



Ганиев Радмир Илдарович, Технический консультант DGD LLC
Люк Дебоер, Генеральный директор DGD LLC

Ganiev R.I., Technical Consultant, DGD LLC
Luc DeBoer, CEO, DGD LLC

Анализ систем бурения с двойным градиентом при строительстве глубоководных скважин

Dual Gradient Drilling in 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 [1,2].

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, более длинными и тяжелыми колоннами, а также логистикой доставки оборудования и персонала.

Сложность строительства морских скважин еще более возрастает при глубоководном бурении. С увеличением глубины моря уменьшается градиент

Introduction

The oil reserves of Russia's continental shelf fields under development are decreasing. The domestic oil and gas companies are investing more and more into geological exploration on the continental shelves of the Kara Sea, Black Sea, Sea of Okhotsk as well as other areas [1,2].

The cost of constructing prospecting wells in these waters, let alone northern arctic waters, is several times higher than well constructions costs on the continental shelf. With high daily rate costs of operating offshore drilling platforms or ships, the longer and heavier strings, as well as the logistics of supplying equipment and the crew to the rig.

The complexity of offshore wells grows further with deep-water drilling. As sea depths increase, the lithologic pressure gradient and hydraulic fracturing pressure of the rock decrease, which narrows the selection range for

горного давления и давление гидроразрыва пород, что сужает диапазон выбора плотности буровой промывочной жидкости (БПЖ) и приводит к увеличению необходимого числа обсадных колонн.

Данные факторы приводят к необходимости поиска и внедрения новых техники и технологий для строительства морских глубоководных скважин. Одним из перспективных направлений решения этой проблемы является технология бурения с регулированием дифференциального давления (MPD – Managed Pressure Drilling) в системе «скважина-пласт» [3]. Вариантом реализации данной технологии, является применение системы бурения с двойным градиентом, что открывает новые горизонты в глубоководном бурении.

Бурение с двойным градиентом – как одно из решений для глубоководного бурения

При традиционной технологии бурения морской скважины кольцевое пространство между бурильной колонной и внутренней стенкой водоотделяющей колонны (райзером) заполнено буровым раствором той же плотности, что и в кольцевом пространстве в открытом (не обсаженном) стволе скважины. Как известно [3], плотность бурового раствора выбирается исходя из условий создания противодавления на горизонты, с максимальным значением пластового давления. Эта разница между забойным и пластовым давлением предотвращает поступление пластовой жидкости в скважину. Однако забойное давление в стволе скважины, должно быть меньше, чем давление в пласте, чтобы предотвратить разрыв горных пород.

В глубоководных скважинах (например, Черное море или Мексиканский залив) часто встречаются пласты, имеющие узкую границу между поровым и давлением гидравлического разрыва пласта. Этот узкий диапазон является, как правило, результатом

circulating fluids, and results in the need to increase the number of production casing strings.

These factors lead to the necessity to search and introduce innovative techniques and technologies for construction of offshore deep-water wells. One of such perspective directions to solve this problem is the technology of Managed Pressure Drilling (MPD) in the “well-formation” system [3]. The use of the dual gradient drilling system is a variant of this technology, which opens new horizons in deep-water drilling.

Dual Gradient Drilling is One of the Deep-Water Drilling Solutions

When conventional drilling technology is applied to an offshore well, the annulus between the drill string and the inner wall of the riser string is filled with drilling mud of the same weight as in the annular space of the open (uncased) hole. As we know [3], the drilling mud weight is selected based on the conditions for creation of uplift pressure on horizons with the maximum formation pressure value. This gradient between the bottom-hole pressure and the formation pressure prevents the reservoir fluid from entering the well. The bottom-hole pressure within the borehole, however, must be lower than the pressure in the formation, to prevent breaking the formation.

In deep-water wells (such as, in the Black Sea or the Gulf of Mexico), one can often encounter horizons having a narrow margin between the pore pressure and formation breakdown pressure. This narrow margin is, as a rule, the result of the abnormally high pore pressure and/or low formation breakdown pressure, due to the fact that the formation rock strata are additionally pressurized with sea water, which requires a greater number of production strings to be used in comparison with the wells of similar depth on the continental shelf. Fig.1(a) presents the values for production tubing string setting depth and separation for incompatible formations.

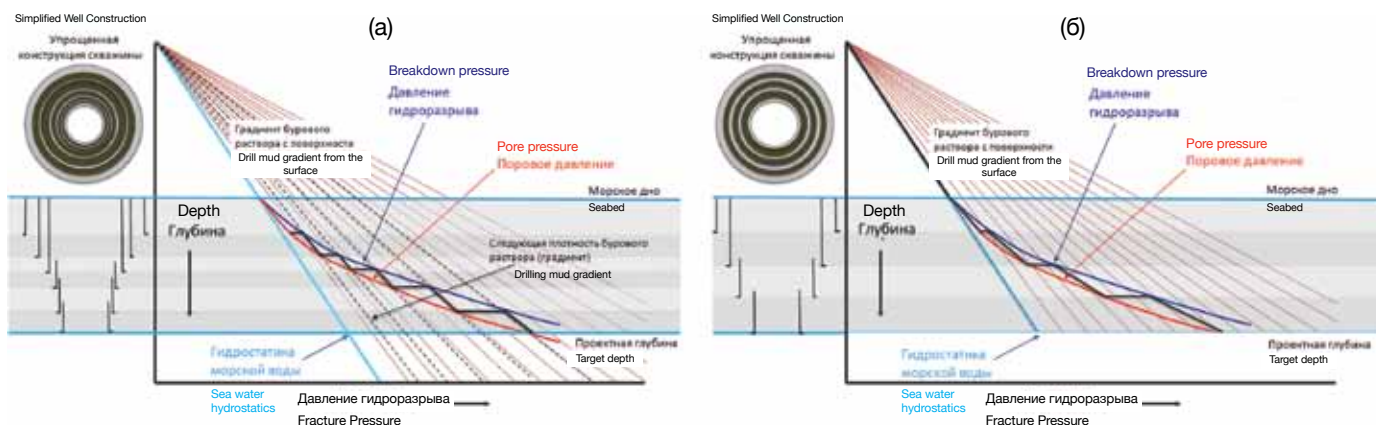


Рис.1: Графическое сравнение бурения соответственно с одним и двумя градиентами
Fig.1: Graphical comparison of the single vs. dual gradient drilling

