

УДК 622.245.14

**АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА
С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ
НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ
НА АГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF CORE MATERIAL EXAMINATION
TO DETERMINE THE QUALITY OF OIL-SATURATED RESERVOIRS
OIL-SATURATED RESERVOIRS
IN THE AGANSKOYE FIELD**

Демихов Владимир Иванович

доктор технических наук,
старший научный сотрудник,
директор ООО «КИП»
vdemihov@inbox.ru

Батыров Мухамед Измуудинович

инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Меринов Иван Андреевич

аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
Ivanmerinov@bk.ru

Аннотация. Опыт проводки скважин на Аганском месторождении показал, что актуальными остаются вопросы применения в рецептурах промывочных жидкостей полифункциональных смазочных ингибирующих добавок, позволяющих улучшить фильтрационные, ингибирующие и поверхностно-активные свойства бурового раствора, тем самым обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Биополимерная система промывочной жидкости «BioPro» для первичного вскрытия продуктивных горизонтов показала свою высокую эффективность применения.

Ключевые слова: керновые испытания качества вскрытия нефтенасыщенных пластов; оценка качества вскрытия пластов на месторождении; изменение фазовой маслопроницаемости образцов керна; скорость поступления фильтрата раствора в керн; коэффициент восстановления проницаемости после воздействия на керн буровым раствором; коэффициент восстановления проницаемости после воздействия на керн фильтратом бурового раствора; расчёт радиусов зоны обводнения призабойной зоны пласта.

Demikhov Vladimir Ivanovich

Doctor of Technical Sciences,
Senior Researcher,
Director of «KIP» LLC
vdemihov@inbox.ru

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling Fluid Engineer,
Company «Halliburton International GmbH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Merinov Ivan Andreevich

Graduate Student,
Kuban State Technological University
Ivanmerinov@bk.ru

Annotation. The experience of drilling wells in the Aganskoye field has shown that the issues of using polyfunctional lubricating inhibiting additives in the formulations of flushing fluids, which make it possible to improve the filtration, inhibiting and surfactant properties of the drilling fluid, thus ensuring the preservation of the reservoir properties of productive horizons, remain relevant. The biopolymer system of flushing fluid «BioPro» for the primary opening of productive horizons has shown its high efficiency of use.

Keywords: core tests of the quality of penetration of oil-saturated formations; assessment of the quality of reservoir penetration in the field; change in the phase oil permeability of core samples; rate at which the solution filtrate enters the core; coefficient of recovery of permeability after impact on the core with drilling fluid; permeability recovery factor after impact on the core with drilling mud filtrate; calculation of the radii of the bottomhole formation zone watering zone.

Постановка задачи и содержание исследований

Целью данного исследования является априорная оценка качества вскрытия пластов $1Nsr_1$ и $2Nsr_1$ на Аганском месторождении. Актуальность подобного рода работ обусловлена высокой подверженностью коллекторов этих пластов отрицательному влиянию технологии вскрытия из-за низкой проницаемости, тонкопористости и достаточной глинизации нефтенасыщенных коллекторов.

Реализация поставленной задачи осуществлялась путём постановки экспериментальных исследований процессов взаимодействия элементов пластовой системы в околоствольной зоне продуктивных пластов с компонентами буровых растворов, предназначенных для их вскрытия.

В качестве объекта испытаний использовались образцы песчаника, изготовленные из натурального кернового материала. Условия проведения экспериментов по оценке последствий взаимодействия буровых растворов и их фильтратов с образцами натуральных кернов максимально приближены к термобарическим характеристикам реальных пластов. Оценивалась степень влияния 5-ти рецептур буровых растворов на изменение фазовой маслопроницаемости образцов керна, а также измерялась скорость поступления фильтрата этих растворов в керн через сформированную на его поверхности фильтрационную корку. Полученные в результате экспериментов значения коэффициентов восстановления проницаемости после воздействия на керн буровым раствором $\beta_{бр}$ и его фильтратом $\beta_{фбр}$, а также измеренная величина скорости фильтрации $v_{ф}$ послужили основой для расчёта радиусов зоны обводнения призабойной зоны пласта (ПЗП) фильтратом $R_{ф}$ в зависимости от продолжительности процесса вскрытия пласта, а также показателей качества: скин-

фактора S и относительной продуктивности $ОП = \frac{\eta_{ф}}{\eta_{пот}}$, где $\eta_{ф}$ и $\eta_{пот}$ – соответственно фактическая и потенциально возможная продуктивность вскрытого пласта.

Непосредственно качество вскрытия пласта по показателю ОП устанавливалось по принятым критериям качества:

- $ОП < 0,7$ – неудовлетворительное;
- $0,7 < ОП < 0,8$ – удовлетворительное;
- $0,8 < ОП < 0,9$ – хорошее;
- $ОП > 0,9$ – очень хорошее.

Итогом данной работы является составление заключения о качестве вскрытия пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ с применением буровых растворов «СТАБДРИЛЛ», «BioPro» и «BioPro thermo».

Керновый материал

Керновый материал из пласта 1Nsr₁

Керновый материал из пласта 1Nsr₁ отобран с глубины 1706,4 м на Аганском месторождении. Керн представлен мелкозернистым глинизированным песчаником средней степени уплотнения. Тип коллектора – гранулярный с глинистым межзерновым цементом.

Микроскопические исследования песчаника из пласта 1Nsr₁ на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F (Япония) позволили установить, что данная порода характеризуется достаточно однородным фракционным составом зернистого материала, равномерно распределённым в объёме образца (рис. 1).

