

OIL-INDUSTRY.RU

ISSN 0028-2448

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО



NEFTYANOE
KHOZYAYSTVO

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

ОСНОВАН В 1920 ГОДУ ВЫПУСК 1206

2024 **4** АПРЕЛЬ

Российская сейсморазведка: текущие вызовы и задачи

8

Мультидисциплинарный подход к процессу
геологического сопровождения бурения скважин

18

Применение алгоритма PEXEL для автоматизированной
адаптации относительных фазовых проницаемостей

60

УЧАСТНИКИ
ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА



Применение технологии радиального вскрытия пласта на Северо-Хоседаюском месторождении

Experience of using radial drilling technology at the Severo-Khosedauskoe field

O.V. Akimov¹, K.V. Kempf¹, D.V. Shkarin¹, A.V. Donskoi¹, A.I. Bashirov², V.A. Makarenko², D.L. Kasimov², A.V. Lyagov², I.A. Lyagov²

¹Zarubezhneft JSC, RF, Moscow

²Perfobur Service LLC, RF, Moscow

E-mail: ADonskoi@nestro.ru

Keywords: side track, cut-off, drilling, radial drilling, enhanced oil recovery, geological and technical activities, new method

Currently, enhanced oil recovery methods from the existing well stock are widely used in the oil and gas industry. The production rate of wells decreases in time due to watering, failure of downhole equipment and etc. Regular methods of well workover and enhanced oil recovery do not provide a significant increase in flow rate and its preservation for a long time. Drilling new wells is expensive, while restarting idle wells allows reducing the financial burden on oil and gas producing enterprises. This article is devoted to a new method of enhanced oil recovery – controlled radial penetration of the formation along a given trajectory. This method consists of drilling one, two or more channels up to 14 m long in previously drilled wells. While drilling the intensity of angle gain reaches 8 deg/m. It is possible to drill up to 4 channels from one kickoff point with an unlimited number of such points in well. All work is carried out use a lifting unit for workover with standard tubing, without the using of coiled tubing. Drilled channels can be cased with filters, which ensure their stability. Logging can also be carried out at a distance from the main shaft as well as hydrochloric acid treatment. This type of geological and technical activity can be used for inflow stimulation, initial opening of the formation, for well testing, as an alternative to sidetracking, to bypass failure equipment, to orient cracks during hydraulic fracturing. The article describes the experience of using the technology of radial opening of the formation at the Zapadno-Khosedayuskoe field, which is a part of the group of the Centralno-Khoreyverkoe uplift.

В настоящее время перспективной общепризнанной технологией разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин (ГС) с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта [1–6]. Однако при невозможности реализации данной технологии можно применить альтернативный экономически и экологически обоснованный метод щадящего вторичного вскрытия продуктивной зоны пласта системой разветвленных каналов малых диаметра и радиуса кривизны из основного ствола скважины, уве-

О.В. Акимов¹, К.Т.Н.

К.В. Кемпф¹

Д.В. Шкарин¹

А.В. Донской¹

А.И. Баширов²

В.А. Макаренко²

Д.Л. Касимов²

А.В. Лягов², Д.Т.Н.

И.А. Лягов², К.Т.Н.

¹АО «Зарубежнефть»

²ООО «Перфобур Сервис»

Адрес для связи: ADonskoi@nestro.ru

Ключевые слова: боковой ствол, срезка, бурение, радиальное бурение, повышение нефтеотдачи, геолого-технические мероприятия, новые методы

Для цитирования: Применение технологии радиального вскрытия пласта на Северо-Хоседаюском месторождении / О.В. Акимов, К.В. Кемпф, Д.В. Шкарин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 28–31. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-28-31>
Akimov O.V., Kempf K.V., Shkarin D.V. et al., *Experience of using radial drilling technology at the Severnoe-Khosedauskoe field* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2024, No. 4, pp. 28–31, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-28-31>

личивающих площадь вскрытия и объем дренирования залежи в сложных геолого-технологических условиях без загрязнения коллектора фильтратом бурового раствора. Для таких условий вскрытия продуктивной зоны пласта предлагается техническая система (ТС) бурения каналов по контролируемой траектории, позволяющая оптимизировать материальные затраты на строительство и реконструкцию скважин, а также повысить дебит скважины и нефтеотдачу пласта [2], преодолевая загрязненную зону коллектора.

Краткая характеристика исследуемой скважины

В качестве скважины-кандидата для радиального вскрытия пласта D₃fm выбрана наклонно направленная скв. А Северо-Хоседаюского месторождения, входящего в группу месторождений Центральной части Хорейверского поднятия. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм с толщиной стенки 8,9 мм и группы прочности марки Е спущена на глубину 3272 м. Колонна проперфорирована в интервале 3161–3216 м. Более подробная информация о скважине представлена ниже.

Глубина забоя скважины
по бурению (MD), м. 3252,8
Год окончания бурения 2021
Максимальный зенитный угол
(на глубине 2770 м), градус 24,43
Максимальная интенсивность искривления
(на глубине 360 м), градус/10м 1,049
Альтитуда стола ротора, м 122,3
Глубина забоя, м:
искусственного. 3259,37
текущего на 12.01.22 г. 3252,8
Глубина расположения муфтового
резьбового соединения, м 3166; 3177,8; 3190
Продуктивность скважины значительно снизилась в
марте 2022 г. (рис. 1).

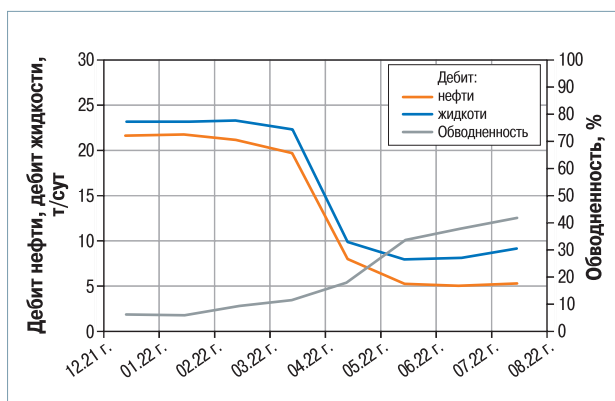


Рис. 1. Динамика показателей эксплуатации скв. А

Отложения верхнего девона фаменского яруса (пласт D₃fm) представлены известняками плотными серыми и светло-серыми. Геолого-физическая характеристика пласта следующая.