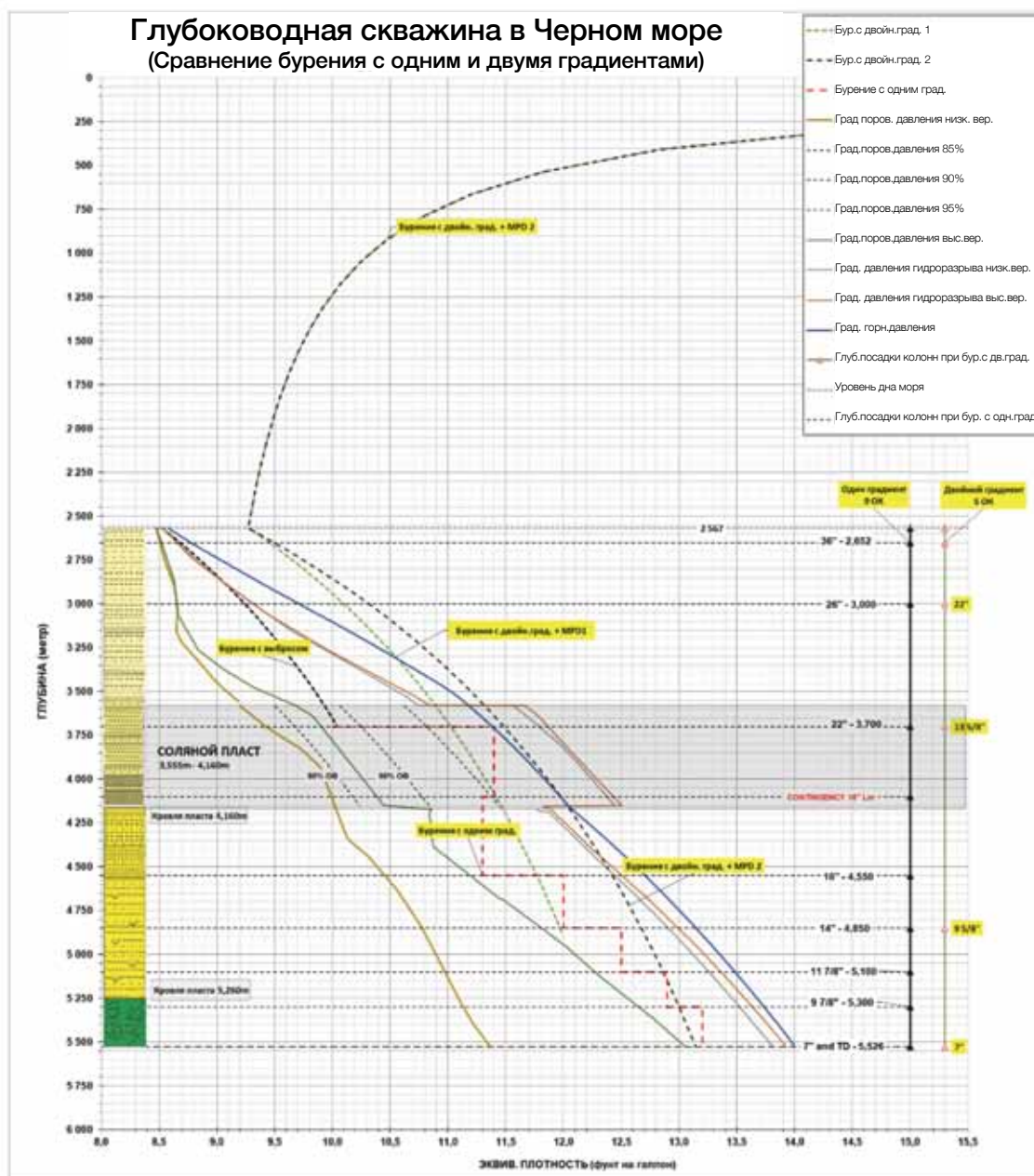


Рис.2: График «Глубина-давление» скважины в Черном море

Бурение с одним градиентом	Бурение с двойным градиентом
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	
Глубина забоя = 4000 м	
Плотность бур. р-ра = 1797 кг/м³	
	Плотность легк. бур. р-ра = 1030 кг/м³
	Глубина разбавления = 2567 м
	Коэффициент разбавления = 4
	Плотность разб. бур. р-ра = 1184 кг/м³
РАСЧЕТ	
$P_{\text{заб}} = 1797 \times 9.81 \times 4000 = 70 \text{ МПа}$ или 10151 фунт на кв. дюйм	$P_{\text{заб}} = 1184 \times 9.81 \times 2567 + 1797 \times 9.81 \times (4000 - 2567) = 55 \text{ МПа}$ или 7977 фунт на кв. дюйм
ρ экв. = 15 фунт на галлон	ρ экв. = 11.7 фунт на галлон

Таблица 1: Пример расчета эквивалентной плотности для глубины 4000 м.

One of the possible ways to solve this problem has been the use of the double-density drilling system, or the dual gradient drilling system, as it is often called [4]. In comparison to conventional single gradient drilling, two hydrostatic gradients are used in the dual gradient drilling system. The gradient between the sea water pressure and the sea surface is used to control the well, while the drilling mud gradient between the sea bed and the bottom-hole area is

ECKEL®

9 7/8 HS-40 | HS-55

БЕЗОТКАЗНЫЙ, НАДЕЖНЫЙ И
ПРОВЕРЕННЫЙ

Максимальный крутящий момент:
HS-40 - 54233 Нм (40000 футо-фунтов)
HS-55 - 74570 Нм (55000 футо-фунтов)



Клиновой привод
стоппа Tri-Grip®



Для обеспечения быстрого, высокомоментного и надежного соединения труб нами созданы две модели ключей 9 7/8 HS-40 и 9 7/8 HS-55, которые в сочетании с малыми габаритами позволяют работать на небольших рабочих площадках установок малой грузоподъемности. Наша вертикально открывающаяся дверца **SPACE SAVER®** с гидравлическим приводом позволяет работать с ключом в рабочих зонах значительно меньших размеров и заметно снижает трудоемкие операции. Встроенная система блокировки замка дверцы снижает случайные повреждения или ненадежное закрытие.

Имея более чем 60-летний опыт в проектировании, испытании и производстве гидравлических ключей для нефтегазовой отрасли промышленности, мы прежде всего обращаем внимание на совершенствование трубных соединений. Убедитесь в том, что вы используете оборудование, обеспечивающее самое надежное соединение.

Узнайте больше посетив сайт:

www.eckel.com/SPACESAVER



Вертикально открывающаяся дверца
с гидроприводом **SPACE SAVER®**

Заявленная на патент вертикально открывающаяся дверца с гидроприводом срабатывает в течение 2-х секунд, позволяет работать с ключом в значительно ограниченном пространстве буровой площадки.

