

ОБРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

DRILLING MUD CONDITIONING FOR HORIZONTAL WELLS

Petrov N.A., Korenyako A.V., Davydova I.N., Komleva S.F

В процессе бурения опытно-технологической скважины 1557/22 Сугмутского месторождения в горизонтальном участке скважины был применен в качестве основы полимерглинистый нарабатываемый буровой раствор, который применялся в обычных наклонных скважинах (Ноябрьского региона).

Химобработка раствора включала материалы и реагенты: бентопорошок ПБМА, СМС, Сайпан, Поликем-Д, ЛУБ-167. Модификация раствора заключалась в дополнительной обработке раствора полимерами и смазочными добавками (ЛУБ-167 и графит), а также комплексным ПАВ – СНПХ-ПКД-515. Последний придавал раствору ингибирующие (гидратацию глин) и поверхностно-активные свойства. Для повышения плотности раствора использовали карбонатный утяжелитель. В запасе имелась противоприхватная добавка Пайп-Лакс.

В горизонтальном участке предусматривалось установление фильтра ФСГ-146. Перед герметизацией пространства выше фильтра с помощью пакера ПДМ-146, промывочный раствор, находящейся в горизонтальном стволе, замещается на слабоконцентрированную соляную кислоту с добавкой катионного ПАВ – 0,5-1,5% гидрофобизатора ИВВ-1.

Разработка нефтяных залежей наклонно-направленными скважинами с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте ведется давно и успешно. Применение горизонтальных скважин позволяет увеличить объем добычи нефти из залежи за счет: повышенных дебитов нефти по сравнению с обычными наклонно-направленными скважинами; уменьшения вероятностей образования конусов воды и газа; добычи нефти из зон, недоступных для традиционного бурения (под населенными пунктами, промышленными объектами, угодьями в природоохранных и водоохранных зонах и др.); рентабельности добычи нефти из низкопродуктивных залежей и др.[1,2].

В Ноябрьском регионе, в частности на Сугмутском месторождении горизонтальные скважины начали бурить и эксплуатировать еще в 90-х годах. Упомянутое месторождение находится в зоне приоритетного природопользования. Залежь нефти на одном из его участков была вскрыта в пласте БС 9-2, который представляет собой сложнопостроенный песчано-глинистый коллектор с характерным для месторождений Западной Сибири переслаиванием гидрофильных песчаников и аргиллитов. Кровля продуктивного пласта для центральной части залежи находится на отметке 2708 – 2714 м. Воды пластов БС 9-2 и АС 7 относятся к хлоркальциевому типу, а их минерализация меняется в пределах 12,10 – 17,03 г/л. Средняя пластовая температура на уровне водонефтяного контакта (ВНК) пласта БС 9-2 составляет 88°С, пластовое давление – 28,1 МПа.

На Сугмутском месторождении отложения сеномана не продуктивны. Исходя из опыта бурения наклонно-направленных эксплуатационных скважин, в интервале до 2700 м возможна потеря устойчивости стенок скважины и прихваты инструмента. При бурении скважин ниже башмака кондуктора обычно применяются солевые полимер-глинистые растворы.

Качественная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность раствора являются важными

When drilling pilot-operational well 1557/22 in the Sugmutskeye field, polymer-clay replenished mud was used as a basis in a horizontal section of the well in the same way as conventional directional wells in Noyabrsk region. Chemical treatment of the mud included the following materials and chemicals:

- Bentonite powder PBMA
- CMC
- Saipan
- Polikem-D
- LUB-167

The mud was modified via additional treatments with polymers and lubricants (LUB-167 and graphite) and a comprehensive drilling mud surfactant - SNPH-PKD-515. The latter contributed to inhibition (hydration of clay) and surfactant properties. Carbonate heaver was added to increase the mud weight, with Pipe-lax additive in reserve in case of any sticking problems. Following that, a filter(perforated sub) was installed, FSG-146, in a horizontal section. Before sealing the space above the sub with a PDM-146 packer, the drilling fluid, contained in the horizontal section, was displaced with low-concentrated HCl with some cationic surfactant – 0,5-1,5% wetting agent IVV-1.