Тип коллектора Трещиновато-поровый
А.о. залегания пласта, м -(2850–2924)
Эффективная толщина, м 9,8
Пластовая температура, °С 65
Давление, МПа:
пластовое. 32,9
насыщения 7
Плотность нефти, г/см³ 0,834
Проницаемость пласта, 10⁻³мкм² 11
Вязкость нефти, мПа·с 5,88
Газовый фактор, м³/т. 27,7
Объемный коэффициент, м³/м³ 1,05

В процессе разработки пласта одной из основных проблем является значительное снижение добычи углеводородов вследствие кольматации призабойной зоны скважин и неполного охвата пласта выработкой. В январе 2022 г. провели геофизические исследования скважины (ГИС) для определения профиля притока. Согласно полученным результатам (табл. 1) из нижних интервалов перфорации (3188–3216 м) поступала обводненная продукция. С учетом этого при проведении радиального вскрытия пласта было выбрано селективное вскрытие целевых прослоев, расположенных в интервале 3169–3181,5 м без изоляции или отсыпки нецелевых нижерасположенных интервалов, ранее вскрытых перфорацией.

Таблица 1

Интервал перфорации, м	Работающие интервалы, м	Коэффициент охвата	Дебит, %/м ³ /сут	Состав флюида
3161–3164	3163–3164	0,33	5/1,8	Вода+ пленка нефти
3169–3170	3169–3170	1	38/13,7	Вода+ пленка нефти
3173–3176,5	3173–3176,5	1	11/4	Вода+ пленка нефти
3178,5–3181,5	3178,5–3180	0,5	17/6,1	Вода+ пленка нефти
3184–3186				
3188–3189,5	3188–3189	0,66	12/4,3	Вода
3211–3216	3213–3216	0,6	17/6,1	Вода
Суммарная перфорированная толщина – 19 м	Суммарная работающая толщина – 6,0 м	0,32	100/36,0	

Примечание. Представлены данные из отчета ГИС – профиль притока от 01.2022 г.

Опытно-промысловые испытания

Целью опытно-промысловых испытаний (ОПИ) являлась оценка надежности и эффективности применения технологии бурения с помощью ТС «Перфобур» направленных каналов малого диаметра по прогнозируемой траектории для увеличения нефтеотдачи пластов скважины-кандидата. ОПИ включали:

- бурение с использованием ТС «Перфобур» двух радиально направленных каналов длиной по 14 м через предварительно профрезерованные «окна» в обсадной колонне с заданной фазировкой;

- обеспечение возможности проведения солянокислотной обработки (СКО) в пробуренных каналах с применением в составе ТС «Перфобур» гидромониторной насадки (рис. 2) с четырьмя отверстиями под углом 90° (диаметр отверстий 4,3 мм).

На первом этапе скважину подготавливали к проведению радиального вскрытия пласта. Бригадой капитально-



Рис. 2. Гидромониторная насадка

го ремонта скважин (ООО «РМНТК Нефтеотдача») были выполнены:

- шаблонирование эксплуатационной колонны;
- скреперование эксплуатационной колонны;
- стравливание давления в скважине до атмосферного по трубному и межтрубному пространствам.

На втором этапе осуществлялось вторичное вскрытие пласта D_3fm . При помощи партии ГИС якорный модуль ТС «Перфобур» был размещен с привязкой по глубине в интервале 3170,69–3178,9 м. Путем установки в якорь автономного инклинометра АИ-30 уточнили визирный угол якоря (320°). На следующем этапе выполнили фрезерование «окна» в эксплуатационной колонне с применением специального винтового забойного двигателя в комплектации с фрезой диаметром 75 мм, далее провели смену компоновки на бурение долотом диаметром 69 мм и последующее бурение радиального канала длиной 14 м. Следующим рейсом выполнили инклинометрию пробуренного канала с помощью инклинометра АИ-30 для подтверждения пробуренной траектории.

Согласно плану работ в скв. А точка зарезки второго радиального канала идентична точке зарезки первого канала с разворотом на 180° . Для этого на устье скважины провели поворот стыковочного узла (захват) относительно клина-отклонителя на требуемый угол, что позволило развернуть компоновку низа бурильной колонны (КНБК) в противоположное направление. Далее начались работы по бурению второго канала, аналогичные выполняемым при бурении первого радиального канала.

Третий этап работ предполагал проведение точечной глубокопроникающей кислотной обработки по технологии гидравлического освоения необсаженных стволов в пробуренном канале с применением специальной гидромониторной насадки (см. рис. 2). На забой первого радиального канала закачали 12 м^3 15%-ной HCl. Во втором пробуренном радиальном канале закачка кислоты проводилась в двух точках намыва (на глубине 3183 и 3175 м). Общий объем кислоты составил 24 м^3 .

На рис. 3 представлен планшет ГИС, совмещенный с интервалами бурения радиальных каналов и указанием точек закачки кислоты. На рис. 4 приведено сравнение проектных и фактических траекторий каналов, отмечается их высокая сходимость, отклонения от траектории не превысили допустимые величины. Отклонение по азимуту на забое для первого канала составило 13,3 %, для второго – 13,2 %, по зенитному углу

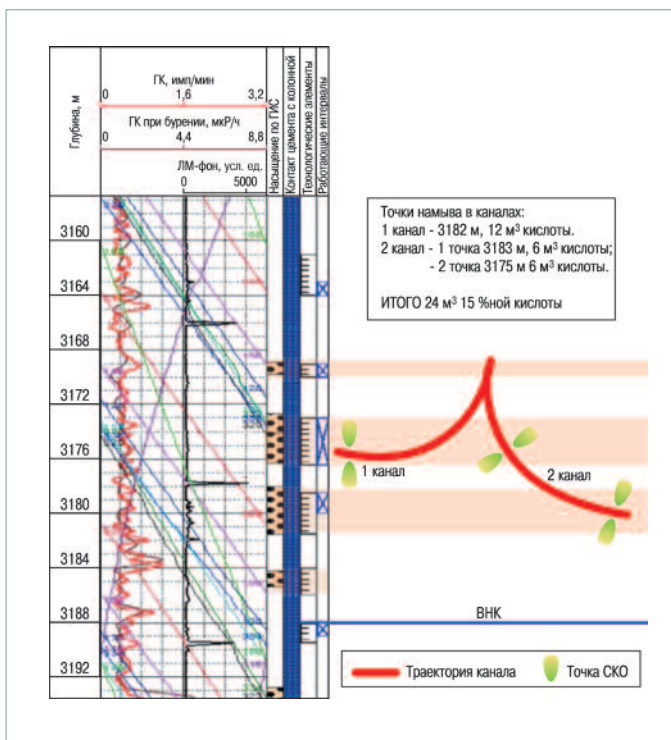


Рис. 3. Схематическое изображение каналов с точками СКО с привязкой к результатам ГИС (ВНК – водонефтяной контакт; ЛМ – локатор муфт)

