



Радмир Ганиев, инженер-исследователь Научного Центра Международного Уровня Люк Дебоер, Генеральный директор DGS
 Аглиуллин Ахтям Халимович, Генеральный директор ООО «Центр инженерных технологий»
 Исмаков Рустэм Адипович, Заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета

Radmir Ganiev,
 Research Engineer, World Class Science Center
 Luke Deboer, CEO, DGS
 Akhtyam Agliullin,
 General Director, Center for Engineering Technologies LLC
 Rustem Ismakov, Head of the Department of Oil and Gas Drilling, Ufa State Oil Technical University

«U-tube» эффект при бурении с двойным градиентом и верхних интервалов глубоководных скважин

Dual Gradient Drilling: U-tube Effect in Upper Intervals of Deep Water Wells

Введение

Запасы нефти месторождений России, находящихся в разработке на суше, снижаются. Отечественные нефтегазовые компании все больше вкладываются в геологоразведочные работы на континентальных шельфах Карского, Черного, Охотского и других морей [2,4,9].

При этом стоимость строительства поисковых скважин на водных, тем более северных акваториях, в разы превышает стоимость строительства скважин на суше, что связано с высокой суточной стоимостью эксплуатации морских буровых платформ или судов,

Introduction

Russia's onshore oil reserves are declining. Domestic oil and gas companies are increasingly investing in exploration on the continental shelves of the Kara, Black, Okhotsk and other seas. [2,4,9].

At the same time, the cost of construction of offshore exploratory wells, especially northern arctic waters, is many times higher than the cost of onshore well construction, which is due to the high daily cost of operating SDDR (semi-submersible drilling rig) or ships, longer and heavier casing, as well as logistics of delivery of equipment and personnel [5,6,7].

более длинными и тяжелыми колоннами, а также логистикой доставки оборудования и персонала [5,6,7].

Сложность строительства морских скважин еще более возрастает при глубоководном бурении. Одним из перспективных направлений совершенствования бурения на море является технология бурения с двойным градиентом, позволяющая регулировать дифференциальное давление (MPD – Managed Pressure Drilling) в системе «скважина-пласт» [13].

Если при традиционном бурении циркуляционная система функционирует как уравновешенная U-образная труба, то система «бурение с двойным градиентом» является неуравновешенной. Ситуация с неуравновешенной U-образной трубой существенно отражается на большей части операций по бурению и контролю над скважиной. Успех бурения с подводной системой подъема бурового раствора от морского дна зависит от эффективного управления U-образной трубой.

Также «неуравновешенную U-образную трубу» можно встретить при бурении пилотного ствола, т.к. система тоже представляет собой «бурение с двойным градиентом». Во время проверки притока приповерхностного газа над устьем скважины с помощью ROV (подводный аппарат с дистанционным управлением) «неуравновешенная U-образная труба» может затруднить идентификацию начала поступления приповерхностного газа, что может привести к неконтролируемому выбросу газа на поверхность и нарушить экологию акватории бурения.

Учитывая представленные факты, целью исследований является проведение теоретического анализа проблем, возникающих за счет эффекта сообщающихся сосудов (или U-tube эффект) во время строительства морских скважин, а также оценка результатов изысканий лабораторных и полевых испытаний клапана FlowStop, позволяющая управлять неуравновешенной U-образной трубой во время бурения пилотного ствола, и бурении с двойным градиентом.

В качестве методов получения информации использован комплексный подход, который включает: анализ российского и зарубежного опыта; анализ литературных и электронных источников, проведение лабораторных и полевых исследований.

Основы U-tube эффекта в бурении

Прежде чем приступить к анализу собственных исследований необходимо вспомнить базовые принципы действия неуравновешенной U-образной

The complexity of the constructing offshore wells is further increased by deep water drilling. One promising solution to this problem is the dual-gradient drilling technology, which regulates the differential pressures (MPD - Managed Pressure Drilling) in the well and reservoir system [13].

Whereas in traditional drilling the circulating system functions as a counterbalance U-tube, then the dual gradient drilling system is unbalanced. The unbalanced U-tube situation has a significant impact on most drilling and well control operations. Successful drilling with a subsea system to lift the drilling fluid from the seabed depends on the efficient handling of the U-tube.

Also, the “unbalanced U-tube” can be found when drilling the pilot hole, because the system is also a dual gradient drilling system. When verifying shallow gas inflow above the wellhead using an ROV (Remotly Operated Vehicle), an “unbalanced U-tube” can make it difficult to identify the beginning of a shallow gas flow, which can lead to an uncontrolled release of gas to the surface and disturb the ecology of the drilling area.

Taking into account the facts presented, the purpose of the research is to conduct a theoretical analysis of the problems arising from the effect of the communicating vessels (or U-tube effect) during the construction of offshore wells, as well as to evaluate the results of laboratory and field tests of the FlowStop valve, which manages and controls the unbalanced U-tube during the drilling of the pilot well and drilling with dual gradient. An integrated approach was to obtain the information, which includes: analysis of Russian and foreign experience; analysis of literary and electronic sources, laboratory and field research.

Basics of the U-tube Effect in Drilling

Before starting to analyze own research, we need to remember the basic principles of the unbalanced U-tube. Resembling the letter “U” the U-Tube concept (communicating vessels) is two vertical tubes are connected horizontally at their base; liquid with the same density are added to these tubes, and both columns will have equal levels. In a U-tube, the ratio of the levels of liquids is inversely proportional to the ratio of their densities. All this makes the U-tube an ideal tool for simulating the conditions in a wellbore with a drill string placed in it. While one column represents the interior of the drilling string (DS), the other represents the annular space (AS) between the borehole wall and the DS. When the base U opens, it can be considered that this is the opening of the check valves in the bottom hole assembly (BHA) (see Figure 1.A).

