

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Neftyanoe Khozyaystvo

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ
ОСНОВАН В 1920 ГОДУ • ВЫПУСК 1133

МАРТ
3'2018

ИССЛЕДОВАНИЯ
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОГО
И ЛЕДОВОГО РЕЖИМОВ
на акватории Хатангского
лицензионного участка
в море Лаптевых

НЕЗАВИСИМАЯ ОЦЕНКА
квалификаций работников
в нефтегазовом комплексе

ВЛАДИМИР ЮРЬЕВИЧ
ФИЛАНОВСКИЙ-ЗЕНКОВ
90 лет со дня рождения

УЧАСТНИКИ
ИЗДАНИЯ
ЖУРНАЛА



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

В.Н. ЗВЕРЕВА (главный редактор)
Н.Н. АНДРЕЕВА
И.С. АФАНАСЬЕВ
А.В. АРЖИЛОВСКИЙ
М.Д. ВАЛЕЕВ
Э.Х. ВЕКИЛОВ
Д.В. ВОЛОХОВ
А.Г. ГУМЕРОВ
А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ
А.Н. ДРОЗДОВ
С.А. ЖДАНОВ
И.С. ЗАКИРОВ
А.Б. ЗОЛОТУХИН
Р.Р. ИБАТУЛЛИН
Н.Г. ИБРАГИМОВ
В.А. КЛИНЧЕВ
А.Ю. КОРШУНОВ
Н.И. КРЫСИН
В.З. КУЗЕНКОВ
А.М. КУЗНЕЦОВ
А.М. МАСТЕПАНОВ
А.Г. МЕССЕР
Н.Н. МИХАЙЛОВ
Р.Х. МУСЛИМОВ
Д.К. НУРГАЛИЕВ
В.А. САВЕЛЬЕВ
Р.З. САХАБУТДИНОВ
А.С. ТИМЧУК
М.М. ХАСАНОВ
А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
Г.И. ШМАЛЬ

Учредители
 журнала «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
 ПАО «НК «Роснефть»
 АО «Зарубежнефть»
 ПАО «Татнефть»
 ПАО АНК «Башнефть»
 АО РМНТК «Нефтеотдача»
 НТО НГ им. акад. И.М. Губкина

ЗАО «Издательство
 «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
 © «Нефтяное хозяйство»
 Зарегистрирован в Министерстве
 Российской Федерации
 по делам печати,
 телерадиовещания и средств массовых
 коммуникаций РФ 14.10.2002 г.
 Per N ПИ №77-13722

СОДЕРЖАНИЕ CONTENT

Новости компаний
 Oil & Gas News

6

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ GEOLOGY & GEOLOGICAL EXPLORATION

Александров Б.Л., Моллаев З.Х., Шилов Г.Я.

Повышение эффективности геолого-разведочных работ и снижение геологических рисков при поисках нефти и газа на территории Сибири и арктического шельфа

Aleksandrov B.L., Mollaev Z.H., Shilov G.I.
 Enhancement of geological exploration efficiency and its risk mitigation during on the territory of Siberia and Arctic shelf

8

Фищенко А.Н., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б.

Новые данные о геологическом строении нефтегазоносного резервуара в верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения

Fischenko A.N., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B.
 New data on the geological structure of the oil and gas reservoir in the upper part of the pre-Jurassic complex of the Severo-Varyeganskoye field

13

Мусихин К.В.

Оценка емкостных свойств и перспектив нефтегазоносности пород верхней части доюрского комплекса в западной части Ханты-Мансийского автономного округа

Musikhin K.V.
 Evaluating reservoir properties and oil potential of the rocks in the upper section of pre-Jurassic series in the western part of Khanty-Mansiisk autonomous district

18

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА OFFSHORE DEVELOPMENT

Пашали А.А., Корнишин К.А., Тарасов П.А., Ефимов Я.О., Гудошников Ю.П., Ковалев С.М., Миронов Е.У., Макаров Е.И., Нестеров А.В.

Исследования гидрометеорологического и ледового режимов на акватории Хатангского лицензионного участка в море Лаптевых

Pashali A.A., Kornishin K.A., Tarasov P.A., Efimov Ya.O., Gudoshnikov Yu.P., Kovalev S.M., Mironov E.U., Makarov E.I., Nesterov A.V.
 Ice and hydrometeorological survey at Khatangskiy license block in the Laptev Sea

22

БУРЕНИЕ СКВАЖИН WELL DRILLING

Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Ишбаев Р.Р., Ложкин С.С., Петров Д.В.

Составы для химического разрушения фильтрационной корки (брейкеры)

Ishbaev G.G., Dilmiev M.R., Ishbaev R.R., Lozhkin S.S., Petrov D.V.
 Compositions for chemical degradation of the filter cake (the breakers)

28

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ OIL FIELD DEVELOPMENT & EXPLOITATION

Шипилов А.И., Бабкина Н.В., Меньшиков И.А.