ECKEL®
Гидравлические ключи

**ПРЕВОСХОДНЫЕ
РЕШЕНИЯ**
ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫЕ ГИДРОКЛЮЧИ



СЕТКО – Эксклюзивный
Представитель в России.
Россия, 105005, Москва,
Посланников пер., д. 5, стр. 1.
Тел.: +7 495 232-10-02
caralina.ru | oil-gas@coralina.ru

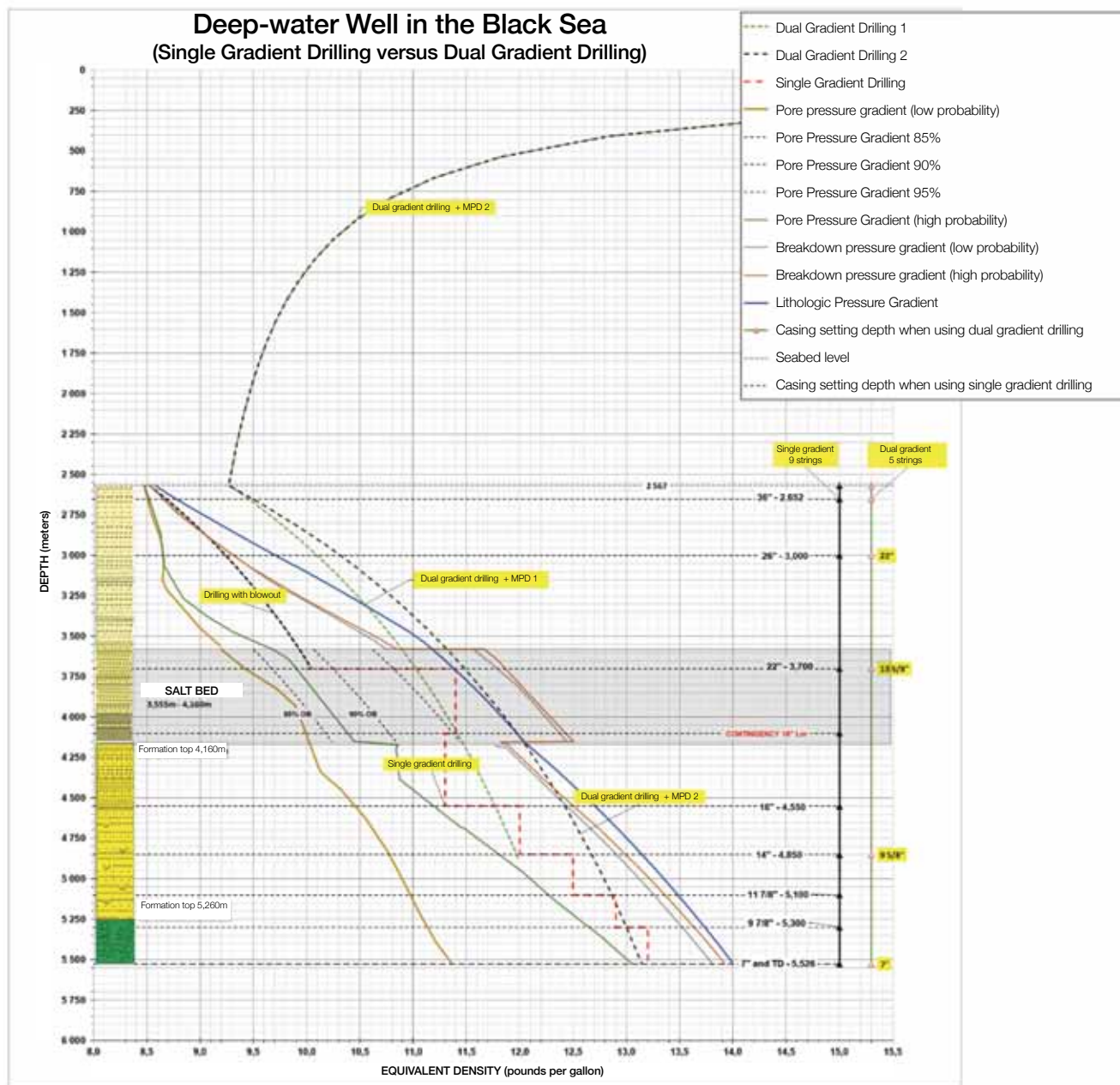


Fig.2: The "Depth-Pressure" Diagram of the well in the Black Sea

аномально высокого порового давления и/или низкого давления гидроразрыва, из-за того, что слои горных пород дополнительно находятся под давлением толщи морской воды, что требует большего количества обсадных колонн по сравнению со скважинами аналогичной глубины, построенными на суше. На рисунке 1(а) показано большее число глубин посадки обсадных колонн и разграничение несовместимых пластов.

Single gradient drilling	Dual gradient drilling
INTERNAL DATA	
Bottom-hole depth = 4000 m	
Drilling mud weight = 1797kg/m ³	
	Light-weight mud weight = 1030 kg/m ³
	Dilution depth = 2567 m
	Dilution ratio = 4
	Diluted drill mud weight = 1184 kg/m ³
CALCULATION	
$P_{b-h} = 1797 \times 9.81 \times 4000 = 70\text{MPa}$ or 10151 psi	$P_{b-h} = 1184 \times 9.81 \times 2567 + 1797 \times 9.81 \times (4000-2567) = 55\text{MPa}$ or 7977 psi
$\rho_{\text{equ.}} = 15$ pounds per gallon	$\rho_{\text{equ.}} = 11.7$ pounds per gallon

Table 1: Calculating sample for the equivalent circulating density at the depth of 4,000 m.



6-9 ОКТЯБРЯ 2020

Санкт-Петербург

КВЦ «Экспофорум»

OMR

**МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО СУДОСТРОЕНИЮ И РАЗРАБОТКЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ДЛЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА**

СУДОСТРОЕНИЕ ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ ШЕЛЬФ



Генеральный спонсор:



Партнер:



Спонсор
круглого стола:



Организатор:



www.omr-russia.ru

Одним из возможных способов решения этой проблемы является использование системы бурения с двойной плотностью или, как ее часто называют, система «бурения с двойным градиентом» [4]. В отличие от традиционного бурения с одним градиентом, при бурении с двойным градиентом используются два гидростатических градиента. Градиент морской воды от поверхности моря до морского дна используется для управления скважиной, а градиент бурового раствора от морского дна до забоя используется для обеспечения устойчивости ствола скважины и удаления из нее шлама. Можно сказать, что условно, буровая установка находится на морском дне, поскольку перекрытие толщи воды уравнивается градиентом линии морской воды (рисунок 1 б). Важно отметить, что бурение с двойным градиентом уже применяется при бурении пилотного ствола или верхних секции скважин до установки противовыбросового оборудования (ПВО), как показано на рисунке 3 А.