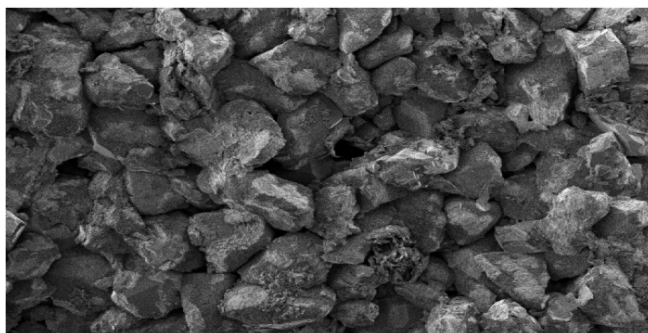


Рисунок 1 – Распределение зернистого материала в продуктивном песчанике пласта 1Nsr₁ при $\times 100$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Межзерновое пространство практически не заполнено глинистым цементом, что свидетельствует о проточности большинства поровых каналов.

При более детальном рассмотрении структуры порового пространства отмечено незначительное присутствие в межзерновом пространстве других минералов, а распределение глинистого цемента имеет неравномерный характер, покрывая с разрывами поверхность зерён (рис. 2).



Рисунок 2 – Распределение глинистого цемента на поверхности зёрен породы в продуктивном песчанике пласта 1Nsr1 при $\times 500$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Электронное изображение поверхности зёрен породы при $\times 5000$ увеличении подтверждает наличие на стенках поровых каналов глинистых минералов пластинчато-волокнистой структуры (рис. 3).

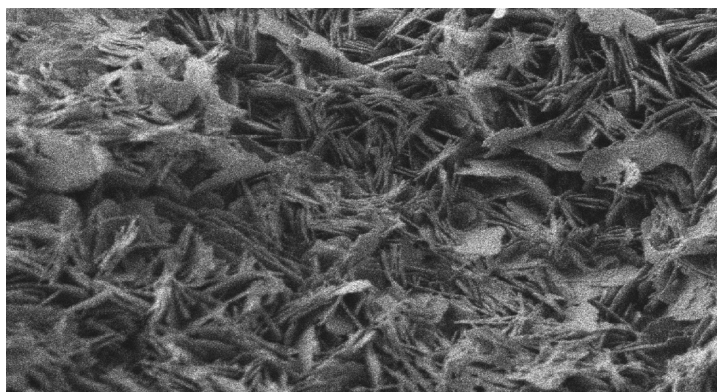


Рисунок 3 – Электронное изображение поверхности зёрен породы песчаника продуктивного пласта 1Nsr1 при $\times 5000$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

В процессе подготовки экспериментов по оценке блокирующей способности буровых растворов для вскрытия пласта 1Nsr1 вырезаны опытные образцы прямоугольной формы с размерами $40 \times 19 \times 19$ мм и определена их воздухопроницаемость. Полученные (при измерении на аппарате ГК-0,5) значения воздухопроницаемости опытных образцов оказались довольно высокими – в среднем $198,6$ мД ($0,1986$ мкм²), несмотря на мелкозернистость песчаника, что свидетельствует о хорошей отсортированности зернистого материала и подтверждает проточность поровых каналов.

Вместе с тем, после насыщения образцов песчаника из пласта 1Nsr1 пластовой водой хлоркальциевого типа (табл. 1) их водопроницаемость уменьшилась по сравнению с абсолютной в среднем в $13,3$ раза, что свидетельствует о предрасположенности глинистых минералов внутрипорового цемента к активной гидратации и набуханию выстилающих стенки фильтрационных каналов глинистых слоёв.

Таким образом, представленные для испытаний образцы песчаника из пласта 1Nsr1 характеризуются как мелкозернистые, тонкопористые с активным глинистым цементом и могут быть отнесены ко 2-й классификационной категории пород-коллекторов. Породы этой категории в особой степени подвержены отрицательному влиянию следующих поражающих факторов:

- проявлению молекулярно-поверхностных эффектов путём образования на поверхности поровых каналов неподвижных адсорбционных плёнок, уменьшающих просветность поровых каналов;

Таблица 1 – Показатели образцов песчаника, насыщенных пластовой водой

Тип воды по Сулину	Плотность, г/см ³	pH	Водопроницаемость керновых образцов пласта БС8, мД (для пластовой воды)	Удельное электрическое сопротивление, Ом · м
ХЛК – хлоркальциевый, мг/л Cl ⁻ – 16580; Na ⁺ + K ⁺ – 9984; Mg ²⁺ – 88; Ca ²⁺ – 538	1,020	6,72	10,0–25,0	1,79

- возникновению капиллярных сил на границах раздела фаз, снижающих подвижность флюидов;

- активному проявлению сил адгезии к коллоидам из водных суспензий вследствие высокой гидрофильности и адсорбционной способности внутрипоровой глины.

Исходя из этого, буровые растворы, предназначенные для вскрытия пласта 1Nsr₁, должны содержать в своём составе реагенты, предупреждающие или сводящие к минимуму возникновение и развитие в ПЗП перечисленных выше факторов.

Керновый материал из пласта 2Nsr₁

Керновый материал пласта 2Nsr₁ представлен более плотным мелкозернистым, глинистым, известковым песчаником, отобранном с глубины 1714,5 м Аганского месторождения. Тип коллектора – гранулярный с глинисто-карбонатным межзерновым цементом.

В результате микроскопических исследований песчаника из пласта 2Nsr₁ с помощью сканирующего электронного микроскопа JSM-7500F (Япония) установлено, что данная порода характеризуется как полимиктовый песчаник с фациально неоднородным составом, неравномерно распределённым в объёме образца (рис. 4). Глинисто-карбонатный межзерновой цемент не только обволакивает поверхность зёрен песчаника, но и в значительной степени заполняет межзерновое пространство, видны немногочисленные открытые поровые каналы.

