

Повышение точности измерения обводненности скважинной продукции

Гилаев Р.Г., Дорофеев А.В., Степанов А.В., Шарипов И.Ф., Шайхулова А.А., Тазетдинов Р.И.

АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

aa_shaykhulova@smn.rosneft.ru

Аннотация

При анализе обводненности высокообводненного фонда возникает большая погрешность в измерениях. Данное обстоятельство приводит к некорректной оценке темпов падения, искажению базовой добычи и корректности планирования добычи нефти в разрезе объектов разработки, что в свою очередь влияет на парковый коэффициент (Парковый коэффициент — отношение фактического объема добытой нефти к объему добычи, полученному по групповой замерной установке). Существующие методы имеют точность 1 %, предлагаемый способ определения содержания воды в добываемой продукции методом мерных колб обеспечивает точность 0,05–0,10 %.

Сущность предлагаемого метода заключается в отстаивании нагретой до (60 ± 1) °С пробы нефти с добавленным в нее деэмульгатором, до образования границы раздела «нефть–вода», и определении объемной доли воды в нефти, как отношения объема воды к объему пробы. Объем отделившейся воды и объем пробы нефти определяют по специальной колбе, в которую производится отбор пробы и дальнейшее термостатирование и отстаивание.

Внедрение методики в работу общества показало положительный результат.

Материалы и методы

Методика измерений АО «Самотлорнефтегаз» «ГСОЕИ» Нефть.

Методика измерений объемной доли воды в нефти в испытательной (химико-аналитической) лаборатории АО «Самотлорнефтегаз».

Ключевые слова

нефтегазовое дело, обводненность скважинной продукции, добыча, скважины, отбор проб, анализ обводненности

Для цитирования

Гилаев Р.Г., Дорофеев А.В., Степанов А.В., Шарипов И.Ф., Шайхулова А.А., Тазетдинов Р.И. Повышение точности измерения обводненности скважинной продукции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 158–161. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-158-161

Поступила в редакцию: 25.11.2024

LABORATORY EQUIPMENT

UDC 620.113.4 | Original Paper

Increasing the accuracy of measuring water cut in well products

Gilaev R.G., Dorofeev A.V., Stepanov A.V., Sharipov I.F., Shaikhulova A.A., Tazetdinov R.I.

“Samotlorneftegas” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

aa_shaykhulova@smn.rosneft.ru

Abstract

At the analysis water cut highly watered fund, a large measurement error occurs. This circumstance leads to incorrect evaluation of decline rates, distortion of the base production and correctness of oil extraction planning in the section of development objects, which in run affects the park factor. (The park factor is attitude factual volume extracted oil to volume extraction, received by group measuring installation). Existing methods have accuracy 1 %, suggested way for determining the water content in the extracted products by the method of measuring flasks ensure accuracy 0,05–0,10 %.

The essence of the proposed method consists in settling an oil sample heated to (60 ± 1) °C with a demulsifier added to it, until the “oil-water” interface is formed, and determining the volume fraction of water in oil as the ratio of water volume to sample volume. The volume of separated water and the volume of the oil sample are determined by a special flask, into which the sample is taken and further thermostating and settling. Integration the company’s contribution to the work has shown a positive result.

Materials and methods

Methodology for measurements of JSC “Samotlorneftegas” “SSUUM” “Oil. Methodology for measurements the Volume Fraction of water in oil in the testing (chemical-analytical) laboratory of “Samotlorneftegas” JSC.

Keywords

oil and gas business, the well product wateriness, mining, well, sampling, analysis of wateriness

For citation

Gilaev R.G., Dorofeev A.V., Stepanov A.V., Sharipov I.F., Shaikhulova A.A., Tazetdinov R.I. Increasing the accuracy of measuring water cut in well products. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 158–161. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-158-161

Received: 25.11.2024

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение уникальное по запасам в России и входит в семерку крупнейших в мире. Оно расположено в Нижневартовском районе Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа – Югра в 15–60 км севернее и северо-восточнее г. Нижневартовск. Месторождение было открыто в 1965 году и после нескольких лет проведения разведочных работ в 1969 году, было введено в разработку и стало ключевым фактором для развития нефтяной отрасли страны.