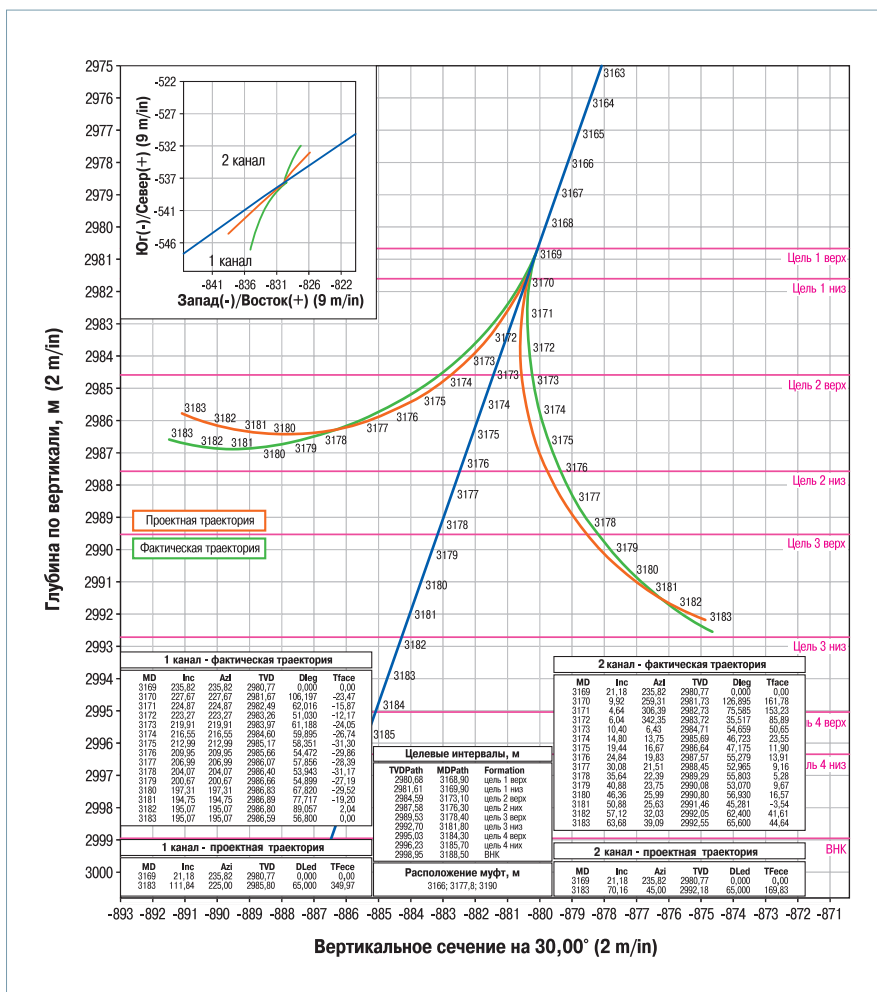


Рис. 4. Сравнение проектных и фактических траекторий радиальных каналов в скв. А Северо-Хоседаурского месторождения

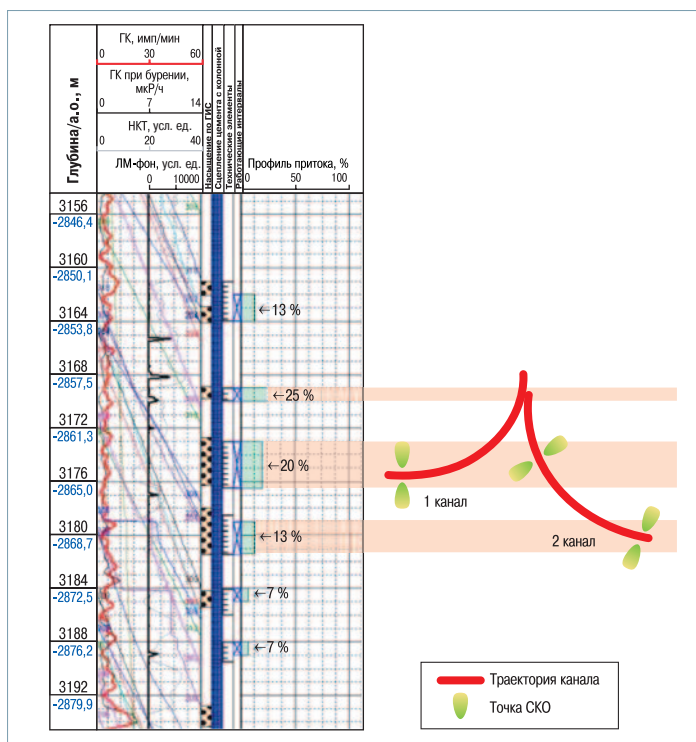


Рис. 5. Схематичное изображение каналов с точками СКО с привязкой к результатам ГИС и ПГИ

на забое – соответственно 6,08 и 9,23 %, по отходу от основного канала – практически равно нулю.

Результаты испытаний

Скв. А ввели в эксплуатацию 31.07.2023 г. с достижением расчетного дебита нефти. Прирост дебита нефти составил 17,6 т/сут (до проведения геолого-технических мероприятий – 5,3 т/сут, после них – 22,9 т/сут), прирост дебита жидкости 15 м³/сут (от 9 до 34 м³/сут), обводненность снизилась с 42 до 22 %.

После радиального вскрытия пласта в скважине провели промыслово-геофизические исследования (ПГИ) для определения профиля притока, которые подтвердили эффективность работ: каналы обеспечивают 58 % общего притока из скважины (рис. 5).

Выводы

1. Подтверждена эффективность радиального вскрытия пласта по технологии «Перфобур» в отложениях верхнего девона Северо-Хоседаюского месторождения.
2. Осуществлена интенсификация добычи нефти без прорыва в нецелевые обводненные пласты.

