УДК 622.276

КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ

CONTROL OF OIL RECOVERY PROCESS IN-SITU WATER SHUT-OFF

Былин Артем Владиславович
студент,
Санкт-Петербургский горный университет
bylin1996@mail.ru

Раупов Инзир Рамилевич
кандидат технических наук,
ассистент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
inzirrr@yandex.ru

Bylin Artem Vladislavovich
Student,
St. Petersburg Mining University
bylin1996@mail.ru

Raupov Inzir Ramilevich
Candidate of Technical Sciences,
assistant to department of development
and operation oil and gas fields,
St. Petersburg Mining University
inzirrr@yandex.ru

Аннотация. В работе проведен анализ промысловых данных до и после проведения внутрипластовой водоизоляции объектов девона Ново-Елховского месторождения. Представлены результаты исследований компонентного состава модели пластовой воды девонских отложений Ново-Елховского месторождения до и после закачки полимерного состава на основе гидролизованного полиакрилонитрила для внутрипластовой водоизоляции.

Ключевые слова: геохимический метод контроля, внутрипластовая водоизоляция, неоднородный коллектор, полимерный состав, компонентный состав воды.

Annotation. We analyzed the field data before and after in-situ water shut-off of the Devonian exploitation target at the Novo-Elkhovskoe field at the our work. We presented the results of researches a component composition of the reservoir water model of the Devonian exploitation target before and after injection a polymer composition based on hydrolyzed polyacrylonitrile for in-situ water shut-off.

Keywords: geochemical method of control, in-situ water shut-off, heterogenetic reservoir, polymic composition, component composition of water.

Успешная разработка нефтяных и газовых месторождений определяется тем, насколько правильно будет выбрана система разработки. В процессе разработки возникает необходимость контролировать и уточнять состояние залежей с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых при их разбуривании и эксплуатации.

В настоящее время применяются геофизический, гидродинамический и геохимический-лабораторный методы контроля за разработкой нефтяных месторождений.

Геохимический метод контроля включает:

– оптический метод (метод фотоколориметрии);
– определение в нефти содержания микрокомпонентов металлов;
– определение солевого состава добываемых вод.

Метод, основанный на различии солевого состава добываемой воды, решает следующие задачи: идентификация различного типа вод; совместимость закачиваемых и пластовых вод; изучение проблем солеотложений, коррозии, образования эмульсий и гидратов; изучение мест притока в скважину [1].

Объектом исследования являются неоднородные терригенные отложения девона Ново-Елховского месторождения.

На данный момент месторождение находится на завершающей стадии разработки и характеризуется высокой степенью выработанности продуктивных пластов и значительным количеством остаточной нефти, связанным с неравномерным ее вытеснением из неоднородного коллектора, что приводит к образованию застойных зон.

Для увеличения степени охвата пластов заводнением применяются технологии внутрипластовой водоизоляции, которые позволяют более эффективно использовать нефтевытесняющие свойства закачиваемых вод [2].

В 2013 году на месторождении была проведена закачка капсулированной полимерной системы (КПС) в нагнетательную скважину № **12, оказывающую влияние на скважины № **34, № **79, № **43 и № **45. В результате, дебиты добывающих скважин возросли, а приемистость нагнетательной скважины снизилась при неизменном перепаде давления, что объясняется перенаправлением фильтрационных потоков в менее проницаемые, ранее не дренируемые участки залежи (рис. 1).