Две жидкости внутри кольцевого пространства могут дать более благоприятный профиль давления в скважине по сравнению с обычным бурением. На рисунке 2 показан профиль давления одной из глубоководных скважин Черного моря. Система с двойным градиентом изменяет общий профиль давления в зависимости от глубины по сравнению с обычным бурением, обеспечивает большее окно бурения за счет того, что сдвигает профиль давления влево (см. таблица 1).

Бурение верхних интервалов, до глубины 2652 метра и 3000 метров, традиционно осуществляется с выносом выбуренной породы на дно моря (на рисунке 2 - Бурение с выбросом). После спуска и цементирования 22" обсадной колонны и установки райзера с ППВО (подводное противовыбросовое оборудование), предлагаем бурить с двойным градиентом давления до 3700 метров. Далее спустить и цементировать 13 5/8" обсадную колонну и продолжать бурение сквозь солевой пласт с двойным градиентом до глубины 4850 метров (на рисунке 2 - Бурение с двойн. град + MPD 1). Далее спускается и цементируется 9 5/8" обсадная колонна, а бурение с двойным градиентом ведется до конечной глубины 5526 метров (на рисунке 2 - Бурение с двойн. град. + MPD 2).

Красным пунктирными линиями на рисунке 2 отмечено традиционное бурение с одним градиентом. При этом способе, количество несовместимых интервалов выше, поэтому необходимо спускать 9 обсадных колонн, вместо 5 при бурении с двойным градиентом.

used to secure the stability of the wellbore and to remove cuttings. Figuratively speaking, the drilling rig is located on the seabed, since the overlap of the water depth is balanced with the sea waterline gradient (Fig. 1b). It is important to note that the dual gradient drilling has been already applied in drilling of pilot boreholes or upper sections of wells before the BOP equipment is installed, as it is shown in Fig.3a.

Two fluids inside the annular space can result in more favorable well profile pressures compared with conventional drilling. Fig.2 presents the pressure profile of one of the deep-water wells in the Black Sea. The dual gradient system transforms the general pressure profile, depending on the depth, compared with the conventional drilling, and provides a greater drilling margin due to shifting the pressure profile leftward (see Table 1).

The drilling of well's upper intervals, down to the depth of 2,652 meters and 3,000 meters, is conventionally carried out with the return of drilling cuttings to the seabed (Drilling with blowout is presented in Figure 2). After running and the cementing of the 22" production string and the installation of risers with submersible blow-out preventor equipment, we recommend dual gradient drilling down to 3,700 meters. Hereafter the 13 5/8" production string is run and cemented, and the drilling is continued through the salt formation, using the dual gradient drilling technique, down to the depth of 4,850 meters (Figure 2 illustrates the dual gradient drilling + MPD1). Thereafter, the 9 5/8" production string is run and cemented, and the dual gradient drilling is carried out down to the target depth of 5,526 meters (The dual gradient drilling + MPD 2 is illustrated in Figure 2).

The single drilling gradient is marked with red dashed line in Figure 2. Using this technique, there are a higher number of incompatible intervals; therefore, it is necessary to run 9 production strings, instead of 5, when the single gradient drilling technique is used.

The Science and Technology Research of the Dual Gradient Drilling Systems

The dual gradient drilling is referred to one of the varieties of the managed pressure drilling (MPD). Let us consider some systems and technologies used "after the BOP installation", which have passed field trials.

Leading western oil companies have invested millions of dollars during the last 20 years (up to 2011) into the technologies of the dual gradient drilling, such as:

1. Subsea mud lift pump (SMD);
2. Controlled Mud Pressure system (CMP);
3. Continuous Annular Pressure Management System (CAPM).

Научно – технические исследования систем бурения с двойным градиентом

Бурение с двойным градиентом относят к одной из разновидностей бурения с управляемым давлением (MPD). Рассмотрим некоторые системы и технологии, используемые «после установки ПВО», которые прошли промышленные испытания.

Ведущие западные нефтяные компании инвестировали сотни миллионов долларов на протяжении последних 20 лет (до 2011 г.) в технологии бурения с двойным градиентом, такие как:

1. Подводный насос для подъема бурового раствора (SMD);
2. Система управления давлением бурового раствора (CMP);
3. Система постоянного управления давлением в кольцевом пространстве (CAPM).

Одним из инициаторов разработки «системы подводного насоса для подъема бурового раствора SMD» была компания Chevron [5,6]. В SMD используются массивные подводные насосы, установленные на морском дне выше ПВО (см. рисунок 3 В).

В первой фазе разработки принимали участие 22 компании из Европы, Северной и Южной Америки. Участники проекта пришли к единому мнению относительно конфигурации необходимого оборудования и установили, что вполне пригодны традиционные подходы как в сфере буровых операций, так и в сфере контроля над скважиной. В 1998 г. началась вторая фаза разработки с участием четырех компаний-операторов, четырех подрядчиков и одной компании-изготовителя, направленная на разработку наиболее ответственных компонентов оборудования. В это же время приступили к выработке процедур бурения и контроля над скважиной, включая создание школ профессиональной подготовки специалистов по бурению с двойным градиентом.

Опишем принцип работы технологии SMD: подводный насос всасывает буровой раствор из кольцевого пространства выше ПВО и закачивает его на поверхность по прикрепленным к райзеру линиям. Этот подводный насос для лифтирования бурового раствора на поверхность механически изолирует возвратную линию из затрубного пространства скважины и поддерживает давление в нем, соответствующим гидростатическому давлению столба морской воды. Тем самым обеспечивается двойной градиент давления (со стороны морской воды и бурового раствора) в кольцевом пространстве скважины. В результате перекачки на поверхность бурового раствора, выходящего из

“Chevron” [5,6] was one of the initiators of the development of the subsea mud lift pump system (SMD). SMD employs massive subsea pumps installed subsea, above BOP equipment (see Figure 3b).

22 companies within Europe, the North and South Americas took part in the first phase of this development. The project participants arrived at a common view regarding the configuration of the necessary equipment and they determined that conventional approaches are quite applicable both in the sphere of drilling operations and for well control. The second phase of the development started in 1998, with participation of four operator companies, four contractors and one manufacturing company, aimed at the development of the most significant parts of the equipment. Elaborating the drilling and well control procedures was also progressing at this time, which included the establishment of pre-job training schools for teams involved in dual gradient drilling.