The main provisions of a U-Tube for a AS-DS system:

1. If there are two different fluids in the inner part of DC

трубы. Напоминая букву «U» концепция U-Tube (сообщающие сосуды) представляет собой две вертикальные трубки, соединённые горизонтально в их основании; жидкость с одинаковой плотностью добавляется в эти трубки, и оба столбца будут иметь одинаковые уровни. В U-образной трубе отношение уровней жидкостей обратно пропорционально отношению их плотностей. Все это делает U-образную трубу идеальным инструментом для воспроизведения условий в стволе скважины с помещенной в ней БК (бурильной колонной). В то время, как один столбец представляет внутреннюю часть БК, другой представляет КП (кольцевое пространство) между стенкой скважины и БК. Когда основание U открывается, это можно считать открытием обратных клапанов в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) (рис 1.А).

Основные положения U-Tube для системы СС-БК:

1. Если во внутренней части БК и КП есть две разные жидкости, то направление течения будет из области высокого давления в область низкого давления.

and annulus, the direction of the flow will be from the high pressure area to the low pressure area.

2. If the system is not closed (the well is open), the light liquid will flow out of the system until the pressure in the system stabilizes.

If the system is closed (the well is shut-in), the pressure at the bottom (bottom hole area), where both sides of the U-tube are connected, should be equal. Consequently, the pressure in the DS and the pressure in the AS will depend on the fluid on each side and the reservoir pressure at the bottom of the well [5].

U-Tube Effect when Drilling a Pilot Well

The choice of points for drilling prospecting and exploratory wells according to engineering geology data does not exclude the complete absence of gas accumulations beneath the sea floor. The approaches of companies drilling offshore wells to minimizing the risks of penetrating shallow gas deposits in drilling intervals without a subsea BOP (blowout preventer) are ambiguous in world practice. Some must drill pilot holes in accordance with the requirements of

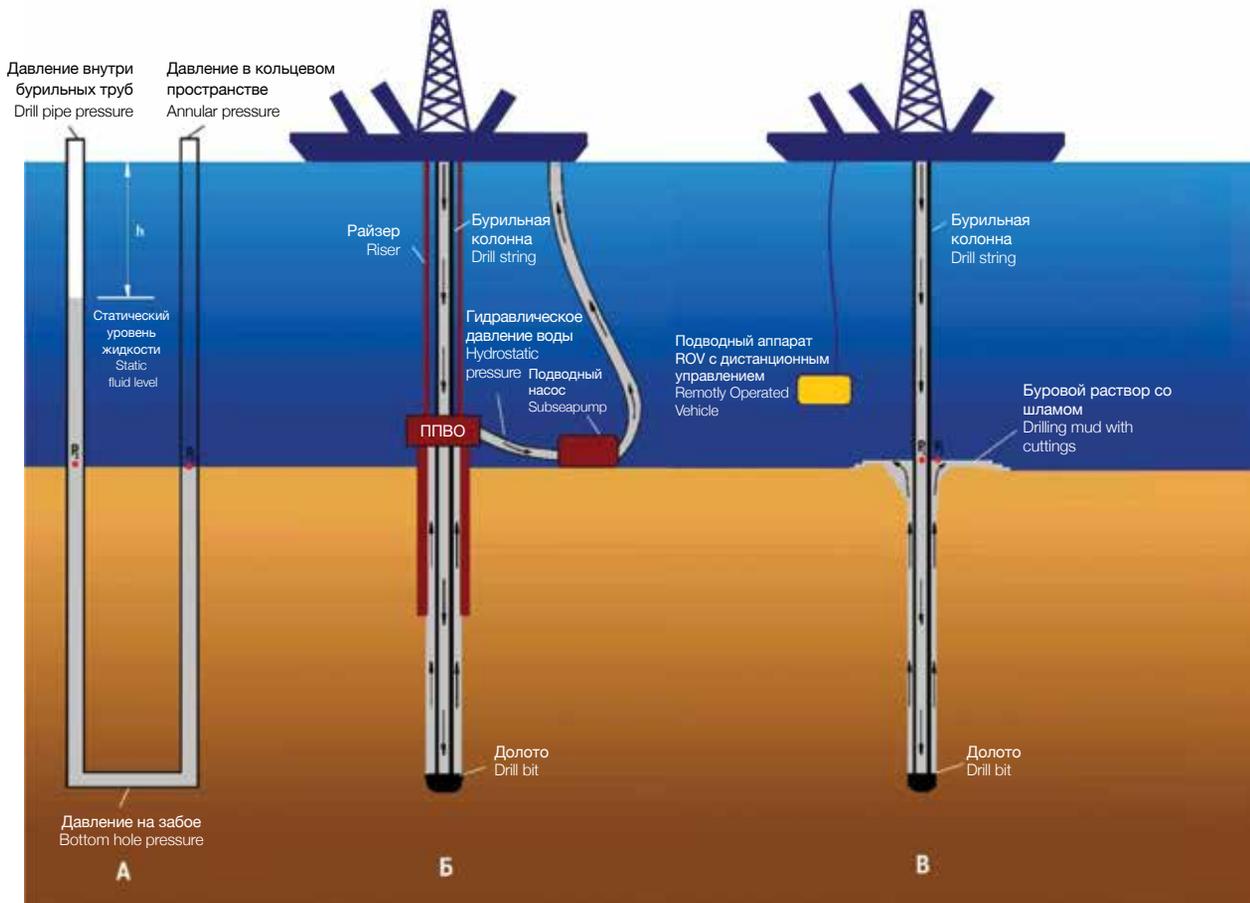


Рис.1: Концепция U-образной трубы при бурении на море. А - U-образная труба в системе «ствол скважины - бурильная колонна» (СС-БК). Б – Бурение с двойным градиентом с помощью подводного насоса. В - Бурение пилотного ствола с выбросом бурового раствора на дно моря

Fig.1: U-tube concept when drilling offshore. А -U- tube in the wellbore-drill string (WB-DS). В - Dual gradient drilling with a subsea pump. С - Drilling a pilot hole with the release of drilling mud to the seabed

2. Если система не закрыта (скважина открыта), то легкая жидкость будет вытекать из системы до тех пор, пока давление в системе не стабилизируется.

Если система закрыта (скважина закрыта), то давление в нижней точке (на забое), где соединены обе стороны U-образной трубы, должно быть одинаковым. Следовательно, давление в БК и давление в КП будут зависеть от вида жидкости на каждой стороне и пластового давления на забое скважины [15].

