

Подбор буровых растворов для первичного вскрытия карбонатных и терригенных отложений Восточной Сибири

NovosibirskNIPIneft: Recommended Drill Fluid Selection in the Vend-Cambrian Deposit in Eastern Siberia

Торопещкий К.В., Ульянов В.Н., Борисов Г.А.

Торопещкий К.В. – ведущий эксперт «НовосибирскНИПИнефть».

Ульянов В.Н. – к.т.н., технический директор «НовосибирскНИПИнефть».

Борисов Г.А. – к.ф.-м.н., генеральный директор «НовосибирскНИПИнефть».

K. Toropetskiy, V. Ulianov, G. Borisov.

K. Toropetskiy: Leading Expert, NovosibirskNIPIneft;

V. Ulianov: Ph.D. in Engineering, Technical Director of NovosibirskNIPIneft;

G. Borisov: Ph.D. in Physics and Mathematics, Director General of NovosibirskNIPIneft.

Аннотация

В работе сформулированы методические аспекты по подбору и экспертизе оптимальных буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов (РПВ) исходя из горно-геологических характеристик объектов разработки. Работы выполнены для подсолевых карбонатных и терригенных коллекторов венд-кембрийских отложений непско-ботуобинской антеклизы Восточной Сибири.

Введение

Вовлечение низкопроницаемых карбонатных и терригенных формаций Восточной Сибири (Непско-Ботуобинская антеклиза) в промышленную разработку началось относительно недавно. Поскольку конечной целью бурения разведочных скважин на месторождениях является определение промышленной ценности и перспектив нефтегазоносности разведываемого объекта, необходимо обеспечить качественное вскрытие продуктивных пластов. Ввиду сложных горно-геологических условий залегания: подсолевые карбонатные и терригенные коллектора, аномально низкие пластовые давления и температуры, засоленность коллекторов, подбор растворов

Overview

The work defines the methodological aspects of selection and expert analysis of the optimal drilling fluids (RDFs) for producing reservoirs deriving from geotechnical and the geological characteristics of the development. The works were performed in pre-salt carbonate and terrigenous reservoirs of the Vend-Cambrian deposits of the Nep-Butob Anticline in Eastern Siberia.

Introduction

The involvement of low-permeable carbonate and terrigenous formations of Eastern Siberia (Nep-Butob Anticline) in the commercial development process was started relatively recently. Since the final goal of the exploratory wells is to determine the commercial value and petroleum potential of the field under exploration, it is necessary to ensure a high quality penetration into the producing reservoirs. In view of the complicated geotechnical and geological formation; pre-salt carbonate and terrigenous reservoirs, abnormally low reservoir pressure and temperature, saline reservoirs, selection of muds for primary penetration, it is a rather complex task [1-9].

The purpose of this work was to perform the research works for the selection of the optimal drilling fluids

первичного вскрытия является достаточно сложной задачей [1-9].

Целью работы заключалась в проведении исследовательских работ по подбору оптимальных буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов (РПВ) исходя из горно-геологических характеристик объектов разработки. Предметом исследования было получение экспериментальных данных для принятия эффективных технологических решений по сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при строительстве поисково-оценочных и разведочных скважин. Эксперименты проводились на образцах буровых растворов различных производителей исследовались физико-химические свойства и совместимость буровых растворов с образцами пластовых флюидов и пород.

На основании горно-геологических условий, включающих геолого-физические характеристики и условия залегания продуктивных пластов, минералогический состав, насыщенность, характер смачиваемости, фильтрационно-емкостные характеристики, были сформулированы общие требования к буровому раствору:

1. Качественное вскрытие продуктивного пласта (сохранение первоначальной проницаемости);
2. Учет наличия возможных локальных зон АНПД – ниже относительно гидростатического на 3-4 МПа (плотность РПВ ниже 1,05 г/см³);
3. Учет трещиновато-кавернозно-порового характера пустотного пространства вскрываемых продуктивных интервалов, сложенных карбонатными породами для минимизации зоны проникновения;
4. Учет высоко минерализованной пластовой воды (до 400 г/л) и наличия кристаллических солей в разрезе или поровом пространстве (засолоненность);
5. Препятствие набуханию и осыпанию глинодержащих пород (глин, аргиллитов и т.д.);
6. Раствор должен быть прокачиваемым при низких, характерных для данных пластов температур (15-25°C);
7. Проектные параметры бурового раствора должны соответствовать следующим значениям, в интервале бурения продуктивных пластов: плотность – 1,03-1,06 г/см³; вязкость – 40-60 сек; водоотдача – 2-4 см³/ 30 мин.