Let us describe the operational principle of the SMD technology: the subsea pump sucks drill mud from the annular space above the BOP equipment and pumps it up to the surface using the lines attached to riser. This subsea pump that lifts the drill mud up to the surface mechanically isolates the return line from the well's annular space and maintains its pressure which is consistent with the hydrostatic pressure of the sea water column. Thereby the dual gradient pressure (from the side of the sea water and drilling mud) is maintained in the well's annular space. As a result of pumping the drill mud out of the annular space up to the surface, an underbalance pressure differential develops between the annular space and drill pipes which are filled with drill mud. Therefore, the “drill pipe and annular space” system becomes unbalanced. The success of drilling and well control with the use of this subsea system of lifting drill mud up from the sea bed depends on the efficiency of controlling the unbalanced U-pipe, with the use of a special downhole deployment valve, located above the drill bit.

In addition to the mud lift pump, as part of the joint industrial project, a subsea rotating device (SRD) was developed, and mud solids processing unit (SPU) as well. The SRD (seal assembly with bearings) provides the outlet of drill mud from the annular space into the suction line of the subsea pump. The mud solids processing unit (SPU) is located between the SRD and the subsea pump and makes it possible to crush solid parts of drill cuttings down to the size of less than 38 mm. All of the cutting parts that are lower than that size pass this unit without crushing.

To implement the SMD technology, the drilling contractor “Pacific Drilling” reconstructed its sea drilling ships

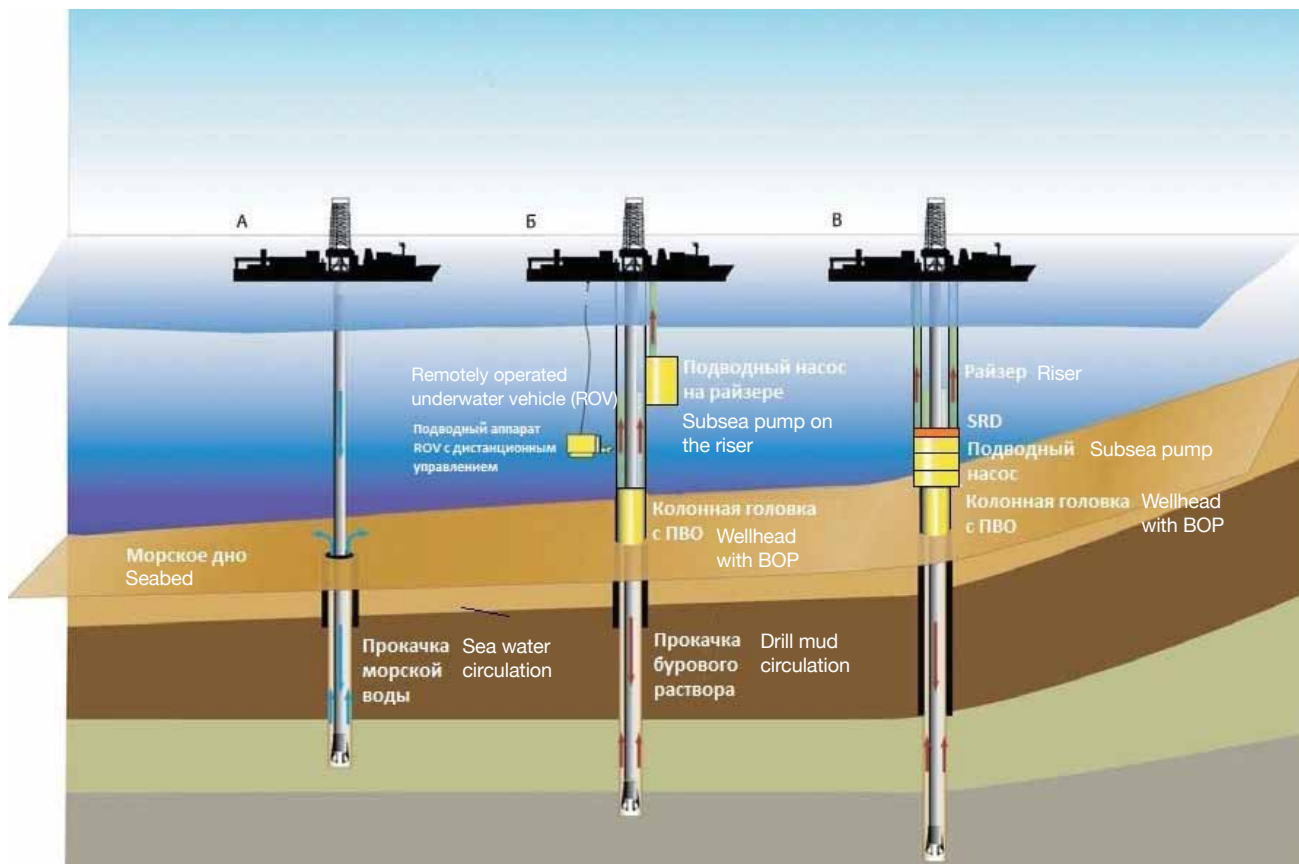


Рис.3: Бурение с двойным градиентом по системе CMP (Б) и SMD (В).

Fig.3: The Dual Gradient Drilling according to the CMP(b) and SMD(c) system

затрубного пространства, проявляется дисбаланс давлений между затрубным пространством и буровыми трубами, которые простираются до буровой установки и заполнены буровым раствором. Следовательно, система «буровая труба и затрубное пространство» становится неуравновешенной. Успех бурения и контроля скважины с подводной системой подъема бурового раствора от морского дна зависит от эффективного управления неуравновешенной U-образной трубой с помощью специального забойного клапана над долотом.

В дополнение к насосу для перекачки бурового раствора от морского дна в рамках совместного промышленного проекта было разработано подводное вращающее отводное устройство (SRD) и блок обработки твердой фазы. SRD (уплотнение с подшипниками) обеспечивает отвод бурового раствора из затрубного пространства в приемную линию подводного насоса. Блок обработки твердой фазы располагается между SRD и подводным насосом и позволяет дробить крупные куски бурового шлама до размеров не более 38 мм. Все частицы шлама, размер которых менее 38 мм, проходят через этот блок без размельчения. Для реализации технологии SMD буровой подрядчик Pacific Drilling переоборудовал свои морские буровые суда Pacific Santa Ana, Pacific Khamsin

“Pacific Santa Ana”, “Pacific Khamsin” and Pacific Sharav”. From 6 to 7 drilling mud pumps, having a pressure up to 510 atmospheres, were installed on each of the ships.