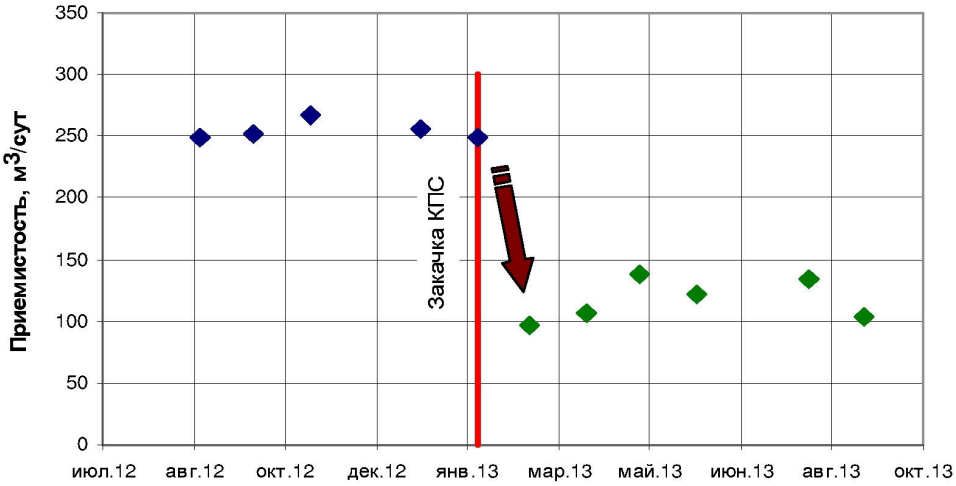

Рисунок 1 – Изменение приемистости нагнетательной скважины № **12 до и после закачки КПС

Как обсуждалось ранее, при контроле разработки нефтяных месторождений применяют геохимические методы исследований, в которые входит направление по определению компонентного состава добываемых вод. Модель пластовой воды готовилась согласно 6-ти компонентному анализу пластовой воды терригенных отложений девона Ново-Елховского нефтяного месторождения на установке «Капель». Методика проведения измерений массовых концентраций ионов пластовой воды состояла из следующих основных этапов:

1. Фильтрование отобранной пробы воды, ее разбавление и разделение.
2. Идентификация и определение массовых концентраций анализируемых компонентов методом капиллярного электрофореза с косвенным детектированием.

Метод капиллярного электрофореза для определения массовой концентрации анионов и катионов основан на их миграции и разделении под воздействием электрического поля вследствие их различной электрофоретической подвижности. Идентификацию и количественное определение анализируемых веществ проводят косвенным методом, регистрируя ультрафиолетовое поглощение при длине волны 254 нм.

При исследовании солевого состава добываемых вод оценивалось изменение содержания катионов Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}, Sr^{2+} и аниона Cl^{-} в модели пластовой воды до и после закачки полимерного состава на основе гидролизованного полиакрилонитрила и этого же состава с регулятором гелеобразования при различных пропускных способностях насыпных моделей (рис. 2–3).

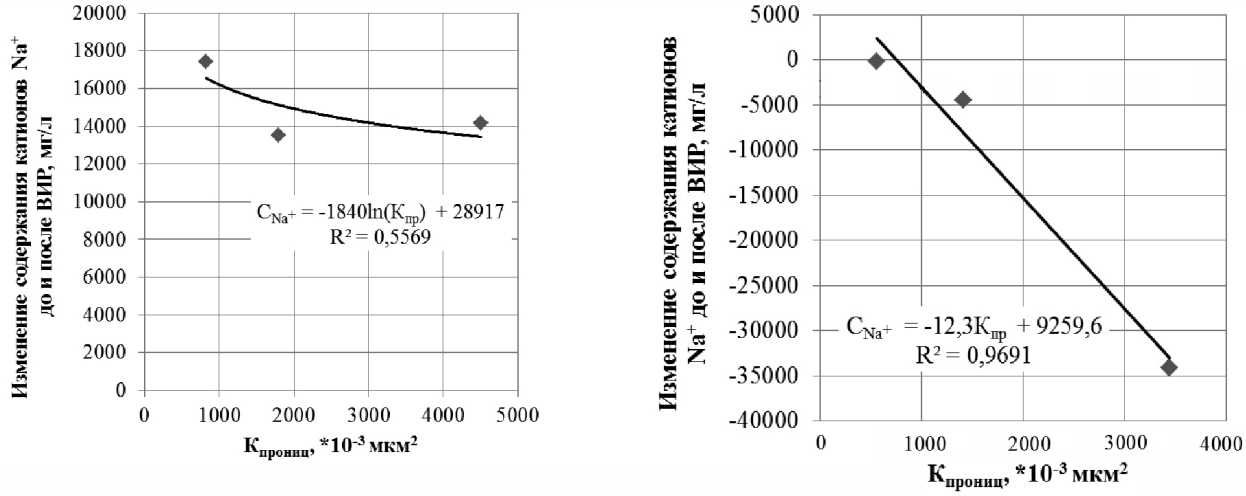

Рисунок 2 – Зависимость изменения содержания катионов Na^{+} до и после закачки полимерного состава на основе гидролизованного полиакрилонитрила (слева) и этого же состава с регулятором гелеобразования (справа) от абсолютной проницаемости насыпной модели

Исходя из данных зависимостей, получается, что после закачки полимерного состава, плотность пластовой воды повышается с увеличением абсолютной проницаемости из-за образования большого количества соли NaCl, что подтверждается повышением содержания Na^{+} катионов и анионов Cl^{-} (рис. 2–3).

