



РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕРМОГЕЛИРУЮЩИХСЯ СОСТАВОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОНУСООБРАЗОВАНИЕМ

© Коллектив авторов,
2025



А.Н. Степанов^{1*}, О.Н. Зощенко², Д.М. Пономаренко², М.Г. Кубрак³

¹ООО «ЗН НТЦ», РФ, Москва

²ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», РФ, Москва

³ООО «ЗН БВ», РФ, Москва

Электронный адрес: AStepanov@nestro.ru

Введение. Представлены результаты пятилетних опытно-промышленных работ по использованию термогелирующихся составов для борьбы с конусообразованием и опережающим ростом обводненности на скважинах Западно-Хоседауского месторождения — массивной залежи карбонатного коллектора с высокой вертикальной проницаемостью и подстилающей водой.

Цели. Целью исследования являлось подведение итогов и оценка эффективности опытно-промышленных работ по применению данных составов для борьбы с конусообразованием.

Методы. В качестве механизма диагностирования конусообразования были использованы диагностические графики и результаты промыслово-геофизических исследований, для оценки дополнительной добычи строились тренды относительно остановочного дебита нефти.

Результаты. Опытно-промышленные работы проводились на Западно-Хоседауском месторождении с 2019 по 2023 год. За этот период выполнено 34 мероприятия, по результатам которых определён дополнительный критерий успешности мероприятий, создана методологическая основа для подбора кандидатов, планирования мероприятий и оценки дополнительной добычи; опробованы различные составы и объёмы обработок; протестированы различные подходы непосредственно к проведению скважинных работ, а также выполнены повторные и опережающие (до ввода скважин в эксплуатацию) обработки. Накопленная дополнительная добыча нефти за период опытно-промышленных работ превышает 270 тыс. т.

Заключение. Авторами показаны результаты пяти лет проведения опытно-промышленных работ по борьбе с конусообразованием, приведены критерии успешности и оценена дополнительная добыча нефти за счёт выполненных мероприятий.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, подстилающая вода, конус подошвенной воды

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Степанов А.Н., Зощенко О.Н., Пономаренко Д.М., Кубрак М.Г. Результаты опытно-промышленных работ по применению термогелирующихся составов для борьбы с конусообразованием. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):83–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-83-89>

Статья поступила в редакцию 28.11.2024

Принята к публикации 12.12.2024

Опубликована 31.03.2025

RESULTS OF PILOT PROJECT OF WATER CONING PREVENTION TREATMENTS USING THERMOGELLING COMPOSITIONS

Andrey N. Stepanov^{1*}, Oleg N. Zoshchenko², Denis M. Ponomarenko², Mikhail G. Kubrak³

¹LLC “ZN NTC”, RF, Moscow

²JSC “JC “RUSVIETPETRO”, RF, Moscow

³“ZN BV” Ltd., RF, Moscow

E-mail: AStepanov@nestro.ru

Introduction. Results of five years pilot project of thermogel using for water coning and rapid watercut preventing treatments in Zapadno-Hosedauskoe field wells are presented. Zapadno-Hosedauskoe field is massive deposit of carbonate reservoir with high vertical permeability and underlying water.

Aim. The aim of investigation is summing up and efficiency estimation of water coning preventing treatment pilot implementations.

Methods. For coning evaluation Chan's diagnostic plots and well flow profile were used. For additional oil production estimation base production trends were used.

Results. The pilot project has been realized at Zapadno-Hosedauskoe field from 2019 to 2023. During this period, 34 treatments were executed, additional success criteria was determined, well candidates selection, treatment planning and efficiency estimation method was formulated, different compositions and various injection volumes were tested, different kinds of well intervention were applied, and also repeated and preventive (before putting of

well on production) treatments were completed. Additional oil production due to pilot project realization is more than 270 000 tons.

Conclusions. Authors showed results of five years water coning prevention treatments pilot project, determined success well candidate criteria and estimated additional oil production.

