

Измерение обводненности на устье добывающих скважин

Д.Ю. Самойлов

аспирант¹, главный технолог по автоматизации ОДНИГ²

samoilovsky@tatintec.ru

В.В. Самойлов

директор²

samoilov@tatintec.ru

О.П. Жданов

к.т.н., директор³

ozhdanov@nicmi.ru

А.В. Насыбуллин

д.т.н., профессор кафедры РиЭНГМ¹, начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем⁴

arслан@tatnipi.ru

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²ООО «Глобальные Бизнес Технологии», Альметьевск, Россия

³ООО «НИЦМИ», Уфа, Россия

⁴Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

В статье рассмотрена разработка поточного влагомера для измерения обводненности на устье добывающих скважин. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний разработанного влагомера в нефтяных компаниях.

Материалы и методы

Стендовые испытания, анализ результатов промысловых исследований.

Ключевые слова

измерение обводненности добывающих скважин, динамика изменения обводненности, нестационарный режим отбора

При разработке нефтяных месторождений одной из важнейших задач является контроль обводненности продукции скважин. Темпы обводнения нефтяных коллекторов различаются не только по месторождениям, но и по отдельным участкам одной и той же залежи. Несвоевременное принятие мер по снижению темпа обводнения скважин приводит к тому, что за сравнительно короткий срок разрабатываемый нефтяной коллектор обводняется, и его эксплуатация становится нерентабельной.

Контроль над изменением динамики обводнения разрабатываемых коллекторов позволит подобрать необходимый режим эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин. Такая оптимизация режима скважин может рассматриваться в качестве одного из резервов поддержания стабильных уровней добычи нефти.

На данный момент основным методом контроля обводненности скважинной продукции является отбор проб на устье.

Периодический отбор проб, как правило, не позволяет получить достоверную информацию о динамике изменения обводненности продукции скважин и дает лишь точечную оценку, не позволяющую своевременно принять меры по оптимизации режимов работы фонда скважин.

Например, для определения средней обводненности за месяц для большинства скважин отбирается одна проба в неделю или 4–5 проб в месяц.

Процесс фильтрации пластовой жидкости в силу неоднородности нефтяных

коллекторов не может быть равномерным. Поэтому жидкостные фазы нефть-вода, поступающие в ствол скважины, не являются стабильными, что приводит к колебаниям обводненности продукции скважин в течение определенного времени.

В последние годы появилось большое количество новых методов эксплуатации скважин, направленных на снижение обводненности продукции скважин, одним из которых является способ нестационарного отбора жидкости, подразумевающий периодический отбор жидкости при минимальном и максимальном режимах работы насоса [1–3]. При таком способе эксплуатации скважин ручной отбор проб будет иметь наибольшую вероятность ошибки при определении обводненности продукции скважин, так как периодически будет происходить изменение уровня водонефтяного контакта в стволе скважины.

Для корректного составления режима работы скважины и возможности оценки эффекта по снижению обводненности при нестационарном отборе или после проведения МУН необходимо производить надежный автоматический контроль над динамикой изменения обводненности продукции скважин.

Для измерения обводненности в потоке добывающих скважин в результате выполнения НИОКР был разработан поточный влагомер скважинной продукции, который реализован с применением микроволнового датчика. На рис. 1 представлен внешний вид разработанного влагомера.