Исследование свойств технологической жидкости для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих ПАВ

Shipilov A.I., Babkina N.V., Menshikov I.A.
 Research of technological composition for hydrofracturing based on viscoelastic surfactants

30

Топал А.Ю., Усманов Т.С., Зорин А.М., Хайдар А.М., Горин А.Н.

Применение кислотно-проппантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»

Topal A.Yu., Usmanov T.S., Zorin A.M., Khaidar A.M., Gorin A.N.
 Introduction of the acid and proppant hydrofracturing technology at Udmurtneft fields

34

Язынина И.В., Шеляго Е.В., Абросимов А.А., Грачев Н.Е., Бикулов Д.А.

Определение остаточной водонасыщенности пород-коллекторов методом рентгеновской томографии

Yazynina I.V., Shelyago E.V., Abrosimov A.A., Grachev N.E., Bikulov D.A.
 Determination of reservoir rock residual water using X-ray computed microtomography

38

УЧАСТНИКИ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА



ПЕРМСКИЙ
 НАЦИОНАЛЬНЫЙ
 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
 УНИВЕРСИТЕТ

Иконникова Л.Н., Золотухин А.Б.

Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения

Ikonnikova L.N., Zolotukhin A.B.

Estimating the flow rate of an oil well with a change in bottomhole pressure relative to the saturation pressure

43

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
OIL RECOVERY TECHNIQUES & TECHNOLOGY**

Мухаметшин И.Р., Нухаев М.Т., Семикин Д.А.

Исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания

Mukhametshin I.R., Nukhaev M.T., Semikin D.A.

Monitoring lateral wells with multi-stage fracturing using the chemical markers embedded in completion equipment

46

Юдин Е.В., Воробьев К.В., Быков А.А., Степаненко И.К.

Расчетная модель для оценки изменения свойств теплоносителя по стволу скважины при закачке пара

Yudin E.V., Vorobev K.V., Bykov A.A., Stepanenko I.K.

Calculation model for estimating the change of hot fluid properties along the wellbore during the steam injection

50

Соболев С.А., Фаттахов Р.Б.

Согласование работы дожимных насосных станций в условиях периодической связи

Sobolev S.A., Fattakhov R.B.

Consecutive operation of booster pumping stations in conditions of periodic communication sessions

54

Ульянов В.В., Кучурин А.Е., Кибирев Е.А., Грызунов А.Ю., Дунаев А.М.

Опытно-промысловые испытания плунжерного лифта на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Ulianov V.V., Kuchurin A.E., Kibirev E.A., Gryzunov A.Yu., Dunaev A.M.

Pilot testing a plunger lift at the Eastern area of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field

58

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
OIL FIELD EQUIPMENT**

Рябков И.И.

Анализ процессов образования негерметичных участков обсадных колонн при эксплуатации скважин в ОАО «Сургутнефтегаз»

Ryabkov I.I.

Analysis of the processes of casing leaks formation during well operation in Surgutneftegas OJSC

62

Павлова П.А., Кондрашов П.М.

О разработке скважинного термоэлектрического устройства для строительства и эксплуатации скважин в районах с многолетнемерзлыми породами

Pavlova P.L., Kondrashov P.M.

On the development of downhole thermoelectric device for the construction and operation of wells in permafrost areas

66

Паневник А.В., Концур И.Ф., Паневник Д.А.

Определение эксплуатационных параметров наддолотной эжекторной компоновки

Panenvnik A.V., Kontsur I.F., Panevnik D.A.

Determination of operating parameters of near-bit ejector assembly

70

**ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ
OIL TRANSPORTATION & TREATMENT**

Тарасов М.Ю., Клевцов Е.А., Фахретдинов И.З.

О повышении эффективности использования нефтяного газа конечных ступеней сепарации

Tarasov M.Yu., Klevtsov E.A., Fakhretdinov I.Z.

On the raising efficiency of associated petroleum gas utilization at the final separation stages

74

Васильев Б.Ю., Григорьев П.С., Шульженко В.М.

Компоновка и энергообеспечение перспективных типов подводных перекачивающих комплексов для транспортировки углеводородов с шельфа

Vasilev B.U., Grigorev P.S., Shulgenko V.M.

Configuration and energy supply of promising types of underwater pumping complexes for transportation of hydrocarbons from the shelf

77

Журнал по решению ВАК Минобрнауки России № 1586 от 12.12.16 г. включен в новый «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук», как научное периодическое издание, отвечающее достаточному условию включения в Перечень.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования.

Входит в международную систему цитирования Scopus и Russian Science Citation Index на платформе Web of Science™.

In accordance with resolution #1586 dd December 12th, 2016 of the Supreme Attestation Commission of the Ministry of education and Science of the Russian Federation the journal is included in the "List of top peer-reviewed scientific journals, which papers are considered for candidate and doctoral theses defense", as a scientific publication, which meets the requirements of the Commission.

