

Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промышленных условиях

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10046

А.А. Исаев

к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы
isaeff-oil@yandex.ru

Р.Ш. Тахаутдинов

генеральный директор

В.И. Малыхин

главный специалист по инновационной деятельности

А.А. Шарифуллин

к.т.н., начальник отдела инноваций и экспертизы

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

В статье описаны вискозиметры с принципом измерения времени качения шарика в калиброванной трубке по методу Гепплера, указаны их недостатки. С учетом имеющихся недостатков, в ООО УК "Шешмаойл" разработан промышленный переносной вискозиметр, который прошел сертификацию, аттестацию и положительные промышленные испытания. Переносной вискозиметр нефти позволяет отбирать продукцию под давлением и замерять вязкость сразу после отбора пробы. Измерения производятся с удалением свободной газовой фазы из водонефтяной смеси в целях получения корректных результатов.

Материалы и методы

Промысловые эксперименты и испытания промышленного переносного вискозиметра, проведение аттестационных работ

Ключевые слова

вязкость, водонефтяная эмульсия, вискозиметр, методика измерения

Ввод в промышленную разработку месторождений нефти повышенной вязкости Урало-Поволжья и других регионов Российской Федерации требует располагать данными о вязкости нефти на устье скважин и различных точках систем нефтесбора и подготовки товарной нефти. Данные по замерам вязкости как безводной, так и обводненной нефти используются при проектировании механизированной эксплуатации скважин, в строительстве и эксплуатации промышленных трубопроводов и других объектов нефтепромыслов. Приборы и оборудование, позволяющие замерять вязкость жидкости непосредственно после отбора пробы при давлении и температуре в манифольдной линии скважины или трубопроводе на промыслах, практически отсутствуют. Известные вискозиметры (реотесты) позволяют измерять вязкость при атмосферном давлении в лабораторных условиях по истечении длительного времени после отбора пробы. Поэтому проблема создания вискозиметра, позволяющего измерять вязкость жидкости под давлением в точке отбора с наименьшим изменением температуры, уже давно требует своего решения.

Для измерения вязкости жидкости известен вискозиметр [1], разработанный Челябинским лицеем. Данный вискозиметр измеряет время падения шарика в пустотелом цилиндрическом корпусе, заполненном исследуемой жидкостью. Корпус заблокирован с изолированным от жидкости пишущим устройством, а регистрирующее устройство выполнено в виде электронного секундомера. Недостатки такого вискозиметра состоят в возможности исследования только прозрачных жидкостей, причем при атмосферном давлении.

Ульяновским ВВТУ разработан вискозиметр [2], состоящий из сосуда с исследуемой жидкостью и выполненный из немагнитного материала, шарика из ферромагнитного материала, размещенного в сосуде, датчиков верхнего и нижнего положений шарика. По количеству импульсов, сосчитанных счетчиком при прохождении шарика от одного датчика к другому, судят о вязкости исследуемой жидкости. К недостаткам вискозиметра относятся малый диапазон изменения вязкости исследуемой жидкости при использовании только одной пары шарика и сосуда, а также выполнение измерений при атмосферном давлении.

Разработанный Туркменским НИПИ шариковый вискозиметр [3], состоит из термостатированного автоклава с затвором, центрального валика, набора калиброванных трубок с шариками, размещенных по окружности. Вращающий с помощью валика сектор с прорезью позволяет поочередно отпускать шарики в калиброванные трубки и измерять время их падения. По измеренному времени движения шарика рассчитывается величина вязкости исследуемой жидкости. Недостаток такого вискозиметра состоит в невозможности измерения вязкости при повороте автоклава на 180°,

то есть при движении шарика в калиброванной трубке в обратном направлении из-за возникновения истечения исследуемой жидкости из трубки в этот период в полость автоклава. Это увеличивает общее время измерений, поскольку повышение точности измерений достигается количеством произведенных замеров с одной и той же калиброванной трубкой. Кроме того, при проведении измерений продукции скважины, в которой содержится большое количество свободного газа в виде сплошной или окклюзированной (пузырьковой) фазы, попадание газа в измерительную трубку не позволяет получить корректные значения вязкости жидкости.