Oil reservoirs have been developed successfully for quite a while through directional drilling where the horizontal section of a wellbore targets the pay zone. Horizontal wells allow increased oil recovery from a formation due to the following factors:

Increased oil rates as compared to conventional directional wells. Decreased probability of emerging water and gas cones. Recovery of oil from zones which cannot be reached with conventional drilling techniques (underneath communities, industrial facilities, agricultural lands in conservation areas and water conservation zones etc). Profitability of oil recovery from low-payable reservoirs. Drilling and production of horizontal wells began in the Noyabrsk region, particularly in Sugmutskeye field in the early 1990's. This field is in an area of prioritized use of natural resources. Oil deposits were tapped within the field in formation BS 9-2 which represents a complex sand-shale reservoir with West Siberia' generic interlaying of hygrophilous sandstones and mudstones. The roof of the payable formation in the center of the deposit is between 2708 – 2714 m. Waters of BS 9-2 and AC 7 are of the calcium chloride type, with the salinity ranging from 12,10 – 17,03 gr/l. The average formation temperature at the water-oil contact of the formation BS 9-2 is 88°C, with a formation pressure of 28.1MPa.

The Senoman deposits of the Sugmutskeye field are not productive. From experience of drilling directional production wells, there is a chance to impair well bore stability, which may result in pipe sticking at intervals above 2700 m. Drilling the interval below the surface casing shoe usually requires utilization of salt-resistant fluids of a polymer-clay nature.

Efficient transportation of cuttings and good carrying capacity of mud are critical factors when drilling wells with a horizontal bottom-hole. Effective transportation of solid particles can be achieved via imparting adequate energy. This provides a turbulent flow with a high velocity. If there is a higher concentration of cuttings in the mud due to a high drill rate, it may exceed the sand-lifting ability of the mud. Therefore, mud velocity in the annulus is regarded as one of the main parameters of bore cleaning. At a very high velocity of

факторами при бурении скважин с горизонтальным окончанием [3]. Эффективно транспортировать твердые частицы можно путем придания соответствующей им энергии. Это обеспечивает турбулентный поток высокой скоростью течения. Повышенная концентрация шлама в растворе, возникающая при высокой скорости проходки долота, может превысить песконосящую способность раствора. Поэтому скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как один из главных параметров очистки ствола. При очень высокой скорости турбулентного потока большинство всех твердых частиц могут быть вынесены потоком. При низкой скорости потока частицы могут концентрироваться на нижней стороне стенки скважины, и в итоге формируется шламовая подушка.

Сложно определить скорость, необходимую для создания турбулентного потока в кольцевом пространстве. Кроме того, турбулентность не следует создавать при наличии эрозивно-чувствительных формаций или при ограниченной мощности насоса. Вращение бурильного инструмента инициирует спиральный поток, который помогает быстро удалить имеющийся шлам и предотвращает появление новых напластований - дюнообразование.

Приемлемой степени очистки скважины (раствором) можно достигнуть и при умеренных скоростях течения, то есть при ламинарном потоке, когда реологические свойства раствора подобраны правильно.

Реологические свойства раствора в турбулентном потоке нелинейны. Поэтому можно одновременно иметь низкие значения вязкости раствора и обеспечивать достаточную выносную способность.

Высокие выносные и тиксотропные свойства растворов способствуют предотвращению в них седиментации твердой фазы. В тоже время они должны способствовать поддержанию минимальных гидравлических сопротивлений в процессе бурения. Это положительно влияет на показатели работы долот.

Качество очистки при ламинарном режиме более чувствительно к высоким значениям вязкости при малых величинах статического напряжения сдвига (СНС), которые должны быть пропорциональны динамическому напряжению сдвига (ДНС). Существует определенная зависимость между этими величинами и качеством очистки. Исходя из опыта работ, динамическое напряжение сдвига должно быть около 30-40 дПа, а пластическая вязкость – 15-20 мПа•с при сравнительно небольших величинах статического напряжения сдвига (СНС1 - до 10 дПа и СНС10 - до 40 дПа). Условную вязкость желательно удерживать на уровне 20-30 с.