The Company AGR, jointly with three major operators, within the frameworks of the Norway’s Research Program Demo 2000, developed the Controlled Mud Pressure system (CMP), which is illustrated in Figure 3b.

The CMP system’s operational principle is as follows: a pump is hooked on the riser at a certain depth above the sea bed. The pump sucks drill mud from the well above the BOP equipment and returns it to the drilling rig using the outside line. The pump makes it possible to control the level of sea water and drill mud inside the riser, thereby controlling the bottom-hole pressure.

A similar system, resembling the one implemented by AGR, was developed by the company Ocean Riser Systems AS, which was titled ‘Low Riser Drill Mud Return System’ (LRRS). The operational principle of the LRRS system is as follows: a pump is hooked up on the drilling rig to a certain sea depth. A flexible pipe is attached from the pump to the riser where drill mud is sucked and returned to the drilling rig through the

и Pacific Sharav. На каждом из них установлено по 6-7 буровых насосов с давлением 510 атм.

Компания AGR совместно с тремя основными операторами в рамках исследовательской программы Норвегии «Demo2000» разработала «систему управления давлением бурового раствора СМР», показанную на **рисунке 3 Б**.

Принцип работы системы СМР: насос подвешивается на райзере на определенной глубине выше морского дна. Насос всасывает буровой раствор из скважины над ПВО и возвращает его на буровую установку по внешней линии. Насос позволяет контролировать уровень морской воды и бурового раствора внутри райзера, тем самым управляя забойным давлением.

Похожую систему, реализованную фирмой AGR, разработала компания Ocean Riser Systems AS, под названием «Система возврата бурового раствора с низкой посадкой (LRRS)». Принцип работы системы LRRS: насос подвешен на буровой установке до фиксированной глубины моря. Гибкая труба от насоса прикреплена к райзеру, откуда высасывается буровой раствор и возвращается его на буровую установку по внешней линии. Вместо объема откаченного бурового раствора, райзер заполняют азотом, следовательно, созданный гидростатический столб газ/жидкость позволяет управлять давлением.

Компания Трансоосеан пошла по другому пути и провела лабораторные испытания системы «Постоянного управления давлением в кольцевом пространстве CAMP» [7,8].

Принцип работы системы CAMP, показан на **рисунке 4**: буровой раствор с малой плотностью (легкий буровой раствор) закачивается в затрубное пространство через линии глушения. Он смешивается над нижним соединительным узлом райзера с тяжелым буровым раствором, идущим от забоя скважины на поверхность. Следовательно, внутри райзера создается разбавленный буровой раствор. Разбавленный буровой раствор на поверхности (платформе или судне) проходит через систему очистки и попадает в центрифугу, где заново разделяется на легкий и тяжелый буровой раствор. В итоге, забойное давление формируется как сумма гидростатического давления столба тяжелого бурового раствора и разбавленного бурового раствора.

Критический элемент системы CAMP является центрифуга, которая позволяет разделять

outside line. The riser is filled with nitrogen, instead of the displaced mud, thus, the created hydrostatic column of gas/liquid makes it possible to control the pressure.

The company Trancoocean chose a different way and conducted laboratory experiments of the CAMP system (Continuous Annular Pressure Management) [7,8].

The operational principle of the CAMP system is illustrated in **Figure 4**: low density drilling mud (light-weight drilling mud) is pumped into the annular space using the kill lines. It is mixed, above the low riser package, with heavy-weight drilling mud delivered from the bottom-hole to the surface. Therefore, a diluted drill mud is created inside the riser. The diluted drill mud, when on the surface (a platform or a ship) passes through the treatment system and reaches a centrifuge where it is separated back into light-weight and heavy drilling mud. As a result of this, the bottom-hole pressure is formed as a sum of hydrostatic pressure of the columns of the heavy and diluted drill muds.

The centrifuge is a critical component of the CAMP system, which enables the separation of the diluted drill mud (1,076 to 1,677 kg/m³) into the weighted (1,437 to 2,156 kg/m³) and light-weighted drill mud (1,078 to 1,677 kg/m³). The field tests of this centrifuge, with consumption rate of 1,897 l/min, were successfully carried out on drill ship, Discoverer Enterprise, at the end of 2008.

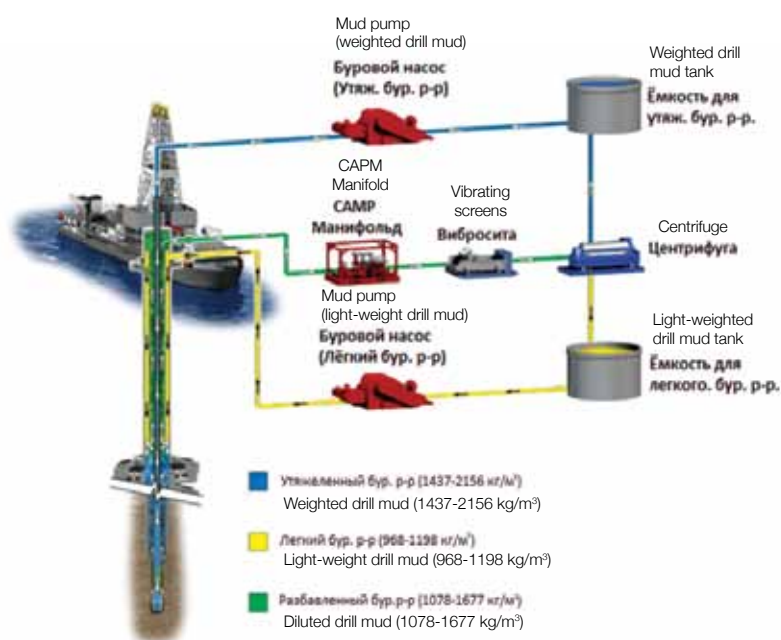


Рис.4: Система CAMP «Постоянное управление давлением в кольцевом пространстве»

Fig.4: The CAMP system "Continuous Annular Pressure Management"