Принцип действия чувствительного элемента влагомера основан на измерении

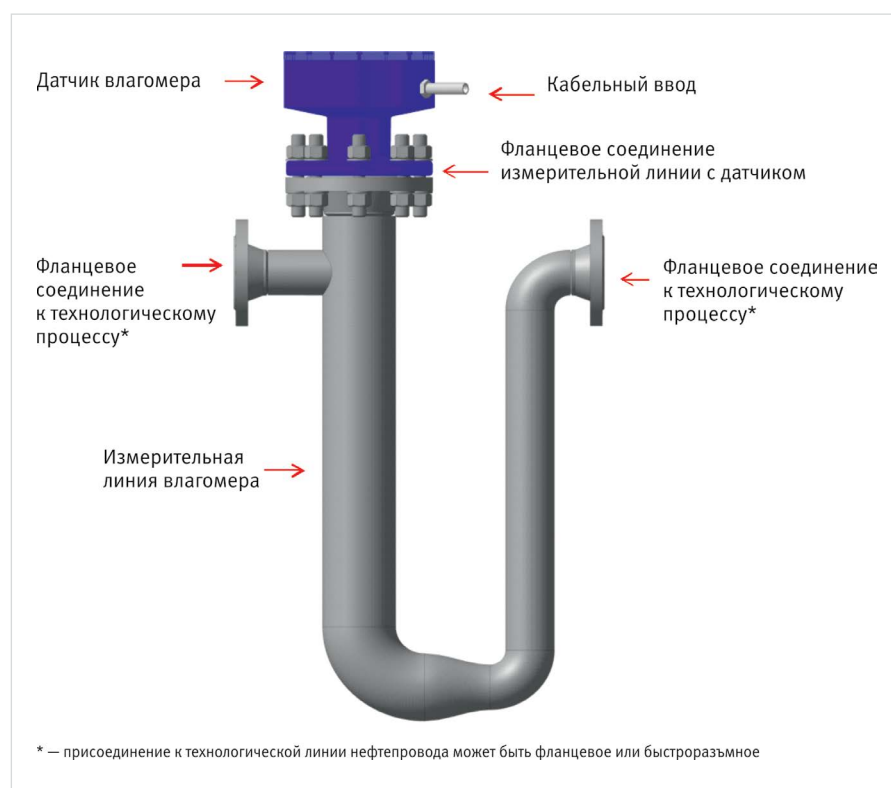


Рис. 1 — Внешний вид влагомера

скорости распространения электромагнитной волны в средах с различной диэлектрической проницаемостью.

Известно, что в различных средах электромагнитная волна распространяется с разной скоростью, которая зависит от диэлектрической и магнитной проницаемости среды. При этом скорость распространения электромагнитной волны определяется формулой:

$$V_i = \sqrt{\frac{e_i}{m_i}} \quad (1)$$

где e_i — диэлектрическая проницаемость i — среды, m_i — магнитная проницаемость i — среды.

Учитывая, что нефтесодержащие жидкости являются немагнитными средами, то их магнитная проницаемость будет постоянной величиной, и скорость распространения будет определять исключительно диэлектрическая проницаемость. Для исследуемых сред диэлектрическая проницаемость следующая: $e_{\text{газ}} = 1$; $e_{\text{нефти}} = 2,2$; $e_{\text{воды}} = 81$.

Конструктивно влагомер состоит из следующих элементов:

- измерительная линия, представляющая участок трубопровода специальной формы;
- первичный измерительный преобразователь с чувствительным элементом в виде двухпроводного сенсора-волновода длиной 750 мм.

Волновое сопротивление сенсора датчика зависит от диэлектрической проницаемости сред (газ, нефть, вода), находящихся в трубопроводной линии. Дискретная последовательность высокочастотных синусоидальных сигналов, распространяясь по сенсору, отражается от всех границ раздела пропорционально изменению диэлектрической проницаемости, а также замедляет или увеличивает скорость распространения в зависимости от значения диэлектрической проницаемости данной среды.

Характеристика скорости распространения электромагнитного сигнала от содержания воды в диапазоне измерения от 0 до 100% представляет собой плоскую монотонную функцию без разрывов и ограничений типа переходов «нефть в воде» или «вода в нефти», что является существенным для влагомеров, реализованных на других принципах. В связи с этим основанные на данном принципе измерения влагомеры могут быть применены в

различных типах технологических установок с широким спектром условий работы.

Чувствительный элемент влагомера, был разработан первоначально как многофазный уровнемер, позволяющий определять объемное влагосодержание в каждом из слоев жидкости в резервуаре на установках подготовки нефти. Результаты стендовых исследований, в которых была определена зависимость изменения скорости распространения электромагнитной волны от содержания воды в жидкости от 0 до 100%, показали, что эта зависимость оказалась равномерной и близкой к линейной (таб. 1). Более подробно история создания чувствительного элемента влагомера приведена в статье [3].