Обзор технических средств измерения вязкости жидкостей импортного производства позволил классифицировать их по принципу замера. К основным из них следует отнести:

1. Вискозиметры, основанные на измерении крутящего момента внутреннего цилиндра (момента торможения), размещенного коаксиально внутри внешнего неподвижного цилиндра, кольцевой зазор между которыми заполнен исследуемой средой (реометры битумов ПББ, Rheotest RN, VTA-120, VT 550, TT-220, PV-100, Visco).
2. Приборы измерения угла кручения нити, на которой подвешена круглая пластина, погруженная в жидкость (реометр PVS. PCE-RV14. PCERVI 3).
3. Приборы, измеряющие время протекания исследуемой жидкости через калиброванное отверстие (ВУБ-20, ВУБ-1, ВУБ-04, ВУБ-ПХП, ВУН-20, ВУБ-21) или калиброванный капилляр (PSL Rhoetek, RUV-2(2), RUV-2(4), ВПЖ-1, ВПЖ-2, ВПЖ-4, вискозиметр Энглера ВУМ-ПХП, ВЗ-246).
4. Приборы, измеряющие перепад гидродинамического давления в капилляре при протекании исследуемой жидкости с заданным расходом (KV-100).
5. Приборы, измеряющие время падения шарика в калиброванной трубке с исследуемой средой (прибор Гепплера, KINEMATICA).
6. Приборы, измеряющие параметры камертонной вибрации (A and D, AND SV-10A, Япония).

Анализируемые средства измерения имеют высокую точность (погрешность не более 1%), возможность термостатировать жидкость для замера, большие диапазоны измерения вязкости (до 20000 мПа•с и более) и достижения температуры среды (до +200 °С), возможность звуковых и визуальных предупреждений, регулирование скоростей сдвига течения и т.д.

Несмотря на перечисленные достоинства данных приборов применение каждого из них не позволяет измерить вязкость продукции скважины на устье скважины или другой точке системы сбора нефти на промыслах. Основные причины этого состоят в следующем. Измерения требуют получения данных по вязкости при давлении и температуре в



Рис. 1 — Промысловый переносной вискозиметр
Fig. 1 — Portable Field Viscosimeter

точке отбора пробы жидкости. При замерах пробу продукции необходимо освободить от свободного газа также под давлением. Замеры должны производиться с минимальным периодом после отбора пробы жидкости (не более 5 минут).

Практически все типы приборов предназначены для лабораторных измерений при атмосферных значениях давления и отсутствии водной фазы в вязкой среде.

Замеры при атмосферных давлениях приводят к разгазированию нефти, потере растворенного газа и существенному изменению вязкости. Достаточно длительное время, в течение которого отбирается и перевозится проба жидкости в лабораторию приводит к расслоению воды и углеводородной жидкости и, как следствие, к изменению эффективной вязкости.

Для сохранения давления и температуры измерения наиболее подходящим является прибор Гепплера, калиброванная трубка которого наполняется под давлением жидкости в выкидном коллекторе скважины. Однако, для реализации замеров необходимо разработать новый принцип измерения времени падения шарика в непрозрачной жидкости под давлением в калиброванной трубке.

Таким образом, для измерения вязкости продукции скважины при давлении и температуре в точке отбора жидкости из трубопровода, требуется разработка и изготовление вискозиметра Гепплера с термоизоляцией калиброванной трубкой и устройством для отвода свободного газа в атмосферу под давлением. Прибор предварительно тарируется на жидкостях с известной вязкостью при разных углах наклона трубки к горизонту. Кроме того, методика измерения вязкости продукции скважины должна быть аттестована и введена в Госреестр РФ.

В статье [4] описывается поточный вискозиметр, основанный на предварительном построении калибровочной кривой. Метод, несмотря на свою оригинальность, применять для измерения вязкости продукции невозможно из-за присутствия значительного количества газа в жидкости. Наличие газа делает некорректными измерения вязкости жидкости. Необходимо предварительно освободить измеряемую жидкость от свободного газа. Кроме того, структура потока двухфазной смеси в трубах будет изменяться из-за разных условий смешения и эмульгирования водонефтяной смеси в створе скважины

С учетом выполненного анализа известных



Рис. 2 — Нижняя часть вискозиметра
Fig. 2 — Lower part of the viscosimeter

вискозиметров в отделе инноваций и экспертизы ООО УК "Шешмаойл" был разработан промысловый переносной вискозиметр. Прибор предназначен для измерения вязкости безводной или обводненной нефти на устье добывающих скважин и в системах сбора и подготовки нефти при давлениях и температурах в точках отбора проб жидкости. Прибор калиброван эталонными жидкостями для получения постоянных коэффициентов пересчета.