U-tube эффект при бурении пилотного ствола

Выбор точек для бурения поисковых и разведочных скважин по данным инженерной геологии не исключает полного отсутствия газовых скоплений в придонной части на новых объектах. Подходы компаний, осуществляющих бурение скважин на шельфе, по минимизации рисков вскрытия залежей придонного газа в интервалах бурения без ППВО (подводное противовыбросовое оборудование) в мировой практике неоднозначны. Кто-то вынужден бурить пилотные стволы в соответствии с требованиями законодательства, страховых организаций или стандартов буровых компаний. Даже при наличии информации после всех видов проведенных геофизических работ, включая высокоразрешающие сейсмические исследования, единственным полноценным источником получения информации об отсутствии рисков встречи со скоплениями придонного газа является бурение пилотных стволов (скважин).

В мировой истории газо- и нефтедобычи существуют примеры, когда несвоевременное обнаружение приповерхностного газа приводило к нарушению экологии и приостановке буровых работ. В 1993 году на шельфе Социалистической Республики Вьетнам на ППБУ «Actinia» произошел выброс придонного газа. Аналогичный случай был на ППБУ «SEDCO 700» в 2009 году у побережья Нигерии [11].

Вышеуказанные выбросы привели к значительному отрицательному воздействию на экологическую обстановку в районах работ, остановкам бурения, огромным финансовым затратам по проектам в целом (простой ПБУ, судов обеспечения, береговой базы и т.д.), а также к необходимости пересмотра

local legislation, insurance companies or drilling company standards.

Even with all types of seismic works carried out, including high-resolution seismic studies, the only fullfledged source of information on the absence of risks of encountering shallow gas accumulations is drilling pilot boreholes (wells).

There are several historical examples when the untimely detection of shallow gas led to environmental disruption and the suspension of drilling operations. In 1993, on the shelf of the Socialist Republic of Vietnam at the SDR Actinia, a shallow gas was released. A similar case was at the SDR SEDCO 700 in 2009 off the coast of Nigeria [11].

The above-mentioned releases led to a significant damaging impact on the environment in the area, halting of drilling operations, huge financial costs to the project (down time of SDR, vessels, shore base, etc.), as well as the need to review the project documentation and business plans of the operator. Regarding the possibility of similar problems in Russian oil and gas companies, it should be noted that the presence of accumulations of shallow gas were detected during the drilling of Russia offshore wells (e.g. the Sea of Okhotsk). [8]

Therefore, even with the information available on the low risk of detecting shallow gas, pilot drilling should always be planned. Only a comprehensive approach to minimizing geological risks will allow trouble-free drilling of wells on shelves. In worldwide offshore drilling, a pilot borehole is drilled with the release of drilling mud to the sea floor with inflow valves above the wellhead using an ROV (Figure 1B).

An “unbalanced U-tube” can make it difficult to identify the onset of a shallow gas entry (see Figure 2a), which can lead to uncontrolled gas release. When balancing the U-tube, i.e. in the absence of drilling mud flow from the



Рис.2: Устье скважины при бурении интервала для посадки кондуктора после гидромеханического бурения под направление
Fig.2: The wellhead while drilling the interval for the conductor casing

проектной документации и бизнес-планов компаний-операторов. Возникновение соответствующих проблем у российских нефтегазовых компаний так же возможно. Например, наличие скоплений придонного газа обнаружено при бурении морских скважин в Охотском море [8].

Поэтому даже при наличии информации о незначительном риске обнаружения приповерхностного газа всегда должно планироваться бурение пилотных стволов, т.к. только комплексный подход к минимизации геологических рисков позволит безаварийно бурить скважины на морском шельфе. В мировой практике строительства скважин на море пилотный ствол бурится с выбросом бурового раствора на дно моря, с проверками притока над устьем скважины с помощью ROV (рис.1В).

«Неуравновешенная U-образная трубка» может затруднить идентификацию начала поступления приповерхностного газа (рис 2а), что может привести к неконтролируемому выбросу газа. При уравнивании U-образной трубки, т.е. при отсутствии течения бурового раствора из области высокого давления (давление внутри БК на дне моря) в область низкого давления (давление в КП на дне моря), приток придонного газа на устье скважины считается отчетливо о (рис. 2б).

U-tube эффект при бурении с двойным градиентом

Промышленный проект, направленный на создание технологии бурения при наличии двух градиентов давления, стартовал в начале 1996 г. Технология предназначалась для применения в сверхглубоководных условиях при высоком пластовом давлении и низком градиенте давления разрыва пласта (такие пластовые условия встречаются в Мексиканском заливе и в различных частях шельфа Западной Африке).

high-pressure area (pressure inside the well bore at the BHA) to the low-pressure area (pressure at the well bore at the sea floor), the inflow of near-surface gas at the wellhead is considered distinctly (Fig.2b).

U-Tube Effect when Drilling with Dual Gradient

In early 1996, a joint industrial project was launched aimed at creating drilling technology with two pressure gradients. The technology is designed for use in ultradeep-water conditions with high pore pressure and low fracture pressure gradients (such are found in the Gulf of Mexico and in various parts of the West African shelf). Without this technology, the industry will not be able to develop reserves in such conditions.

In comparison to traditional drilling technology several additional benefits were noted, such as: better well control in difficult conditions, fewer casing strings, increased completion capabilities (larger tubing diameters can be used) and reduced drilling costs [1,3,10,12].

At the very beginning of the development of the dual gradient drilling technology, it was discovered that when the drilling mud, coming from the AS, is lifted from the seabed to the drilling rig, DS experiences an extremely high pressure (up to 35 MPa) increase. This is formed due to the U-tube pipe and depended on the difference in the density of the drilling fluid in the DS and in the riser from the wellhead to the drilling platform and the depth of the seabed.

This drilling fluid head provides an effective hydraulic power that helps the mud pumps send the fluid through the DC, BHA, and drill bit. This explains the low pressures developed by mud pumps on the surface. However, when the circulation stops, for example, when you run in hole or the well flow checked, the imbalance in the U-tube will be equalised at a rate of up to 2.4 m³ / min for 15 to 20 minutes (Figure 3).