В настоящее время Самотлорское месторождение находится на поздней стадии

разработки. Около 70% фонда относится к высокообводненному, где обводненность 97 % и выше. При данных обстоятельствах существует большая погрешность в измерениях обводненности скважинной продукции. Данное обстоятельство приводит к некорректной оценке темпов падения, искажению базовой добычи и корректности планирования добычи нефти в разрезе объектов разработки, что в свою очередь влияет на парковый коэффициент. В связи с этим, было принято решение провести эксперименты по определению влияния существующих методик анализа проб на точность определения обводненности.

Данная тема является актуальной и востребованной. Оптимизация производственных процессов, приведение в соответствие паркового коэффициента позволяет оптимизировать работу, улучшая производительность и эффективность добычи нефти.

Рисунок 1 показывает экспоненциальный рост погрешности существующих методов при увеличении обводненности, сформированный на основании расчетов доверительных границ абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси с доверительной вероятностью 0,95 согласно ГОСТ 8.1007-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений».

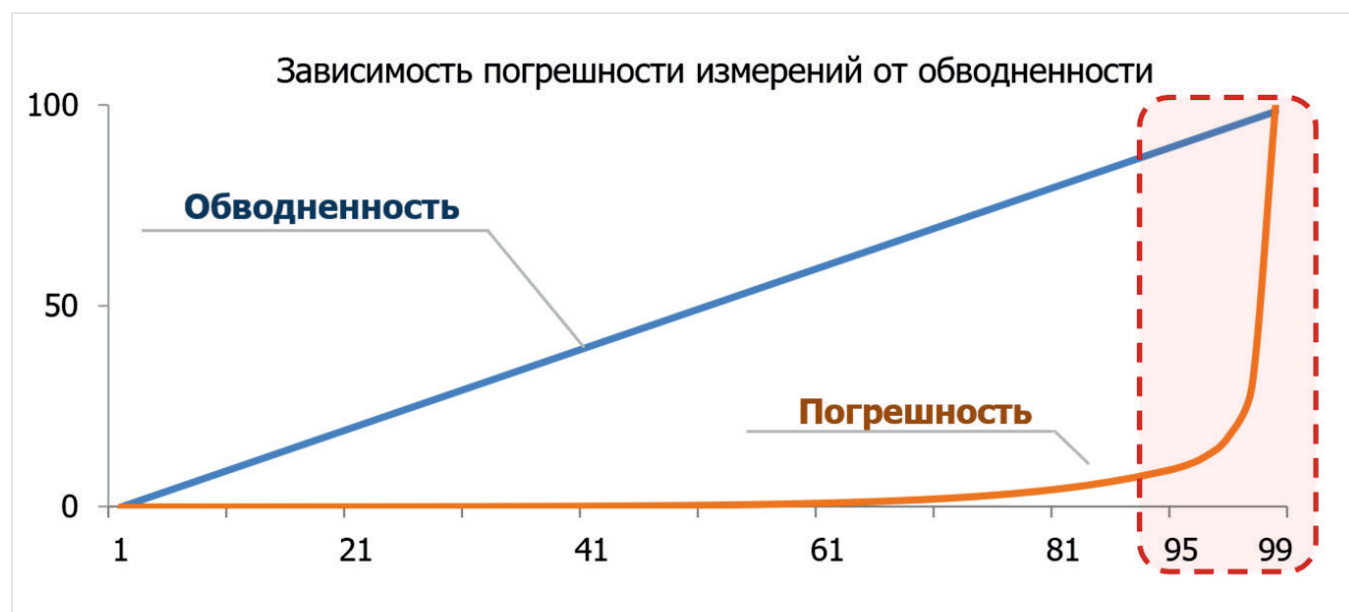


Рис. 1. Зависимость погрешности измерения от обводненности скважинной продукции
Fig. 1. The dependence of the measurement error on the water content in the well products