Присутствие в породе различных по гранулометрическому и минеральному составу зёрен отчётливо видно на рисунке 5. Глинисто-карбонатный цемент местами покрывает поверхность отдельных зёрен более толстым и рыхлым слоем по сравнению с образцом песчаника 1Nsr₁.

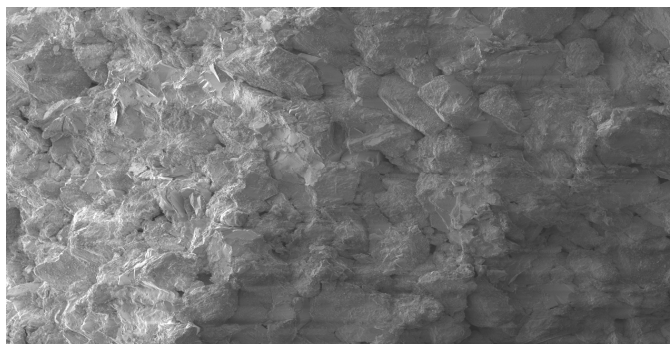


Рисунок 4 – Распределение зернистого материала в продуктивном песчанике пласта 2Nsr₁ при ×100 увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

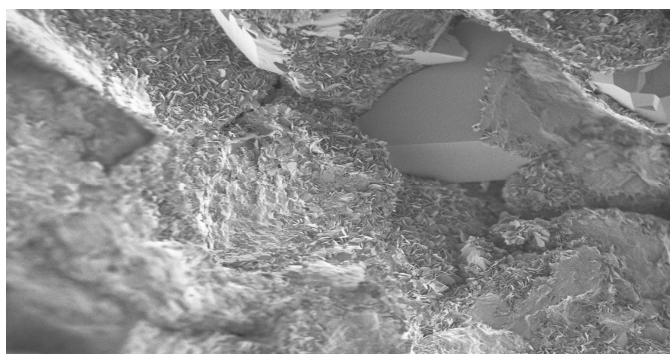


Рисунок 5 – Распределение глинистого цемента на поверхности зёрен породы в продуктивном песчанике пласта 2Nsr₁ при ×500 увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Электронное изображение заглинизированной поверхности зёрен песчаника из пласта 2Nsr₁ приведено при $\times 5000$ увеличении на рисунке 6, из которого видно, что в составе глинистого цемента преобладают пластинчатые частицы размером 5–8 микрон (μm) в диаметре и толщиной в десятые доли микрона.

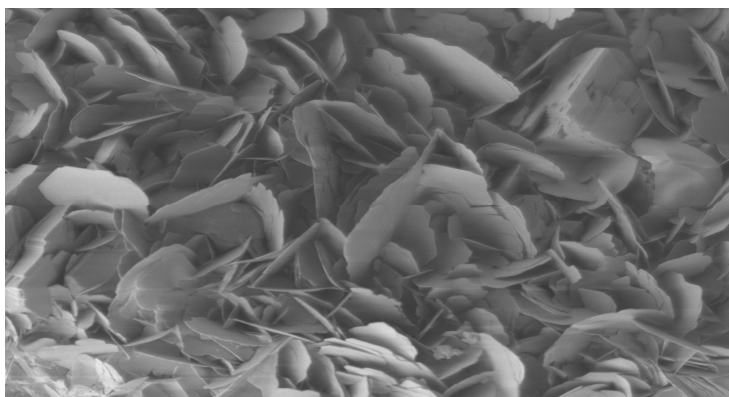


Рисунок 6 – Электронное изображение поверхности зёрен породы песчаника продуктивного пласта 2Nsr₁ при $\times 5000$ увеличении на сканирующем электронном микроскопе JSM-7500F

Для проведения экспериментов были вырезаны образцы из керна пласта 2Nsr₁, отобранного с глубины 1714,5 м. Геометрические размеры опытных образцов 40×19×19 мм. Абсолютная газопроницаемость образцов керна, замеренная по воздуху на аппарате ГК-0,5 варьировала в пределах 4,7–6,2 мД.

Отдельные образцы имели воздухопроницаемость до 20 мД, что является следствием фациальной неоднородности, разноразмерности зернового состава и характера распределения глинисто-карбонатного цемента в объёме породы. Довольно низкая проницаемость песчаников из пласта 2Nsr₁ обусловлена также малым количеством проточных фильтрационных каналов.

Измеренная водопроницаемость образцов керна из пласта 2Nsr₁ так же, как и для песчаников из пласта 1Nsr₁, оказалась сниженной относительно абсолютной примерно в 13,0–14,5 раз. Этот факт в совокупности с результатами исследований под микроскопом позволяет отнести песчаники пласта 2Nsr₁ ко 2-й классификационной категории пород-коллекторов. Однако требования к составу и свойствам твёрдой и жидкой фаз буровых растворов, предназначенных для вскрытия коллекторов пласта 2Nsr₁ вследствие того, что проницаемость песчаников из пласта 2Nsr₁ существенно ниже, чем из пласта 1Nsr₁, должны быть повышены.

Буровые растворы

В соответствии с условиями договора Заказчиком были предоставлены две рецептуры буровых растворов «СТАБДРИЛЛ» и «BioPro» для проведения экспериментальных исследований по априорной оценке их блокирующей способности на образцах керна из пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁.

Для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ были испытаны следующие рецептуры буровых растворов на водной основе:

- калий-хлор-полимерный буровой раствор стандартной рецептуры фирменного названия «СТАБДРИЛЛ»;
- хлоркалийевый биополимерный буровой раствор «BioPro» с улучшенными физико-химическими показателями по (межфазному натяжению и краевому углу смачивания);
- хлоркалийевый биополимерный буровой раствор «BioPro термо» с улучшенными физико-химическими показателями и повышенной термостойкостью.

Рецептуры и технологические свойства этих растворов приведены в таблицах 2–7.