The journal is indexed in the international system of citation Scopus and in the Russian Science Citation Index on Web of Science™.

EDITORIAL BOARD

V.N. ZVEREVA (Editor in chief)

I.S. AFANASIEV

N.N. ANDREEVA

A.V. ARZHILOVSKIY

M.D. VALEEV

E.Kh. VEKILOV

D.V. VOLOKHOV

A.G. GUMEROV

A.N. DMITRIEVSKIY

A.N. DROZDOV

S.A. ZHDANOV

I.S. ZAKIROV

A.B. ZOLOTUKHIN

R.R. IBATULLIN

N.G. IBRAGIMOV

V.A. KLINCHEV

A.Yu. KORSHUNOV

N.I. KRYSIN

V.Z. KUZENKOV

A.M. KUZNETSOV

A.M. MASTEPANOV

A.G. MESSER

N.N. MIKHAILOV

R.Kh. MUSLIMOV

D.K. NURGALIEV

V.A. SAVELYEV

R.Z. SAKHABUTDINOV

A.S. TIMCHUK

M.M. KHASANOV

A.Kh. SHAKHVERDIEV

G.I. SHMAL

Сдано в набор 19.02.2018

Подписано в печать 19.03.2018

Формат 64x90, 1/8.

Бумага мелованная

Печать офсетная. Усл.п.л. 7,5

Усл. кр.-отт. 10. Уч.-издл. 15

Тираж 3 000 экз.

Sent for printing 19.02.2018

Passed for printing 19.03.2018

Format 64x90, 1/8.

Offset printing

Circulation 3000

Отпечатано в типографии "КЕМ"

129626, г. Москва,

Графский пер., д. 9, стр. 2

Цена свободная.

Перепечатка статей возможна только с письменного разрешения редакции.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях



**ЗАО «Издательство
«НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»**

Генеральный директор, главный редактор
В.Н. Зверева

**Исполнительный директор,
заместитель главного редактора**
О.В. Провоторова

Заместитель главного редактора
В.И. Федорова
Главный бухгалтер
Е.И. Барышева
Бухгалтер
С.Г. Винокурова

Помощник генерального директора
И.И. Шоломова

Руководитель редакционной группы
В.В. Сулаева

Научные редакторы
Н.В. Елисеева, А.А. Салтыкова

Редактор
Ю.В. Евдошенко

Руководитель группы верстки и дизайна
А.А. Клышникова

Специалист по компьютерной верстке
Я.А. Морозова

Художник
М.Г. Иванова

Специалист prepress
Г.Д. Мухина

Старший менеджер по рекламе
Ю.Ю. Каминская

Менеджер по рекламе
Н.Ю. Чубаева

Координатор проектов
А.В. Давыдова

Менеджер по связям с общественностью
А.В. Горбунова

Руководитель информационной группы
Б.И. Поталов

Веб-редактор
С.Ю. Тер-Саакян

Системный администратор
В.Е. Наместников

**Editorial staff Publishing House
“OIL INDUSTRY”**

General Director – Editor in chief
V.N. Zvereva

Executive Director – Vice editor in chief
O.V. Provotorova

Vice editor in chief
V.I. Fedorova

Chief accountant
E.I. Barysheva

Accountant
S.G. Vinokurova

Assistant to General Director
I.I. Sholomova

Head of Editor group
V.V. Sulaeva

Scientific editors
N.V. Eliseeva, A.A. Saltykova

Editor
Yu.V. Evdoshenko

Head of Design and Layout group
A.A. Klyshnikova

Layout specialist
Ya.A. Morozova

Designer
M.G. Ivanova

Pre-press
G.D. Mukhina

Senior Advertising manager
Yu.Yu. Kaminskaya

Advertising manager
N.Yu. Chubaeva

Project coordinator
A.V. Davydova

PR manager
A.V. Gorbunova

Head of IT group
B.I. Potapov

Web-editor
S.Yu. Ter-Saakyan

System administrator
V.E. Namestnikov

**ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ
PIPELINE TRANSPORT**

Бахтизин Р.Н., Зарипов Р.М., Коробков Г.Е., Масалимов Р.Б.

Обеспечение прочности подземного участка нефтепровода в карстовой зоне при установке различных типов компенсаторов

Bakhtisin R.N., Zariyov R.M., Korobkov G.E., Masalimov R.B.
Strength provision of the underground section of the oil pipeline in the karst zone when installing various types of compensators

82

Фридлянд Я.М., Скуридин Н.Н., Гончаров А.В., Агинец Р.В.

Оценка влияния факторов коррозионной опасности на развитие дефектов подземных трубопроводов

Fridlyand Ya.M., Skuridin N.N., Goncharov A.V., Aginey R.V.
Evaluation of corrosion factors and determination of their influence on underground pipeline corrosion defects growth

86

Манжай В.Н.