Список литературы

1. Опыт колтюбингового бурения горизонтальной скважины в АНК «Башнефть» / Н.З. Гибадуллин, Е.В. Тайгин, Р.Р. Салигаскаров [и др.] // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2004. – № 8. – С. 40–45.
2. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов / Н.А. Шамов, А.В. Лягов, Д.В. Пантелеев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 131–174.
3. Фурсин К.С., Григулецкий В.Г. Шлангокабельный перфобур для глубокого щадящего вскрытия продуктивных интервалов обсаженной скважины // Каротажник. – 2015. – № 9. – С. 60–72.
4. Мальцев А.А., Лягов И.А., Лягов А.В. Разработка инновационной системы радиального бурения для повышения нефтеотдачи пласта // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 67–71.
5. Касимов Д.Л., Лягов И.А., Лягов А.В. Технологические особенности фрезерования обсадных колонн высокой группы прочности технической системой Перфобур // В сб. Современные проблемы нефтегазового оборудования. – Уфа: Уфимский гос. нефтяной технический университет, 2019. – С. 88–95.
6. Пат. на полезную модель №195139 УИ, RU. Бурильная компоновка с малогабаритным гидравлическим забойным двигателем / А.В. Лягов, И.А. Лягов; патентообладатель ООО «Перфобур», № 2019120556, заявл. 25.12.2017; опубл. 15.01.2020.

References

1. Gibadullin N.Z., Taygin E.V., Saligaskarov R.R. et al., *The experience of horizontal well coiled tubing drilling in ANK Bashneft* (In Russ.), *Vremya koltubinga. Vremya GRP = Coiled tubing times Journal*, 2004, no. 8, pp. 40–45.
2. Shamov N.A., Lyagov A.V., Pantelev D.V. et al., *Equipment and technology creation of ultra-deep perforations* (In Russ.), *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 2, pp. 131–174.
3. Fursin K.S., Griguletskiy V.G., *A flexodrilling perforation bit for deep sparing exposing productive intervals in the cased well* (In Russ.), *Karotazhnik*, 2015, no. 9, pp. 60–72.
4. Mal'tsev A.A., Lyagov I.A., Lyagov A.V., *Development of an innovative radial drilling system to enhance oil recovery* (In Russ.), *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2016, no. 11, pp. 67–71.
5. Kasimov D.L., Lyagov I.A., Lyagov A.V., *Tekhnologicheskie osobennosti frezerovaniya obsadnykh kolonn vysokoy gruppy prochnosti tekhnicheskoy sistemy Per-fobur* (Technological characteristics of milling of high-group casing columns with technical Perfobur system), *Collected papers "Sovremennye problemy neftegazovogo oborudovaniya"* (Modern problems of oil and gas equipment), Ufa: Publ. of USPTU, 2019, pp. 88–95.
6. Utility patent RU 195139 U1, *Buril'naya komponenta s malogabaritnym gidravlicheskim zaboynym dvigatelem* (Drilling assembly with a small-sized hydraulic downhole motor), Inventors: Lyagov A.V., Lyagov I.A.

Растворы для бурения скважин в сложных геологических условиях на нефтегазовых месторождениях Туркменистана

Drilling fluids for drilling wells in complex geological conditions in oil and gas fields of Turkmenistan

A.R. Deryaev¹

¹Scientific Research Institute of Natural Gas of the State Concern Turkmengas, Turkmenistan, Ashgabat

E-mail: annagulyderyayew@gmail.com

Keywords: borehole, swelling, temperature, rheological parameters, water output, inhibitor, flocculant, diluent

One of the main problems in the wells drilling is to ensure the stability of clay rocks. The problem of the study is that the existing flaws in the physicochemical methods for assessing the condition and composition of clay rocks and shale which do not allow effective influence on the fastening, lubricating and anti-gripping properties of drilling fluids during well construction. The purpose of the study is to develop a universal inhibited drilling mud for accident-free drilling of ultra-deep wells in complex mining and geological conditions under abnormally high reservoir pressure. A study was conducted using various methods to select the required formulation of an inhibited drilling mud that needed to be resistant to high downhole temperatures and reservoir pressures. The study of clay rocks of the well section No. XXI of the Bugdaili area showed that they have a sufficiently high colloidality for deep-lying clays, since they have a high content of montmorillonite. A study of the characteristics of the drilling mud revealed that samples of solutions No. 1, 2, and 3 had a strong inhibitory effect. The most effective sample of solution was No. 3, which was able to ensure a stable state of clay rocks for 90-100 days. A study of the interaction of the ALKAR-3 alumina-calcium drilling mud system with clay rocks conducted in the fields of the southwestern region of Turkmenistan revealed that the inhibitory effect of solution No. 3 can be further enhanced by the addition of 3% potassium chloride. The results of the study can be used in the preparation of inhibited drilling fluids for successful drilling of deep wells in the areas of deposits with complicated conditions associated with instability of the wellbore.

А.Р. Деряев¹, д.т.н.

¹НИИ природного газа ГК «Туркменгаз»

Адрес для связи: annagulyderyayew@gmail.com

Ключевые слова: ствол скважины, набухание, температура, реологические показатели, водоотдача, ингибитор, флокулянт, разжижитель

Для цитирования: Деряев А.Р. Растворы для бурения скважин в сложных геологических условиях на нефтегазовых месторождениях Туркменистана // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 32-36. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-32-36>
Deryaev A.R., *Drilling fluids for drilling wells in complex geological conditions in oil and gas fields of Turkmenista* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2024, No.4, pp. 32-36, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-32-36>

Проблематика исследования связана со сложными условиями бурения скважин на месторождениях Западно-Туркменской впадины, что обусловлено прежде всего присутствием в разрезе толщ с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Кроме того, с увеличением глубины скважины повышаются пластовая температура и гидростатическое давление, при проходке через утолщенные глины, аргиллиты, обычные глины происходит их набухание, что приводит к защемлению ствола и, как следствие, к нарушению его устойчивости [1, 2].

В Прибалханской геологической зоне нефтегазоаккумуляции бурение скважин приурочено к верхним и средним плиоценовым отложениям апшеронского, акчагыльского ярусов в красноцветной толще; в Гогерендаг-Окаремской зоне – к отложениям нижнего красноцвета. Залежи в основном пластовые, тектонически экранированные. Отличительная особенность их струк-

тур – широкое развитие дизъюнктивных дислокаций как местных, так и региональных. Большая тектоническая нарушенность структур создает предпосылки для возникновения разнообразных осложнений.

