. Так, на Нефть Дашлары в 70-х годах были пробурены скв. 1742, 2045, 1744 с зенитными углами  $50^{\circ}30'$ ,  $51^{\circ}15'$ ,  $60^{\circ}15'$  и отклонениями 451,315,392 м при глубине соответственно 909, 656 и 730 м. Улучшению качества бурения наклонных скважин на Нефть Дашлары способствовало также применение рациональных методов обработки результатов измерений параметров наклонного ствола бурящихся скважин [6-8].

### Литература

1. **Сеид-Рза М.К.** Грифообразование при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1957.-183 с.
2. **Мовсумов А.А.** Применение секционного турбобура при бурении наклонных скважин. Дис.канд.техн.наук. Баку, 1959.-16 с.
3. **Mahmudov Ç.М.** Maili quyuların əyilmə xarakterinin tədqiqi. – Bakı: Azərnəşr, 1966.-296 s.
4. **Назирев С.А.** Опыт бурения наклонных скважин на Нефтяных Камнях. – Баку: Azərneftnəşr, 1959.-68 s.
5. **Алхазов С.М., Джалилов Д.Г.** Проводка скважин с большой кривизной / Азербайджанское нефтяное хозяйство.-1986.-№ 1. – С.58-59.
6. **Алхазов С.М.** Номограмма, линейка и таблица для построения горизонтальных проекций и определения отклонения ствола скважины с углом кривизны до  $90^{\circ}$  // Информ. листок / АзНИИНТ и ТЭИ. Сер. Нефтедобывающая промышленность. – Баку, 1973, № 27-8 с.
7. **Алхазов С.М.** Сводная номограмма для построения вертикальных проекций ствола скважины // Информ. листок / АзНИИНТИ и ТЭИ. Сер. Нефтедобывающая промышленность. – Баку, 1974, № 23.-6 с.
8. **Алхазов С.М.** Сводная номограмма для построения аксонометрической проекции ствола скважины // Информ. листок / АзНИИНТИ и ТЭИ. Сер. Нефтедобывающая промышленность. – Баку, 1974, № 79.-4 с.