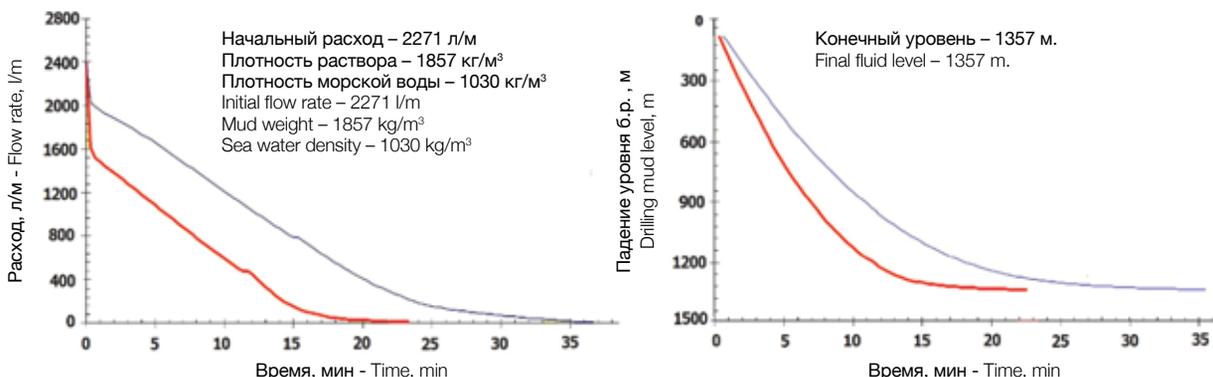


Рис.3: Графики скорости и уровня падения бурового раствора внутри БК при наращивании
 Fig.3: Graphs of speed and rate of drilling mud changes inside the DC when building up

Без данной технологии буровой подрядчик не смог бы осваивать запасы, выявленные в подобных условиях. Были получены положительные результаты по сравнению с традиционной технологией бурения, такие как: лучшие показатели контроля скважины в осложненных условиях, меньшее количество обсадных колонн, расширение возможностей заканчивания (можно использовать больший диаметр НКТ) скважин и уменьшение стоимости бурения [1,3,10,12].

В самом начале разработки технологии бурения с двойным градиентом было выяснено, что при подъеме поступающего из КП скважины бурового раствора от морского дна до буровой установки - в БК развивается чрезвычайно высокое давление (вплоть до 35 МПа). Оно обусловлено U-образной конфигурацией трубы и зависит от разницы плотностей бурового раствора в БК и в райзере на участке от устья скважины до буровой платформы и глубины морского дна.

Такой напор бурового раствора обеспечивается гидравлической мощностью буровых насосов, позволяющей продавить раствор через БК, КНБК и долото. Именно этим объясняются низкие давления, развиваемые буровыми насосами на поверхности.

Тем не менее, когда циркуляция прекращается, например, при наращивании инструмента или проверке проявления в скважине, дисбаланс в U-образной трубе выравнивается со скоростью вплоть до 2,4 м³/мин в течение 15 - 20 мин (рис. 3).

Данное выравнивание давления в системе «ствол скважины - БК» недопустимо, так как оно неминуемо приведет к снижению забойного давления и опасности газопроявления.

Забойный клапан

Для уравнивания давления в U-образной трубе во время бурения с двойным градиентом, ведущими международными сервисными компаниями были спроектированы забойные клапаны, позволяющие останавливать переток из КП в БК. Однако окончательно проблема перетока бурового раствора с БК в КП при бурении была решена только в 2001 году с помощью забойного клапана FlowStop [14]. При остановке буровых насосов и циркуляции бурового раствора в системе БК-

This alignment of pressure in the “wellbore-DC” system is unacceptable, as it will inevitably lead to a reduction in kill pressure and the danger of gas production.

Downhole Valve

To balance the pressure in the U-tube while drilling, leading international service companies have designed downhole valves to stop the flow from AS to DS. But the problem of the flow of the drilling fluid during the drilling of the pilot barrel or drilling with a dual gradient with DS in the AS was solved only in 2001 with the help of the FlowStop [14] downhole valve. When the mud pumps stop the circulation in the DS-AS system, FlowStop stops the flow of drilling mud not only from the control unit to the rig but most importantly from the rig to the control unit. This downhole valve is located above the bit and is pre-adjusted (by changing the thickness of the spring) to a certain calculated opening pressure by changing the characteristics of the spring. According to this calculation, two factors influence the opening pressure calculation of the FlowStop – water depth and density of drilling mud.

The FlowStop valve principle is represented in Figure 4. The valve has two stages of opening. The first stage is the opening of the choke (Fig. 4B). The second stage is to close the choke and open the valve (Figure 4B).

As the flow rate of the mud pump increases and the opening pressure builds up, the spring is compressed and the cylinder moves down to the support shoulder. This opens the valve and the flow of drilling fluid rushes down. If it is necessary to check for inflow from the well, then the driller reduces the pump flow, therefore, the pressure inside the drilling unit and the opening pressure decrease, which in turn leads to the closing of the valve

Входные данные - Input	
Глубина воды, м - The depth of the water, m	2000
Глубина забоя, м - Well depth, m	2700
Плотность раствора, кг/м ³ - Mud density, kg/m ³	1297
Плотность морской воды, кг/м ³ - Seawater density, kg/m ³	1030
Расчетные значения - Calculating values	
Давление внутри БК в т. P1 (рис. 1B), МПа Pressure inside DS P.1 (Figure 1B), MPa	25.421
Давление в КП в т. P2 (рис. 1B), МПа Pressure inside AS in T. P2 (Figure 1B), MPa	20.188
Разница давления открытия FlowStop (P1-P2), МПа Difference pressure opening FlowStop (PP1-P2), MPa	5.233

Таблица 1: Расчет давления открытия клапана FlowStop
Table 1: FlowStop valve opening pressure calculation

КП FlowStop останавливает переток бурового раствора не только из КП в БК, но главное из БК в КП. Данный забойный клапан располагается над долотом и заранее регулируется на определенное расчетное давление открытия с помощью изменений характеристик пружины. Пример расчета давления открытия FlowStop представлен в [Таблице 1](#). Согласно данному расчету на давление открытия данного клапана влияют два фактора – глубина моря и плотность бурового раствора.