Методика

Цикл лабораторных исследований включал в себя следующую последовательность:

1. Определение физических свойств горных пород-коллекторов, включая минералогический анализ,

(RDF) for the producing reservoirs deriving from geotechnical and geological characteristics of the target formation. The research work focused on obtaining the experimental data for making effective technical decisions based on the preservation of the producing reservoir collecting properties in the process of prospecting/ appraisal and exploration well construction. Experiments were conducted with drill fluid samples from different manufacturers. They were focused on the physical and chemical properties of the drill fluids and their compliance with samples of reservoir fluids and rocks.

Based on geotechnical and geological conditions, including the producing reservoir geological & physical characteristics and formation, mineral composition, saturation, wettability, porosity and permeability, the following general requirements for the drilling fluids were defined:

1. High quality penetration into the producing reservoir (preserving the initial permeability);
2. Consideration of the possible presence of ALRP local zones — 3-4 MPa lower than hydrostatic pressure (RDF density is lower than 1.05 g/cm³);
3. Consideration of the cavernous-porous-fractured nature of voids in the opened producing intervals formed by carbonate rocks to minimize the penetration zone;
4. Consideration of highly mineralized reservoir water (up to 400 g/L) and presence of crystal salts in the cut or in the porous space (salination);
5. Prevention of clay soil (clay, argillites, etc.) swelling and sloughing;
6. The fluid must be suitable for pumping at low temperatures (15-25°C) typical for such reservoirs.
7. The drill fluid design parameters must conform to the following values within the producing reservoir drilling interval: density – 1.03-1.06 g/cm³; viscosity – 40-60s; water loss – 2-4 cm³/ 30 min.

Procedure

The laboratory research cycle comprised the following sequence:

1. Determination of physical properties of the reservoir rocks, including mineralogical analysis, the porous space structure, and wettability, namely:
 - Carbonate content determination by gas-volumetric method when reacting with hydrochloric acid;
 - Determination of the clay component mineralogical composition by X-ray spectral analysis;
 - Determination of the porous space with the raster electronic microscopy;
 - Porous channel dimensions and geometry determination by method of optical microscopy of thin rock sections;
 - Wettability index determination;
 - Determination of clay minerals' tendency to swell in consequence of hydration;

структуру порового пространства и смачиваемость, а именно:

- коэффициента карбонатности газовольюметрическим методом при реакции с соляной кислотой.
- минералогического состава глинистой составляющей с помощью РСА;
- структуры порового пространства методом РЭМ;
- размеров и геометрии поровых каналов методом оптической микроскопии шлифов;
- показателя смачиваемости;
- склонности глинистых минералов в набуханию вследствие гидратации;

2. Определение физическо-химических свойств буровых растворов по API RP13 [10-11], показателя межфазного натяжения, эмульсеобразования и солеотложения при контакте с пластовыми флюидами:

- плотности, условной и пластической вязкости, статического и динамического напряжения сдвига; показателя водоотдачи, толщины фильтрационной корки; водородного показателя рН; содержания жидкой и твердой фазы; показателя агрегатной стабильности.
- межфазного натяжения на границе несмешивающихся жидкостей методом объема капли по ГОСТ Р 50092-97 [12] с помощью лабораторного прибора – сталагмометра.
- Приготовление и динамика распада эмульсии, определение электростабильности цельной эмульсии.
- склонности к отложению твердого (нерастворимого) осадка при смешении жидкостей.

3. Определение повреждения пласта (коэффициента восстановления) при фильтрационных экспериментах в пластовых термобарических условиях по ОСТ 39-235-89 [13] (рисунки 1):

- $K_{пр}^1$ при фильтрации через составную модель пласта в направлении «пласт-скважина», прокачка не менее 3-5 поровых объемов модели керна.
- Закачка технологической жидкости в направлении «скважина – пласт», при перепаде давления, соответствующему ожидаемой репрессии при первичном вскрытии.
- $K_{пр}^2$ при фильтрации в направлении «пласт-скважина», прокачка не менее 5-10 поровых объемов составной модели пласта.
- коэффициент восстановления проницаемости $\beta = (K_{пр}^2 / K_{пр}^1) \cdot 100\%$.
- Оценка зоны кольматации при замерах перепада давления на различных удалениях от точки подачи бурового раствора.