В 2014 г. были проведены метрологические исследования и сертификационные испытания разработанного влагомера на государственном первичном специальном эталоне единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011 ФГУП «ВНИИР» г. Казань.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды по результатам испытаний составили:

- при объемной доле воды в диапазоне от 0 до 50% — 0,5%;
- при объемной доле воды в диапазоне от 50 до 100% — 1,5%.

По результатам испытаний получено свидетельство об утверждении типа средств измерений. В ходе аттестационных испытаний были проведены исследования по влиянию свободного газа на метрологические характеристики влагомера. Метрологические характеристики влагомера сохраняются при содержании свободного газа в общем объеме жидкости до 10%. Также дополнительно идентифицируется наличие газовой среды в трубопроводе.

В период с 2013 года и по настоящее время был получен положительный опыт применения разработанного влагомера на различных объектах нефтедобычи ПАО «Татнефть», ПАО «Варьганнефтегаз» и малых нефтяных компаний Республики Татарстан.

Некоторые результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) влагомера на устье добывающих скважин приведены ниже.

При реализации нестационарного режима отбора на скважинах 301–303 залежи Ромашкинского месторождения с помощью влагомера была получена динамика изменения обводненности. По графикам на рис. 2 и 3 видно, что при смене режимов отбора от максимального до минимального происходит изменение обводненности в широких пределах. Очевидно, что обводненность продукции скважины, определенная с помощью

Номер эксперимента	Состав анализируемого продукта (соотношения пластовой воды и нефти)	Скорость распространения от скорости света, %	
		Перемешанная жидкость	Разделенная на фракции
1	Вода 100%	28,84	28,84
2	Вода 90%, нефть 10%	29,93	30,39
3	Вода 80%, нефть 20%	31,35	32,65
4	Вода 70%, нефть 30%	32,12	34,35
5	Вода 60%, нефть 40%	33,92	39,37
6	Вода 50%, нефть 50%	35,28	41,15
7	Вода 40%, нефть 60%	41,15	46,48
8	Вода 30%, нефть 70%	44,90	48,18
9	Вода 20%, нефть 80%	50,01	51,99
10	Вода 10%, нефть 90%	54,87	55,64
11	Нефть 100%	62,71	62,71

Таб. 1 — Результаты стендовых исследований

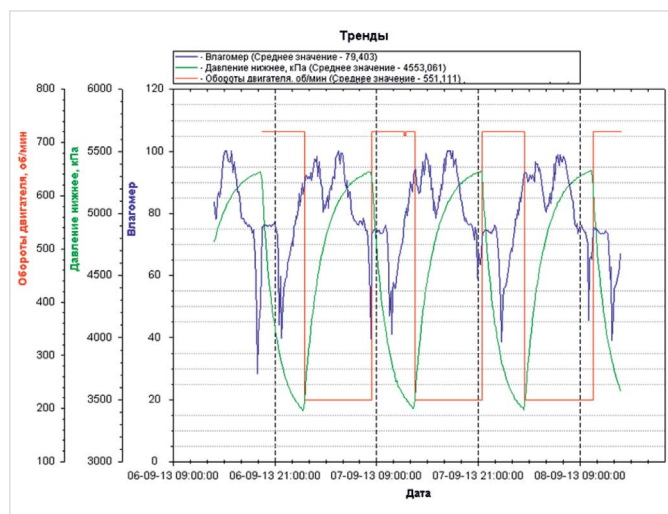


Рис. 2 — Динамика изменения обводненности на экспериментальной скважине №1 ПАО «Татнефть»

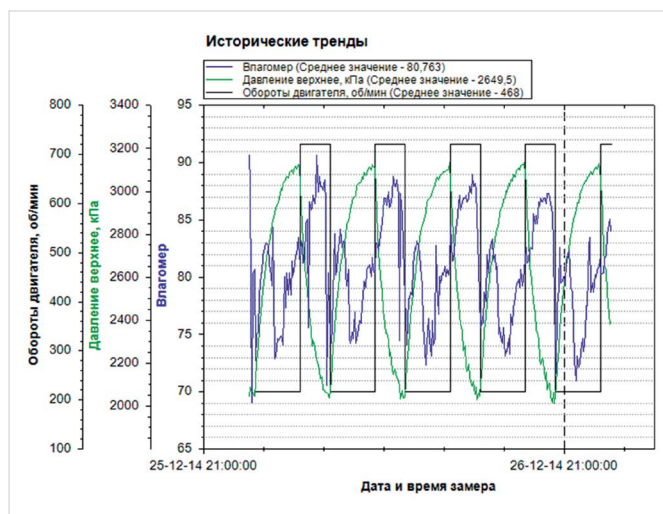


Рис. 3 — Динамика изменения обводненности на экспериментальной скважине №2 ПАО «Татнефть»