КРИТЕРИИ АНАЛИЗА		Система постоянного управления давлением в кольцевом пространстве (CAMP)	Система подводного насоса для подъемного бурового раствора (SMD)	Система управления давления бурового раствора (CMP)
Преимущества	Эксплуатация	Все оборудование на поверхности	Один градиент раствора	Один градиент раствора
	Контроль скважины	Обычный / MPD		
	Подтверждение концепции	Расчеты Blade Engineering / Полевые тесты для BP и Transocean		Компания Enhanced Drilling реализовывает
	Доп. обработка бур. шлама	Не требуется		
	Размер буровой платформы	Любой	Готовые суда Pacific Santa Ana	
	Стоимость (дизайн, производство, установка)	~ \$5 млн.		
	Суточная ставка	X\$ тыс./день		
Недостатки	Эксплуатация	Два градиента раствора	Насос на уровне дна моря	Насос выше уровня дна моря на райзере
	Контроль скважины		Требуются подводные линии дросселирования	Требуются подводные линии дросселирования / Нет MPD на среднем уровне райзера
	Подтверждение концепции		Не прошла промышленные испытания	
	Установка	Доп. от 4 до 6 центрифуги	Спец. дизайн бур. платформы + от 2 до 3 доп. буровых насоса + доп. СПО для установки	Модификация рейзера +2 доп. буровых насоса
	Доп. обработка бур. шлама		Дробилка шлама на уровне дна моря	Дробилка шлама на райзере
	Размер буровой платформы		7 поколение	6 поколение
	Стоимость (дизайн, производство, установка)		~ \$100 млн.	~ \$50 млн.
	Суточная ставка		2X\$ тыс./день	2X\$ тыс./день

Таблица 2: Сравнительный анализ систем бурения с двойным градиентом

разбавленный буровой раствор (1076-1677 кг/м³), поднимающийся из скважины, на утяжеленный (1437-2156 кг/м³) и легкий буровой раствор (1078-1677 кг/м³). В конце 2008 года были успешно проведены полевые испытания данной центрифуги при расходе 1897 л/мин на буровом судне «Discoverer Enterprise»

Многие исследования бурения с двойным градиентом были приостановлены после 2010 года, возможно в связи с тем, что один из основных амбассадоров бурения с двойным градиентом компания BP понесла большие убытки после аварии на месторождении Маконда в Мексиканском заливе [9,10].

В **таблице 2** приведен сравнительный анализ систем бурения с двойным градиентом, где приведены также основные критерии, влияющие, по нашему мнению, на принятие решения заказчиком по использованию инновационного оборудования и технологий на месторождениях.

На основе проведенного анализа, можно сделать выводы, что при расположении оборудования ниже уровня моря (системы SMD и CMP), есть вероятность возникновения простоев на ремонтные работы и

Many research activities toward the dual gradient drilling were suspended after 2010, probably due to the fact that one of the major brand ambassadors of the dual gradient drilling, BP, suffered great losses after the disaster in the Gulf of Mexico's Macondo field. [9,10].

Table 2 presents the comparative analysis of the dual gradient drilling systems, where the main criteria are also introduced, which, to our mind, have an influence on Contractor's decision to apply innovative equipment and technologies at oilfields.

Based on the implemented analysis, it is possible to conclude that, in case of the equipment located below sea level (the SMD and CMP systems), there exists a probability of downtime for overhauls, and the complications with well control are quite likely in case of gas blowouts. The analysis also testifies that one of the most perspective dual gradient drilling techniques is the CAPM system, Continuous Annual Pressure Management.

The potential economic effect from the use of the dual gradient system is presented in **Figure 5**, using the example of the mentioned Black Sea deep-water well.

THE ANALYSIS CRITERIA		Continuous Annular Pressure Management System (CAPM)	Subsea mud lift pump (SMD)	Controlled Mud Pressure system (CMP)
Advantages	Operation	All equipment is on the surface	One mud gradient	One mud gradient
	Well Control	Regular / MPD		
	Proof of concept	Blade Engineering calculations / Field trials for BP and Transocean		The Enhanced Drilling company is implementing
	Add.treatment of drill cuttings	Not required		
	Drilling platform size	Any	Ready-made ships Pacific Santa Ana	
	Cost (design, manufacturing, installation)	~ \$5 mil.		
	Daily rate	X\$ thous. per. day		
Shortcomings	Operation	Two mud gradients	Pump at the seabed level	Pump on the riser, above the seabed level
	Well Control		Submarine choke lines are required	Submarine choke lines are required / No MPD is available at the riser medium level
	Proof of concept		Failed to pass field trials	
	Installation	Add. 4 to 6 centrifuges	Drilling platform special design + 2 to 3 add. mud pumps + add. RIH/POOH jobs to accomplish installation	Riser modification + 2 add. mud pumps
	Add.treatment of drill cuttings		Sludge crusher at the seabed level	Sludge crusher on the riser
	Drilling platform size		Generation 7	Generation 6
	Cost (design, manufacturing, installation)		~ \$100 mil.	~ \$50 mil.
	Daily rate		2X\$ thous. per. day	2X\$ thous. per. day

Table 2: Comparative analysis of the dual gradient drilling systems

возможны сложности по контролю и управлению скважиной в случае газонефтепроявления. Также анализ свидетельствует, что одним из наиболее перспективных методов бурения с двойным градиентом является «система постоянного управления давлением в кольцевом пространстве CAMP».

Потенциальный возможный экономический эффект от использования системы бурения с двойным градиентом - показан на рисунке 5 на примере глубоководной скважины в Черном море. При этом, стоимость одного дня строительства глубоководной скважины (включая все материалы и услуги) при традиционном способе составляет 1 млн. USD. При использовании системы бурения с двойным градиентом на строительство скважины уйдет 57 дней (вместо 96 дней при традиционном методе), следовательно экономический эффект оценивается в 39 млн. USD. Наибольший эффект связан с экономией затрат на обсадные колонны, цемент, буровой раствор и времени, потраченного на СПО.

Вывод

1. Бурение с двойным градиентом открывает широкие горизонты в бурении глубоководных

The cost of one day's construction of a deep-water well (including all the materials and services), when using the conventional method, amounts to 1 mil USD. When using the dual gradient drilling system, the construction of a such well would take 57 days (instead of 96 days of the conventional method), therefore, the economic effect is estimated as much as 39 mil USD. The maximum effect is associated with savings on the costs of production strings, cement, drilling mud and time spent for RIH/ POOH (run-in-hole/put-out-of-hole) operations.

Conclusion

1. The dual gradient drilling opens up broad horizons in drilling of deep-water wells with narrow "drilling margins". The reduction of well construction cost by up to 40% may contribute to the expansion of geological prospecting works in the seas of Russia.
2. The dual gradient drilling potentially makes it possible to qualitatively perform drilling in a formation due to reduced skin effect, as well as reach geological targets of greater depths of water, and drill in with the column with a diameter of 12 ¼ " - 8 ½".
3. The dual gradient drilling system actually releases the



Рис.5: Сравнительный расчетный график традиционного и бурения с двойным градиентом для скважины в Черном море
Fig.5: Comparative design chart of the conventional and dual gradient drilling for a well in the Black Sea

скважин с узким «буровым окном». Снижение стоимости строительства скважины до 40% может способствовать увеличению геолого-разведочных работ в морях России.