Точность измерений обеспечивается за счет:

- дополнительного проведения замеров времени движения шарика в калиброванной трубке в обоих направлениях при повороте цилиндрического корпуса на 180°;
- предупреждения попадания газовой фазы в измерительную трубку при проведении замеров.

На рис. 1 и 2 показана схема вискозиметра, состоящего из цилиндрического корпуса 1, выполненного из немагнитного материала, с входным 2 и выходным 3 вентилями. Внутри цилиндрического корпуса 1 на поворотном центральном валике 4 с выносной рукояткой 5 размещен барабан, представляющий собой набор калиброванных трубок 6 и 7 (может быть размещено и большее количество), каждая из которых торцами входит в отверстие поворотных дисков 8 и 9. Внутри каждой калиброванной трубки 6 и 7 размещены шарики 10 и 11 из ферромагнитного материала. На обоих концах цилиндрического корпуса 1 (рис.2) размещены упоры 12 и 13 с пружинами 14 и выдвижными конусами 15. Внутри обоих концов калиброванных трубок 6 и 7 размещены ограничители 16 движения шариков.

Входной вентиль 2 вискозиметра через гибкий шланг 17 соединен с вентилем 18 трубопровода 19, из которого отбирается проба

жидкости. Торцы цилиндрического корпуса 1 вискозиметра герметично закрыты крышками 20 и 21, а в расширенной части корпуса установлены термометр 22 и манометр 23. На внутренних по отношению к поворотному центральному валику 4 сторонах калиброванных трубок 6 и 7 размещены постоянные магниты 24 и 25, против которых в цилиндрическом корпусе 1 установлены датчики магнитного поля 26 и 27.

Каждая из калиброванных трубок 6 и 7 предварительно тарируется по времени прохождения шариков 10 и 11 от одного датчика к другому на эталонных жидкостях известной вязкости, при разных углах наклона цилиндрического корпуса 1. Датчики магнитного поля 26 и 27 связаны с электронным таймером времени прохождения шариков от одного датчика к другому. Набор калиброванных трубок 6 и 7 в сочетании с разными углами наклона корпуса вискозиметра к вертикали позволяют измерять вязкость жидкости в широком диапазоне ее изменения.

Работа вискозиметра заключается в следующем. На рис. 3 показан процесс замера вязкости вискозиметром на устье скважины. Методика измерений вязкости нефти в промысловых условиях состоит в отборе жидкости под давлением из трубопровода 19 с помощью гибкого шланга 17, соединенного с вентилем 18 (рис. 1, 2). Далее постепенно открывают вентиль 18 на трубопроводе 19 и входной вентиль 2 вискозиметра. После наполнения полости вискозиметра исследуемой жидкостью при открытом входном вентиле 2 производят сравнение под давлением свободного газа в атмосферу через выходной вентиль 3 вискозиметра. Для выравнивания температуры в трубопроводе 19 и в цилиндрическом корпусе 1 вискозиметра с контролем температуры по



Рис. 3 — Процесс замера вязкости жидкости вискозиметром на устье скважины

Fig. 3 — The process of measuring fluid's viscosity by a viscometer at the wellhead