2. Determination of physical and chemical properties of the drill fluids as per API RP13 [10-11], boundary tension, emulsification, and scale depositing index when exposed to reservoir fluids:

- Density, funnel and plastic viscosity, static and dynamic shear stress; water loss index, filter cake thickness; pH value; liquid and solids content; aggregate stability index.
- Determination of boundary tension between immiscible fluids by drop volume method as per GOST R 50092-97 [12] using a laboratory instrument – stalagmometer.
- Preparation and dynamics of emulsion breaking, determination of the whole emulsion electrical stability.
- Determination of tendency to form a solid (insoluble) sediment when mixing liquids.

3. Determination of reservoir damage (recovery factor) during filtration experiments conducted under pressure-temperature conditions as per OST 39-235-89 [13] (Figure 1):

- K_{perm}^1 in the process of filtration through the reservoir compound model in the direction “reservoir-well”, pumping at least 3-5 porous volumes of the core model.
- Process fluid injection in the direction “well-reservoir” at differential pressure corresponding to the expected overbalance pressure during penetration.
- K_{perm}^2 in the process of filtration in the direction “reservoir-well”, pumping at least 5-10 porous volumes of the reservoir compound model.
- Permeability recovery factor $\beta = (K_{perm}^2 / K_{perm}^1) \cdot 100\%$.
- Clogging area estimation during measurement of differential pressure at different distances from the drill fluid delivery point.

4. Determination of porous space change in the process of drill fluid filtration through rock specimens (Figure 2):

- Microtomography of the reservoir compound model in the initial state and after exposure to drill fluid.
- Comparative analysis of the porous space model before and after the drill fluid effect on the reservoir compound model.

Preparation of reservoir compound models (RCM):

- 3-5 cylinder specimens with a diameter of 30 mm and total length ≥ 10 cm;
- close permeability values (difference $< 50\%$);
- belonging to producing or potentially producing interval and lithotype;

The samples are extracted with toluene, saturated with reservoir water to create residual water saturation, and resaturated with hydrocarbon liquid (kerosene) as per GOST 26450.0-85 [14].



МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



12 сентября 2017 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- ОП-ГАЗ.РУ — Награждение лучших производителей оборудования по итогам ежегодного конкурса нефтегазовых компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — База поставщиков для модернизации НПЗ
- ОП-ГАЗ.РУ — Настольные нефтегазовые карты
- ОП-ГАЗ.РУ — Обсуждение проблем нефтеперерабатывающих предприятий



17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

- ОП-ГАЗ.РУ — Награждение лучших нефтегазовых компаний по итогам ежегодного конкурса нефтегазовых компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — База поставщиков нефтегазовых компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — Настольные нефтегазовые карты
- ОП-ГАЗ.РУ — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запальных частей

- ОП-ГАЗ.РУ — Выявление предприятий, способных работать для добычи по итогам ежегодного конкурса нефтегазовых компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — База поставщиков для нефтегазового шельфа
- ОП-ГАЗ.РУ — Настольные нефтегазовые карты
- ОП-ГАЗ.РУ — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- ОП-ГАЗ.РУ — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного конкурса нефтегазовых компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — База поставщиков нефтегазового комплекса
- ОП-ГАЗ.РУ — Настольные нефтегазовые карты
- ОП-ГАЗ.РУ — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



23 мая 2018 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- ОП-ГАЗ.РУ — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного конкурса нефтегазовых компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- ОП-ГАЗ.РУ — Настольные нефтегазовые карты
- ОП-ГАЗ.РУ — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