Влияние противотурбулентных добавок на течение углеводородных жидкостей при низкой температуре

Manzhay V.N.
Effect of anti-turbulent additives on the flow of hydrocarbon fluids at low temperatures

92

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
INFORMATION TECHNOLOGIES**

Кузенков В.З., Каширских Д.В., Рамазанов Ю.А., Паромов С.В., Серкин М.Ф.

Разработка и внедрение информационной системы «РН-Лаб» для лабораторных исследований керна и пластовых флюидов

Kuzenkov V.Z., Kashirskikh D.V., Ramazanov Yu.A., Paromov S.V., Serkin M.F.
Development and implementation of RN-Lab information system for core and reservoir fluid laboratory study

98

**СТАНДАРТИЗАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ
MANAGEMENT, ECONOMY, LAW**

Мартынов В.Г., Еремина И.Ю., Кибовская С.В., Руденко Г.Г., Долженкова Ю.В.

Независимая оценка квалификаций работников в нефтегазовом комплексе

Martynov V.G., Eremina I.Yu., Kibovskaya S.V., Rudenko G.G., Dolzhenkova Yu.V.

Independent assessment of staff qualification in the oil and gas sector

102

**ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
HISTORY OF OIL INDUSTRY**

Велиев М.М., Ты Тхань Нгиа, Иванов А.Н.

Из истории создания и становления совместного советско-вьетнамского предприятия «Вьетсовпетро»

Veliev M.M., Tu Thanh Nghia, Ivanov A.N.

Excerpts on the history of foundation and establishment of Vietnam-Soviet joint venture Vietsovpetro

106

**ПОЗДРАВЛЯЕМ ЮБИЛЯРА
BIRTHDAY GREETINGS**

Евгению Николаевичу Чернышову – 80 лет!

Evgeniy Nikolaevich Chernyshov

Юрию Максимовичу Бондаренко – 70 лет!

Yuriy Maksimovich Bondarenko

112

**ПАМЯТИ ВЫДАЮЩЕГОСЯ НЕФТЯНИКА
IN MEMORY OF OILMAN IN DISTINCTION**

Чижов Станислав Иванович (1940–2018)

Chizhov Stanislav Ivanovich

42

Подписные индексы:

Роспечать – 73285

Урал-Пресс – 73285

Пресса России – 84975

Почта России – П1758

**ФИРМЫ-РЕКЛАМОДАТЕЛИ
ADVERTISERS**

АО «ГИДРОМАШСЕРВИС»2 стр. обл.

ООО НПФ «Пакер»4 стр. обл.

ООО «ЕАГЕ Геомодель»27

ООО НПФ «БУРИНТЕХ»28-29

ООО «Газпромнефть НТЦ»61

РЕКЛАМНО-ИНФОРМАЦИОННАЯ СЛУЖБА:

+7 (495) 231 1090

+7 (495) 231 1091

reklama@oil-industry.ru

Редакция находится по адресу:

115191, РФ, Москва, ул. Большая Тульская,
д. 10, стр. 9, офис 9705

+7 (495) 231-1090

+7 (495) 231-1091

Publishing House Address:

115191, Bol'shaya Tul'skaya, 10/9, room 9705
Moscow, Russian Federation

mail@oil-industry.ru

www.oil-industry.ru

Исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания

Monitoring lateral wells with multi-stage fracturing using the chemical markers embedded in completion equipment

I.R. Mukhametshin¹, M.T. Nukhaev², D.A. Semikin³

¹RESMAN, RF, Moscow

²Siberian Federal University, RF, Krasnoyarsk

³Shatskmorneftegas LLC, RF, Moscow

E-mail: mnukhaev@hotmail.com

Keywords: production logging, chemical tracers, intelligent tracers, multistage fracturing (MSF), well monitoring, inflow profiling, horizontal wells

Multistage fracturing (MSF) technology becomes one of the main stimulation methods in horizontal wells. Despite the considerable experience, accumulated engineering knowledge and market appearance of a sufficient number of various MSF equipment manufacturers, operators are still rising the following questions while performing this type of well interventions: horizontal well length justification, number of MSF zones, distance between the ports, placement of open hole packers, recovering of frac balls etc. All of the above can be resolved to some extent with the help of traditional geophysics. However, production logging tool (PLT) performance in horizontal wells with MSF in most cases is limited by many complicating technological factors that reduce the possibility of successful surveillance. Most of the questions related to the surveillance of horizontal wells with MSF can be resolved using the technology of chemical markers integrated into a wide range of completion designs. This technology involves the installation of special polymer matrices with embedded intelligent chemical markers, either oil sensitive or water sensitive, into the completion hardware within the each zone of the MSF. When contacted by the target fluid (water or oil), the unique chemical signatures are released in very small concentrations and production from each reservoir compartment transports these unique signatures to the surface. Collection of the produced fluid samples at surface, analysis and interpretation, allows to resolve a wide range of conventional PLT tasks without conducting the PLT, including: the assessment of well clean-up, frac balls efficiency or sliding sleeves performance, quantification of the inflow per each zone monitored, detection of water breakthrough intervals and selection of zones for re-fracturing.