Keywords: carbonate reservoir, underlying water, water coning

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Stepanov A.N., Zoshchenko O.N., Ponomarenko D.M., Kubrak M.G. Results of pilot project of water coning prevention treatments using thermogelling compositions. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):83–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-83-89>

Manuscript received 28.11.2024

Accepted 12.12.2024

Published 31.03.2025

ЦЕЛЬ

Снижение обводнённости добываемой продукции за счёт мероприятий на действующем фонде — метод повышения экономической эффективности разработки месторождений. В случае массивной залежи карбонатного коллектора с высокой вертикальной связностью и проницаемостью прорыв подошвенной воды к перфорированному интервалу является лишь вопросом времени и приводит к стремительному росту обводнённости до 60–80 %. Для рассматриваемого месторождения было принято решение о поиске максимально эффективной и относительно недорогой технологии по борьбе с конусообразованием.

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТЕРМОГЕЛИРУЮЩИХСЯ СОСТАВОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОНУСОБРАЗОВАНИЕМ И ОПЕРЕЖАЮЩИМ РОСТОМ ОБВОДНЕННОСТИ НА СКВАЖИНАХ ЗАПАДНО-ХОСЕДАЮЩЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В 2016 году специалистами АО «ВНИИнефть» была проведена масштабная работа по подбору химреагентов и технологий для закачки большеобъёмных полимер-щелочных оторочек на нагнетательных скважинах на месторождениях Центрально-Хорейверского поднятия (ЦХП) [1]. Было проанализировано большинство имеющихся на рынке технологий — всего 27 технологий на основе геле- и осадкообразующих составов, полимердисперсных и волокнисто-дисперсных систем, на основе микроэмульсионных систем. Основными критериями выбора являлись пластовая температура, свойства нефти, химический состав пластовой воды и проницаемость пласта. По показателям доступности

и дешевизны химреагентов, а также простоты осуществления технологического процесса с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования, наиболее предпочтительными для условий месторождений ЦХП для дальнейших исследований были выбраны следующие потокоотклоняющие системы:

- полиакриламид CSE-1614;
- полиакриламид DP9-8177;
- полиакриламид PDA-1004;
- полиакриламид «SoftPusher»;
- гелеобразующий состав РВ-ЗП-1;
- изолирующий состав ВИС-1, Марка С;
- состав Тампадус;
- инновационный многофункциональный реагент (ИМП);
- реагент AS-CSE-1313;
- композиция осадкогелеобразующая ОГС (осадкогелеобразующая система) на основе сульфата и силиката натрия и вспомогательного вещества — хлористого кальция.

По результатам лабораторных исследований, наиболее пригодным для использования в условиях Западно-Хоседаюского месторождения составом был признан состав на основе реагента РВ-ЗП-1. Следующим этапом исследований стало проведение фильтрационных экспериментов на насыпной модели. По результатам были определены начальные градиенты сдвига (предел устойчивости загелировавшейся композиции) и факторы остаточного сопротивления по воде (во сколько раз падает относительная фазовая проницаемость по воде при фильтрации через загелировавшийся состав). В последующем исследовались уже промышленные образцы реагента, закупленные для проведения опытно-промышленных работ — определялись время гелирования и вязкость состава — критически важные параметры для проведения мероприятий. «Полезным» свойством РВ-ЗП-1 также является простота приготовления — смешивание с подтоварной водой осуществляется непосредственно

у скважины; при этом изначальная вязкость композиции сопоставима с вязкостью воды — отсутствуют проблемы с давлением в процессе закачки. В ноябре 2019 года было выполнено первое мероприятие, более подробно подход к выбору скважин-кандидатов и технология проведения описаны в предыдущей статье, посвящённой данным мероприятиям [2]. Весь период проведения опытно-промышленных работ можно разделить на несколько этапов, в процессе каждого опробовались различные гипотезы и были сделаны соответствующие выводы.

КАМПАНИЯ 2019–2020 гг.

За 2019–2020 гг. выполнено восемь операций большеобъёмных ремонтно-изоляционных работ (БРИР) с одинаковым объёмом 500 м³ 20 % раствора РВ-ЗП-1 (таблица 1). По итогам мероприятий были определены основные предпосылки успешности мероприятий:

- значение коэффициента вариации по проницаемости по разрезу D3fmlll больше 1 (на основании анализа неудачного мероприятия на скважине 3307 и ряда неудачных «типовых» РИР);
- имеющийся зумпф или положение башмака эксплуатационной колонны в скважине должны обеспечивать порядка 12 м пространства ниже существующего интервала перфорации для обеспечения технологической возможности проведения БРИР;
- для каждой конкретной скважине необходимо оценивать максимально допустимую депрессию из условия устойчивости экрана с учётом запаса прочности в 10 атм.

КАМПАНИЯ 2021 г.

Выполнено девять операций с использованием 20 % раствора РВ-ЗП-1 (таблица 2). На основании анализа устойчивости создаваемых «экранов» были проведены эксперименты по варьированию объёмов закачиваемого состава — выполнены два мероприятия со сниженными (350 м³) и два мероприятия с увеличенными (650 м³) объёмами закачки. Дополнительно выполнено два натуральных экспериментов по созданию депрессии, превышающей предел устойчивости «экрана»; однако возможностей спущенных в скважины установок оказалось недостаточно для разрушения созданного препятствия, в итоге были выполнены мероприятия по интенсификации добычи с увеличением дополнительной добычи нефти по данным скважинам.

КАМПАНИЯ 2022 г.

Выполнено девять операций (таблица 3):

- продолжены работы по варьированию объёмов составов (350–500–650 м³);
- на трёх скважинах апробирован новый термогелирующий состав — SiXell WSO производства АО «Химеко-Сервис»;
- проведено три операции по повторному БРИР на скважинах 3802, 3602 и 3401.

КАМПАНИЯ 2023 г.

Выполнено восемь операций (таблица 4).

- На скважине 3804_БС впервые была опробована технология опережающего БРИР при запуске бокового ствола — бурение бокового ствола, закачку композиционного раствора в объёме 500 м³ в специальные технологические отверстия, изоляцию технологический отверстий и запуск скважины на вывод на режим.

Таблица 1. Результаты БРИР 2019–2020 гг. Составлено авторами
Table 1. Realized in 2019–2020 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта					Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	
				м ³	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	
1	3803	19.11.2019	РВ-ЗП-1	500	126	15,2	87	1,55	96	29,5	67	0,63	
2	3207	27.06.2020	РВ-ЗП-1	500	106	15,8	84	3,76	117	29,4	73	4,08	
3	3301	29.08.2020	РВ-ЗП-1	500	106	14,8	85	1,96	75	64,9	7	0,69	
4	3602	23.09.2020	РВ-ЗП-1	500	89	22,4	73	2,19	110	33,8	67	1,02	
5	3401	22.10.2020	РВ-ЗП-1	500	129	13,2	89	4,61	90	37,7	55	1,54	
6	3307	28.10.2020	РВ-ЗП-1	500	155	17,3	88	6,95	193	21,5	88	7,42	
7	3804	05.11.2020	РВ-ЗП-1	500	104	12,5	87	1,2	150	27,7	80	1,5	
8	3510	20.12.2020	РВ-ЗП-1	500	70	10,4	84	2,1	121	33,8	70	1,32	

Таблица 2. Результаты БРИП 2021 г. Составлено авторами
Table 2. Realized in 2021 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта (ТР)					Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	
				м ³	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	
1	31203	05.06.2021	РВ-3П-1	650	72	15,4	77	1,72	96	28,6	68	1,15	
2	3702	02.07.2021	РВ-3П-1	500	158	13,2	91	2,90	70	52,2	20	0,61	
3	3810	06.09.2021	РВ-3П-1	350	87	18,6	77	1,96	110	73,6	28	5,53	
4	3	30.10.2021	РВ-3П-1	500	166	9,3	94	2,43	98	34,7	62	0,83	
5	31102	22.12.2021	РВ-3П-1	650	100	18,6	80	2,70	83	49,5	36	0,53	
6	3105	27.12.2021	РВ-3П-1	500	70	3,9	94	0,98	92	19,7	77	0,85	
7	3506	30.12.2021	РВ-3П-1	500	129	8,4	93	0,95	100	27,0	71	0,56	
8	3305	31.12.2021	РВ-3П-1	500	258	26,4	89	4,72	107	41,8	58	1,40	
9	3802	31.12.2021	РВ-3П-1	350	80	18,6	75	3,65	72	34,2	49	2,67	

Таблица 3. Результаты БРИП 2022 г. Составлено авторами
Table 3. Realized in 2022 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта (ТР)					Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	
				м ³	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	
1	3303	14.08.2022	РВ-3П-1	500	145	8,1	94	12,18	90	40,2	52	1,80	
2	3610	23.08.2022	РВ-3П-1	350	162	15,1	90	7,53	90	55,2	34	1,04	
3	3802	01.09.2022	SiXell WSO	500	114	14,8	86	1,57	96	71,4	20	1,57	
4	13	05.09.2022	РВ-3П-1	500	135	25,1	80	3,11	107	31,9	68	0,76	
5	3304	11.10.2022	РВ-3П-1	500	120	16,7	85	2,90	69	43,6	32	0,41	
6	3602	20.10.2022	РВ-3П-1	650	120	23,5	79	1,28	77	51,6	21	0,65	
7	3401	07.11.2022	SiXell WSO	500	140	11,7	91	2,82	91	28,8	66	0,91	
8	3104	08.12.2022	SiXell WSO	500	185	22,4	87	11,12	160	38,4	73	5,67	
9	31010	21.12.2022	РВ-3П-1	500	65	9,1	85	0,99	45	10,5	75	0,21	

Таблица 4. Результаты БРИП 2023 г. Составлено авторами
Table 4. Realized in 2023 water coning prevention treatment results. Made by the authors

№ п/п	Скв.	Факт. дата ввода	Изолирующий агент		Параметры до ремонта (ТР)					Запускные параметры			
			Марка	Закачка	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	Qж	Qн	Обв-ть	Кпр	
				м ³	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут/атм	
1	3804_БС	08.06.2023	РВ-3П-1	500	195	7	96	2,25	130	90,6	25	2,91	
2	3103	30.07.2023	РВ-3П-1	350	241	38,1	83	4,14	166	66,3	57	2,58	
3	3107	03.08.2023	РВ-3П-1МС + 0,1% ПАВ	650	246	34,3	85	5,89	153	69,6	51	2,43	
4	3405	03.08.2023	РВ-3П-1	650	260	9,7	96	9,06	171	57,2	64	7,96	
5	3612	29.08.2023	SiXell WSO	350	168	31,2	80	5,59	100	65	30	1,67	
6	3801	11.09.2023	SiXell WSO	650	195	30,8	83	6,00	150	83,6	40	3,15	
7	31008	25.10.2023	РВ-3П-1	500	124	18,4	84	2,26	148	30,3	68	1,26	
8	3501	31.10.2023	SiXell WSO	500	156	36,2	75	5,37	148	49,5	64	4,70	

- На скважине 3107 впервые был использован состав РВ-ЗП-1МС с уменьшенной концентрацией 15 % и с добавлением ПАВ Л-1033 в концентрации 0,1 %. За счёт добавки ПАВ снижение концентрации РВ-ЗП-1МС не повлияло на структурную прочность композиции, по результатам лабораторных тестирований прочностных свойств геля получено увеличение предельного напряжения сдвига по сравнению с базовым составом (РВ-ЗП-1МС) на 40 % [3].

РЕЗУЛЬТАТЫ

По состоянию на 01.01.2024 г. всего выполнено 34 операции БРИР, текущая накопленная дополнительная добыча нефти составляет 271 922 т (таблица 5).

Дополнительная добыча основывалась на основе разницы между трендом снижения базовой добычи до мероприятия и фактической добычи после мероприятия. По скважине с опережающим БРИР в качестве базового принимался тренд роста обводнённости по окружению. Наложённый на фактический стартовый дебит по нефти. Дополнительно проводилась оценка дополнительной добычи на основе изменения характеристик вытеснения после мероприятия, расхождение с базовой оценкой в этом случае в среднем не превышает 10 %.

С точки зрения дополнительной добычи и экономического анализа эффективными принято считать мероприятия с накопленной добычей более 3 тыс. т. Эффективность мероприятий за период опытно-промышленных работ при таком подходе составляет 64,7 % (22 мероприятия из 34 успешные).

Таблица 5. Оценка эффективности реализованной программы БРИР. Составлено авторами
Table 5. Effectiveness estimation of realized water coning prevention treatment. Made by the authors

№ п/п	Скважина	Фактическая дата ввода	Дата окончания эффекта	Накоп. доп. добыча от геолого-технического мероприятия, т	Факт накоп. доп. добыча от ГТМ за 2024 год, т	Отработанное время после ГТМ, сут	Уплотнённый прирост, т/сут
1	3803	19.11.2019		22010	1604	1665	13,2
2	3207	27.06.2020	16.08.2021	4480	0	391	11,5
3	3301	29.08.2020	24.06.2022	15069	0	568	26,5
4	3602 (1 ст)	23.09.2020	21.08.2022	4314	0	627	6,9
5	3401 (1 ст)	22.10.2020	04.09.2022	7458	0	667	11,2
6	3307	28.10.2020	12.11.2020	36	0	10	3,6
7	3804	05.11.2020	26.12.2022	9097	0	669	13,6
8	3510	20.12.2020		9775	2266	986	9,9
9	31203	05.06.2021	13.04.2023	1189	0	173	6,9
10	3702	02.07.2021		36489	4389	1099	33,2
11	3810	06.09.2021		20833	2878	1047	19,9
12	3	30.10.2021		18739	3695	998	18,8
13	3105	22.12.2021		25975	6293	827	31,4
14	3305	27.12.2021		5588	1564	658	8,5
15	3506	30.12.2021	23.06.2022	884	0	123	7,2
16	3802 (1 ст)	31.12.2021	04.02.2022	484	0	35	13,8
17	31102	31.12.2021	14.07.2022	2536	0	131	19,4
18	3303	14.08.2022		5490	1847	596	9,2
19	3610	23.08.2022		14975	2731	681	22,0
20	3802 (2 ст)	01.09.2022		5899	906	683	8,6
21	13	05.09.2022	24.07.2023	2840	0	302	9,4
22	3304	11.10.2022		9163	2154	641	14,3
23	3602 (2 ст)	20.10.2022		3246	27	384	8,5

№ п/п	Скважина	Фактическая дата ввода	Дата окончания эффекта	Накоп. доп. добыча от геолого-технического мероприятия, т	Факт накоп. доп. добыча от ГТМ за 2024 год, т	Отработанное время после ГТМ, сут	Уплотнённый прирост, т/сут
24	3401 (2 ст)	07.11.2022	23.01.2023	119	0	43	2,8
25	3104	08.12.2022		1528	100	396	3,9
26	31010	21.12.2022	06.10.2023	383	0	251	1,5
27	3804 (ЗБС)	08.06.2023		16379	8958	406	40,3
28	3103	30.07.2023		3066	208	201	15,3
29	3107	03.08.2023		4174	600	293	14,2
30	3405	03.08.2023		5065	2336	355	14,3
31	3612	29.08.2023		679	14	82	8,3
32	3801	11.09.2023		13707	8602	320	42,8
33	31008	25.10.2023	04.01.2024	127	4	39	3,3
34	3501	31.10.2023	11.12.2023	128	0	22	5,8
ИТОГ				271922	51176	16376	16,6

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы:

- сформирован и применяется метод борьбы с конусообразованием;
- подобрано несколько альтернативных составов;
- определены основные требования к скважинам-кандидатам;

- протестированы закачки различных объёмов состава;
- проведены повторные мероприятия;
- выполнено мероприятие по опережающему БРИР — до ввода скважины в эксплуатацию;
- дополнительная добыча нефти от 34 мероприятий составляет 272 тыс. т, эффективность мероприятий составляет 64,7 %.

Список литературы

1. Петраков А.М., Макашкин С.В., Рогова Т.С. и др. Подбор композиций химреагентов и технологий на керновом материале для закачки большеобъемных полимер-щелочных оторочек на нагнетательных скважинах на месторождениях ЦХП. Отчёт по договору №203/16/24//171/01-012/16 от 11.03.2016 г., 2016.
2. Степанов А.Н., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М. Большеобъемные ремонтно-изоляционные работы — эффективный способ борьбы с конусообразованием. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2023;8(2):105-111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111>
3. Пат. 2820437 С1 РФ, МПК E21B33/138, C09H 8/504, E21B 43/32. Состав для изоляции водопритока к добывающим нефтяным скважинам / Корнилов А.В., Рогова Т.С., Лобова Ю.В., Антоненко Д.А., Сансиев Г.В.; заявитель и патентообладатель АО «Зарубежнефть»; №2022133340; заявл. 19.12.2022; опубл. 03.06.2024.

References

1. Petrakov A.M., Makarshin S.V., Rogova T.S. et al. Chemical agent composition and technology selection on the base of core samples for high volume polymeric-alkaline slug for injection wells at CHP fields, report for №203/16/24//171/01-012/16 от 11.03.2016 y. contract, 2016
2. Stepanov A.N., Fursov G.A., Ponomarenko D.M. High volume repair and insulation treatments as effective water coning prevention method. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):105-111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111>
3. Patent RU 2820437 C1. Oil production wells water influx isolation composition. Inventors: Kornilov A.V., Rogova T.S., Lobova Y.V., Antonenko D.A., Sansiev G.V.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Н. Степанов — сформировал итоговую версию статьи, разработал методологический подход к планированию БРИР, выполнил подбор скважин-кандидатов, оценил эффективность проведённых мероприятий.

О.Н. Зощенко — осуществлял общий контроль за выполнением работ.

Andrey N. Stepanov — developed the final version of article, developed the water coning prevention treatment methodology, estimate the effectiveness.

Oleg N. Zoshchenko — overall management.

Д.М. Пономаренко — сформировал планы работ, осуществлял общий контроль за выполнением работ, оценил эффективность проведённых мероприятий.

М.Г. Кубрак — выполнил подбор скважин-кандидатов, оценил эффективность проведённых мероприятий.

Denis M. Ponomarenko — overall management, planning epy treatments, estimate the effectiveness.

Mikhail G. Kubrak — well-candidates screening, estimate the effectiveness.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Николаевич Степанов* — руководитель направления Управления разработки месторождений ООО «ЗН НТЦ»
127422, Россия, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
e-mail: astepanov@nestro.ru

Олег Николаевич Зощенко — главный геолог ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Денис Михайлович Пономаренко — начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов и новых технологий ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Михаил Геннадьевич Кубрак — главный геолог ООО «ЗН БВ»

Andrey N. Stepanov* — Head of direction of reservoir engineering department LLC "ZN NTC"
10, Dmitrovskiy proezd, 127422, Moscow, Russia.
e-mail: astepanov@nestro.ru

Oleg N. Zoshchenko — Chief geologist of JSC "JC "RUSVIETPETRO"

Denis M. Ponomarenko — Head of EOR and new technology division JSC "JC "RUSVIETPETRO"

Mikhail G. Kubrak — Chief geologist "ZN BV" Ltd.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author