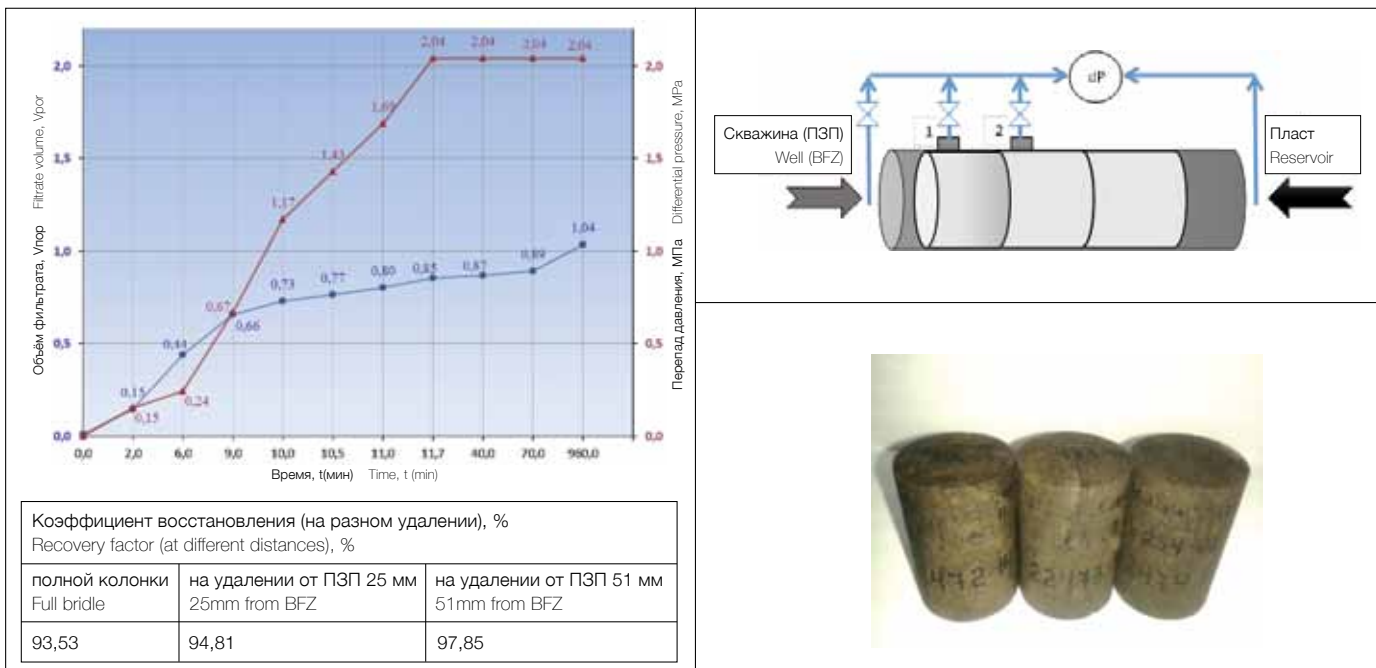


Рис. 1. Схема фильтрационных экспериментов, временная развертка процесса фильтрации и фото составной модели пласта после фильтрации бурового раствора

Fig. 1. Filtration experiments diagram, filtration process timebase, and pictures of the reservoir compound model before and after the drill fluid filtration

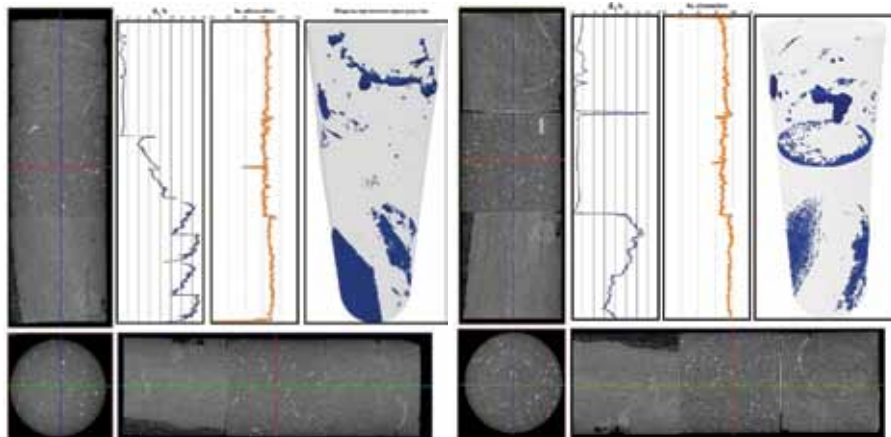


Рис. 2. Микротомография составной модели пласта до и после фильтрации бурового раствора

Fig. 2. Microtomography of reservoir compound model before and after the drill fluid filtration

4. Определение изменения порового пространства при фильтрации бурового раствора через образцы горных пород (рисунки 2):

- Микротомография исходной составной модели пласта, и после воздействия буровым раствором.
- Сравнительный анализ модели порового пространства до и после воздействия бурового раствора на составную модель пласта.