Регулирование реологических свойств буровых растворов может осуществляться двумя путями: изменением концентрации коллоидной глинистой составляющей твердой фазы раствора и высокомолекулярными полимерными соединениями.

Устойчивость стенок скважины обеспечивается подбором плотности раствора, а также ингибирующих (гидрофобизирующих) и фильтрационных свойств. В частности, показатель фильтрации полимер-глинистых растворов должен быть предельно низким, около 3-5 см³/30 мин по прибору ВМ-6.

Ингибирующие свойства фильтрата раствора одновременно влияют на размер и свойства частиц шлама. Целесообразно организовать 4-х ступенчатую систему очистки бурового раствора, а для повышения эффективности работы очистных устройств (в большей степени вибросита, центрифуги и

turbulent flow, most cuttings may be carried away with the flow. At low velocity, of the stream cuttings may accumulate on the low side of the wellbore wall resulting, eventually, in a cuttings pad on the bottom.

The task of defining what velocity is required to create a turbulent flow in the annulus is difficult. Moreover, turbulent flow should not be created when erosion-sensitive formations are the case, or if the pump is at limited capacity. Rotation of the drilling tool initiates a spiral flow, which in turn assists in cuttings removal and prevents the formation of new layers and sand drifts.

Acceptable levels of well cleaning (with mud) can also be achieved at moderate velocities. For example, at the laminar flow when mud flow characteristics are accurately defined. Mud flow characteristics (rheology) in a turbulent flow are not linear. Here, there may be concurrently low viscosity and have appropriate carrying capabilities. High carrying and the thixotropic properties of fluids precludes from the inner sedimentation of solids. At the same time such fluids should contribute to a minimal hydraulic resistance during the course of drilling. This favorably influences the performance of a drill bit.

Cleansing quality at the laminar flow is more sensitive to high viscosity at low gel strength (GS), which should be proportional to the yield point (YP). There is a certain dependency between these values and the quality of cleaning. Experience shows that the YP should be in the region of 30-40dPa, plastic viscosity should stay within 15-20 MPa*s, with relatively low gel strength (gel strength (1) not higher than 10dPa or gel strength (10) not higher than 40dPa). Favorably, funnel viscosity should be kept within 20-30sec. Adjustment of mud flow characteristics can be done by altering the concentration of the colloidal clay components of mud solids and high-molecular polymer compound. Stability of bore walls is achieved through adequate mud weight as well as the selection of inhibiting (water repellent) and filtering properties. In particular, fluid loss of polymer-clay mud should be ultimately low, ca. 3-5 cm³/30 min using the ВМ-6 meter.

The inhibition properties of the filtrate influence the size and properties of the cuttings particles. It is practically good procedure to have a 4-stage mud cleaning programme; in order to enhance performance of the cleaning equipment (mainly a shaker, centrifuge and settling tank) one should use coagulants and flocculants. The optimal content of solids within the drilling fluid fed into a well bore is 20-22%, including a colloid clay component percentage of 1.6-1.8%. There should be virtually no sand (or it should not exceed 0.5%). Drilling horizontal sections requires the usage of lubricants that minimize the friction factor between the filter cake and the drill pipe. Drilling fluids successfully used in conventional directional wells serve as a basis that certainly requires modification before drilling a horizontal section.

Polymer-clay types of mud are widely spread in drilling operations in the Noyabrsk region. The chemical composition of drilling mud is mainly the following:

Powder-like low molecular polymers that are derivatives of cellulose
High-molecular polyacrylamides
Surfactants of comprehensive effect
Acid-soluble heavers (e.g. carbonaceous)

Therefore, the chemical treatment of drilling mud when drilling out from surface casing to 2700 m is performed in accordance with operations procedures applicable for directional drilling. Chemical treatment has a number of features within the highly deviated drilling sections below the intermediate casing shoe (when the building angle is as high as 90%), as well as when drilling a horizontal well in productive formation. In particular, it does the following:

- Prevents pipe sticking
- Enhance bore cleaning from cuttings
- Preserve quality of well bore

осадительной емкости) следует применять коагулянты и флокулянты.