Принцип работы клапана FlowStop представлен на рисунке 4. Клапан имеет две ступени

открытия. Первая ступень - открытие штуцера ([рис.4Б](#)). Вторая ступень – закрытие штуцера и открытие клапана ([рис.4В](#)). При увеличении расхода бурового насоса и создании давления открытия пружина сжимается, и цилиндр перемещается вниз до опорного заплечика. При этом происходит открытие клапана, и поток бурового раствора устремляется вниз. Если необходимо проверить на приток из скважины, то бурильщик уменьшает расход насосов и, следовательно, снижается давление внутри БК и давление открытия, что в свою очередь приводит к закрытию клапана и штуцера ([рис.4А](#)). Путь для движения бурового раствора через штуцер или клапан-цилиндр закрывается, что помогает исключить дисбаланс в U-образной трубе в системе «КП-БК». Для того, чтобы заново открыть клапан и начать бурение, необходимо увеличить расход буровых насосов и создать давление открытия во FlowStop.

На [рисунке 5](#) представлены результаты лабораторных испытаний одноступенчатого забойного клапана FlowStop, проведенные совместно с компанией Halliburton. Для испытаний использовались стандартная компоновка низа бурильной колонны (КНБК) с забойным клапаном FlowStop и

and choke ([Fig. 4A](#)). The path for the movement of the drilling fluid through the choke or the valve-cylinder

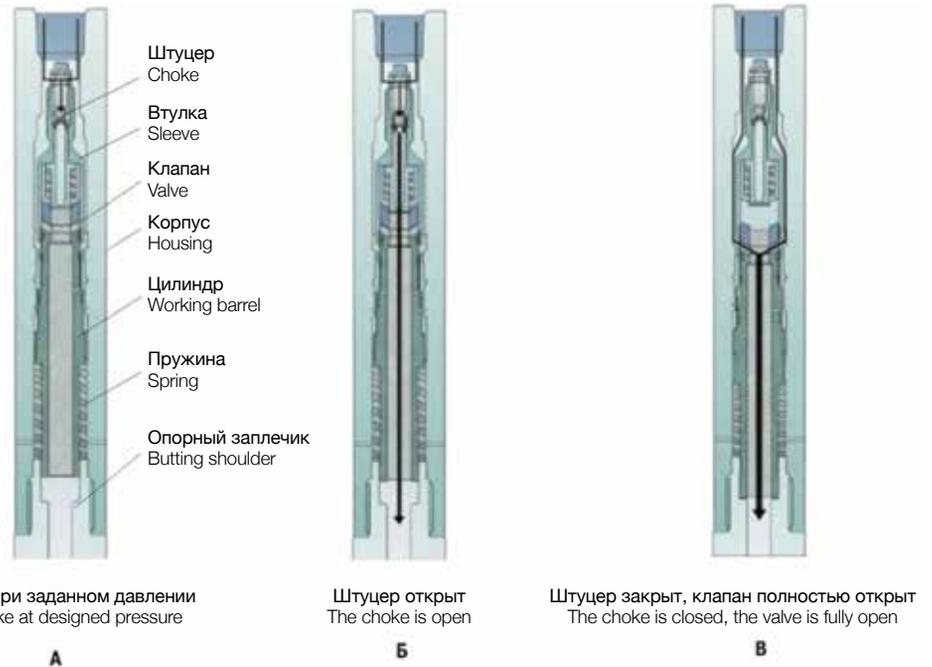


Рис.4: Принцип работы клапана FlowStop Fig.4: FlowStop Valve Principle

is closed, which helps to eliminate unbalance in the U-tube in the AS-DS system. To reopen the valve and start drilling, it is necessary to increase the flow of the mud pumps and build up the opening pressure in the FlowStop.

The Figure shows the results of laboratory tests of the FlowStop 1-Stage Downhole Valve conducted in collaboration with Halliburton. The tests used a standard BHA with FlowStop downhole valve and seawater. During the first test (12:15-12:20) the flow rate was increased to 3,785 l/min and the activation pressure was 10.3 MPa (blue area in [Figure 5](#)). You can visually observe that the pressure inside the DS stabilizes within 1 minute after the pumps are turned on. The valve was

Год Year	Буровое судно Drilling vessel	Глубина воды, м The depth of the water, m	Расход, л/мин Consumption l/min	Интервал Interval
2012	DD III	1988	5300-5700	215.9 mm
2014	Santa Ana (Chevron)	2073		660.4 mm
2015		2035		660.4 mm (2305-3457 m)
2017				660.4 mm
2018	Don Taylor (Noble)	1310		660.4 mm (1393-1943 m)
201	Petronas	1981	-	-

Таблица 2: История промышленных испытаний забойного клапана FlowStop Table 2: History of Industrial CullerStop Culler Valve Trials

морская вода. Во время первого теста (12:15-12:20) при увеличении расхода до 3785 л/мин давление активации составило 10.3 МПа (синяя область на рис.5). Видно, что давление внутри БК стабилизируется в течение 1 минуты после включения насосов. Клапан тестировался одноступенчатый, поэтому не наблюдалось вторичного скачка давления после открытия клапана. Далее насосы были выключены (12:21 до 12:24) и давление в БК удерживалось в пределах 5 Мпа (красная область на рис.5). Во время второго теста (12:24-12:29) расход был увеличен до 2839 л/мин. Давление активации также составила около 10.3 МПа. Насосы были выключены (12:38 до 12:40) и давление в БК удерживалось также в пределах 5 Мпа, что свидетельствует о стабилизации потока в U-образной трубе в системе «КП-БК». Предполагается, что забойный клапан будет также активироваться и при 5000 л/мин. Клапан остается открытым при расходе насосов не ниже 1700 л/мин.

История промышленных испытаний забойного клапана FlowStop приведена в таблице 2. При испытаниях основные цели Оператора, а именно стабилизация «U-tube» эффекта в системе БК-КП, экономия времени, выявление придонного газа - были достигнуты. Кроме того, буровой подрядчик по инклинометрии во время испытаний на буровом судне Santa Ana подтвердил высокоскоростную телеметрическую связь со скважиной при использовании забойного клапана FlowStop.