Для отложений апшеронского яруса характерна склонность к поглощению бурового раствора. Высококоллоидные черные глины данного яруса пластичны и неустойчивы, что может вызвать сужение ствола скважины. Отложения глин красноцветной толщи очень чувствительны к изменениям плотности буровых растворов: превышение определенного предельного значения плотности приводит к поглощениям и прихватам буровых колонн под действием перепада между гидростатическим и пластовым давлениями, а снижение плотности – к интенсивным водогазо нефтепроявлениям. Бурение ниже красноцветной толщи в подстилающих (миоценовых) отложениях осложнено наличием в разрезе глин и алевролитов, склонных к осыпям и обвалам,

что не позволяет спустить буровую колонну до забоя и способствует обильному выносу шлама при проработках и частым прихватам [3, 4].

В настоящее время не уделяется достаточного внимания разработке оптимального способа выбора бурового раствора для строительства глубоких скважин в неустойчивых отложениях глин. Целью исследования являются подбор состава бурового раствора для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин в таких условиях, возможность регулирования его структурно-механических и коллоидно-химических свойств на площадях юго-западной части Туркменистана [5, 6].

Методы исследования

При проведении работ применены методы исследования ингибирующих свойств химических реагентов, входящих в состав буровых растворов. Использование этих реагентов предусмотрено Законом Туркменистана № 208-III «Об углеводородных ресурсах».

Для повышения устойчивости стенок скважины и предупреждения осложнений были разработаны и внедрены в производство рецептуры ингибированных систем АЛКАР (алюмокальциевый раствор), стабилизированных лигносульфонатами. В качестве комплексного ингибитора применены щелочные и кислотные гидролизаты портланд- и шлакопортландцементов, содержащие одновременно анионы (хроматы, алюминаты, ферраты, ферриты) и катионы (калий, кальций, магний). В качестве гидрофобизирующего ПАВ предложен ингибитор отложений парафина в нефтехимической технологии ПАВХТ-48, выполняющий одновременно функции ПАВ, пеногасителя и смазывающей добавки.

В системы АЛКАР могут быть переведены любые растворы. Целесообразен перевод бурового раствора в ингибированную систему АЛКАР на глубине 1500-2000 м, при переводе на меньшей глубине возможно возникновение дефицита раствора при дальнейшем углублении скважин.

При завышенных значениях вязкости и статического напряжения сдвига (СНС) исходного раствора (условная вязкость – 80–120 с и СНС_{1/10} – от 5/8 до 10/15 кПа) рекомендуется в раствор добавлять вместе с ингибирующей композицией воду. После одно- или двукратной обработки раствора реагентами возможно дополнительное разжижение его понизителями вязкости. Содержание ионов ингибитора в фильтрате составило: Са²⁺ – 900–1500 мг/л; алюминатов К⁺ – 400–500 мг/л. В зависимости от плотности ρ условная вязкость T'' раствора должна быть следующей: $\rho = 1,30\text{--}1,45 \text{ г/см}^3$ – $T'' = 30\text{--}45 \text{ с}$; $\rho = 1,45\text{--}2,00 \text{ г/см}^3$ – $T'' = 45\text{--}60 \text{ с}$; $\rho = 2,00\text{--}2,35 \text{ г/см}^3$ – $T'' = 60\text{--}90 \text{ с}$; $\rho \geq 2,3535 \text{ г/см}^3$ – $T'' = 90\text{--}140 \text{ с}$. Независимо от плотности и вязкости бурового раствора СНС_{1/10} должно находиться в пределах 3–6/10–20 кПа, водородный показатель pH ≥ 10 . При уменьшении плотности бурового раствора он был утяжелен (параллельно или последовательно) графитом до необходимой величины данного показателя. Периодичность обработки уточнялась по содержанию ингибирующих ионов в фильтрате и параметрам бурового раствора.

Для отбора проб буровых растворов использовалось следующее оборудование: для измерения плотности бу-

ровых растворов – ареометр буровых растворов АБР-1; определения условной вязкости – вискозиметр буровых растворов ВБР-1; измерения реологических показателей – ротационный вискозиметр ВИАМ; анализа глинистых минералов – рентгеновский дифрактометр SHIMADZU XRD-7000 – 104-00035; определения содержания марморного кольматанта в шламе и буровом растворе – манометрический карбонатометр КМ-НТ 0,16/0,6 с манометром МТИ, стабильности бурового раствора – цилиндр стабильности (ЦС-2) и мерный лабораторный цилиндр с основанием из химически стойкого боросиликатного стекла (марки ХС).

Обсуждение результатов

Многообразие условий бурения, связанное главным образом с увеличением глубин скважин, обусловило различные требования к качеству бурового раствора, прежде всего, к его устойчивости к температуре, давлению в скважине и минерализации пластовой жидкости. Основной задачей системы управления качеством бурового раствора являлось поддержание требуемых структурно-реологических и фильтрационных свойств растворов.

Главным требованием к промывочной жидкости при разбуривании (вскрытии) продуктивного пласта был низкий показатель фильтрации (не более 20 см³) и СНС ≈ 0 . При этом состав бурового раствора должен предотвращать переход глинистых частиц в коллоидное состояние. Указанные значения показателей могут обеспечиваться химической обработкой высокомолекулярными соединениями многофункционального действия.

Для предотвращения обвалообразований в глинистых породах при разбуривании «истощенных» пластов плотность бурового раствора следует выбирать с учетом сохранения устойчивости стенок скважин. Ее величина должна обеспечивать допустимую депрессию на стенки скважины, равную 10–15 % эффективных скелетных напряжений.

Глубина зоны проникновения фильтрата бурового раствора определяется геофизическими методами и не должна превышать длину перфорационного канала: с учетом технических характеристик отечественных перфораторов должна быть не более 2–3 диаметров скважины.

На площадях месторождений западной и юго-западной частей Туркменистана для повышения производительности скважин и коэффициента извлечения нефти необходимо применение наклонно направленных и горизонтальных скважин. По мнению автора, разработка месторождений Туркменистана с использованием горизонтальных скважин позволит разуплотнить сетку скважин, снизить капитальные вложения в бурение и обустройство скважин. Кроме того, при увеличении протяженности каналов дренажной системы появится возможность повысить эффективность эксплуатации скважин при интенсивных режимах и ввести в разработку большую долю трудноизвлекаемых запасов нефти [7].

В исследованиях автора рассмотрены методы подбора типа бурового раствора с целью успешного бурения наклонно направленной добывающей и оценочной

скв. XX2 на месторождении Западный Челекен. Результаты проведенных исследований показали, что разработанная рецептура бурового раствора на углеводородной основе, включающая дизель и воду в количественном соотношении 85/15, активно использовалась при сверхглубоком бурении поисково-разведочных скважин в условиях АВПД [8].