Оптимальное содержание твердой фазы в буровом растворе, подаваемом в скважину, составляет не более 20-22%, в том числе количество коллоидной глинистой составляющей – 1,6-1,8%, песок в растворе должен практически отсутствовать (или, по крайней мере, не превышать 0,5%).

При бурении горизонтального участка скважины необходимо применять смазочные добавки, снижающие до минимума коэффициент трения фильтрационной корки с бурильным инструментом.

Буровые растворы, которые успешно выполняли свои функции при бурении обычных наклонных скважин являются основой, безусловно требующей модификации для бурения горизонтального участка.

Полимер-глинистый тип раствора наиболее широко распространен в практике буровых работ в Ноябрьском нефтегазовом регионе. Химический состав бурового раствора в основном представлен: порошкообразными низкомолекулярными полимерами- производными целлюлозы, высокомолекулярными полиакриламидами (ПАА), поверхностно-активными веществами (ПАВ) комплексного действия, смазывающими добавками, и кислоторастворимыми утяжелителями (например, карбонатными).

Таким образом, химическая обработка бурового раствора при бурении из-под кондуктора до глубины 2700 м ведется в соответствии с действующим регламентом на бурение наклонно-направленных скважин. В интервалах бурения сильно искривленного участка из-под башмака промежуточной колонны (при наборе угла до 90%), а также при проходке горизонтального ствола скважины в продуктивном пласте, химическая обработка промывочной жидкости имеет ряд особенностей. В частности, она позволяет: предотвратить прихват инструмента, повысить эффективность очистки ствола от шлама, сохранить качество ствола скважины, улучшить качество вскрытия продуктивного горизонта и пр.

Для проводки опытно-технологической скважины 1557/22 Сугмутского месторождения (1997 г.) предлагалась следующая технология приготовления и обработки бурового раствора.

С помощью эжекторной установки готовится глинистая суспензия из глинопорошков высокого качества плотностью 1020-1030 кг/м³. Глинистый раствор обрабатывается реагентом КМЦ-700 или СМС (США) из расчета 200-250 кг сухого реагента на 100 м³ бурового раствора.

Обрабатывается буровой раствор реагентом КМЦ как в сухом виде, так и водным раствором. В случае необходимости пополнения объема циркулирующей жидкости используется водный раствор реагентов КМЦ и Сайпана (Япония) в соотношении 2:1. Растворение полимеров ведется в глиномешалке из расчета 2-3 кг КМЦ и 1,0-1,5 кг Сайпана на 1 м³ воды. В дальнейшем в данную водную композицию добавляется реагент Поликем Д (Кем-Трон, США) из расчета 0,5 кг на 1 м³ воды.

Реагент КМЦ-700 предназначен для снижения показателя фильтрации и регулирования реологических параметров раствора. Акриловый полимер Сайпан также понижает показатель фильтрации раствора, и, кроме того, обеспечивает устойчивость стенок ствола скважины за счет его капсулирующего (ингибирующего) действия. Высоковязкий ПАА - Поликем Д позволяет управлять реологическими свойствами раствора, проявляя флокулирующие и ингибирующие свойства.

- Improve tapping of payable horizon

For engineering support of the pilot operational well No. 1557/22 at the Sugmutskeye field (1997) the following procedures of drilling mud preparation and conditioning were planned:

The ejector unit prepares the clay slurry by mixing high quality clay powder, with a density of 1020-1030 kg/m³. The clay-based mud is then mixed with chemicals KMTs-700 or CMC (USA) using 200-250 kg of dry chemical per 100 m³ of drilling fluid. The drilling mud is treated with the chemical CMC, whether in a dry condition or dissolved in water. If it is necessary to replenish the volume of circulation liquid then a water based solution is used, consisting of the chemical CMC and Saipan (Japan) in a ratio of 2:1. The mixture is diluted in a clay mixer on the basis of 2-3 kg CMC, 1,0-1,5 kg Saipan and 1 cubic m of water. Following that, a chemical called Polikem D (Kem-tron, USA) is added to this water composition on the basis of 0.5kg to 1 cubic meter of water.