This article presents practical case studies of intelligent inflow indicators applications for monitoring the MSF wells.

Технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) применяется для интенсификации притока при разработке не только низкопроницаемых коллекторов, но и традиционных коллекторов с разбуриванием зон с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). При планировании и проведении МГРП в горизонтальных скважинах возникает необходимость решения следующих задач [1]:

- обоснование длины горизонтальной скважины, числа зон МГРП, расстояния между портами и расстоянки заколонных пакеров;
- выбор технологии заканчивания в зависимости от геолого-промысловых условий месторождения;
- подтверждение эффективности работы оборудования;

И.Р. Мухаметшин¹,
М.Т. Нухаев², К.Т.Н.,
Д.А. Семикин³

¹ООО «РЕСМАН РУС»

²Сибирский федеральный университет

³ООО «Шатскморнефтегаз»

Адрес для связи: mnukhaev@hotmail.com

Ключевые слова: промыслово-геофизические исследования (ПГИ), химические индикаторы притока, многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), постоянный мониторинг, профиль притока, горизонтальные скважины

DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-46-49

- проверка выхода шаров при использовании шаровой технологии;
- очистка ствола скважины и оценка работы каждой зоны при освоении скважины;
- оценка работы каждой зоны МГРП во времени;
- определение интервалов прорыва воды для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР);
- выбор зон-кандидатов для повторного ГРП и др.

Часть указанных задач требует решения на начальном этапе работ (например, при проведении опытно-промысловых испытаний, когда необходимо выбрать и обосновать технологию), часть – на поздней стадии разработки (например, при определении интервалов изоляции или повторной интенсификации притока из определенных зон) для продления срока эксплуатации горизонтальных скважин с МГРП. Данные задачи можно частично решить с помощью традиционных промыслово-геофизических исследований (ПГИ), таких как механическая расходометрия, термометрия, шумометрия и др. [2]. Однако проведение ПГИ в горизонтальных скважинах с МГРП в большинстве случаев ограничено следующими осложняющими факторами.

1. Посадочные седла, застрявшие шары и внутрискважинное оборудование с сужением проходного

диаметра, а также возможное пересыпание зоны перфорации пропантом и песком не позволяют во многих случаях проводить ПГИ.

2. Скважины относительно небольшой глубины по вертикали с длинным горизонтальным стволом требуют использования специальных способов доставки приборов ПГИ (например, гибкой НКТ или трактора).

3. Сервисные компании, специализирующиеся на средствах доставки приборов ПГИ, вследствие высокого риска проведения работ в горизонтальных скважинах с МГРП включают в стоимость услуг дополнительную страховку на случай возможной утери прибора, что значительно увеличивает стоимость ПГИ.

4. Механизированный способ добычи является одним из самых значимых факторов, ограничивающих выполнение ПГИ в горизонтальных скважинах. При использовании установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) необходимо предусмотреть байпасную систему в компоновке внутрискважинного оборудования, что снижает размер и производительность УЭЦН (соответственно число таких скважин незначительно). Работы с каротажным прибором и пробками для байпасной системы приводят к дополнительным рискам.

Многие проблемы, связанные с исследованиями горизонтальных скважин с МГРП, можно решить с помощью технологии стационарных интеллектуальных химических маркеров, размещенных в элементах заканчивания. Данная технология предполагает установку специальных полимерных матриц, содержащих маркеры, в каждой зоне МГРП на оборудовании для заканчивания [3]. Представленную технологию можно применять с любой системой заканчивания МГРП: начиная от шаровых компоновок и скользящих муфт и заканчивая разрывными муфтами или системами МГРП с перфорацией. На рис. 1 показана муфта ГРП, с двух сторон которой расположены вентилируемые снаружи патрубки с предварительно установленными маркерами. На рис. 2 показан патрубок, подготовленный для монтажа полимерных матриц.

По разработанной технологии химические маркеры могут использоваться в течение достаточно длительного периода: до 10 лет для нефти и до 7 лет для воды [4]. Для обеспечения возможности анализа работы каждого интервала МГРП разработано достаточно большое число уникальных маркеров: по 80 для нефти и воды. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг эксплуатации горизонтальной скважины с 80 зонами МГРП.