Рис. 4 — Определение вязкости в лабораторных условиях

Fig. 4 — Determination of viscosity under laboratory conditions

термометру 22 при частичном перекрытии выходного вентиля 3 производят слив жидкости из вискозиметра из расчета трехкратной замены объема полости вискозиметра. Далее окончательно стравливают газ через выходной вентиль 3, оба вентиля (входной 2 и выходной 3), а также вентиль 18 трубопровода 19 полностью перекрывают, вискозиметр вместе с гибким шлангом 17 полностью отсоединяют, переносят в передвижную лабораторию и устанавливают на стойке для измерений. Исследуемые калиброванные трубки 6 и 7, находящиеся внутри цилиндрического корпуса 1 вне упоров 12 и 13 заполняются исследуемой жидкостью. Для измерений калиброванные трубки 6 и 7 поворачиваются в цилиндрическом корпусе 1 с помощью поворотного центрального валика 4 вокруг оси и устанавливается между двумя торцевыми фиксаторами для предупреждения истечения жидкости из калиброванных трубок 6 или 7 в цилиндрический корпус 1 в период движения шарика. Измерения времени качения шариков 10 и 11 в калиброванных трубках 6 и 7 производят при различных углах наклона цилиндрического корпуса 1 к вертикали. При необходимости, поворотным центральным валиком 4 с помощью выносной рукоятки 5 устанавливают другую калиброванную трубку с измененным диаметром трубки. После измерения времени движения шарика в одном направлении цилиндрический корпус 1 поворачивают на 180 градусов и измеряют время движения шариков 10 и 11 в обратном направлении. Таким образом, увеличивается количество замеров в единицу времени и осреднение всех полученных показаний приведет к большей точности.

В момент прохождения шариков 10 или 11 через датчики 26 и 27 магнитного поля электронная система регистрирует изменение

№ п/п	№ скв	Температура замера, °С	Угол наклона трубки, град	Среднее время качения шарика, с	Фактическое значение вязкости, мПа•с
1	78	11	30	21,7	42,4
1.1	78	11	60	12,2	42,823
1.2	78	11	90	8,96	43,214
2	116	7	90	30,4	146,8
3	115	5	45	97,1	275
3.1	115	5	60	78,2	272
3.2	115	5	90	57,0	278
4	2150	7	90	97,3	469,3
5	112	4	90	340,2	1640,7
6	111	3	90	129,9	626,6
7	121	3	90	136,0	655,93
8	2143	8	90	13,0	62,7
9	127	5	90	27,5	132,6
10	118	5	90	30,4	146,62

Таб. 1 — Контрольная карта измерений на скважинах Заречного месторождения до аттестации вискозиметра

Tab. 1 — Control chart of measurements at the wells of Zarechnoye oilfield prior to viscometer certification

(импульс) магнитного поля, передаваемый постоянными магнитами 24 и 25 датчикам 26 и 27. Система регистрации позволяет с помощью таймера (на фиг. не показан) определить время, прошедшее между двумя импульсами, т.е. прохождения шарика от датчиков 24 к 25 (или наоборот) и по тарировочным таблицам определить вязкость исследуемой жидкости.

Цилиндрический корпус 1 и калиброванные трубки 6 и 7 изготавливаются из немагнитного материала.

Прибор имеет термочехол для предупреждения изменений температуры в период заполнения камеры. Для поддержания прибора у пробобортного крана на устье изготовлена опора. Измерение температуры жидкости в трубопроводе производилось с помощью термометра, погружаемого в полость емкости, предназначенной для слива нефтяной жидкости в объеме 1,5÷2,0 л.

Динамическая вязкость жидкости вычисляется по исходным данным разностей плотности шарика и жидкости, коэффициентам вискозиметра для каждой трубки и каждого угла наклона вискозиметра, а также времени перемещения шарика от одного датчика к другому.

Технико-экономическими преимуществами предложенного вискозиметра являются возможность переноса вискозиметра к точке отбора нефти из трубопровода, быстрота и оперативность исследований благодаря

возможности проведения измерений в обоих направлениях движения шарика в калиброванной трубке поворотом вискозиметра вокруг оси на 180°, измерения вязкости при давлениях и температурах жидкости в трубопроводах, а также исключению попадания газовой фазы в калиброванные трубки при проведении измерений. Имеется возможность замера вязкости и в лабораторных условиях (рис. 4).

В зависимости от наклона калиброванной трубки время качения изменяется, при этом скорость изменяется в пределах 1,8–2,1%. Первичные промысловые испытания разработанного вискозиметра проводились в холодное время (таб. 1), при температуре окружающей среды около -20оС, температура жидкости при этом составляла от +3 до +11оС. В таб. 2 приведены данные контрольных измерений вязкости обводненной нефти на том же месторождении 19.12.2018 г. Вискозиметр имеет аттестат аккредитации №Ra.RU.310652-090/02-2017 в государственной системе обеспечения единства измерений МН 890-2018.