KMTs-700 chemical is used for lowering fluid loss and adjusting the flow rheology of the mud. Saipan, an Acryl polymer, also reduces fluid loss value and, in addition to this, facilitates well bore stability thanks to its encapsulating (inhibition) effect. The high viscosity of - Polikem D allows a regulated flow rheology of the mud, showing flocculating and inhibiting properties.

In order to achieve both inhibiting, hydrophobic and surfactant properties, the chemical SNPH-PKD-515 was used, which is a composition of non- ionogenic and cation-active surfactants. Complex surfactant blends well with almost all chemicals currently used in the region. The water solution SNPH-PKD -515 is then used to condition drilling mud in a water-agent ratio of 3:1, and is thinly jetted at the pump suction point. Mud conditioning should be started from the interval below the surface casing.

Conditioning with LUB-167, a lubricant from Kem-Tron in the USA, should also start when drilling out from the surface casing and to ensure the concentration of the chemical is maintained in the mud. Lubricant LUB-167 allows for the efficient reduction of torque, and resistance to the motion of the drilling pipe (drag). Since LUB-167 is a chemical that blends well with almost every chemical used in the region, it can be used in any water-based drilling mud. For better lubricating mud, it is recommended to additionally use 2-3% graphite for the volume of mud in circulation. Moreover, for well engineering support it is important to have a 200kg reserve of Pipe-lax, an anti-sticking additive made by Kem-tron. To achieve a higher density of drilling mud to meet procedural parameters, a carbonate heavier should be applied. In order to neutralize Ca²⁺-ions when adjusting pH, 1.5kgs of sodium carbonate per 1 cubic meter of mud can be used.

As the length of the horizontal bore increases, and prior to drilling completion, drilling mud is treated with combined water solution KMTs-700 and Polikem D in a ration of 6:1. The water solution is added evenly throughout circulation cycle.

The operational parameters of drilling mud at intervals between 2700 – 2900 and 2900 – 3100m vertically are presented in the below table. The sequence of conditioning drilling mud at the above intervals is as follows:

Between 2700 – 2800 meters: drilling mud is treated with the following:
up to 1 ton of KMTs-700 chemical
500 kg of Saipan
100 kg of Polikem D.

5-7 tonnes of preliminary hydrated bentonite powder, type PBMA, then needs to be added for every 100 cubic meters of mud. During mud circulation 2tonnes of LUB-167 lubricant need to be added, 600 kg of SNPH-PKD-515 surfactant and 20 tonnes of carbonic heavier.

Between 2900 – 3000 meters: At this depth, drilling mud will need to be additionally treated with the following:

Мы работаем там, где Вам важен результат...



Даже в самых сложных условиях, от месторождений в холодных северных морях, до просторов Сибири, «Бейкер Хьюз Дриллинг Флюидс» обеспечивает Вас эффективными системами буровых растворов и комплексными системами растворов для заканчивания скважин, а также сопутствующими услугами, разработанными с учетом Ваших специфических требований.

Сегодня мы готовы предложить Вам следующие высококлассные системы растворов и услуги по охране окружающей среды:

- Полный спектр буровых растворов и сопутствующих услуг
- Эффективные растворы на водной и синтетической основе
- Системы растворов для бурения в продуктивном интервале и заканчивания скважин
- Организация работ по удалению отходов
- Глобальная сервисная сеть
- Услуги опытных и квалифицированных инженеров по буровым растворам.

Объединенные с передовыми разработками других подразделений «Бейкер Хьюз», наши технологии позволят Вам добиться максимальной эффективности.

Когда Вам важен результат, положитесь на наш непревзойденный опыт, технологии и специализированный сервис.

Получить более подробную информацию можно на сайте www.bakerhughes.com/drillingfluids, или связавшись с нами по телефонам 7(495) 771 72 40, 7(495) 771 72 41



Drilling Fluids

When you have to get it right...

Для придания раствору одновременно ингибирующих, гидрофобизирующих и поверхностно-активных свойств предлагалось использовать такие реагенты комплексного действия, как СНПХ-ПКД-515. Он представляет собой композицию неионогенного и катионоактивного ПАВ. Комплексный ПАВ сочетается практически со всеми применяемыми в регионе реагентами.

Для обработки бурового раствора используется водный раствор СНПХ-ПКД-515 в соотношении вода – реагент равном 3:1, и подается тонкой струей под прием насоса. Обработку раствора следует производить, начиная с выхода бурением из-под кондуктора. Обработку смазочной добавкой ЛУБ-167 (Кем-Трон, США) следует также осуществлять при выходе бурением из-под кондуктора и постоянно поддерживать необходимую концентрацию реагента в растворе.

Лубрикант ЛУБ-167 позволяет эффективно снизить крутящий момент и сопротивление движению бурильного инструмента. Поскольку реагент ЛУБ-167 также совместим почти со всеми используемыми в регионе реагентами, то его можно использовать в любом буровом растворе на водной основе.

Для увеличения смазывающей способности раствора следует дополнительно применять графит из расчета 2-3% на объем циркулирующего раствора. Кроме того, для проводки скважины важно иметь в запасе противоприхватную добавку Пайп-Лакс фирмы Кем-Трон в количестве не менее 200 кг.

Для увеличения плотности бурового раствора до регламентируемых параметров необходимо использовать карбонатный утяжелитель.

С целью нейтрализации ионов Ca2+ при регулировании уровня pH можно использовать кальцинированную соду при расходе до 1,5 кг на 1 м3 раствора. По мере увеличения длины горизонтального ствола и перед окончанием бурения (при последнем долблении) буровой раствор обрабатывается комбинированным водным раствором КМЦ-700 и Поликем Д в соотношении 6:1. Водный раствор равномерно вводится по циклу промывки скважины.

400 kg Saipan
400-800 kg of KMTs-700 chemical
up to 50 kg of Police D
up to 700 kg of LUB-167
and up to 600 kg of SNPH-PKD-515.

When drilling a horizontal bore, drilling mud must conditioned with:
2 tonnes of KMTs-700
Up to 700 kg of polymer Saipan
up to 100-150 kg of Polikem D in combination with up to 2 tonnes LUB-167, Up to 1 tonne of graphite
up to 600 kg of SNPH-PKD-515
It is quite logical that during the construction of the first horizontal wells at each field, as a rule, the number of unreliable sections not covered with casing is reduced to minimum. Thus, for example, before drilling the horizontal section of a well bore an intermediate casing is run into the hole in order to cover the unreliable well bore lengths. Accumulating experience in the construction of sloped and horizontal wells and increasing the quality of drilling mud will ultimately lead to drilling without intermediate casing, which allows for significant savings in capital expenditure.

Indeed, construction of a well with a horizontal offset bears certain risks associated with the potential loss of well bore stability from the moment of drilling-in, untill casing running and cementing. The probability of stability loss of rock is most likely at high inclination angles. However, rock properties across the geological profile of Sugmutskeye field at high inclination angles has not been studied sufficiently enough. Therefore, at key well No. 1557/22, the plan was to run in an intermediate casing at a maximum vertical depth of 2680m in order to achieve a minimum or zero probability of stability loss in the open hole interval when drilling horizontal section of a well bore.

Since running intermediate casing with a diameter of 245 mm results in a considerable cost increase for horizontal well construction, new data obtained during key-well drilling has enabled operators to optimize the design of other horizontal wells at the Sugmutskeye field.