Подготовка составных моделей пласта (СМП):

- 3-5 образцов цилиндрической формы

For the OBM with the highest permeability recovery factor some insignificant changes in the reservoir model structure are observed: decreased matrix porosity compensated by increase of the caliper component caused by elution of salts. It is in a good agreement with insignificant change of permeability after the drill fluid filtration.

Output

There are dozens of companies in Russia that render drill fluid recipe selection and drill fluid delivery services, including divisions of drilling companies,

international service companies, and Russian independent companies. We have analyzed 14 samples of drill fluids, including: Inhibited potassium chloride bio-polymer WBM, diesel fuel/mineral oil base OBM with/without organic bentonite as well as emulsion muds.

We have adopted a scoring system (Table 1) to estimate the drill mud quality depending on compliance of laboratory test results with the established requirements.

ПРИ УЧАСТИИ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



3-6
ОКТАБРЯ
2017



**VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ**

GAS-FORUM.RU

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР



ПАРТНЁРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

EXPOFORUM

РОССИЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

Плотность, г/см³: Density, g/cm³:

1.03 – 1.06	Полное соответствие Full compliance	1.06 – 1.16	Частичное соответствие Partial compliance
> 1.10	Несоответствие Non-compliance		

Условная вязкость, сек:
Funnel viscosity, sec.:

40 – 60	Полное соответствие Full compliance	60 – 1.80	Частичное соответствие Partial compliance
> 80	Несоответствие Non-compliance		

Водоотдача, см³/30 мин.:
Water loss, cm³/30 min.

2.0 – 4.0	Полное соответствие Full compliance	4.0 – 6.0	Частичное соответствие Partial compliance
> 6.0	Несоответствие Non-compliance		

Поверхностное натяжение, мН/м:
Surface tension, mN/m:

< 1.0	Полное соответствие Full compliance	1 – 10	Частичное соответствие Partial compliance
> 10	Несоответствие Non-compliance		

Эмульсеобразование (выделение дисперсной фазы через 60 мин.), %:
Emulsion formation (dispersion phase separation in 60 min.), %:

95 – 100	Полное соответствие Full compliance	80 – 95	Частичное соответствие Partial compliance
< 85	Несоответствие Non-compliance		

Солеотложение (на фильтре 1000 мл раствора), г:
Scale depositing (on filter from 1000 ml of solution), g:

< 1.0	Полное соответствие Full compliance	1 – 5	Частичное соответствие Partial compliance
> 5	Несоответствие Non-compliance		

Восстановление фильтрационных характеристик, %:
Recovery of filtration characteristics, %:

> 85%	Полное соответствие Full compliance	60 – 85	Частичное соответствие Partial compliance
< 60	Несоответствие Non-compliance		

Параметр Parameter	Полное соответствие Full compliance	Частичное соответствие Partial compliance	Несоответствие Non-compliance
Плотность Density	+1	+0.5	0
Условная вязкость Funnel viscosity	+1	+0.5	0
Водоотдача Water loss	+1	+0.5	0
Эмульсеобразование Emulsion formation	+1	+0.5	0
Поверхностное натяжение Surface tension	+1	+0.5	0
Солеотложение Scale depositing	+2	+1	0
Восстановление фильтрации Filtration recovery	+3	+1.5	0

Табл 1. Матрица условных баллов для вычисления рейтинга буровых растворов
Table. 1. Relative scores matrix to calculate the drill fluid performance

диаметром 30 мм, суммарной длины ≥ 10 см;

- близкие значения проницаемости (разница $< 50\%$);
- принадлежность продуктивному/возможно продуктивному интервалу и литотипу;

Образцы экстрагируют толуолом, насыщают пластовой водой, центрифугируют для создания остаточной водонасыщенности, и донасыщают углеводородной жидкостью – керосином, согласно ГОСТ 26450.0-85 [14].