Финансовый анализ применения клапана FlowStop

В таблице 3 представлен экономический эффект использования забойного клапана при «бурении с выбросом» (P&D) интервала под диаметр 660.4 мм при глубине воды 2035 м. Основные потери бурового раствора при «бурении с выбросом» происходят во время наращивания инструмента, подготовки и замера инклинометрии, а также во время проверки на перелив.

Следовательно, при использовании забойного клапана FlowStop при бурении интервала скважины

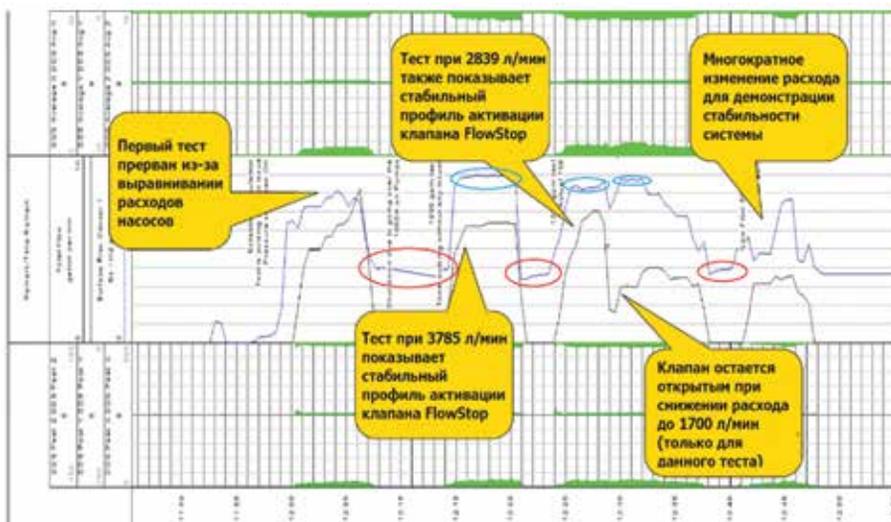


Рис.5: Функциональные испытания забойного клапана FlowStop

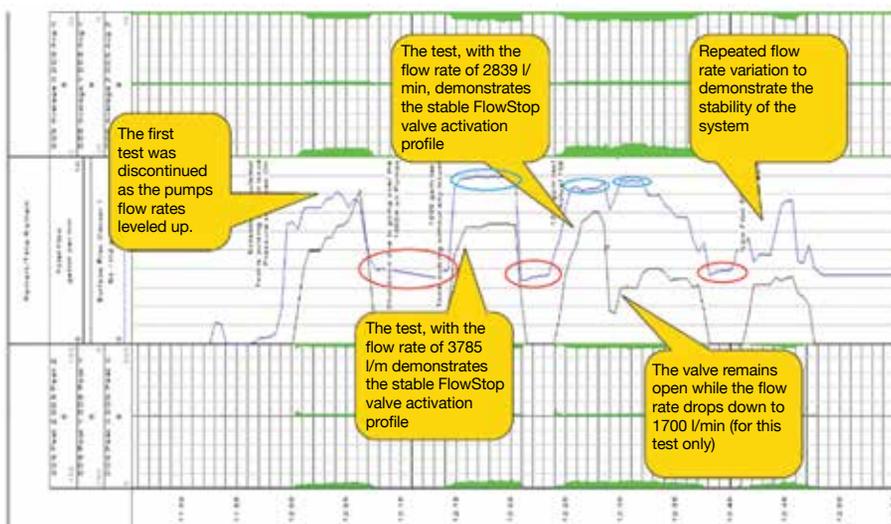


Fig.5: Functional tests of the FlowStop downhole valve

tested as a single stage, so there was no secondary pressure surge after opening the valve. Then the pumps were turned off (12:21 to 12:24) and the pressure in the DS was kept within 5 MPa (red area in Fig. 5). During the second test (12: 24-12: 29) the flow rate was increased to 2839 l / min. The activation pressure was also about 10.3 MPa. The pumps were turned off (12:38 to 12:40) and the pressure in the DS was also kept within 5 MPa, which indicates the stabilization of the flow in the U-shaped pipe in the “AS- DS” system. It is assumed that the downhole valve will also activate at 5000 l / min. The valve remains open at a pump flow rate of at least 1700 l / min.

The history of industrial testing of the FlowStop downhole valve is shown in Table 2. During the tests, the main goals of the Operator, namely stabilization of the “U-tube” effect in DS-AS system, saving the daily rate of SSSR and identifying shallow gas were achieved. Directional drilling contractor, during a field test on the drillship Santa

А. Потеря раствора во время наращивания			Б. Потеря раствора во время подготовки к замеру инклинометрии		
Входные данные			- Расчет с учетом вытеснения воздуха из БК для связи с MWD		
Глубина воды	2,035.5	м	Расчет объемов		
Глубина скважины (от дна моря)	1,249.7	м	Внутренний объем БК	59.64	м³
Воздушный зазор бур.платформы	25	м	Кол-во замеров инк.	10	шт.
Плотность бур.р-ра Р&D (нач.)	1,917	Кг/ м³	Потеря раствора во время замеров		
Плотность бур.р-ра Р&D (ст.разб.=1)	1,498	Кг/ м³	626 м³		
Плотность морской воды	1,031	Кг/ м³	В. Потеря раствора во время замера инклинометрии и проверки на перелив		
Интервал Р&D	1,152	м	Расчет объемов		
Длина свечи	36.6	м	Время/Замер инк.	10,51	мин.
Частота замеров (инклинометрия)	3	Свеч/м³	Общее время замера инк.	1,84	ч.
Проверка на перелив	5	Мин/свеча	Время/Проверка на перелив	10	мин
Стоимость бур.р-ра (1917 кг/м³)	\$535	\$/м³	Общее время проверки на перелив	2,62	ч.
Стоимость фактическая бур.р-ра	\$282	\$/м³	Общее время замера инк. и перелив	4,5	ч.
Расход	5,685	л/мин	Totals		
Суточная ставка бур.платформы	550,000	\$/день	Объем сохр.бур.р-ра	1000	м³
Внутренний объем бурильных труб	0.018	м³/м	Сумма сохр. бур. р-ра	\$ 282,000	
Расчетные значения			Сохр.время буровой	\$ 102,248	
Наращивание инструмента	31	шт.	Итого сумма сохр. с помощью FlowStop	\$ 384,248	
Разница давления БК-КП	9.71	МПа			
Падение уровня бур.р-ра внутри БК	600	м			
Потеря р-ра за одно наращивание	11.9	м³			

Таблица 3: Расчет экономии затрат при «бурении с выбросом» с FlowStop

98-1249 м (от дна моря) и глубине воды 2035 м Буровая компания (Оператор проекта) смогла бы сохранить объем раствора 1000 м³ и сэкономить 384 248 долларов.