Исследования скважин выполняют по следующей технологии. После спуска оборудования для заканчивания, снабженного маркерами, и выполнения МГРП осуществляют освоение и эксплуатацию скважины. При контакте с водой или нефтью полимерные матрицы начинают выделять химические маркеры, которые выносятся потоком пластового флюида. При этом скорость выделения маркеров постоянна и не зависит от расхода флюида. По индивидуально подобранной программе отбирают пробы и в лабораторных условиях определяют содержание маркеров. По результа-

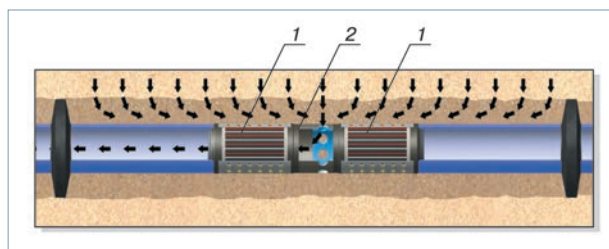


Рис. 1. Схема расположения индикаторов притока относительно муфты ГРП:

1 — патрубки с установленными полимерными матрицами; 2 — муфта ГРП



Рис. 2. Установка полимерных матриц с индикаторами притока в патрубок

там анализа проб и последующей интерпретации составляется отчет об эксплуатации горизонтальной скважины. Цели исследования скважины и технология отбора проб могут различаться. Например, на этапе освоения после проведения МГРП отбор проб проводится с минимальным интервалом 30 мин и постепенным его увеличением до 6–12 ч в течение 2–3 сут. Такой анализ позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого интервала МГРП. Данная методика дает возможность сразу же после освоения скважины подтвердить работу всех зон МГРП или выделить беспригодные интервалы.

На рис. 3 приведен пример оценки притока в скважину с 15 зонами ГРП. В качестве системы заканчивания использована шаровая компоновка с 14 портами и одной разрывной муфтой. После спуска компоновки и выполнения МГРП скважина сразу же была переведена в освоение. С притоком флюида были извлечены только 3 из 14 шаров. Разбуривание седел, из которых, возможно, не вышли шары, с помощью фрезы на гибкой НКТ привело бы не только к дополнительным расходам, но и к значительным рискам загрязнения интервалов ГРП. Поскольку в каждом интервале скважины были установлены интеллектуальные индикаторы притока нефти, во время ее освоения (2 марта) были отобраны пробы. Их анализ в лаборатории показал, что все интервалы работают. Кроме того, было

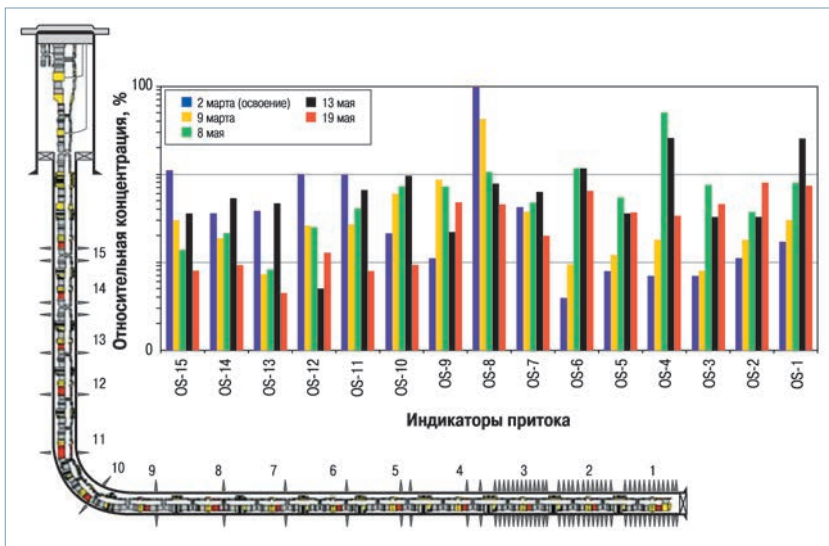


Рис. 3. Подтверждение работы интервалов с помощью индикаторов притока для шаровой компоновки МГРП

получено качественное распределение притока по интервалам. С 9 марта по 19 мая проводились дополнительные отборы проб для подтверждения работы интервалов. Это дало возможность принять окончательное решение об отсутствии необходимости разбуривания. Таким образом, установка индикаторов притока в данной скважине с МГРП позволила быстрее ввести ее в эксплуатацию и избежать дорогостоящих и рискованных операций.

Рассмотрим пример получения важной информации при освоении горизонтальной скважины после проведения МГРП в 8 зонах. Скважина закончена с применением компоновки со сдвижными муфтами. После ГРП и ввода скважины в эксплуатацию были отобраны пробы с целью определения наличия притока из каждого интервала. Анализ показал, что из зон 1 («носик» скважины), 6, 7, 8 («пятка» скважины) получен стабильный приток из пласта, в зонах 2, 3, 4 и 5 отмечается резкое снижение концентрации трассеров до нуля. Было сделано предположение, что сдвижные муфты в данных интервалах закрылись во время вывоза притока и освоения скважины.