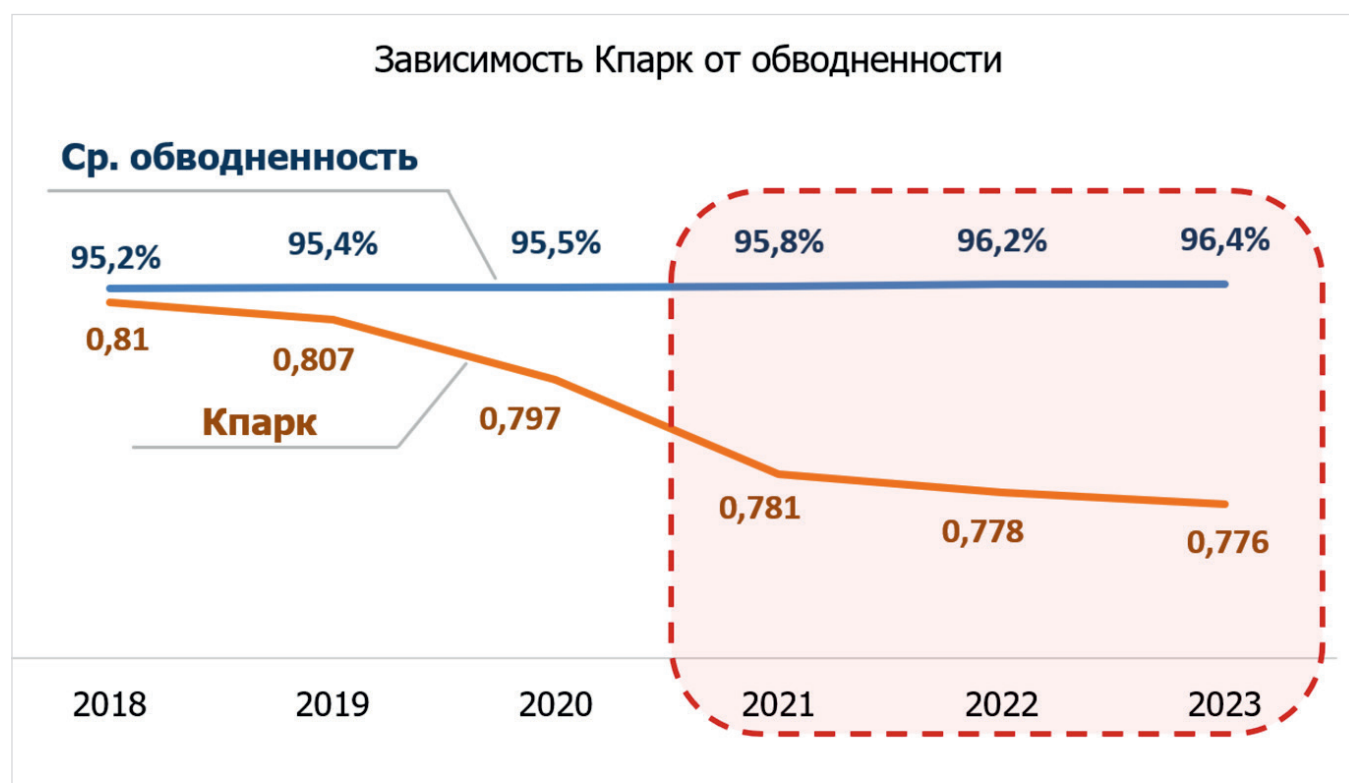


Рис. 2. Зависимость паркового коэффициента от средней обводненности
Fig. 2. Dependence of the park coefficient on the average water content

Объемная и массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси».

Расчеты прецизионности по ГОСТ 8.1007-2022 были положены в основу существующей методики измерений АО «Самотлорнефтегаз» «Методика измерений объемной доли воды в нефти с применением дезмульгаторов и термостатирования проб» №МЗ.7-10,



Рисунок 3. Цилиндрическая часть мерной колбы
Fig. 3. Cylindrical part of the measuring flask

для применения с пробоотборной тарой типа «бутылка».

При этом согласно ГОСТ 8.1007-2022 в диапазоне от 98% до 100% нормирование показателей точности существующих методов не производится, что указывает на резкое увеличение погрешности и невозможности достоверного определения обводненности существующими методами.

Эксперимент проводился с применением традиционной методики отбора проб в бутылку и в цилиндр объемами 0,5 литров и в колбу объемом 2,0 литра.