Заключение

- Согласно теоретическому анализу проблема “U-tube” эффекта в системе БК-КП встречается при бурении пилотного ствола или при бурении с двойным градиентом. Дисбаланс системы при бурении пилотного ствола может привести к неточной идентификации наличия придонного газа и последующему неконтролируемому выбросу, а при бурении с двойным градиентом - значительным потерям бурового раствора.
- В мировой практике бурения изобретены забойные клапаны (напр. FlowStop), которые помогают контролировать “U-tube” эффект. При этом контроль “U-tube” эффекта позволяет избежать значительных потерь бурового раствора и сэкономить деньги Оператора при строительстве глубоководных скважин.
- Лабораторные функциональные испытания одноступенчатого забойного клапана FlowStop позволили определить режимы подачи бурового раствора, при которых забойный клапан открывается и закрывается. Клапан активируется при давлении 10.3 МПа при расходе бурового промывочного раствора не ниже 1700 л/мин. Забойный клапан переключается из открытого режима в закрытый и наоборот без каких-либо технико-технологических проблем.

Ana, confirmed with a high speed telemetry link to the well using the FlowStop downhole valve.

FlowStop Valve Financial Analysis

Table 3 presents the economic effect of the use of a downhole valve when drilling through a kick interval with a diameter of 660.4mm at a depth of water 2035m. The main losses of the drilling fluid during the kick occurs when RIH, preparation and measurement of directional survey tools, as well as during overflow testing.

Therefore, using the FlowStop downhole valve when drilling a well interval of 98-1249 m (from the sea floor) and a water depth of 2035m, the drilling company (Project Operator) can save 1000 m³ of mud and save \$384,248.

Output

- According to the theoretical analysis, the problem of “U-tube” effect in the DS-AS system occurs when drilling of the pilot well or in drilling with a dual gradient. The imbalance of the system in drilling of the pilot well can lead to inaccurate identification of the presence of shallow gas and subsequent non-control blow-out, and in drilling with a dual gradient significant losses of the drilling solution.
- Downhole valves (eg FlowStop) have been invented in world drilling practice, which help to control the “U-tube” effect. At the same time, controlling of the “U-tube” effect avoids losses of drilling fluid and saves the Operator’s money during the construction of deep-water wells.
- Laboratory tests of the FlowStop single-stage

A. Mud losses while making connections		B. Mud Lost to Pump Up Survey	
Inputs		Calculated Values	
Water Depth	2,035.5 m	String Volume	59.64 m ³
Well Depth (BML)	1,249.7 m	Surveys	10 unit
Air Gap	25 m	Mud Lost for Surveying	626 m ³
Original P&D Mud Weight	1,917 Kg/m ³	C. Observe annulus for Flow and Fill String for Survey	
P&D Mud Weight	1,498 Kg/m ³	Calculated Values	
Seawater Density	1,031 Kg/m ³	Time/Survey	10,51 min
Pump & Dump Interval	1,152 m	Total Survey Time	1,84 hour
Stand Length	36.6 m	Time/Flow Check	10 min
Survey Frequency	3 Sample	Flow Check	2,62 hour
Flow Check	5 Min / stand	Total Survey and Flow Check Time	4,5 hour
Mud Cost (16.0ppg)	\$535 \$/m ³	Totals	
Adjusted Mud Cost	\$282 \$/m ³	Total Mud Savings	1000 m ³
Flow Rate	5,685 l/min	Total Mud Savings	\$ 282,000
Spread Rate	550,000 \$ / day	Total Rig Time Savings	\$ 102,248
Drillpipe Capacity	0.018 m ³ /m	Total Savings w/ FlowStop Valve	\$ 384,248
Calculated Values		Calculated Values	
Connections	31 unit	Time/Survey	10,51 min
PSI Differential	9.71 MPa	Total Survey Time	1,84 hour
Fluid Level Drop	600 m	Time/Flow Check	10 min
bbls mud lost per connection	11.9 m ³	Flow Check	2,62 hour
Calculated Values		Calculated Values	
Connections	31 unit	Time/Survey	10,51 min
PSI Differential	9.71 MPa	Total Survey Time	1,84 hour
Fluid Level Drop	600 m	Time/Flow Check	10 min
bbls mud lost per connection	11.9 m ³	Flow Check	2,62 hour
Calculated Values		Calculated Values	
Connections	31 unit	Time/Survey	10,51 min
PSI Differential	9.71 MPa	Total Survey Time	1,84 hour
Fluid Level Drop	600 m	Time/Flow Check	10 min
bbls mud lost per connection	11.9 m ³	Flow Check	2,62 hour

Table 3: Cost savings calculation for «blow out drilling» with FlowStop

4. Проведенные полевые испытания забойного клапана в разных морских условиях и в разное время подтвердили функциональность обратного клапана в заданном режиме.

5. Полученные результаты промысловых испытаний забойного клапана, а именно: стабилизация «U-tube» эффекта в системе БК-КП; экономия времени на бурение; достаточно четкое выявление придонного газа - позволяют рекомендовать забойный клапан для промышленного применения.