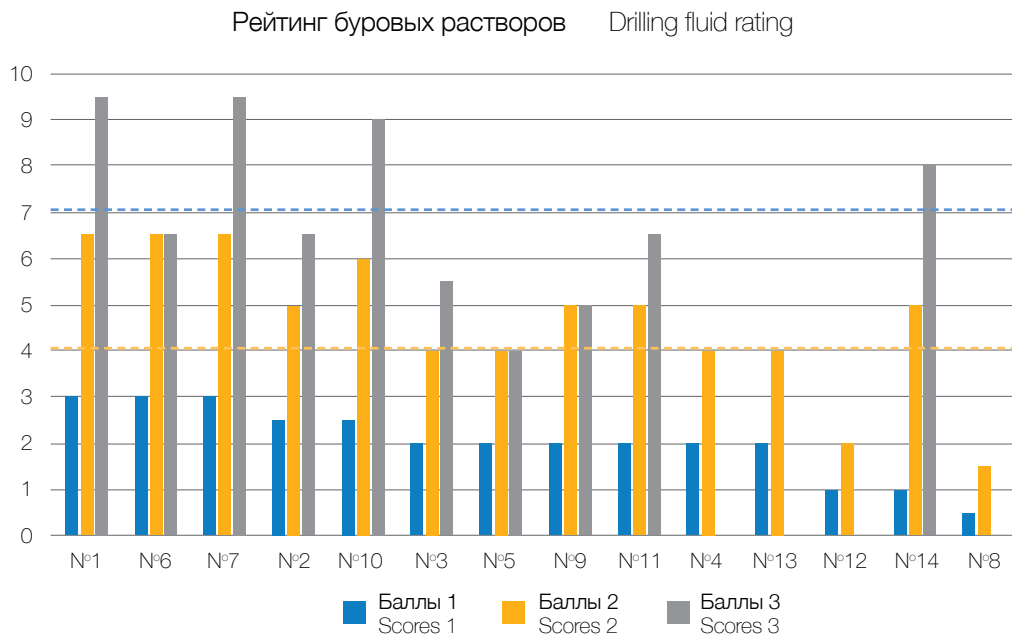


Рис. 3. Рейтинг буровых растворов
Fig. 3. Drill fluid performance

Для РУО с максимальным коэффициентом восстановления проницаемости наблюдаются незначительные изменения структуры модели пласта: уменьшение матричной пористости, скомпенсированное увеличением каверновой составляющей вследствие вымывания солей. Хорошо согласуется с незначительным изменением проницаемости после фильтрации бурового раствора.

Результаты

Всего в России действует несколько десятков компаний, оказывающих услуги по подбору рецептуры и поставкам буровых растворов, включая подразделения буровых компаний, международные сервисные и российские независимые компании. Нам были проанализированы 14 образцов буровых растворов, включая: РВО биополимерные хлоркалийевые ингибированные, РУО на основе дизельного топлива/минерального масла с/без органобентонитом, а также эмульсионные.

Нами была принята бальная система (таблица 1) оценки качества буровых растворов на основании соответствия результатов лабораторного тестирования установленным требованиям.

Баллы1 – итоговый рейтинг по реологии (плотность, УВ, ПФ), Баллы2 – итоговый рейтинг по реологии и физ.-химии (поверхностное натяжение, эмульсообразование, солеотложение), Баллы3 – итоговый рейтинг по реологии, физ.-химии и фильтрационным характеристикам (восстановление фильтрации).

Scores1 – final rating in rheology (density, FV, ПФ), Scores2 – final rating in rheology and phys.-chemistry (surface tension, emulsion formation, scale depositing, emulsion formation), Scores3 – final rating in rheology, phys.-chemistry, and filtration characteristics (filtration recovery).

Conclusion

Only 4 of the 14 drill fluid samples were recognized as optimal to be applied at the target sites (3 for terrigenous reservoir and 1 for carbonate reservoir). All these fluids are characterized by low density 1.025 – 1.14 g/cm³, viscosity 50-90 s, water loss 0.5-3.5 cm³/30 min, and filtration recovery factor 87-93%. These drill fluids have the following common features:

- oil base (mineral oil or diesel fuel);
 - water phase, emulsion mud ionic strength adjuster (calcium chloride);
 - marble bridging / weighing agent of different size (5 μ m median);
 - gelling agent (organic bentonite);
 - additives, rheology and filtrate return adjusters, hydrophobizator, and other surfactants;
- For the purpose of RDF final selection it is also necessary to consider a number of economic and technological factors, such as:
- easy preparation, availability, and logistics of the mud components;
 - the cost of reactants and their delivery to the site, storage terms, conditions and volumes;
 - possibility of regeneration and repeated use;
 - environmental friendliness and safety of the components being used.