Метод измерений объемной доли воды в пробах обводненной нефти традиционным способом основан на измерении общего объема водонефтяной эмульсии и измерении объема отделившейся после добавления дезмульгатора и термостатирования проб в сухо-воздушном или водяном термостате при температуре $(60 \pm 1)^\circ\text{C}$ с помощью измерительной линейкой.

По результатам проведенных испытаний выяснились недостатки существующей методики, с применением тары объемом 0,5 л:

- разброс результатов анализа в 1–2 % при обводненности более 97 % (некорректность закрытия режимов, отсутствие точного определения рентабельности скважин);
- ограничен верхний предел результата уровнем 99 %.

Результаты опытных испытаний при отборе проб скважинной продукции в колбу объемом 2 л. показали:

- точность увеличилась с 1,00 до 0,05 %;
- верхний предел возможности анализа

расширен с 99 % до максимального значения 99,9 %.

Для отбора проб на определение обводненности скважины предлагается использовать лабораторную колбу объемом 2 литра с внутренним диаметром цилиндрической части 22,5 мм. Для достижения похожей геометрической точности нам бы понадобился цилиндр высотой 4 метра.

Для проведения измерения на цилиндрическую часть колбы нанесена линейка с миллиметровой шкалой.

После полного раздела фаз нефтяной слой будет располагаться в пределах цилиндрической части, позволяет с достаточной степенью достоверности определить суммарный объем жидкости и объем нефти.

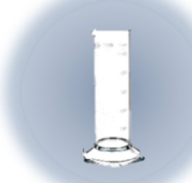
Достоверность использования подтверждается наличием данных о результатах испытаний и технических записей в журналах учета и регистрации поступающих проб, журналах регистрации результатов определения объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси.

Также достоверность методики подтверждает свидетельство об аттестации методики измерений №01.00257-2013/9206-22, выданное ВНИИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». Методика зарегистрирована в Федеральном реестре аттестованных методик под №ФР.1.29.2022.44507. Данные возможно проверить на публичном портале ФГИС Росстандарт «АРШИН».

Средства измерений:

- колба-мерная стеклянная 2-2000-2 по ГОСТ 1770;
- термометры ртутные стеклянные

Табл. 1. Методы определения обводненности
Tab. 1. Methods for determining the water content

	Бутылка 0,5 л	Цилиндр 0,5 л	Колба 0,5 л	Колба 2 л
Критерии				
Точность метода	1 %	0,5 %	0,25 %	0,05–0,1 %
Диапазон измерений	5–99 %	5–99 %	99–99,9 %	97–99,9 %
+	Широкий диапазон измерения	Широкий диапазон измерения	Точность в 4 раза выше существующего метода	Точность в 10 раз выше существующего метода. Замер до 99,9 % обводненности
-	Низкая точность метода	• низкая точность метода • потери при переливе пробы из тары	• узкий диапазон измерений • сложность отбора проб (узкое горлышко) • риски при транспортировке	Риски при транспортировке

лабораторные, с пределами измерений от 0 до 100 градусов, с ценой деления 1,0 градус, и пределами допускаемой абсолютной погрешностью $\pm 1,0$ градус;

- барометр-анероид метеорологический;
- гигрометр психрометрический;
- секундомер;
- пипетки градуированные 2 класса точности;
- баня водяная;
- вода дистиллированная;
- шкаф сушильный лабораторный с температурой нагрева до 130 градусов.

Порядок выполнения измерений

Сущность метода заключается в отстаивании нагретой до 60 °С пробы нефти с добавленным в нее дезэмульгатором, до образования границы раздела «нефть–вода».

После охлаждения, расслоения и образования границы раздела фаз «вода-нефть» производят отсчет уровня, отделившийся воды и уровня пробы в мерной колбе с дискретностью цены деления шкалы. Показания снимают по верхнему краю мениска, при этом глаз должен находиться на уровне мениска.

Через 10–15 минут повторно производят отсчет уровня, отделившийся воды и Уровень пробы в мерной колбе. Если уровень, отделившийся воды или уровень пробы в мерной колбе отличается от первоначально

измеренных значений менее, чем на одно деление, то измерения завершают. В противном случае отсчет повторяют каждые 10–15 минут до тех пор, пока изменение уровня отделившейся воды или уровня пробы составит менее одного деления шкалы.