Итоги

Используя метод Гепплера был разработан вискозиметр, который обладает небольшим весом и размером, его можно использовать как в полевых условиях (отбор жидкости на устье, с цементировочного агрегата), так и в

№ скважины	Обводненность, %	Плотность жидкости, кг/м3	Угол наклона трубки, град	Время качения шарика, с	Постоянная прибора	Динамическая вязкость, мПа•с
74	93	995	45	13,6	0,000327	30,5
75	73	940	45	16,0	0,000327	36,1
76	74	946	45	13,7	0,000327	31,0
78	60	920	45	11,0	0,000327	24,8

Таб. 2 — Данные контрольных замеров вязкости нефти на скважинах АО «Геотех» (19.12.2018)

Tab. 2 — Data of check measurements of oil viscosity at wells of JSC "Geotekh" (December 19, 2018)

лабораторных. Используя данный вискозиметр возможно измерять вязкость до 2000 мПа•с. В случае малых значений вязкости жидкости для точности замера можно применять калибровочные трубки под наклоном. Разработанный вискозиметр используется в добывающих компаниях ООО УК "Шешмаойл".

Выводы

1. Разработанный вискозиметр позволяет

отбирать газодонефтяную продукцию скважины под давлением в коллекторе и непосредственно измерять динамическую вязкость методом Гепплера (измерение времени качения шарика в калиброванной трубке). В период заполнения камеры прибора под давлением производится отвод из верхней ее части свободного газа. В нефти сохраняется при этом остаточное количество растворенного газа при давлении в точке отбора пробы.

2. В зависимости от наклона

калиброванной трубки изменения вязкости могут быть в пределах 1,8–2,1%.

Литература

1. Патент РФ №2265204. Вискозиметр. Приоритет от 14.04.2003. МПК G01 N 11/10.
2. Авторское свидетельство №1746254 СССР. Вискозиметр. Приоритет от 19.02.1990. МПК G01 N 11/10.
3. Авторское свидетельство №735966 СССР. Шариковый вискозиметр. Приоритет от 14.05.1975. МПК G01 N 11/10.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.53

Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator

Authors

Anatoliy A. Isaev — Ph.D., leading engineer of department for innovations and examination; isaeff-oil@yandex.ru

Rustem Sh. Takhautdinov — general director

Vladimir I. Malykhin — chief specialist for innovation activities

Almaz A. Sharifullin — Ph.D., head of department for innovations and examination

RSGGY, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article describes the viscometers based on the principle of measuring the ball falling time inside a calibrated tube according to the Höppler method, their disadvantages are also mentioned. Considering the existing shortcomings, a portable field viscometer has been developed at Sheshmaoil Management Company LLC, which has been certified and has successfully passed field tests. A portable viscometer enables product sampling under pressure and measuring the viscosity immediately after sampling. Measurements are carried out after removal of free gas phase from the oil-in-water mixture in order to obtain correct results.

Materials and methods

Field experiments and tests of the portable

field viscometer, certification activities

Keywords

viscosity, water-in-oil emulsion, viscometer, measurement technique

Results

A viscometer with a small weight and size has been developed based on the Höppler method, it can be used both in field conditions (fluid sampling at the wellhead, from the cementing unit) and in the laboratory conditions. A viscosity up to 2000 mPa • s can be measured by means of this viscometer. For low fluid viscosity values, inclined calibration tubes can be used to ensure the measurement accuracy. The developed viscometer is used in oil production units of

Sheshmaoil Management Company LLC.

Conclusions

1. The designed viscometer enables obtaining the oil/gas/water samples from the well under pressure in the reservoir and measuring the dynamic viscosity on-site by the Höppler method (measuring the falling time of the ball in calibrated tube). During the filling period of device's chamber, free gas is being removed from the upper part of the chamber due to pressure. Oil still retains the residual amount of dissolved gas under the pressure at the sampling point.
2. Viscosity can change between 1.8–2.1%, depending on the inclination of the calibrated tube.

References

1. Patent No.2265204 RF. *Viskozimetr* [Viscometer]. Applied on 14.04.2003. IPC G01 N 11/10.

2. Inventor's certificate No.1746254 USSR. *Viskozimetr* [Viscometer]. Applied on 19.02.1990. IPC G01 N 11/10.

3. Inventor's certificate No.735966 USSR. *Sharikovyy viskozimetr* [Falling Ball Viscometer]. Applied on 14.05.1975. IPC G01 N 11/10.



КОНФЕРЕНЦИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 2019
18-22 НОЯБРЯ, ЯЛТА

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**