Рис. 4 — Монтаж разработанного влагомера и автоматического пробоотборника «ПОРТ-7» на устье скважины при проведении ОПИ

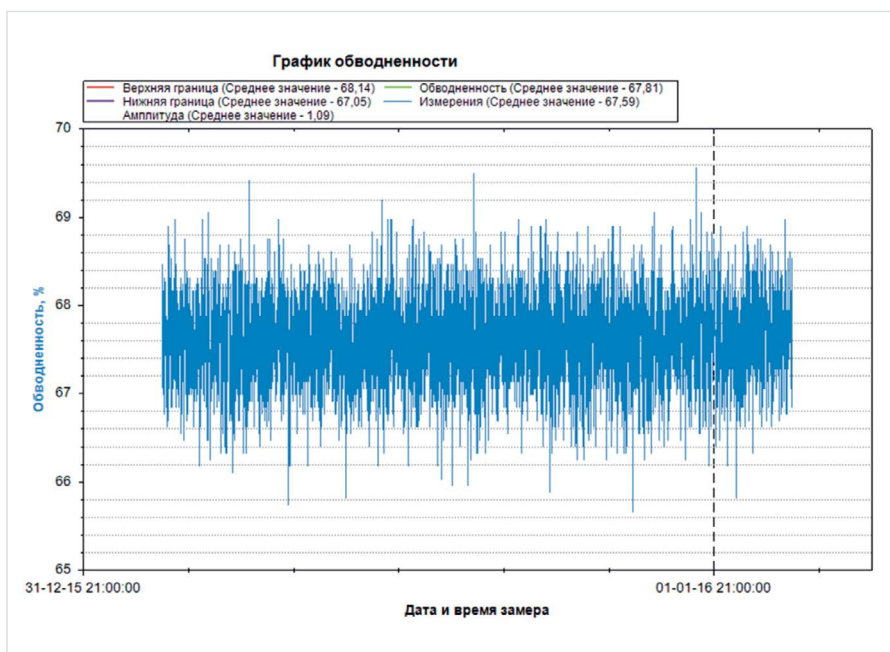


Рис. 5 — График изменения обводненности на устье добывающей скважины, работающей в стационарном режиме

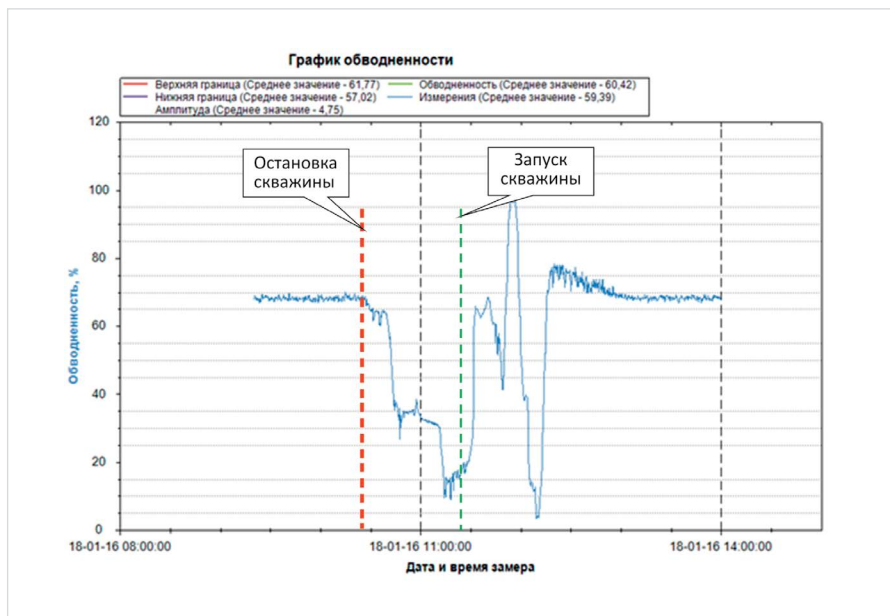


Рис. 6 — График изменения обводненности на устье скважины после остановки и запуска насоса

ручных проб при нестационарном режиме, будет зависеть от момента времени, в который производился отбор проб.