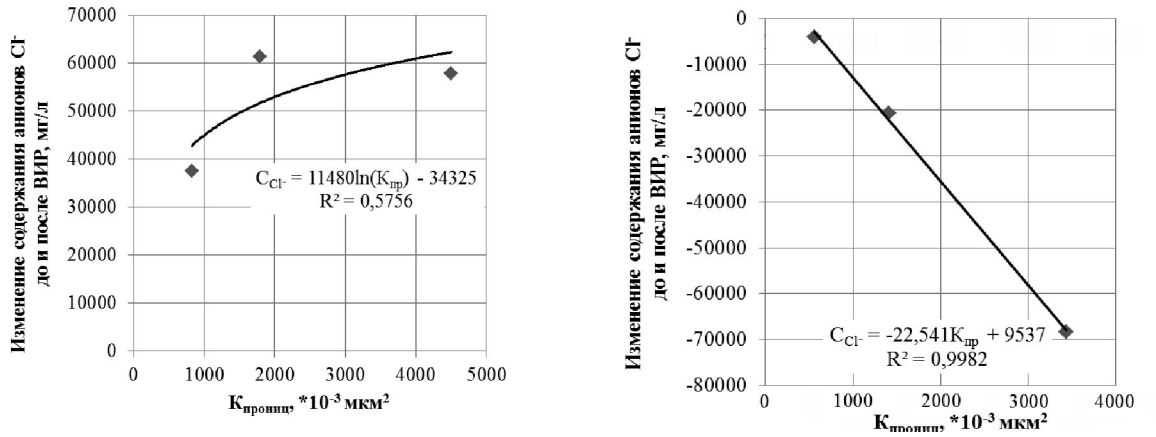

Рисунок 3 – Зависимость изменения содержания анионов Cl^- до и после закачки полимерного состава на основе гидролизованного полиакрилонитрила (слева) и этого же состава с регулятором гелеобразования (справа) от абсолютной проницаемости насыпной модели

Уменьшение содержания катионов Ca^{2+}, Mg^{2+}, Sr^{2+} в модели пластовой воды после прохождения через насыпную модель, содержащую полимерный состав, свидетельствует о том, что водоизоляционная композиция на основе полимера акрилового ряда является полимерной мембраной для катионов поливалентных металлов, которые в свою очередь способны создавать «мостики» с двумя макромолекулами полимера и удерживаться в созданной полимерной сетке [3].

Таким образом, на основе промысловых данных установлено, что в результате проведения внутрипластовой водоизоляции с применением капсулированной полимерной системы отмечено снижение приемистости скважины в 2,5 раза при одинаковой репрессии на пласт, что свидетельствует о перенаправлении фильтрационных потоков в менее проницаемые участки.

Лабораторные исследования компонентного состава модели пластовой воды до и после фильтрации полимерного состава на основе гидролизованного полиакрилонитрила и этого же состава с добавлением регулятора гелеобразования показали изменение количества катионов Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+, Sr^{2+} и аниона Cl^- в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств насыпных моделей. Установленные зависимости могут быть использованы для оценки эффективности технологии внутрипластовой водоизоляции с различными полимерными составами.

Литература:

1. РД 153-39.0-109-01. Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М., 2002. – 75 с.

2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.

3. Раупов И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом : дисс. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Раупов Инзир Рамилевич. – СПб., 2016. – 143 с.

References:

1. RD 153-39.0-109-01. Ruling document. Methodical instructions on the complexation and phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and oil and gas fields. – M., 2002. – 75 p.

2. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods for increasing oil recovery. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.

3. Raupov I.R. Technology of in-situ water shut off of terrigenous reservoirs using polymeric compositions and optical method for process control: thesis research … of Doctor of Science: 25.00.17 / Raupov Inzir Ramilevich. – SaintPetersburg, 2016. – 143 p.