2. Бурение с двойным градиентом потенциально позволяет качественно прозвести первичное вскрытие пласта за счет уменьшения скин-эффекта, а также достичь геологических целей при больших глубинах воды и вскрыть его стволом диаметром 12 ¼ " - 8 ½".

3. Система бурения с двойным градиентом по существу освобождает райзер от «тяжелого» бурового раствора. В следствие этого, необходимое натяжение райзера можно уменьшить, что позволит значительно увеличить предельную глубину вод, в которых могут работать менее мощные буровые установки, или повысить допустимые текущие нагрузки для буровых установок, действующих в условиях неглубоких вод.

4. Буровые суда технически оборудованы и готовы к бурению с двойным градиентом. Некоторые системы бурения с двойным градиентом прошли промышленные испытания.

5. Внедрение новой технологии всегда требует подхода, основанного на оценке рисков и стандартов проектирования. В настоящее время предпринимаются усилия для разработки руководящих документов и стандартов в области

riser from heavy drill mud. Therefore, the riser tension can be reduced, which would considerably raise the maximum depth of the waters where less powerful drilling rigs can work, or the allowable current load could be increased for those drilling rigs working in the conditions of shallow waters.

4. Drilling ships have been technically equipped and ready for the dual gradient drilling. Some dual gradient drilling systems have passed the field trials.

5. Introduction of new technology always demands an approach based on the evaluation and assessment of risks and design codes. Efforts are presently made to develop ruling documents and standards in the field of the dual gradient drilling (see NORSOK D-010 и DNV-OS-E101). Field staff retraining shall be an important task to facilitate the introduction of the dual gradient drilling systems.

6. On the 22nd December 2018, the RF Government issued an Ordinance #2914 "About the Approval of the Strategy for the Development of the RF Mineral-Raw Material Base for the Period before 2035" [11]. The given strategy provides for measures to develop the continental shelf as well, including the development of the blind and deep-seated deposits. The innovative systems for the oil-and-gas producing complex, presented in the given article may become an important prerequisite to achieve those set goals.

бурения с двойным градиентом (см. NORSOK D-010 и DNV-OS-E101). Важной задачей внедрения систем бурения с двойным градиентом станет переподготовка промышленного персонала.

6. Правительство РФ 22 декабря 2018 г. издало постановление № 2914 «Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года» [11]. Данной стратегией предусмотрены меры и по развитию континентального шельфа, а также на выявление скрытых и глубокозалегающих месторождений. Предложенные в данной статье инновационные системы в нефтегазодобывающем комплексе могут стать важной предпосылкой достижения поставленных целей.

Список литературы:

1. Богоявленский В.И. «Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики»: Журнал «Бурение и нефть», 2012.
2. Волков В.В., Шмаль Г.И. «Почему буксует бажен?»: Журнал «Бурение и нефть», 2019.
3. Чернухив В.И. «Разработка технологии бурения скважин с регулируемым давлением на забой»: диссертация, Ставрополь, 2005.
4. Смит Ж.Р. «Системы бурения с двойным градиентом для улучшения бурения глубоководных скважин»: презентация в Государственном Университете Луизианы, 2004.
5. Петерман С.П. «Безрайзерное бурение – следующая ступень в глубоководном бурении»: презентация с конференции по морским технологиям, Хьюстон, 1998.
6. Форрест Н., Белли Т., Ханнаген Д. «Подводное оборудование для глубоководного бурения с двойным градиентом»: SPE/IADC 67707, 2001.
7. Дебоер Л. «Методика и оборудования для изменения плотности буровых растворов при глубоководном бурении нефтяных скважин»: патент США 6536540, 2003.
8. Дебоер Л. «Бурение с двойным градиентом», презентация на конференции ассоциации буровых подрядчиков, Хьюстон, 2003.
9. Малуков В.П., Сушок А.А. «Технологические, экологические и экономические проблемы в результате аварии на скважине Macondo компании «Бритиш Петролеум» в Мексиканском заливе»: вестник РУДН, 2013.
10. Новость «BP обязали выплатить \$21 млрд за аварию в Мексиканском заливе», 2015. [Электронный ресурс], Режим доступа: <https://burneft.ru/main/news/10773>,
11. Правительство Российской Федерации. «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» : №2914-р, Москва, 2018.

References:

1. Bogoyavlensky V.I. "Prospects and problems for development of oil and gas fields in Arctic shelf": "Drilling and Oil" journal, 2012.
2. Volkov V.V, Shmal G.I. "Why does Bazhen skid?": "Drilling and Oil" journal, 2019.
3. Chernukhiv V.I. "Development of technology for drilling wells with managed pressure drilling": dissertation, Stavropol, 2005.
4. Smith, J.R. "Dual Density Drilling Fluid Systems to Enhance Deepwater Drilling": presentation at Louisiana State University, 2004.
5. Peterman, C.P. "Riserless and MudLift Drilling – The Next Steps in Deepwater Drilling": presented Offshore Technology Conference, Houston, 1998.
6. Forrest N., Bailey T., Hannegan D. "Sub Sea Equipment for Deep Water drilling Using Dual Gradient Mud System": SPE/IADC 67707, 2001.
7. de Boer L. "Method and apparatus for varying the density in drilling fluids in deep water oil drilling applications," United States Patent 6,536,540, 2003.
8. de Boer L. "DGS Dual Gradient Drilling System," presentation in meeting of the Drilling Engineering Association, Houston, 2003.
9. Malyukov V.P., Sushok A.A. "Technological, environmental and economic problems resulting from the accident at Macondo well of British Petroleum in Gulf of Mexico": RUDN University Bulletin, 2013.
10. News "BP was ordered to pay \$21 billion for the accident in Gulf of Mexico", 2015. [Electronic resource], Access mode: <https://burneft.ru/main/news/10773>,
11. The Government of Russian Federation. "Development Strategy for Mineral Resources Base of Russian Federation until 2035": No. 2914-r, Moscow, 2018.

Ganiev R.I.,
Technical Consultant, DGD LLC
Luc DeBoer,
CEO, DGD LLC

Ганиев Радмир Илдарович,
Технический консультант DGD LLC
Люк Дебоер,
Генеральный директор DGD LLC