При промывке скважин в процессе эксплуатационного бурения с выходом на кровлю пласта до глубины 1500 м, с горизонтальным окончанием ствола в сортымской свите при бурении под направление, кондуктор, промежуточную колонну использовался полимер-глинистый буровой раствор, под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый ингибированный раствор, под хвостовик – ингибированный раствор, хорошо зарекомендовавший себя при строительстве скважин на месторождениях с аналогичным геологическим разрезом. Для проводки длинных стволов в интервалах залегания неустойчивых горных пород, характеризующихся малой прочностью, склонных к резкому изменению минералогического состава, а также для предотвращения осложнений при бурении боковых стволов скважин большого диаметра (406 и 324 мм) в верхней части разреза предусматривались мероприятия по повышению транспортирующих, ингибирующих свойств бурового раствора и сохранению его реологических свойств при непрерывной циркуляции промывочной жидкости. Циркулируя в стволе скважины, буровой раствор захватывает и поднимает на поверхность частицы шлама со стенки скважины через колонну [9–12].

На основании опыта, полученного на аналогичных месторождениях, при бурении под направление (с интервалом 0–80 м), кондуктор (0–450 м) и техническую колонну (0–1500 м) был использован полимер-глинистый раствор с оптимизацией его псевдопластичных свойств. Раствор не вызывает сложностей при приготовлении, обслуживании и переработке, обладает хорошими несущими характеристиками, которые необходимы для качественной очистки ствола большого диаметра. В процессе подготовки к бурению скважины под направление приготовлен буровой раствор в небольшом количестве (~ 60 м³), при дальнейшем бурении он пополнен водными растворами высокомолекулярных полимеров. При подготовке раствора в качестве ингредиента использован модифицированный бентонитовый глинопопорошок API-A высокого качества, который предназначен для приготовления пресных буровых растворов. Загрязненная при цементировании и разбуривании цемента часть раствора утилизирована, а оставшаяся после окончания бурения часть раствора дообработана и использована как начальный объем при бурении под кондуктор и техническую колонну. Основные технологические решения были направлены на сохранение устойчивости стенки скважины при нарушенном тепловом режиме и эффективного удаления шламов.

Результаты применения данного раствора показали улучшение его крепящих, смазочных свойств, повышение коэффициента восстановления первоначальной проницаемости, адгезионных и противоприхватных показателей фильтрационной корки. Использование указанного раствора не вызвало образования каверн (желобовидных овалов) [13–15].

После окончания бурения интервала можно было сохранить максимальное количество раствора и использовать его при бурении следующей скважины или аналогичной скважины на другом кусте. Ряд основных технологических решений был направлен на обеспечение возможности проводки длинного горизонтального ствола с углами 87,6–89° под хвостовик (3084–3114, 3700–4700 м) и предотвращение осложнений при вскрытии продуктивного пласта (при длине горизонтального участка до 1000 м).

В лаборатории была проведена оценка характера взаимодействия бентонита и глин в отложениях, подстилающих красноцветную толщу, с комплексно-ингибированными системами АЛКАР-1, АЛКАР-2 и АЛКАР-3 [16–18]. Увлажняющая способность и крепящие свойства раствора АЛКАР-1 сопоставлены со свойствами известково-калиевой системы (табл. 1, составлена автором).

Таблица 1

Раствор	Скорость увлажнения, ч ⁻¹	Прочность образцов после воздействия растворов, 10 ⁻⁴ МПа
Известково-калиевый Ca(OH) – 0,5–1,0 % + KCl – 3 %	0,02	1,54–1,70
АЛКАР-1	0,02	6,0

Из табл. 1 видно, что при равной увлажняющей способности глин крепящие свойства системы АЛКАР-1 в 3,5–4 раза выше, чем известково-калиевого раствора. Следовательно, при использовании бурового раствора АЛКАР водоотдача и скорость бурения могут быть выше, чем при применении известково-калиевой системы при равной степени устойчивости. Это можно объяснить тем, что в составе АЛКАР, кроме извести и ионов K⁺ (хотя и в меньших количествах), содержались извлеченные из цемента водорастворимые вяжущие компоненты. В отличие от систем АЛКАР-1 и АЛКАР-2 в компонентный состав системы АЛКАР-3 вводился хромпик, который в 3 раза повышал его крепящие свойства по сравнению с системой АЛКАР-1. Свойства системы АЛКАР-3 исследованы и рассмотрены с точки зрения возможного применения при бурении скважин на отложения мезозойского комплекса [19, 20]. В лаборатории НИИ природного газа ГК «Туркменгаз» исследованы три пробы бурового раствора, отобранные из скв. XX1 Бугдайли, и керн из интервалов 2677–2690, 2772–2784, 2973–2987, 3111–3116, 3254–3259 и 3336–3331 м, представленный темно-серой жирной на ощупь слоистой глиной. Характеристика глины приведена в табл. 2, показатели ее взаимодействия с раствором АЛКАР-3 – в табл. 3 (табл. 2, 3 составлены автором).

Таблица 2

Интервал отбора керна, м	Характеристика глины	
	Влажность, %	Коэффициент коллоидальности K (по метиленовой сини)
2677–2690	5	0,25
2772–2784	4	0,25
3101–3116	4	0,22
3326–3331	5	0,25

Таблица 3

Раствор	Скорость увлажнения П, ч ⁻¹		Плотность раствора при бурении, г/см ³	Время устойчивого состояния при градиенте порового давления в эквиваленте плотности раствора 2,40 г/см ³ , сут
	Бентонит, К = 0,54	Керн из интервала 2677–2690 м, К = 0,25		
АЛКАР-1	0,0172	0,0183	2,25	67,5
АЛКАР-2	0,0172	0,0183	–	–
АЛКАР-3	0,0134	0,0142	2,25	90
	0,0134	0,0142	2,35	94
	0,0134	0,0142	2,40	96
	0,0134	0,0142	2,50	100
АЛКАР-3 + 3 % КСl $\rho = 2,20 \text{ г/см}^3$, $B = 1 \text{ см}^3$	0,0095	–	2,25	120
	0,0095	–	2,50	135

Примечание. В – водоотдача бурового раствора.

На основании данных табл. 3 установлено, что глинистые породы разреза скв. XX1 площади Бугдайли имели достаточно высокую для глубокозалегающих глин коллоидальность, что свидетельствовало о высоком содержании в них монтмориллонитов. Скорость увлажнения близка к скорости увлажнения бентонита.