Для оценки сходимости показаний микроволнового влагомера с результатами исследований проб обводненности в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) на скважине, работающей в стационарном режиме, последовательно с влагомером был смонтирован автоматический пробоотборник «ПОРТ-7». Пробоотборники «ПОРТ-7» позволяют отбирать объединенные (накопительные) пробы с заданной частотой за определенный период времени.

Фотография монтажа влагомера и пробоотборника «ПОРТ-7» на устье одной из скважин приведена на рис. 4.

Данная скважина была выбрана для внедрения поточного микроволнового влагомера по причине того, что в течение практически всего срока эксплуатации скважины наблюдался большой разброс в значениях обводненности, определенной по результатам отбора ручных точечных проб (с 45% до 85%).

График изменения обводненности по влагомеру на данной скважине представлен на рис. 5. Диапазон изменения обводненности составляет 66–69%.

Для проверки чувствительности влагомера к изменению обводненности продукции скважины проводились кратковременные остановки скважины. Через некоторое время после остановки производился запуск скважины в работу. График изменения обводненности на устье скважины после остановки и запуска насоса представлен на рис. 6.

График изменения обводненности после остановки и запуска скважины в работу соответствует технологическому процессу запуска ГНО и имеет системную повторяемость (после каждой остановки и пуска скважины в работу график повторяется), что свидетельствует о стабильности измерений влагомером и полноте измеряемого диапазона (0-100%).

Среднее значение относительного отклонения показаний влагомера от результатов анализа в ХАЛ проб, отобранных автоматическим пробоотборником «ПОРТ-7», составило 4,5%. Всего было отобрано более 110 объединенных проб обводненности. Пробы отбирались 2 раза в сутки с 30.12.2015 по 03.02.2016 г., период отбора составлял 12 ч. Аналогичные результаты были получены и на других скважинах.

Одним из перспективных способов оперативного контроля обводненности добывающих скважин является применение разработанного влагомера в составе АГЗУ по схеме, представленной на рис. 7.

При этом поточный влагомер в комплекте с обратным клапаном врезается в технологическую линию АГЗУ сразу после ПСМ до входа в газосепаратор. Данное техническое решение позволяет в автоматическом режиме измерять обводненность продукции скважин, подключенных к АГЗУ, без влияния импульсного режима измерений, обусловленного периодическим наполнением и сливом жидкости из газосепаратора.

Итоги

Разработан прибор для измерения обводненности на устье добывающих скважин

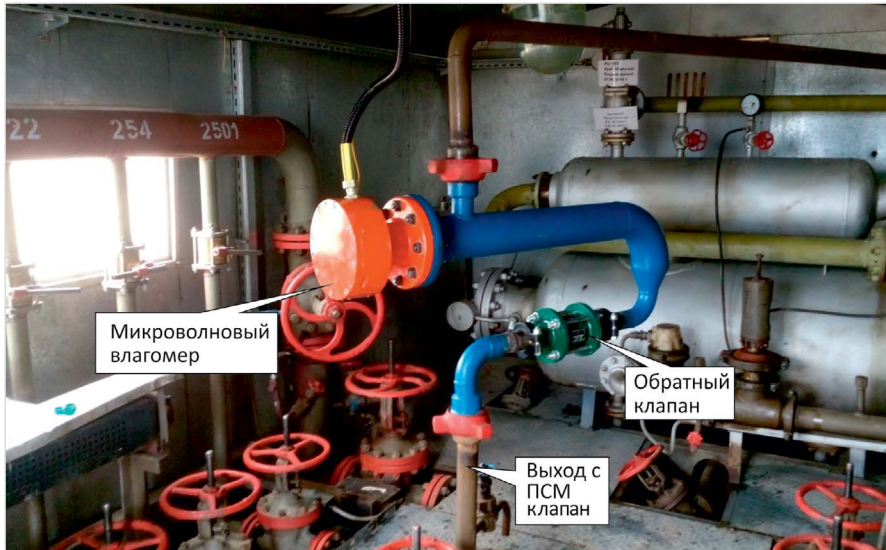


Рис. 7 — Схема применения влагомера в составе АГЗУ

Выводы

1. Разработанный влагомер позволяет вести непрерывное измерение обводненности добывающей нефтяной скважины с частотой один раз в 5 секунд, что позволяет получить более полную информацию