Для подтверждения или опровержения выводов, сделанных на основе анализа проб скважинного флюида, было принято решение провести ПГИ. Заканчивание скважины с использованием сдвижных муфт позволяет проводить подобные исследования, так как имеется полнопроходной внутренний диаметр хвостовика для выполнения МГРП. Для доставки приборов ПГИ в скважину применялся скважинный трактор. В результате проведения ПГИ выводы, сделанные на основе анализа химических маркеров, полностью подтвердились. При доходе скважинного трактора до сдвижной муфты в зоне 2 произошел захват оборудования, что не позволило проводить дальнейшие исследования. После нескольких неудачных попыток

поднять оборудование был использован второй скважинный трактор. Однако часть оборудования осталась в скважине. В данном случае индикаторы притока позволили во время освоения выявить неработающие интервалы и сделать выводы о возможных причинах отсутствия притока. Подтверждение этих выводов традиционными методами исследования скважин привело к потере части оборудования и дополнительным затратам и рискам.

Для количественного анализа притока из каждого интервала необходимо остановить скважину на 6–12 ч, чтобы в статическом режиме в условиях постоянной диффузии при контакте целевого флюида (нефти и воды) и полимерных матриц сформировалось «облако» высокой концентрации маркеров.

При возобновлении добычи «облака» с потоком транспортируются к устью скважины, где отбираются пробы [5]. Для данного вида исследования отбор проводится с интервалом 5–120 мин в течение 1–2 сут. Измеряя интервал времени (или объем флюида), требуемый для вымывания индикаторного материала из каждой секции скважины (скорость снижения концентрации маркеров для каждого интервала), и сопоставляя параметры модели пласта с фактической добычей, можно рассчитать приток из каждого интервала МГРП (рис. 4).

На рис. 5 приведен пример количественной оценки профиля притока для скважины с 8 зонами ГРП. При МГРП использовалась шаровая компоновка. Данная работа являлась пилотным проектом по изучению влияния восходящей траектории горизонтальной скважины на продуктивность зон МГРП в определенных геологических условиях. Скважина эксплуатировалась с использованием УЭЦН, что не давало возможности проводить ПГИ для оценки притока из каждого интервала ГРП. Для мониторинга работы скважины применялись химические маркеры притока. После ввода в эксплуатацию и первоначальной обработки скважина была остановлена на 12 ч и затем вве-

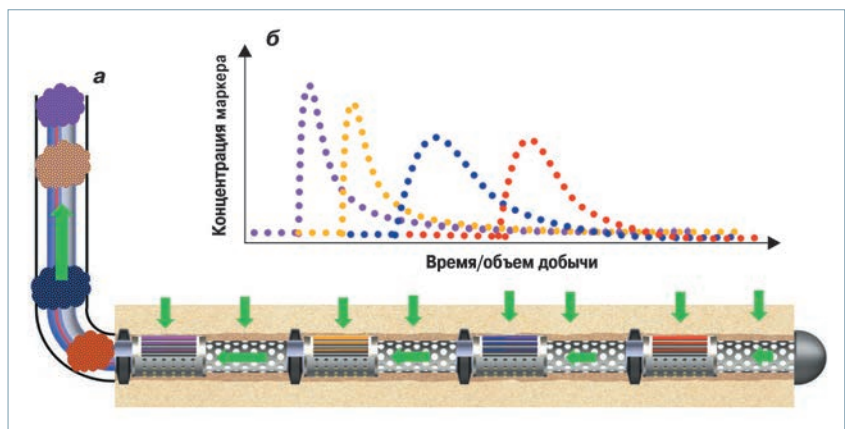


Рис. 4. Схема расположения индикаторов притока в горизонтальной скважине (а) и дискретные отклики от трассеров (б)

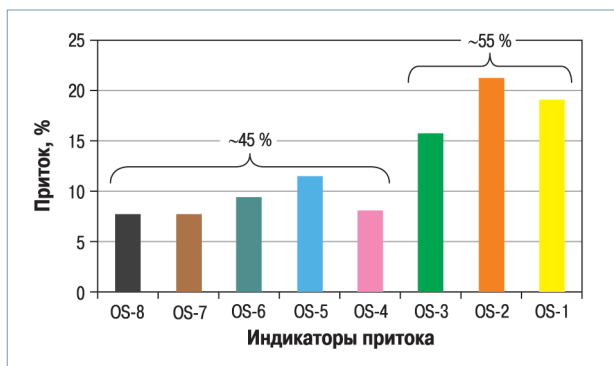


Рис. 5. Количественная оценка притока для скважины с 8 зонами МГРП

дена в работу. Сразу после этого были отобраны и переданы в лабораторию 64 пробы. Для количественной оценки профиля притока использовались 46 проб. Наибольший приток получен из интервалов 1–3 (с коэффициентами снижения концентрации соответственно 0,9; 1 и 0,74). Из этих интервалов (носок скважины) получено 55 % общего притока. Остальные интервалы (середина и пятка скважины) обеспечивают только 45 % притока. Таким образом, подтверждена гипотеза о целесообразности бурения скважин с МГРП с восходящей траекторией в данных геологических условиях.