During the drilling of this well, a new completion program was in effect. The program provided for setting a 146-mm non-cemented casing in a horizontal section with pre-fabricated and installed perforated subs (FSG-146). When running the casing, subs play a role of casing, ensuring the hole circulation through a shoe; and later on, when the

TVD	Mud parameters											
	ρ , kg/m ³	AV, s	FL, cm ³ /30 min	K, mm	pH	GS 1/10, ддPa	τ_0 , дPa	η , mPa•s	SP, %	S, %	C _K , %	K _{ТР} , degree
Drilling section of high deviation												
2700 – 2800	1150 – 1170	25	5	0,5	9- 10	6/10	30	15	12	до 0,5	1,8	1 - 2
2800 – 2900	1170	30	4	0,3	9- 10	3/5	40	20	12	до 0,5	1,6	1 - 2
2 Drilling the horizontal section												
2900 – 3000	1170	35	3	0,2	9- 10	2/4	до 50	20	13	до 0,5	1,6	до 1
3000 – 3100	1170	35 - 40	3	0,2	9- 10	3/5	до 50	20	13	до 0,1	1,6	до 1
Legend: ρ – density, AV – apparent viscosity, FL – fluid loss, K – filter cake, pH – hydrogen ion exponent, GS _{1/10} – gel strength in 1 and 10 minutes, τ_0 – yield point, η – plastic viscosity, SP – content of solids, S – sand content, C _K – content of colloidal phase, K _{ТР} – friction factor of filter cake.												

Технологические параметры бурового раствора по интервалам бурения 2700 – 2900 и 2900 – 3100 м по вертикали даны в таблице. Последовательность обработки бурового раствора по указанным интервалам бурения следующая.

В интервале бурения 2700 – 2800 м буровой раствор обрабатывается реагентами КМЦ-700 в количестве до 1 тн, Сайпан – до 500 кг, Поликем Д – 100 кг. Предварительно прогидратированный бентонитовый глинопорошок вводится в раствор из расчета 5 – 7 тн бентопорошка марки ПБМА (Болгария) на 100 м³ раствора. В процессе циркуляции раствора необходимо ввести 2 т смазочной добавки ЛУБ-167, 600 кг комплексного ПАВ типа СНПХ-ПКД-515 и карбонатный утяжелитель в количестве 20 тн.

При бурении в интервале 2900 – 3000 м буровой раствор дополнительно обрабатывается реагентами КМЦ-700 в количестве 400 – 800 кг, Сайпан – до 400 кг, Поликем Д – до 50 кг, ЛУБ-167 – до 700 кг, СНПХ-ПКД-515 – до 600 кг. При бурении непосредственно горизонтального ствола, буровой раствор обрабатывается полимерами КМЦ-700 в количестве до 2 т, Сайпан – до 700 кг и Поликем Д – 100 – 150 кг в сочетании с добавками ЛУБ-167 – до 2 тн, графита – 1 тн, СНПХ-ПКД-515 – до 600 кг.

Вполне логично, что при строительстве первых горизонтальных скважин на каждом месторождении, как правило, до минимума сокращают ненадежные участки, не перекрытые обсадными трубами.

Так, например, перед бурением горизонтального участка ствола спускают промежуточную колонну с целью перекрытия малонадежных участков ствола скважины. По мере накопления опыта строительства пологих и горизонтальных скважин и повышения качества буровых растворов можно будет обойтись без спуска промежуточной колонны, что позволит существенно сэкономить капитальные затраты.

Действительно, строительство скважин с горизонтальным окончанием сопровождается определенным риском, связанным с возможными потерями устойчивости ствола в период с момента вскрытия бурением до крепления обсадной колонной. Вероятность потери устойчивости горных пород наиболее высока при больших зенитных углах искривления. Но характер проявления свойств горных пород геологического разреза Сугмутского месторождения при больших зенитных углах искривления скважин практически не изучен. Поэтому на опорно-технологической скважине 1557/22 планировалось спустить промежуточную колонну на максимальную глубину (2680 м по вертикали) для того, чтобы при бурении горизонтального участка ствола все же вероятность потери устойчивости неперекрытого колонной труб интервала была минимальной или вовсе отсутствовала.