Таблица 2 – Рецептура калий-хлор-полимерного раствора «СТАБДРИЛЛ»

Наименование реагента	Единицы измерения	Значения приготовленного раствора
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	112,5
БурС	гр	10
Ксантановая смола	гр	2
УКМ 10-40	гр	37
УКМ 45-75	гр	23
Premisan L	гр	4
Premisan R	гр	2
Korel	гр	4
Бактерицид	см ³	1,5
Лубриойл	см ³	5
ХБН	см ³	25
Defomex	см ³	1,5

Таблица 3 – Технологические параметры калий-хлор-полимерного раствора «СТАБДРИЛЛ»

Показатели	Значения
Температура раствора, °С	20
Плотность на Halliburton Tru-Wate ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ1524/946, с	160
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Ф30, см ³	3,5
Толщина корки К, мм	0,5
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,05
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	19
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	216
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA СНС10/10, дПа	72/96
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	41,5
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	1500
Показатель нелинейности n	0,36
Коэффициент консистенции К, Па · сn	3,46
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,2
Содержание смазки по реторте, %	4,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,42
Краевой угол смачивания θ , градус	85,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	20,9
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм Ктр	0,15
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома Кфр	0,21

Таблица 4 – Рецептура хлоркалийевого биополимерного раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Наименование реагента	Единица измерения	Значения
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-1	гр	4
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	8
ХБН	см ³	30
Defomex	см ³	0,5

Таблица 5 – Технологические параметры хлоркалийевого биополимерного раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А)

Показатели	Значения
Температура раствора, °С	20
Плотность на Halliburton Tru-Wate ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	46
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	3,5
Толщина корки К, мм	0,1
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,31
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, мПа · с	14
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	110,4
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	38/48
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, мПа · с	25,6
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, мПа · с	600
Показатель нелинейности n	0,43
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	1,29
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,3
Содержание смазки по реторте, %	2,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,38
Краевой угол смачивания θ , градус	104,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	12,6
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм К _{тр}	0,09
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома К _{фр}	0,29

Таблица 6 – Рецепт раствора «BioPro termo» (с термостойким биополимерным химреагентом АСГ-2 и ФК-2000 Плюс А)

Наименование реагента	Единица измерения	Значения по факту
Вода	см ³	1000
Сода каустическая	гр	0,6
Калий хлористый	гр	50
БурС	гр	20
АСГ-2	гр	6
УКМ 10-40	гр	35
УКМ 45-75	гр	25
Бактерицид	см ³	0,5
ФК-2000 Плюс А	см ³	10
ХБН	см ³	35
Defomex	см ³	0,5

Таблица 7 – Технологические параметры раствора «BioPro termo» (с термостойким биополимерным химреагентом АСГ-2 и ФК-2000 Плюс А)

Показатели	Значения
Температура раствора, °С	20
Плотность на Halliburton Tru-Wate ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	162
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	3,3
Толщина корки К, мм	0,1
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,17
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	30
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	230,4
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	53/72
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	54
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	1300
Показатель нелинейности n	0,46
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	2,26
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,6
Содержание смазки по реторте, %	2,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,51
Краевой угол смачивания θ , градус	106,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	11,4
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм $K_{тр}$	0,08
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома $K_{фр}$	0,29

Для априорной оценки качества вскрытия пласта $2Nsr_1$ на Аганском месторождении с использованием низкопроницаемых натуральных кернов приготовлен стандартный калий-хлор-полимерный раствор «СТАБДРИЛЛ» (со смазочной добавкой Лубриойл) и улучшенный по физико-химическим показателям хлоркалийевый биополимерный буровой раствор «BioPro» со смазочной добавкой – ПАВ марки ФК-2000 Плюс А. Улучшение физико-химических параметров этого раствора производили по снижению величины межфазного натяжения (σ , мН/м) на границе «фильтрат бурового раствора – углеводород» и по увеличению величины краевого угла смачивания породы фильтратом (θ , градус).

Снижение величины σ производили для увеличения подвижности водной и углеводородной фаз в поровом пространстве коллектора за счёт уменьшения в 1,5–2,0 раза величины межфазного натяжения (прочности межфазных плёнок) на границах раздела «фильтрат бурового раствора – углеводород (нефть)».

Увеличение краевого угла смачивания до значений $\theta = 102–110$ градусов произведено для гидрофобизации внутрипоровых каналов терригенных пород коллектора с целью уменьшения сил адгезии и прочности адсорбционных плёнок на стенках пор путём введения полифункциональной смазочной добавки – поверхностно-активного вещества марки ФК-2000 Плюс А и органического ингибитора ХБН.

Рецептуры и технологические параметры стандартного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» и улучшенного по физико-химическим показателям «BioPro» приведены в таблицах 8–11.

Таблица 8 – Рецепт стандартного калий-хлор-полимерного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» для пласта $2Nsr_1$

Наименование реагента	Единицы измерения	Значения по проекту	Фактические значения
Вода	см ³	1000	1000
Сода каустическая / Caustic Soda	гр	0,6–0,9	0,6
Калий хлористый / Potassium Chloride	гр	75	75
Крахмальный реагент Filter Chek / Starch / БурС	гр	10–15	10
Ксантановая смола	гр	2	2
УКМ 10–40	гр	30–55,5	37
УКМ 45–75	гр	23–34,5	23
Premisan L	гр	4–6	4
Premisan R	гр	2–3	2
Korel	гр	4–6	4
Бактерицид / ИКВАК-А	см ³	1,0–1,5	1,0
Лубрикант Лубриойл	см ³	5,0–7,5	6
Органический ингибитор ХБН	см ³	25–37	37
Defomex / Пента 465	см ³	1,0–1,5	1,0

Таблица 9 – Технологические параметры «СТАБДРИЛЛ» (с Лубриойлом)