Из табл. 3 следует, что все представленные пробы растворов обладали сильным ингибирующим действием. Наиболее эффективным был раствор АЛКАР-3, который в зависимости от плотности бурового раствора обеспечивал устойчивое состояние глинистых пород (при градиенте порового давления в эквиваленте плотности раствора 2,40 г/см³) в течение 90–100 сут. Ингибирующее действие раствора АЛКАР-3 может быть усилено добавкой 3 %-ного хлористого калия, что снижает скорость увлажнения глины до 0,095 ч⁻¹ и увеличивает время устойчивости состояния до 120–135 сут [21]. Более длительный период устойчивости получить сложно, при этом необходимо сократить до минимума объем геолого-геофизических работ в глинистых отложениях. Если по каким-либо причинам невозможно обеспечить прохождение толщи подстилающих отложений за 120–130 сут, то необходимо предусмотреть перекрытие части подстилающих отложений хвостовиком.

Выводы

1. Разработаны рецептуры ингибированных систем – алюмокальциевого раствора (АЛКАР) для проводки скважин в глинистых отложениях на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями юго-западной части Туркменистана.

2. Все три представленные пробы растворов АЛКАР обладали сильным ингибирующим действием. Наиболее высокую эффективность показал раствор АЛКАР-3, который в зависимости от плотности бурового раствора обеспечивал устойчивое состояние глинистых пород в течение 90–100 сут. Ингибирующее действие раствора АЛКАР-3 можно усилить добавкой 3 %-ного хлористого калия, что способствует снижению скорости увлажнения до 0,0095 ч⁻¹ и увеличивает время устойчивости ствола до 120–135 сут.

3. Ингибированный раствор АЛКАР успешно прошел промышленные испытания при строительстве поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на площадях юго-западной части Туркменистана и внедрен в разработку для широкого применения.

4. Использование ингибированных систем АЛКАР-1 и АЛКАР-3 в осложненных условиях бурения позволило: подавлять лиофильность глин и увеличивать их устойчивость, безаварийно проходить коллоидальные «черные» глины, экономить химические реагенты, сохранять оптимальные технологические, реологические и структурные свойства раствора.

5. Основными направлениями дальнейших исследований в данной области в Туркменистане могут стать разработка и использование устройства для магнитной обработки буровых растворов, которое поможет улучшить их параметры и сэкономить химические реагенты. При магнитной обработке бурового раствора в 2 раза и более уменьшается его водоотдача и на 13 % увеличивается вязкость.

Список литературы

- Деряев А.Р. Бурение наклонно-направленных скважин на месторождениях Западного Туркменистана // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – С. 22–31. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200875>
- Деряев А.Р. Прогноз дальнейшей перспективы бурения сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях Западного Туркменистана // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – С. 13–21. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200874>
- Деряев А., Гельдыева Ч. Вскрытие продуктивных пластов и метод освоения скважин // Инновационные технологии в Туркменистане. – 2023. – V. 3. – № 3. – <http://journal.scitech.gov.tm/assets/files/issues/2023-3-3/5-ru.pdf>
- Агалыев С., Сопиев С. Оптимальная композиция серобетона для применения в нефтегазовой промышленности // Наука, техника и развитие инновационных технологий: материалы научной конференции. – Ашхабад: Ýlym, 2021. – <http://staff.tiame.uz/storage/users/599/articles/EmFdc6t6oXw9m392bOKLHM6HnVgyNtrRy9J5SC0m2.pdf>
- Деряев А.Р. Анализ вскрытия зон с аномально высокими пластовыми давлениями на нефтегазовых месторождениях западной части Туркменистана // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – P. 22–27. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200871>
- Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И. Метод оперативной оценки распределения текущего пластового давления по данным нормальной эксплуатации // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200876>
- Деряев А.Р. Управление траекторией скважины и контроль за пространственным положением ствола // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – P. 1–6. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200870>

8. Деряев А.Р. Выбор бурового раствора для наклонно-направленной эксплуатационно-оценочной скважины // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – P. 51–57. – <http://doi.org/10.5510/OGP20230300886>
9. Polymer nanocomposites application in drilling fluids: A review / J.O. Oseh, M.N.A. Mohd-Norddin, A.O. Gbadamosi [et al.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – V. 222. – <http://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211416>
10. Saleh T.A., Nur M.M. Synthesis of polyacrylic-melamine grafted graphene as efficient inhibitor for shale stabilization in water-based drilling fluid // Materials Today Communications. – 2023. – V. 35. – <http://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2023.106264>
11. A novel responsive stabilizing Janus nanosilica as a nanopugging agent in water-based drilling fluids for exploiting hostile shale environments / A.P. Tchameni, L.Y. Zhuo, L.D.W. Djouonkep [et al.] // Petroleum Science. – 2023. – V. 17. – <http://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.10.008>
12. Enhancement of static and dynamic sag performance of water-based mud using a synthetic clay / A. Mohamed, S. Basfar, S. Elkhatny, A. Al-Majed // ACS Omega. – 2021. – V. 6. – № 12. – <http://doi.org/10.1021/acsomega.0c06186>
13. Деряев А.Р. Особенности прогнозирования аномально высоких пластовых давлений при бурении скважин на площадях Юго-Западного Туркменистана // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – P. 7–12. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200872>
14. Barite sag measurements / T.N. Ofei, B. Lund, A. Saasen [et al.] // SPE-199567-MS. – 2020. – <http://doi.org/10.2118/199567-MS>
15. A review on the effect of nanoparticle in drilling fluid on filtration and formation damage / M.A. Ibrahim, M.Z. Jaafar, M.A. Yusof, A.K. Idris // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 217. – <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110922>
16. Dutta D., Das B.M. Development of smart bentonite drilling fluid introducing iron oxide nanoparticles compatible to the reservoirs of Upper Assam // Upstream Oil and Gas Technology. – 2021. – V. 7. – <http://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100058>
17. Alam S., Ahmed N., Salam M.A. Study on rheology and filtration properties of field used mud using iron (III) oxide nanoparticles // Upstream Oil and Gas Technology. – 2021. – V. 7. – <http://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100038>
18. Basfar S., Elkhatny S., Mohamed A. Preventing barite sagging using new synthetic layered silicate in HP/HT water-based mud // Proceedings of 54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Paper no. ARMA-2020-1702. – 2020. – URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA20/All-ARMA20/ARMA-2020-1702/447648>
19. Enhancing thermal stability and filtration control for water-based drilling fluid using viscosifier polymers and potassium chloride additives / B. Misbah, A. Sedaghat, S. Balhasan [et al.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – V. 230. – <http://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212235>
20. Деряев А.Р. Бурение горизонтальных скважин в Западном Туркменистане // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue No. 2. – P. 32–40. – <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200877>
21. Experimental study of the influence of Potassium Chloride salt on the rheological properties of Carboxyl Methyl Cellulose (CMC) and Poly Anionic Cellulose - Regular (PAC-R) mud type at increasing temperature / C.S. Uduba, I.A. Fetuga, M. Wobo, O. Olakoyejo // Journal of Engineering and Exact Sciences. – 2023. – V. 9. – No 3. – <http://doi.org/10.18540/jcecvl9iss3pp15211-01e>