за период исследования скважины по сравнению с периодическими ручными и автоматическими пробоотборниками. 2. Контроль над динамикой изменения обводненности продукции скважин позволяет своевременно корректировать режим

работы скважин и оценивать эффект по снижению обводненности, например, после проведения МУН или при нестационарном отборе.

3. Разработанный влагомер показал устойчивое измерение обводненности непосредственно на устье добывающей скважины без предварительной сепарации газа.

Список литературы

1. Самойлов Д.Ю., Самойлов В.В., Воронков В.С., Галиев Ф.А. Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5. С. 34–36.
2. Самойлов Д.Ю. Реализация системы управления режимом работы скважины для увеличения нефтеотдачи // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. XII. Ч.1. С. 211–221.
3. Ахметзянов Р.Р., Самойлов В.В., Жданов О.П., Фролов С.А. Как повысить коэффициент извлечения нефти без применения традиционных методов повышения нефтеотдачи пластов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 11. С. 56–61.

ENGLISH

MEASURING EQUIPMENT

Measurement of water cut at the wellhead

UDC 621.646

Authors:

Denis Y. Samoilov — postgraduate¹, chief technologist of wells automation²; samoilovdy@tatintec.ru

Vladimir V. Samoilov — director²; samoilov@tatintec.ru

Oleg P. Zhdanov — Ph. D., director³; ozhdanov@nicmi.ru

Arslan V. Nasybullin — Sc. D., professor of chair of oil field development¹, head of department for development of information technologies and modeling of reservoir systems⁴; arslan@tatnipi.ru.

¹Almetyevsk state oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

²"Global Business Technology" LLC, Almetyevsk, Russian Federation

³"NICMI" LLC, Ufa, Russian Federation

⁴The Institute "TatNIPIneft" JSC "Tatneft", Bugulma, Russian Federation

Abstract

The article describes the development of the water cut measuring device installed on the wellhead.

Results of experimental-industrial tests of the developed water cut measuring device in the oil companies.

Materials and methods

Bench tests, analysis of the results of field research.

Results

Device for measuring the water cut at the wellhead was developed.

Conclusions

1. Developed device allows for continuous measurement of the water cut of oil wells with a frequency of once per 5 seconds, allowing you to get more complete information for the period of the study wells compared to periodic manual and automatic samplers.
2. Control over the dynamics of water cut will

allow time to adjust the wells operation mode and to evaluate the effect of reducing the water cut after the EOR, or when the non-stationary well operation using.

3. Developed device showed a stable measurement of water cut directly at the producing well without preliminary gas separation.

Keywords

measurement of water cut, dynamics of change of water cut, non-stationary well operation

References

1. Samoylov D.Yu., Samoylov V.V., Voronkov V.S., Galiev F.A. *Razrabotka i primeneniye avtomatizirovannoy sistemy upravleniya skvazhinoy s tsel'yu povysheniya nefteotdachi plastov* [Development and application of automated control system of the well to increase oil recovery]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, pp. 34–36.
2. Samoylov D.Yu. *Realizatsiya sistemy upravleniya rezhimom raboty skvazhiny dlya uvelicheniya nefteotdachi* [The implementation of the control system of wells operation mode to increase oil recovery]. Proceedings of the Almetyevsk state oil Institute, 2014, Vol. XII, Ch. 1, pp. 219–221.
3. Akhmetzyanov R.R., Samoylov V.V., Zhdanov O.P., Frolov S.A. *Kak povysit' koeffitsient izvlecheniya nefi bez primeneniya traditsionnykh metodov povysheniya nefteotdachi plastov* [How to increase the oil recovery without the use of traditional methods of oil recovery increase]. Oil and Gas Territory, 2014, issue 11, pp. 56–61.