Заключение

Из 14 образцов буровых растворов оптимальными для применения на целевых объектах были признаны только 4 (3 для терригенного коллектора, и 1 для карбонатного коллектора). Все эти растворы характеризуются низкой плотностью 1.025 – 1.14 г/см³, вязкостью 50-90 сек., водоотдачей 0.5-3.5 см³/30 мин., коэффициентом восстановления фильтрации 87-93%. Данные буровые растворы объединяет следующее:

- углеводородная основа (минеральное масло или дизельное топливо);
- водная фаза, регулятор ионной силы эмульсионных растворов (хлорид кальция);
- разнотипный мраморный коагулянт-утяжнитель (медиана 5 мкм);
- структурообразователь (органобентонит);
- присадки регуляторы реологии и фильтратоотдачи, гидрофобизатор и прочие ПАВ; При окончательном выборе РПВ необходимо также принять во внимание ряд экономических и технологических факторов, таких как:
- простота приготовления, доступность и логистика компонентов раствора;
- стоимость реагентов и их доставки на промысел, сроки, условия и объемы хранения;
- возможность регенерации и повторного использования.
- экологичность и безопасность применяемых компонент.

Литература

1. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Эваков В.Э. Буровые растворы для осложненных условий, М.: «Недра», 1988. -135 с.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов, М.: Недра, 1985.
3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам, Оренбург: «Летопись», 2005. 664 с.
4. Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids, Gulf Professional Publishing, 1988, 643 p.
5. Drilling Fluids Processing. Handbook, ELSEVIER, 2005, 666 pp.
6. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. 2011. 125p.
7. Антонов К.В., Лукманов Р.Р. Влияние полимерных буровых растворов на качество вскрытия продуктивных пластов и информативность геофизических исследований разреза скважин, Тюмень.: ЗапСиббурНИПИ. 1996
8. К.В. Киселев. Физические и химические процессы взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти. Автореферат, Тюмень, 2004, 27 стр.
9. Усачев Е.А., Моделирование фильтрации

References

1. Angelopulo O.K., Podgornov V.M., Evakov V.E. Drill fluids for complicated conditions, M.: Nedra, 1988. -135 p.
2. Gray G.R., Darley H.C.H. Drill fluid composition and properties, M.: Nedra, 1985.
3. Ryazanov Y.A. Drill fluid encyclopedia, Orenburg: Letopis, 2005. 664 p.
4. Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids, Gulf Professional Publishing, 1988, 643 p.
5. Drilling Fluids Processing. Handbook, ELSEVIER, 2005, 666 pp.
6. Skalle P. Drilling Fluid Engineering. 2011. 125 p.
7. Antonov K.V., Lukmanov R.R. Polymer drill fluid influence on the quality of producing reservoir penetration and informational value of well log geophysical study, Tyumen: ZapSibburNIPi. 1996
8. Kiselev K.V. Physical and chemical processes of acid solution interaction with poor oil deposit rocks. Author's abstract, Tyumen, 2004, 27 pages.
9. Usachev E.A. Modeling of process fluid filtration into the reservoir bottomhole formation zone in the course of the well construction. Author's abstract. Tyumen. 2002. - 110 p.
10. RD 39-00147001-773-2004. Methods of drill fluid parameters control, 2004, 138 p.
11. API RP13, Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids.
12. GOST R 50097-92. Surface active agents. Determination of interfacial tension. Drop volume method.
13. OST 39-235-89 Crude oil. Method of relative permeability determination in laboratory conditions in the course of joint stationary filtration.
14. GOST 26450.0-85. Rocks. Methods of collecting property determination.

технологических жидкостей в призабойную зону пласта при строительстве скважин, Автореферат. Тюмень. 2002. - 110 с.

10. РД 39-00147001-773-2004. Методика контроля параметров буровых растворов, 2004, 138с.
11. API RP13, Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids.
12. ГОСТ Р 50097-92. Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли
13. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации
14. ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Методы определения коллекторских свойств»