После проведения измерений использованные мерные колбы промывают последовательно нефрасом, водопроводной водой, дистиллированной водой, ополаскивают ацетоном (при загрязнении посуды используют хромовую смесь) и сушат в сушильном шкафу.

Контроль точности результатов измерений

Погрешность измерений оценивалась согласно утвержденной «Программы оценивания показателей точности при проведении аттестации методики измерений объемной доли воды в испытательной (химико-аналитической) лаборатории АО «Самотлорнефтегаз»»

Для оценивания готовились и использовались эталонные пробы.

Итоги

Методика измерений объемной доли воды в нефти показала свою эффективность на объектах общества АО «Самотлорнефтегаз». Она обладает высокой точностью определения обводненности высокообводненного фонда и позволяет увеличить верхний предел измерений.

Выводы

Методика измерений объемной доли воды в нефти показала свою эффективность на объектах общества АО «Самотлорнефтегаз». Она обладает высокой точностью определения обводненности высокообводненного фонда и позволяет увеличить верхний предел измерений.

Литература

1. Приказ Минпромторга России от 15.12.2015 г. № 4091 Об утверждении Порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения.
2. ТУ 25-2021.003-88. Термометры ртутные стеклянные лабораторные
3. ТУ 25-11.1513-79 Барометр-анероид метеорологический БАММ-1
4. ТУ 25-11.1645-84 Гигрометр психрометрический типа ВИТ. Технические условия
5. ТУ 38.401-67-108-92 Бензин-растворитель для резиновой промышленности. Технические условия
6. Методика измерений объемной доли воды в нефти в испытательной (химико-аналитической) лаборатории АО «Самотлорнефтегаз».

ENGLISH

Results

The method of measuring the volume fraction of water in oil has shown its effectiveness at the facilities of JSC "Samotlorneftegaz". It has a high accuracy in determining the water content of a highly watered fund and allows you to increase the upper limit of measurements.

References

1. Order of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation dated 12/15/2015 No. 4091 On approval of the Procedure attestation of primary reference measurement techniques (methods), reference measurement techniques (methods) and measurement techniques

(methods) and their application

2. TU 25-2021. 003-88 Mercury glass laboratory thermometers
3. TU 25-11.1513-79 Meteorological aneroid barometer BAMM-1
4. TU 25-11.1645-84 A psychrometric hygrometer of the VIT type. Technical conditions

Conclusions

The method of measuring the volume fraction of water in oil has shown its effectiveness at the facilities of JSC "Samotlorneftegaz". It has a high accuracy in determining the water content of a highly watered fund and allows you to increase the upper limit of measurements.

5. TU 38. 401-67-108-92 Gasoline solvent for the rubber industry. Technical conditions
6. The method of measuring the volume fraction of water in oil in the test (chemical-analytical) laboratory of JSC "Samotlorneftegaz".

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гилаев Руслан Ганиевич, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по производству, главный инженер, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Дорофеев Анатолий Владимирович, заместитель главного инженера, начальник управления добычи нефти и газа, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Степанов Александр Владимирович, начальник отдела метрологии, главный метролог, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Шарипов Ильдар Фанурович, начальник отдела разработки месторождений, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Шайхулова Алина Амировна, ведущий инженер сектора мониторинга и планирования отдела капитального ремонта скважин, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия
Для контактов: aa_shaykhalova@smn.rosneft.ru

Тазетдинов Рауль Ильдарович, ведущий геолог отдела планирования и мониторинга добычи и закачки, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Gilaev Ruslan Ganievich, ph.d. of engineering sciences, deputy general director for Production, Chief Engineer, "Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Dorofeev Anatoly Vladimirovich, Deputy Chief Engineer - Head of the Oil and Gas Production Department, "Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Stepanov Alexander Vladimirovich, Head of the Metrology Department -Chief Metrologist, "Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Sharipov Ildar Fanurovich, Head of the Field Development Department, "Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Shaikhulova Alina Amirovna, Leading Engineer of the Monitoring and Planning Sector of the Well Overhaul Department, "Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia
Corresponding author: aa_shaykhalova@smn.rosneft.ru

Tazetdinov Raul Ildarovich, leading geologist of the planning and production and injection department, "Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia