

ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМЫ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Виктор Сергеевич Пермяков

ООО «Газпром добыча Надым» филиал Инженерно-технический центр, 629730, Россия, г. Надым, ул. Полярная, 1/1, начальник лаборатории контроля показателей разработки месторождений, тел. (34995)66-161, e-mail: Permiakov.VS@nadym-dobycha.gazprom.ru

Наталья Викторовна Юркевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лаборатории гидрохимии, тел. (383)363-91-94, e-mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доцент кафедры геофизических систем ФТФ

Игорь Николаевич Ельцов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, профессор, директор, тел. (383) 333-29-00, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, профессор, зав. кафедры геофизических систем ФТФ

Александр Константинович Маништейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-52, e-mail: MansteinAK@ipgg.sbras.ru

Юрий Григорьевич Карин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-55, e-mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

Михаил Николаевич Киселев

ООО «Газпром добыча Надым», 629730, Россия, г. Надым, ул. Зверева, 1, начальник отдела по разработке месторождений, тел. (34995)67-740, e-mail: Kiselev.MN@nadym-dobycha.gazprom.ru

Алексей Владимирович Ильин

ООО «Газпром добыча Надым» филиал Инженерно-технический центр, 629730, Россия, г. Надым, ул. Полярная, 1/1, начальник службы разработки месторождений и геологоразведочных работ, тел. (34995)66-684, e-mail: Ilin.ALIV@nadym-dobycha.gazprom.ru

Гидрохимический контроль разработки месторождений позволяет выявлять начальные признаки обводнения скважин. Наиболее информативен метод онлайн мониторинга параметров жидкости, выносимой из скважин. В статье приводятся основные результаты научно-исследовательской работы, направленной на создание поточного прибора, методики интерпретации результатов измерений физико-химических параметров жидкости для оценки ее генетического профиля и обоснования оптимальной схемы гидрохимического контроля.

Ключевые слова: добыча газа, гидрохимический контроль, скважинная жидкость, электрофизические параметры, поточный прибор.

OPTIMIZATION OF THE SCHEME OF HYDROCHEMICAL CONTROL OVER THE REFRIGERATION OF GAS AND GAS-CONDENSATE WELLS

Viktor S. Permyakov

LLC «Gazprom mining Nadym» Branch Engineering and Technical Center, 1/1, Polar St., Nadym, 629730, Russia, Head of the Laboratory for Monitoring Field Development Indicators, phone: (34995)66-161, e-mail: Permiakov.VS@nadym-dobycha.gazprom.ru

Natalia V. Yurkevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph.D., Head of Laboratory of Hydrochemistry, phone: (383)363-91-94, e-mail: YurkevichNV@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Geophysical Systems, FTF

Igor N. Eltsov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Director, phone: (383)333-29-00, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Professor, Head of the Department of Geophysical Systems, FTF

Alexander K. Manstein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Leading Researcher of the Laboratory of Electromagnetic Fields, phone: (383)330-49-52, e-mail: MansteinAK@ipgg.sbras.ru

Yuri G. Karin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer of the Laboratory of Electromagnetic Fields, phone: (383)330-49-55, e-mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

Mikhail N. Kiselev

OOO Gazprom dobycha Nadym, 1, Zvereva St., Nadym, 629730, Russia, Head of Field Development, phone: (34995)67-740, e-mail: Kiselev.MN@nadym-dobycha.gazprom.ru

Alexey V. Ilyin

LLC «Gazprom mining Nadym» Branch Engineering and Technical Center, 1/1, Polar St., Nadym, 629730, Russia, Head of Field Development and Exploration, phone: (34995)66-684, e-mail: Ilin.ALV@nadym-dobycha.gazprom.ru

Hydrochemical control of field development allows to define the first signs of well drowning. The most informative method it is online monitoring of the parameters of the liquid from wells. This article presents the main results of research work aimed at creating a flow-through device and methods of interpreting the results of measurements of the electrophysical parameters of liquid. This method can be used to assessment genetic profile of water and justification the optimal scheme of hydrochemical control.

Key words: gas production, hydrochemical control, well fluid, electrophysical parameters, flow-through device.

Введение

Скопление воды на забое газовых и газоконденсатных скважин, пробуренных в слабосцементированных терригенных коллекторах, может привести к появлению в продукции механических примесей – частиц горной породы, образовавшихся из-за разрушения цемента горной породы, размыва ее минерального скелета, снижения адгезионных сил, интенсификация выноса мелких фракций за счет большей вязкости воды по сравнению с газом [1, 2]. Пескопроявление при высоких скоростях газового потока создает опасность абразивного износа и аварий на технологическом оборудовании, а при низкой скорости к осаждению песка в зумпфе скважин и образованию песчано-глинистой пробки частично или полностью перекрывающей интервал перфорации [3, 4]. В связи с этим важной задачей при разработке газоконденсатных месторождений является организация постоянного мониторинга за активностью водонапорного горизонта и своевременное выявление обводнившихся скважин. Это позволяет оперативно проводить геолого-технологические мероприятия исключающие негативные последствия.

Контроль за обводнением скважин осуществляются двумя основными способами – геофизические исследования скважин (ГИС) и гидрохимическим контролем (ГХК) за составом вод, выносимых из скважин. ГИС позволяют контролировать динамику подъема газовой контакта (ГВК) и прогнозировать сроки обводнения скважин. Недостаток ГИС заключается в их высокой стоимости и невозможности контролировать динамику ГВК при отсутствии зумпфа. В связи с этим широкое распространение получил гидрохимический контроль. Этот метод достаточно прост, существенно дешевле ГИС, следовательно, позволяет с большей частотой и охватом фонда проводить исследования. Кроме того, по результатам гидрохимических анализов определяется долевое присутствие конденсационных, пластовых и технических вод в отобранной пробе. Это особенно важно на месторождениях, находящихся на стадии падающей добычи, характеризующейся интенсивным внедрением пластовых вод.

Существуют рекомендации по периодичности и охвату фонда скважин гидрохимическим контролем [5, 6]. Однако они не учитывают особенности жизненного цикла месторождения, рекомендации даны усредненные, в зависимости от количества скважин. При этом необходимо понимать, что начальная стадия разработки месторождений обычно не осложнена обводнением, а на конечной напротив отмечается интенсивное выбытие скважин из эксплуатации из-за подъема ГВК. В результате чего рекомендуемое количество отбираемых проб на начальной стадии значительно завышено, а на заключительной зачастую недостаточно. В качестве примера можно привести сеноманскую газовую залежь на Медвежьем НГКМ. При действующем фонде скважин 289 шт. за год отбирается более 2 000 проб и выполняется не менее 16 000 гидрохимических анализов. Очевидно, что это достаточно затратно. Для поддержания экономической привлекательности (эффективности) разработки месторождения необходимо найти компромисс между усилением контроля за разработкой и уровнем

затрат на ее организацию. В связи с этим важной задачей является оптимизация периодичности и объема отбора проб при ГХК с полным соблюдением требований по обеспечению безопасной эксплуатации скважин и возможным снижением эксплуатационных расходов.

Одним из вариантов решения поставленной задачи может быть организация онлайн мониторинга гидрохимических свойств попутной воды на основе аппаратуры, позволяющей непрерывно выполнять отбор проб газожидкостного потока и фиксировать их основные физико-химические свойства.

Авторами рассмотрены различные варианты определения генетического профиля вод по результатам инструментального измерения физико-химических свойств воды. В диэлькометрическом методе установлена связь между коэффициентом излучения и концентрацией Ca^{2+} , характерного для технических вод, что позволяет качественно выделять присутствие техногенной воды, но присутствие в смеси пластовых вод размывает эту зависимость [7]. Метод ЯМР-релаксометрии позволяет по времени поперечной релаксации оценить концентрацию Ca^{2+} , являющегося парамагнетиком, но не разделяет конденсационные и пластовые воды, различающиеся только концентрацией Cl^- и Na^+ , которые практически не оказывают влияния на ЯМР-сигнал [8]. Потенциометрический метод не применим в смесях вод различного генезиса в виду взаимного влияния на измерения концентраций основных диагностических ионов [9]. По этой причине принято решение для онлайн мониторинга использовать только общую минерализацию, полученную по результатам электрофизических измерений датчиками, расположенными во внутритрубном сепараторе.

Хорошо известны промышленные образцы сепараторов [10, 11, 12], позволяющих производить отбор капельной жидкости. Однако, их применение сопровождается рядом проблем, в первую очередь связанных с перемерзанием соединительных трубок в период отрицательных температур окружающей среды, достаточно высокими технологическими потерями газа и гидравлическими потерями давления. Указанные факторы ограничивают массовое применение таких сепараторов для целей гидрохимического мониторинга.

Актуальной задачей становится создание прибора, располагающегося внутри газопровода и позволяющего измерять электрофизические параметры жидкости. Данная задача в настоящее время решается в рамках научно-исследовательской работы [9] при совместном участии специалистов ООО «Газпром добыча Надым» и Института нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук.

Материалы и методы

По результатам математического моделирования газожидкостного потока создан образец внутритрубного сепаратора, позволяющий в поточном режиме накапливать представительный объем попутной жидкости, необходимый для исследования ее состава и свойств. Также разработаны два варианта датчиков для измерения электрофизических свойств проб воды: «Измеритель 1» – для

определения электрического сопротивления; «Измеритель 2» – для определения разности потенциалов, возникающих при воздействии на жидкость гармоническим синусоидальным сигналом, и изменения фазы приемного сигнала относительно фазы генераторного сигнала.

Экспериментальные образцы оборудования испытаны на лабораторном стенде (рис. 1), представляющем собой закольцованную трубу, соответствующую габаритам технологической обвязки скважин. Движение газожидкостного потока внутри стенда моделируется нагнетанием воздуха и впрыском модельных водных растворов (хлорид натрия) и реальных образцов жидкости из Бованенковского, Медвежьего, Ямсовейского и Юбилейного нефтегазоконденсатных месторождений. Эксперименты выполнены при скорости потока воздуха 20 м/с и постепенным увеличением минерализации подаваемой жидкости. После стабилизации показаний измерителей, данные фиксировались и использовались для дальнейшей обработки и анализа.



Рис. 3. Общий вид стенда для проведения лабораторных испытаний поточных датчиков

Параллельно с испытаниями внутритрубного сепаратора и измерителей осуществлялась разработка методики диагностики генезиса воды в газожидкостном потоке. Абсолютного значения общей минерализации недостаточно для диагностики. Высокая минерализация может быть связана, как с поступлением пластовой воды, так и технической. Для их разделения необходим дополнительный критерий диагностики.

Результаты

Лабораторные испытания показали, что наиболее точные численные взаимосвязи между измеряемыми датчиком параметрами (сдвиг фаз и разность потенциалов) и фактической минерализацией раствора получены для «Измерителя 2». Он позволяет с меньшей погрешностью контролировать минерализацию воды в газожидкостном потоке (рис. 2). К концу 2019 года планируется завершить лабораторные испытания и перейти к опытно-промышленной эксплуатации оборудования в реальных условиях газоконденсатного месторождения.

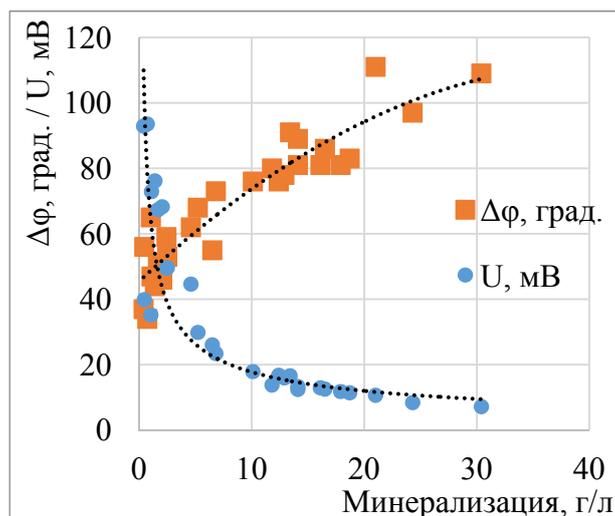


Рис. 4. Зависимость сдвига фаз и разности потенциалов от минерализации

Практика разработки месторождений на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым» показала, воды с минерализацией менее 1 г/л можно считать конденсационными (рис. 3). Увеличение минерализации свидетельствует о притоке пластовой (12.5-21 г/л) или технической воды (до 440 г/л). Если в скважине не проводились какие-либо геолого-технологические мероприятия (ГТМ), связанные с закачкой в скважину технических растворов, то выносимая вода представляет собой только смесь пластовой и конденсационной. В этом случае для решения системы уравнения материального баланса будет достаточно определить общую минерализацию воды и знать минерализацию пластовых вод разрабатываемого месторождения.

Данная задача решается с использованием следующей формулы:

$$S_{\text{пл}} = \frac{(M - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{пл}} - M_{\text{кон}})} \cdot 100\%,$$

где $S_{\text{пл}}$ — доля пластовой воды; M , $M_{\text{кон}}$, $M_{\text{пл}}$ — минерализация пробы, конденсационной воды (принята 1 г/л) и пластовой воды, г/л.

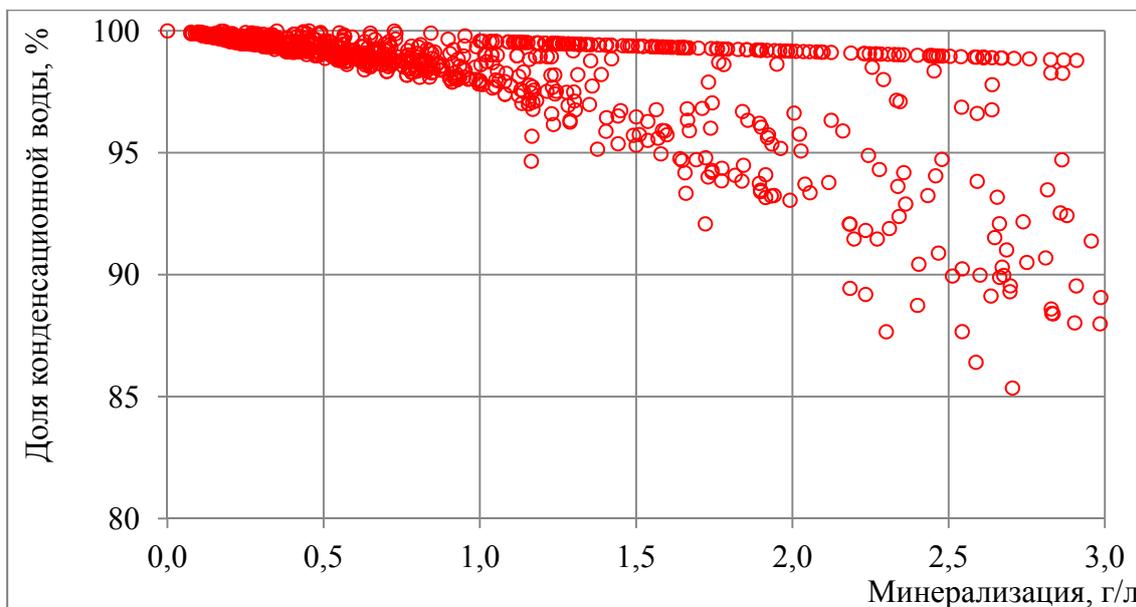


Рис. 5. Зависимость доли конденсационной воды от минерализации

Такой подход справедлив как для воды, отобранной из скважин, так и из системы трубопроводов, объединяющей собой несколько скважин. В связи с этим наиболее рационально располагать внутритрубные сепараторы не на каждой скважине, а в промышленных шлейфах или на входных сепараторах газового промысла. Это позволит сократить капитальные и эксплуатационные затраты в создание обширной сети ГХК, повысить экономическую эффективность, что важно для месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки. На вновь вводимых месторождениях целесообразно закладывать систему гидрохимического мониторинга на стадии формирования проекта обустройства.

Разработанная технология оптимизации схемы гидрохимического контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин перспективна для внедрения в газовой промышленности и позволяет организовать онлайн мониторинг физико-химических свойств воды, поступающей с продукцией скважин. Она повысит информативность и оперативность контроля за разработкой газоконденсатных месторождений, экономическая целесообразность обусловлена снижением количества отбираемых проб и выполняемых гидрохимических анализов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Проблемы пескопроявления при эксплуатации скважин подземного хранилища газа / Гадиров З.С., Алиева У.З., Гадирли О.З., Ширалиев А.А. // Каротажник. Научно-технический вестник. – 2018, № 5 (287). – С. 24-31.
2. Рекомендации для определения генезиса жидкости, поступающей из газовых скважин с целью оценки качества геолого-технологических мероприятий на Медвежьем, Юбилейном, Ямсовейском и Бованенковском месторождениях: отчет о НИР (заключ.) / Абукова Л.А., Абрамова О.П., Рахбари Н.Ю. и др. - М.: Институт проблем нефти и газа, 2013. – 87 с.

3. Долгов С.В., Зиновьев В.В., Зиновьев И.В. Влияние песчаной пробки на работу газовой скважины / Сборник научных трудов. Серия «Нефть и газ». Вып. II. - Ставрополь: Сев-КавГТУ, 1999. - С. 177-185.
4. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. // Вести газовой науки. – 2018. - № 1 (33). – С. 235-242.
5. Гончаров В. С., Козлов В. Г., Левшенко Т. В. Методическое руководство по гидрогеохимическому контролю за обводнением газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИГАЗ, 1995. - 90 с.
6. РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». Утв. приказом Минэнерго России от 05.02.2002 № 30.
7. Диэлектрические и радиоизлучательные характеристики пластовых и конденсационных вод из газоносных скважин / Эпов М.И., Харитонов А.Н., Романов А.Н., Пермяков В.С., Бортникова С.Б., Юркевич Н. В. // Геология и геофизика – 2017. - № 7. – С. 1047-1056.
8. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважин, методом ЯМР-релаксометрии / Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Бортникова С.Б., Харитонов А.Н., Пермяков В.С. // Известия томского политехнического института. Инжиниринг георесурсов. - 2017. – № 2, С. 59-66.
9. Разработка технических решений для комплексного мониторинга генезиса вод эксплуатационных скважин нефтегазоконденсатных месторождений на основе гидрохимических и электрофизических методов: Отчет о НИР (Этап 1) / Ельцов И.Н., Бортникова С.Б., Юркевич Н.В. и др. – Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 2018. - 254 с.
10. Патент РФ № 2221625 Кочубей Ю. И. Малогабаритный высокоэффективный сепаратор СЦВ-5.
11. Имаев С.З., Тудорович Г.С. Применение систем внутритрубной сепарации для предотвращения уноса капельной жидкости из колонн деэтанзации конденсата // Газовая промышленность. – 2018. - № 11 (777). – С. 74-76.
12. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / Ротов А. А., Сулейманов В. А., Истомин В. А., Чельцова Т. В., Митницкий Р. А. // Вести газовой науки. - 2015. - № 3 (23). - С. 109–115.

*© В. С. Пермяков, Н. В. Юркевич, И. Н. Ельцов, А. К. Маништейн,
Ю. Г. Карин, М. Н. Киселев, А. В. Ильин, 2019*