Показатели	Значения
1	2
Температура раствора, °С	20
Плотность на ВРП-1 ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	160
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	3,5

Окончание таблицы 9

1	2
Толщина корки К, мм	0,5
Показатель концентрации ионов водорода pH	8,05
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	19
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	216
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	72/96
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	41,5
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	1500
Показатель нелинейности n	0,36
Коэффициент консистенции К, Па · с ⁿ	3,46
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	9,2
Содержание смазки по реторте, %	4,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	0,42
Краевой угол смачивания θ , градус	89,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	18,4
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм К _{тр}	0,09
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома К _{фр}	0,21

Таблица 10 – Рецептúra ингибирующего биополимерного бурового раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А) для пласта 2Nsr1

Наименование реагента	Единица измерения	Значения по проекту	Фактические значения
Вода	см ³	1000	1000
Сода каустическая	гр	0,6–0,9	0,6
Калий хлористый / Potassium Chloride	гр	75	75
Крахмальный реагент Filter Chek / Starch / БуpС	гр	10–20	20
Ксантановая смола	гр	2–6	4
УКМ 10–40	гр	30–55,5	35
УКМ 45–75	гр	23–34,5	25
Бактерицид / ИКВАК-А	см ³	1,0–1,5	1,0
Лубрикант – ПАВ марки ФК-2000 Плюс А	см ³	7,5–15	15
Органический ингибитор ХБН	см ³	25–37	35
Defomex/Пента 465	см ³	1,0–1,5	1,0

Таблица 11 – Технологические параметры ингибирующего биополимерного бурового раствора «BioPro» (с ФК-2000 Плюс А) для пласта 2Nsr1

Показатели	Значения
1	2
Температура раствора, °С	21
Плотность на ВРП-1 ($\pm 0,01$ г/см ³) ρ , г/см ³	1,04
Условная вязкость по воронке Марша ($\pm 0,5$ сек) УВ ^{1524/946} , с	38
Водоотдача за 30 мин. по АНИ при 0,7 МПа ($\pm 0,5$ см ³) Φ_{30} , см ³	2,5
Толщина корки К, мм	0,1

Окончание таблицы 11

1	2
Показатель концентрации ионов водорода pH	7,8
Пластическая вязкость ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA $\eta_{пл}$, МПа · с	13
Динамическое напряжение сдвига ($\pm 4,0$ %) реометр Fann 35 SA τ_0 , дПа	91,2
Статическое напряжение сдвига при 3 об./мин. через 10 сек / через 10 мин. покоя ($\pm 2,0$ %) реометр Fann 35 SA $\text{CHC}_{10/10}$, дПа	38/53
Эффективная вязкость при 600 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^{600}$, МПа · с	22,5
Эффективная вязкость при 3 об./мин. реометр Fann 35 SA $\eta_{эф}^3$, МПа · с	700
Показатель нелинейности n	0,49
Коэффициент консистенции K, Па · с ⁿ	0,76
Концентрация твёрдой фазы, реторта модель 87101 по АНИ, объём. %	2,0
Содержание смазки по реторте, %	1,0
Удельное электрическое сопротивление R, Ом · м	1,28
Краевой угол смачивания θ , градус	110,0
Межфазное натяжение на границе «фильтрат – углеводород» σ , мН/м	13,32
Коэффициент трения бурового раствора по АНИ на EP/Lubricity Tester, 16,95 Нм $K_{тр}$	0,10
Коэффициент фрикции (трения) корки на ФСК 4Э (15 мин.) по стандарту Газпрома $K_{фр}$	0,17

Методика проведения экспериментов и анализ результатов

Проведены экспериментальные стендовые работы по оценке блокирующих свойств буровых растворов. Целью этих экспериментов являлось определение степени изменения маслопроницаемости натуральных образцов керна из песчаника пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ в результате взаимодействия их с компонентами испытываемых буровых растворов.

Оценивались возможные последствия этих взаимодействий на стадии вызова притока из пласта, то есть после очистки образцов от поражающих пласт агентов потоком пластового флюида. В опытах с буровым раствором оценивались последствия взаимодействия нефтенасыщенного коллектора с твёрдой фазой бурового раствора путём определения коэффициента восстановления проницаемости образца керна $\beta_{бр}$ применительно к пристеночному слою породы. Последствия взаимодействия коллектора с фильтратом оценивались коэффициентом $\beta_{фбр}$, характеризующим степень изменения его проницаемости в удалённой от стенки скважины зоне пласта.

Эксперименты проводились в условиях максимального приближения к геолого-физическим параметрам залегания пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁, которые включали последовательное выполнение следующих операций:

- упаковку образца керна в кернодержатель и создание всестороннего гидробужима образца;
- прогрев и термостатирование образца керна при температуре пласта (80°С);
- насыщение и промывку образца керна горячей пластовой водой в объёме не менее 20 его поровых объёмов;
- определение водопроницаемости образца керна;
- формирование остаточной водонасыщенности в опытном образце путём замещения пластовой воды в керне горячим трансформаторным маслом с последующей промывкой его маслом в объёме порядка 10 поровых объёмов при градиенте давления до 100 МПа/м;
- определение исходной маслопроницаемости образца керна, содержащего остаточную пластовую воду $K_{м0}$;
- имитацию процесса вскрытия пласта путём воздействия на образец керна буровым раствором при $\Delta P = 3,0$ МПа или его фильтратом при скорости закачки $Q = 0,003$ см³/с;

- измерение скорости фильтрации v_{ϕ} (поступления фильтрата бурового раствора в пласт через фильтрационную корку и закольматированный слой породы);
- имитацию процесса вызова притока из пласта и очистки прискважинной и удалённой от стенки скважины зон пласта от загрязняющих коллектор агентов (до стабилизации фильтрации масла через образец керна);
- определение конечной маслопроницаемости керна K_{M1} ;
- расчёт коэффициентов восстановления проницаемости $\beta_{бр}$ и $\beta_{\phiбр}$;
- расчёт размеров (радиусов) зон обводнения ПЗП фильтратом бурового раствора R_{ϕ} для разной продолжительности действия репрессии на пласт при его вскрытии.