Химические маркеры притока, размещенные на элементах заканчивания, применяются также с целью мониторинга эксплуатации горизонтальных скважин с МГРП для определения интервалов прорыва воды. В этом случае наряду с маркерами для нефти в каждую зону МГРП устанавливают индикаторы, которые активируются только при контакте с водой. В процессе эксплуатации скважины осуществляется периодический отбор проб флюида (один раз в неделю). При увеличении обводненности до определенных значений или перед принятием решения о проведении капитального ремонта скважины (изоляция интервалов притока воды) пробы передаются в лабораторию для проведения соответствующего анализа. Результатом лабораторного исследования является динамика прорыва воды по каждому интервалу за весь период отбора проб. Данная методика позволяет принять решение о проведении геолого-технических мероприятий в скважине без выполнения ПГИ. Перспективы ее применения связаны с внедрением большого числа компоновок для МГРП со сдвижными муфтами, которые позволяют отсечь обводнившиеся интервалы с использованием гибкой НКТ и специального ключа.

Неоспоримым преимуществом рассмотренной системы постоянного мониторинга является также возможность наблюдения за продуктивностью каждого интервала МГРП на протяжении нескольких лет. Это позволяет принимать обоснованные решения о повторном ГРП в определенном интервале.

В настоящее время технология химических маркеров притока активно внедряется в России и зарубежных странах на месторождениях шельфа и на суше.

Выводы

1. Мониторинг горизонтальных скважин с МГРП с помощью химических маркеров притока, размещенных в элементах заканчивания, позволяет решить широкий круг задач ПГИ без их проведения: оценить качество освоения скважины, проверить выход шаров или срабатывание сдвижных муфт, количественно оценить интервалы притока и прорыва воды, выбрать зоны для повторного ГРП.

2. Предлагаемая технология не требует мобилизации сервисного подрядчика ПГИ и сервиса по доставке приборов на забой. Преимуществом технологии является также отсутствие рисков при проведении постоянного мониторинга.

3. Технология позволяет переходить от разовых исследований скважин к постоянному мониторингу работы каждого ее интервала, ускорять принятие решений о проведении геолого-технических мероприятий, дополнять необходимыми данными гидродинамические модели месторождения и в целом повышать эффективность разработки месторождения.

Список литературы

1. Бурение и заканчивание длинных горизонтальных скважин с МГРП как ключ к рентабельной разработке ТРИЗ / В.Б. Карпов, К.В. Рымаренко, И.А. Ишимов (и др.). – EAGE Горизонтальные скважины 2017.
2. Семикин Д.А., Нухаев М.Т. Обзор систем мониторинга работы протяженных горизонтальных скважин при разработке контактных запасов // EAGE Горизонтальные скважины 2017.
3. Williams B., Vilela A. Wireless Reservoir Surveillance Using Intelligent Tracers // SPE 152660. – 2012.
4. Nyhavn F., Dyrli A.D. Permanent Tracers Embedded in Downhole Polymers Prove Their Monitoring Capabilities in a Hot Offshore Well // SPE 135070. – 2010.
5. Mjaaland S., Gudding E., Andresen C.A. Wireless inflow monitoring in a subsea field development: A case study from the Hyme field, offshore mid-Norway // SPE 170619. – 2014.

References

1. Karpov V.B., Rymarenko K.V., Ishimov I.A., Golovatskiy Yu.A., Nukhaev M.T., Zhiron A.V., Burenie i zakanchivanie dlinnykh gorizontallynykh skvazhin s MGRP kak klyuch k rentabel'noy razrabotke TRIZ (Drilling and completion of long horizontal wells with MGRP as the key to the cost-effective development of hard to recover reserves), Proceedings of EAGE Horizontal Wells 2017.
2. Semikin D.A., Nukhaev M.T., Obzor sistem monitoringa raboty protyazhennykh gorizontallynykh skvazhin pri razrabotke kontaktnykh zapasov (Review of monitoring systems for the operation of extended horizontal wells in contact reserves development), Proceedings of EAGE Horizontal Wells 2017.
3. Williams B., Vilela A., Wireless reservoir surveillance using intelligent tracers, SPE 152660, 2012.
4. Nyhavn F., Dyrli A.D., Permanent tracers embedded in downhole polymers prove their monitoring capabilities in a hot offshore well, SPE 135070, 2010.
5. Mjaaland S., Gudding E., Andresen C.A., Wireless inflow monitoring in a subsea field development: A case study from the Hyme field, offshore Mid-Norway, SPE 170619, 2014.