Поскольку спуск промежуточной колонны диаметром 0,245 м приводит к значительному удорожанию стоимости строительства горизонтальной скважины, полученная при бурении опорно-технологической скважины новая информация позволила оптимизировать конструкцию других горизонтальных скважин на Сугмутском месторождении.

При бурении данной скважины предусматривалась новая технология заканчивания, заключающаяся в обсаживании горизонтального участка не цементируемой обсадной колонной диаметром 0,146 м с заранее изготовленными и установленными фильтрами (ФСГ-146). В процессе спуска колонны, фильтры выполняют функцию обсадной трубы, обеспечивая промывку скважины через башмак, а в процессе эксплуатации скважины обеспечивают гидродинамическую связь пласта со скважиной.

well is producing, the subs provide hydrodynamic communications between the productive formation and the well. Before sealing the casing annulus above the horizontal section with packer FSG-146, clay mud in the horizontal bore section is displaced with acid.

The composition of acid solution includes 4-6% of concentrated HCl, with the addition of 0.5-1.5% of water-soluble surfactant cation (wetting agent ИВВ-1). Particles of carbonic heavier dissolve under the influence of the acid solution, which in turn restores reservoir permeability. At the same time, the cation-active additive inhibits the corrosion process on the casing during acid solution injection, inhibits deacidification and hydrophobize pore space at the bottom-hole formation zone, which facilitates cleaning of the bottom-hole formation zone from "impurities" during well flow stimulation.

Because a horizontal well bore section has a non-cemented perforated sub, the quality of tailing-in is, in fact, entirely dependent upon the quality of drilling mud.

In conclusion, when drilling wells with a horizontal offset, special care should be taken when selecting the type of circulation fluid and its composition, as well as when setting an ongoing monitoring process over the parameters of enriched drilling mud. It should also be possible to easily adjust its properties should the need arise.

Перед герметизацией заколонного пространства выше горизонтального участка с помощью пакера ПДМ-146, глинистый раствор, находящийся в горизонтальном стволе, замещается на кислотный раствор.

В состав кислотного раствора входит: 4-6%-ая соляная кислота с добавкой водорастворимого катионного ПАВ (гидрофобизатор ИВВ-1) в количестве 0,5 – 1,5%. Под воздействием кислотного раствора частицы карбонатного утяжелителя растворяются, что приводит к восстановлению проницаемости коллектора. Вместе с тем катионоактивная добавка позволяет ингибировать коррозию обсадной колонны в процессе закачки кислотного раствора, замедлить нейтрализацию кислоты и гидрофобизировать поровое пространство призабойной зоны пласта (ПЗП), что при вызове притока облегчит очистку ПЗП от «загрязнений».

В связи с тем, что в горизонтальном участке ствола скважины устанавливается нецементируемый фильтр, то качество вскрытия продуктивного пласта по сути будет всецело зависеть от качества бурового раствора. Поэтому при бурении скважин с горизонтальным окончанием необходимо очень ответственно подходить к выбору типа промывочной жидкости и ее компонентного состава, а также к организации постоянного контроля за параметрами обогороженного бурового раствора, своевременного и легко управляемого регулирования его свойств.

■ Литература

1. Феллер В.В., Слюсарев Н.И. Предупреждение осложнений в процессе проводки и повышение продуктивности горизонтально направленных скважин //Повышение качества строительства скважин: Сб. науч. тр / УГНТУ; Международ. науч.-техн. конф.- Уфа: Монография, 2005.- С.50-53.
2. Салихов Р.Г., Глухов С.Д., Баянов В.М. и др. Бурение горизонтальных скважин со вскрытием продуктивной части пласта на депрессии // Передовые технологии строительства и ремонта скважин: Материалы 1-ой науч.- практ. конф., Пермь, 23-24 нояб.2004г.: Сб.науч.тр./СПб., 2005.- С.23-32.
- 3.Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин // Повышение качества строительства скважин: Сб. науч. тр / УГНТУ; Международ. науч.-техн. конф.- Уфа: Монография, 2005.- С.113-115.