Результаты проведённого комплекса экспериментальных исследований блокирующей способности испытанных буровых растворов для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ приведены в таблице 12.

Дополнительные стендовые испытания по сравнительной оценке блокирующих свойств буровых растворов с улучшенными технологическими параметрами проводили на низкопроницаемых образцах керна из пласта 2Nsr_{Г1-2}. Результаты этих испытаний приведены в таблице 13.

Анализ экспериментальных данных показал, что для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ наименьшими поражающими нефтенасыщенный коллектор показателями обладают ингибирующие биополимерные буровые растворы «BioPro» и «BioPro termo», так как для них получены достаточно высокие значения $\beta_{бр} = 55,1-76,8 \%$ и $\beta_{\phiбр} = 61-72 \%$. Кроме этого, скорости обводнения в ПЗП фильтратом для раствора «СТАБДРИЛЛ» в 2,0–2,2 раза больше, чем для растворов «BioPro» и «BioPro termo».

Механизм очистки фильтрационных каналов в пористых образцах от твёрдой фазы при имитации вызова притока из пласта связан с размером пор на входном торце керна и силами адгезии твёрдых частиц к поверхности породы. Поэтому полученные значения $\beta_{бр}$ и полученные на идентичных образцах керна для обоих растворов достаточно высоки. Это обусловлено также высокими градиентами давления в закольматированном слое породы при вызове притока из пласта.

Что касается механизма очистки поровых каналов от фильтрата бурового раствора, то здесь картина более сложная и зависит от совместного действия многих факторов. Основными действующими факторами, препятствующими очистке заблокированных фильтратом каналов фильтрации, являются степень гидрофильности стенок пор, адсорбционная активность выстилающей поры глины, содержание в фильтрате коллоидных адсорбатов, возникновение капиллярных давлений на границах раздела «фильтрат – углеводород», обусловленное величиной межфазного натяжения. Кроме этого, очистка коллектора от фильтрата в условиях, имитирующих удалённую от стенки скважины зону его проникновения, затруднена из-за невысоких градиентов давления.

Таблица 12 – Результаты оценки блокирующих свойств буровых растворов и их фильтратов на кернах пласта 1Nsr₁

№№ n/n	№ керна	$K_{M0},$ мкм ²	Жидкость воздействия	$K_{M1},$ мкм ²	$\beta, \%$	$v_{\phi} \cdot 10^{-7},$ м/с
1	4–9	0,0266	фильтрат «СТАБДРИЛЛ»	0,0115	43,2	–
2	4–11	0,0328	буровой раствор «СТАБДРИЛЛ»	0,0204	62,3	4,48
3	4–13	0,0666	фильтрат «BioPro»	0,0406	61,0	–
4	4–14	0,0622	буровой раствор «BioPro»	0,0477	76,8	2,2
5	4–17	0,0628	фильтрат «BioPro termo»	0,0452	72,0	–
6	4–16	0,0629	буровой раствор «BioPro termo»	0,0346	55,1	2,0

Таблица 13 – Результаты оценки блокирующих свойств буровых растворов с улучшенными технологическими параметрами и их фильтратов на кернах пласта 2Nsr₁

№ п/п	№ керна	КМ _{0,2} мкм ²	Жидкость воздействия	КМ ₁ , мкм ²	β, %	v _ф · 10 ⁻⁷ , м/с
1	В-2	0,000419	фильтрат «СТАБДРИЛЛ»	0,000140	33,37	–
2	В-12	0,000595	буровой раствор «СТАБДРИЛЛ»	0,000517	86,9	6,2
3	В-3	0,000387	фильтрат «BioPro»	0,000343	88,7	–
4	В-11	0,000342	буровой раствор «BioPro»	0,000341	99,6	4,1

На основе определения динамики очистки образцов керна от фильтрата при имитации вызова притока и полученных результатов можно заключить, что фильтрат бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» оказывает более негативное влияние на восстановление проницаемости песчаника из пласта 1Nsr₁ ($\beta_{фбр} = 43,2 \%$), чем фильтрат растворов «BioPro» ($\beta_{фбр} = 61,0 \%$) и «BioPro termo» ($\beta = 72,0 \%$) из-за формирования на стенках поровых каналов более прочных неподвижных адсорбционных плёнок, не смываемых потоком углеводородов, а также вследствие более высокого значения величины межфазного натяжения.

Поэтому при постановке дополнительных экспериментов по оценке блокирующих свойств буровых растворов на образцах керна из пласта 2Nsr₁ были подготовлены буровые растворы «СТАБДРИЛЛ» стандартной рецептуры и «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками в части снижения величины межфазного натяжения и повышения гидрофобизирующих свойств фильтрата.

Результаты этих исследований позволили установить, что использование в рецептуре бурового раствора «BioPro» в качестве лубриканта смазочной добавки марки ФК-2000 Плюс А более эффективно, чем лубриканта Лубриойл как с позиции снижения поверхностного натяжения на границе «фильтрат – углеводород», так и по гидрофобизирующим глинизированной поверхности поровых каналов свойствам. Подтверждением этого положения является существенное отличие значений коэффициента восстановления проницаемости образцов керна из пласта 2Nsr₁, полученные для фильтрата раствора «BioPro» ($\beta_{фбр} = 88,7 \%$) и раствора «СТАБДРИЛЛ» ($\beta_{фбр} = 33,37 \%$). Влияние твёрдой фазы испытанных рецептур буровых растворов «BioPro» и «СТАБДРИЛЛ» так же, как и в основных опытах на кернах из пласта 1Nsr₁ менее существенно: $\beta_{бр} = 86,9 \%$ для раствора «СТАБДРИЛЛ» и $\beta_{бр} = 99,6 \%$ для раствора «BioPro».