References

1. Deryaev A.R., *Drilling of directional wells in the fields of Western Turkmenistan* (In Russ.), SOCAR Proceedings Special Issue, 2023, no. 2, pp. 22–31, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200875>
2. Deryaev A.R., *Forecast of the future prospects of drilling ultra-deep wells in difficult mining and geological conditions of Western Turkmenistan* (In Russ.), SOCAR Proceedings Special Issue, 2023, no. 2, pp. 13–21, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200874>
3. Der'yaev A., Gel'dyeva Ch., *Opening up productive formations and well development method* (In Russ.), Innovatsionnye tekhnologii v Turkmenistane, 2023, V. 3, no. 3, URL: <http://journal.scitech.gov.tm/assets/files/issues/2023-3-3/5-ru.pdf>
4. Agalyev S., Sopyev S., *Optimal'naya kompozitsiya serobetona dlya primeneniya v neftegazovoy promyshlennosti* (Optimal composition of sulfur concrete for use in the oil and gas industry), Collected papers "Nauka, tekhnika i razvitiye innovatsionnykh tekhnologiy" (Science, technology and development of innovative technologies), Proceedings of Scientific Conference, Ashkhabad: Ylym Publ., 2021, URL: <http://staff.tiame.uz/storage/users/599/articles/EmFdc6t6oXw9m39ZbOKLHM6HnVgYN-trYj95SC0m2.pdf>
5. Deryaev A.R., *Analysis of the opening of zones with abnormally high reservoir pressures in the oil and gas fields of the Western part of Turkmenistan* (In Russ.), SOCAR Proceedings Special, 2023, no. 2, pp. 22–27, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200871>
6. Suleymanov B.A., Guseynova N.I., *Method for operative estimation of current reservoir pressure distribution based on the wells normal production data* (In Russ.), SOCAR Proceedings, 2023, Special Issue No. 2, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200876>
7. Deryaev A.R., *Well trajectory management and monitoring station position borehole* (In Russ.), SOCAR Proceedings, 2023, Special Issue No. 2, pp. 1–6, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200870>
8. Deryaev A.R., *Selection of drilling mud for directional production and evaluation wells* (In Russ.), SOCAR Proceedings, 2023, no. 3, pp. 51–57, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP20230300886>
9. Oseh J.O., Mohd-Norddin M.N.A., Gbadamosi A.O. et al., *Polymer nanocomposites application in drilling fluids: A review*, Geoenergy Science and Engineering, 2023, V. 222, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211416>
10. Saleh T.A., Nur M.M., *Synthesis of polyacrylic-melamine grafted graphene as efficient inhibitor for shale stabilization in water-based drilling fluid*, Materials Today Communications, 2023, V. 35, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.mtcomm.2023.106264>
11. Tchameni A.R., Zhuo L.Y., Djouonkep L.D.W. et al., *A novel responsive stabilizing Janus nanosilica as a nanopugging agent in water-based drilling fluids for exploiting hostile shale environments*, Petroleum Science, 2023, V. 17, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.10.008>
12. Mohamed A., Basfar S., Elkhatny S., Al-Majed A., *Enhancement of static and dynamic sag performance of water-based mud using a synthetic clay*, ACS Omega, 2021, V. 6, no. 12, DOI: <http://doi.org/10.1021/acsomega.0c06186>
13. Deryaev A.R., *Features of forecasting abnormally high reservoir pressures when drilling wells in the areas of Southwestern Turkmenistan* (In Russ.), SOCAR Proceedings Special Issue, 2023, no. 2, pp. 7–12, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200872>
14. Ofei T.N., Lund B., Saasen A. et al., *Barite sag measurements*, SPE-199567-MS, 2020, DOI: <http://doi.org/10.2118/199567-MS>
15. Ibrahim M.A., Jaafar M.Z., Yusof M.A., Idris A.K., *A review on the effect of nanoparticle in drilling fluid on filtration and formation damage*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, V. 217, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110922>
16. Dutta D., Das B.M., *Development of smart bentonite drilling fluid introducing iron oxide nanoparticles compatible to the reservoirs of Upper Assam*, Upstream Oil and Gas Technology, 2021, V. 7, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100058>
17. Alam S., Ahmed N., Salam M.A., *Study on rheology and filtration properties of field used mud using iron (III) oxide nanoparticles*, Upstream Oil and Gas Technology, 2021, V. 7, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100038>
18. Basfar S., Elkhatny S., Mohamed A., *Preventing barite sagging using new synthetic layered silicate in HP/HT water-based mud*, Proceedings of 54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics symposium, paper no. arma-2020-1702, 2020, url: <https://onepetro.org/armausrms/proceedings-abstract/arma20/all-arma20/arma-2020-1702/447648>
19. Misbah B., Sedaghat A., Balhasan S. et al., *Enhancing thermal stability and filtration control for water-based drilling fluid using viscosifier polymers and potassium chloride additives*, Geoenergy Science and Engineering, 2023, V. 230, DOI: <http://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212235>
20. Deryaev A.R., *Drilling of horizontal wells in Western Turkmenistan* (In Russ.), SOCAR Proceedings Special Issue, 2023, no. 2, pp. 32–40, DOI: <http://doi.org/10.5510/OGP2023SI200877>
21. Uduba C.S., Fetuga I.A., Wobo M., Olakoyejo O., *Experimental study of the influence of Potassium Chloride salt on the rheological properties of Carboxyl Methyl Cellulose (CMC) and Poly Anionic Cellulose - Regular (PAC-R) mud type at increasing temperature*, Journal of Engineering and Exact Sciences, 2023, V. 9, no. 3, DOI: <http://doi.org/10.18540/jcecvl9iss3pp15211-01e>