Литература

- Бакиров Ш.Х. Двухградиентный метод бурения без райзера с применением двухмодульной системы на глубоководных частях каспийского моря // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2010. №4 (120). С.61-62
- Богоявленский В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и нефть. 2012. Т.68. С.4-9
- Бурение с двойным градиентом - как способ снижения затрат на строительство глубоководных скважин»/ Р.И. Ганиев, Люк Дебоер, А.Х. Аглиуллин, Р.А. Исмаков // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2019. №4 (55). С.2-7.
- Волков В.В. Почему буксует бажен? / В.В. Волков, Г.И. Шмаль, С.И. Стражгородский // Бурение и нефть. 2019. Вып.7. С.3-8.
- Ганиев Р.И. Анализ систем бурения с двойным градиентом при строительстве глубоководных

downhole valve proved the mud flow regimes in which the downhole valve opens and closes. The valve is activated at a pressure of 10.3 MPa with a drilling fluid flow rate of at least 1700 l / min. The downhole valve switches from open to closed mode and vice versa without any technical and technological problems.

4. Field tests of the downhole valve in different offshore conditions and at different times have confirmed the functionality of the check valve in specified modes.

5. The results of the field tests showed the downhole valve had a stabilization of the «U-tube» effect in the DS-AS system; saving time for drilling; sufficiently clear identification of bottom gas - allow to recommend a downhole valve for industrial use.

References:

- Bakirov Sh.Kh. Dual-gradient method of drilling without a riser using a two-module system in deep-water parts of the Caspian Sea. Equipment and technologies for the oil and gas complex. 2010. No. 4 (120). P.61-62
- Bogoyavlensky V.I. Prospects and problems for development of oil and gas fields in Arctic shelf. Drilling and Oil journal. 2012. Vol.68, p.4-9.
- Ganiev R.I., Luc DeBoer, Agliullin A.K., Ismakov R.A. Dual gradient drilling as a way to reduce costs of construction of deepwater wells. Association of Drilling Contractors journal. 2019. N 4 (55), p.2-7.
- Volkov V.V, Shmal G.I. S.I. Strazhgorodsky. Why is Bazhen stuck?. Drilling and Oil journal. 2019. Iss.7, p.3-8.

- скважин / Р.И. Ганиев, Люк Дебоер// ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. 2020. Вып.61. С.24-37
6. Малиновский М.И., Сулейманов И.Т., Мартынова Ю.Б. Опыт и перспективы развития морского бурения/ М.И. Малиновский, И.Т. Сулейманов, Ю.Б. Мартынова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. 2015. С. 64 – 67
7. Новосельцев Д.И. Особенности техники и технологии современного морского бурения // Проблемы геологии и освоения недр. 2013. С.230-232
8. Петренко В.Е. Проектные решения для строительства скважин на морском шельфе в условиях наличия приповерхностного газа» / В.Е. Петренко, Г.С. Оганов, Т.А. Свиридова // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. 2017. №1 (65). С.42-47.
9. Правительство Российской Федерации. Региональные и тематические геологические исследования // Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года. 2018. №2914-р. С.12
10. Рубаник Н.К. Глубоководное бурение в океанах: история и перспективы. К 40-летию международной программы глубоководного бурения// Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2008. №6. С.104-109.
11. Строительство скважин на шельфе в условиях геологических осложнений, связанных с верхней придонной частью осадочного чехла/ В.Н. Хоштария, Н.В. Вовк, И.И. Наташкин, С.М. Маммадов // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2016. №4 (60). С.7-12.
12. Фазуллин И.Ш. Обоснование преимущества технологии безрайзерного бурения при строительстве глубоководной скважины / И.Ш. Фазуллин, В.М. Подгорнов // Проблемы геологии и освоения недр. 2017. С.541-543.
13. Чернухив В.И. Разработка технологии бурения скважин с регулируемым давлением на забой: Автореф.дис...канд.техн.наук / Северо-Кавказский государственный технический университет. Ставрополь, 2005. 3 с.
14. Патент № 8534369B2 США. Клапан управления потоком в бурильной колонне и способы его использования / Люк Дебоер. Оpubл. 01.12.2010.
15. Понятие и важность U-tube эффекта в бурении // URL: <http://www.drillingformulas.com/understand-u-tube-concept-and-importance-of-u-tube/> (дата обращения: 30.05.2020).
5. Ganiev R.I., Luc Deboer. Analysis of drilling systems with a double gradient in the construction of deep-water wells. ROGTEC Russian Oil and Gas Technologies. 2020. Iss 61. p.24-37
6. Malinovsky M.I., Suleimanov I.T., Martynova Yu.B. Experience and prospects for the development of offshore drilling. Experience, topical problems and prospects for the development of the oil and gas complex. 2015. p. 64 - 67
7. Novoseltsev D.I. Features of equipment and technology of modern offshore drilling. Problems of geology and development of mineral resources. 2013. p.230-232
8. Petrenko V.E., Oganov G.S., Sviridova T.A. Design solutions for the construction of wells on offshore in presence of shallow gas. Design and Development of Oil and Gas Fields. 2017. N 1 (65). p.42-47.
9. The Government of Russian Federation. Regional and thematic geological research. Development Strategy for Mineral Resources Base of Russian Federation until 2035. 2018. N 2914-r. p.12.
10. Rubanik N.K. Deep sea drilling in the oceans: history and prospects. For the 40th anniversary of the international deep-water drilling program. Stratigrafiya. Geological correlation. 2008. No. 6. S.104-109.
11. Khoshtaria V.N., Vovk N.V., Natashkin I.I., Mammadov S.M. Offshore well drilling in complex geological conditions of the upper sea bottom layer of the sedimentary cover. Association of Drilling Contractors journal. 2016. N 4 (60). p.7-12.
12. Fazullin I.Sh., Podgornov V.M. Substantiation of advantages of technology riserless drilling during construction of a deepwater well. Problems of geology and subsoil development. 2017. p. 541-543.
13. Chernukhiv V.I. Development of technology for drilling wells with managed pressure drilling: Abstract of dissertation for the degree of candidate of technical sciences. North Caucasus State Technical University. Stavropol, 2005, p.3.
14. Patent N 8534369B2 USA. Luc de Boer. Drill string flow control valve and methods of use. Opubl. 01.12.2010.
15. Understand U-tube concept and importance of U-tube (2020, May 30). Retrieve from <http://www.drillingformulas.com/understand-utube-concept-and-importance-of-u-tube/>