Повышенные значения $\beta_{бр}$ для обоих растворов обусловлены более рыхлой структурой слоёв глинистого цемента на поверхности зёрен песчаника из пласта 2Nsr₁. Вследствие этого при имитации вызова притока из пласта при высоких скоростях движения флюидов через закольматированный слой породы происходит не только интенсивная очистка пор от внедрившейся в них твёрдой фазы буровых растворов, но и частичный эрозионный размыв фильтрационных каналов путём частичного смыва глинистого цемента с их стенок.

Для удалённой от стенки скважины зоны, обводнённой фильтратом бурового раствора, этого эффекта не наблюдается вследствие невысоких градиентов давления при движении пластового флюида. Поэтому значения $\beta_{фбр}$, полученные для улучшенной рецептуры бурового раствора «BioPro», отражают лишь улучшение технологических свойств ингибирующего биополимерного бурового раствора «BioPro» по физико-химическим показателям σ и θ .

Заключение об эксперименте

Полученные в результате экспериментов на натуральных кернах данные $\beta_{бр}$, $\beta_{фбр}$ и $v_{ф}$ позволили рассчитать радиусы зон проникновения фильтрата в ПЗП для различной продолжительности процесса вскрытия $R_{ф}$ и послужили исходными для дальнейшего расчёта показателей качества S и ОП, а также для составления заключений о качестве вскрытия пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ по принятым в разделе 1 критериям.

Ниже приводятся алгоритм расчёта показателей качества и полученные результаты расчёта, а также заключения о качестве вскрытия соответствующих пластов:

Алгоритм расчёта:

$$R_{\Phi} = R_c \cdot \sqrt{1 + \frac{2 \cdot v_{\Phi} \cdot T}{m \cdot R_c}};$$

$$S = \left(\frac{1}{\beta_{\text{бпр}}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{R_c + 1}{R_c} \right) + \left(\frac{1}{\beta_{\text{фбр}}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{R_{\Phi}}{R_c + 1} \right);$$

$$\text{ОП} = \left(1 + \frac{S}{2 \cdot \pi} \right)^{-1}.$$

где для пласта 1Nsr₁ R_c = 0,1 м (долото 215,9 мм); m = 0,15;
для пласта 2Nsr₁ R_c = 0,05 м (долото 95 мм); m = 0,12.

Таблица 14 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «СТАБДРИЛЛ»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтра R _ф , м	0,248	0,337	0,406	0,518	0,725	1,021
Скин-фактор S	0,662	0,910	1,061	1,256	1,527	1,802
Относительная продуктивность ОП	0,905	0,873	0,855	0,833	0,804	0,777
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»	0,8 < ОП < 0,9 «хорошее»				0,7 < ОП < 0,8 «удовлетворительное»

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» применительно к условиям вскрытия пласта 1Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,777 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «удовлетворительное».

Таблица 15 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием биополимерного бурового раствора «BioPro»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтра R _ф , м	0,188	0,246	0,293	0,370	0,513	0,719
Скин-фактор S	0,290	0,462	0,574	0,723	0,932	1,147
Относительная продуктивность ОП	0,956	0,931	0,917	0,897	0,871	0,845
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»			0,8 < ОП < 0,9 «хорошее»		

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах биополимерного бурового раствора «BioPro» применительно к условиям вскрытия пласта 1Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,845 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее».

Таблица 16 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием биополимерного бурового раствора «BioPro termo»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтрата R _ф , м	0,182	0,237	0,281	0,354	0,500	0,686
Скин-фактор S	0,376	0,479	0,545	0,635	0,769	0,892
Относительная продуктивность ОП	0,943	0,929	0,920	0,908	0,891	0,876
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»				0,8 < ОП < 0,9 «хорошее»	

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах биополимерного бурового раствора «BioPro termo» применительно к условиям вскрытия пласта 1Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,876 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее».

Таблица 17 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием стандартного калий-хлор-полимерного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ»

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтрата R _ф , м	0,2171	0,3030	0,3694	0,4751	0,6700	0,9462
Скин-фактор S	1,8446	2,5089	2,9041	3,4060	4,0916	4,7798
Относительная продуктивность ОП	0,7730	0,7145	0,6838	0,6484	0,6055	0,5678
Критерии качества	0,7 < ОП < 0,8 «удовлетворительно»			ОП < 0,7 «неудовлетворительное»		

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах стандартного бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» применительно к условиям вскрытия пласта 2Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,568 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «неудовлетворительное».

Показатель ОП = 0,773–0,714 соответствующий критерию «удовлетворительно» обеспечивается стандартным буровым раствором «СТАБДРИЛЛ» в течение репрессии на пласт 2Nsr₁ не более 2 суток.

Таблица 18 – Результаты расчёта и заключение о качестве вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием биополимерного бурового раствора «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками

Показатели \ Время	Продолжительность действия репрессии на пласт, сут.					
	1	2	3	5	10	20
Радиус зоны проникновения фильтрата R _ф , м	0,1789	0,2481	0,3018	0,3874	0,5456	0,7700
Скин-фактор S	0,0899	0,1315	0,1565	0,1883	0,2319	0,2758
Относительная продуктивность ОП	0,9859	0,9795	0,9757	0,9709	0,9644	0,9579
Критерии качества	ОП > 0,9 «очень хорошее»					

В соответствии с РД 39-0147001-742-92 на основе экспериментальных данных о блокирующих свойствах биополимерного бурового раствора «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками применительно к условиям вскрытия пласта 2Nsr₁ произведён расчёт показателя качества ОП.

Установлено: показатель качества ОП = 0,958 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «очень хорошее».

Выводы

На основании проведенного комплекса экспериментальных исследований по оценке блокирующей способности буровых растворов «СТАБДРИЛЛ», «BioPro» и «BioPro termo» применительно к условиям вскрытия пластов 1Nsr₁ и 2Nsr₁ установлено:

- для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» показатель качества ОП = 0,777 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «удовлетворительное»;
- для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «BioPro» показатель качества ОП = 0,845 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее»;
- для условий вскрытия пласта 1Nsr₁ с использованием бурового раствора «BioPro termo» показатель качества ОП = 0,876 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «хорошее»;
- для условий вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием бурового раствора «СТАБДРИЛЛ» показатель качества ОП = 0,568 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «неудовлетворительное». Показатель ОП = 0,773–0,714, соответствующий критерию «удовлетворительно», обеспечивается стандартным буровым раствором «СТАБДРИЛЛ» в течение репрессии на пласт 2Nsr₁ не более 2 суток;
- для условий вскрытия пласта 2Nsr₁ с использованием бурового раствора «BioPro» с улучшенными технологическими характеристиками показатель качества ОП = 0,958 при продолжительности процесса вскрытия до 20 суток, что соответствует критерию качества «очень хорошее».

Литература

1. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1998. – 344 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Современные составы буровых промывочных жидкостей / В.П. Овчинников [и др.] – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М. : Издательство «Недра», 1990. – 230 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.

13. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : Первая типография, 2019. – Т. 1–4.
14. Андроников А.Р., Демихов В.И. Методика определения напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 42–43.
15. Ашрапов Т.Р. Эффективность применения гидравлического разрыва пласта на Аганском нефтяном месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Синтез науки и общества в решении глобальных проблем современности» (09 ноября 2017 года, г. Пермь) / в 4 частях. – Уфа : Агентство международных исследований, 2017. – Часть 3. – С. 14–17.
16. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
17. Гюльяхмедли Ю.Н., Мансуров А.С., Тиванков В.А. Анализ эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации на Аганском месторождении // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Проблемы современных интеграционных процессов и пути их решения» (18 ноября 2018 года, г. Волгоград). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 99–101.
18. Демихов В.И. Средства измерений показателей буровых и тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3. – С. 8–10.
19. Демихов В.И. Методика определения удельного электрического сопротивления буровых растворов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 84–85.
20. Живаева В.В., Мозговой Г.С., Ожерельев А.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 93–96.
21. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
22. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
24. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
25. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорозках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.
26. Мостовой В.А. Разработка эффективных рецептур буровых растворов на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 221–247.
27. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
28. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control of drilling processes of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1998. – 344 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and grouts for the construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Prosveshchenie – South, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

8. Modern compositions of drilling flushing fluids / V.P. Ovchinnikov [et al.] – Tyumen : TyumSOGU, 2013. – 156 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / Popov V.V. [et al.] – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Ryabchenko V.I. Management of drilling mud properties. – M. : Publishing house «Nedra», 1990. – 230 c.
11. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Tretiak A.Y., Savenok O.V., Rybalchenko Y.M. Drilling flushing fluids: a training manual. – Novocherkassk : Lik, 2014. – 374 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : First Printing House, 2019. – Vol. 1–4.
14. Andronikov A.R., Demikhov V.I. Methodology of determining the electric breakdown voltage of emulsion drilling muds // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 42–43.
15. Ashrapov T.R. Effectiveness of Hydraulic Fracturing Application at Agansk Oil Field // Collection of articles based on the results of the International Scientific-Practical Conference «Synthesis of Science and Society in Solving Global Problems of Modernity» (November 09, 2017, Perm) / in 4 parts. – Ufa : Agency for International Research, 2017. – Part 3. – P. 14–17.
16. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model to determine the factors affecting the properties and technological parameters of the drilling mud // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
17. Gulahmedli Y.N., Mansurov A.S., Tivankov V.A. Analysis of the effectiveness of applied methods of oil recovery enhancement and intensification at Aganskoye field // Collection of articles based on the results of the International scientific-practical conference «Problems of modern integration processes and ways of their solutions» (18 November 2018, Volgo-grad). – Ufa : LLC «Agency for International Studies», 2018. – P. 99–101.
18. Demikhov V.I. Measuring Devices of Drilling and Plugging Mud Performance // Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea. – 2007. – № 3. – P. 8–10.
19. Demikhov V.I. Methodology for determining the electrical resistivity of drilling fluids // Bulatov Readings. – 2018. – VOL. 3. – P. 84–85.
20. Zhivaeva V.V., Mozgovoy G.S., Ozherelyev A.V. Comparative analysis of plugging compositions Izolight and hollow microspheres HGS-10000 with formulation selection // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 93–96.
21. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential sticking // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 97–103.
22. Makarova Y.A., Egorova A.S. Universal hydrocarbon-based solution for drilling horizontal wells // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 162–165.
23. Makarova Y.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for quality completion of wells // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 166–169.
24. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of packing formation // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 170–176.
25. Mojsa Y.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V. Comparison of drilling muds on different clay powders for drilling by HDD // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 181–186.
26. Mostovoy V.A. Development of effective formulations of drilling fluids for flushing the vertical oil production well with a depth of 2700 m in the Aganskoye field // Nauka. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 221–247.
27. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud to combat differential seizures // Bulatov readings. – 2017. – VOL. 3. – P. 202–205.
28. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the construction of oil and gas wells. Certificate of State Registration of the Database № 2014620659. Application No. 2014620266. Date of receipt 12 March 2014. Date of state registration in the Register of databases May 08, 2014.