DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-69-80
УДК 622.276

А.С. Гумерова (ООО Научно-производственный центр «Комплекс-Ойл», г. Уфа, Российская Федерация), **Р.Н. Якубов** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация),
А.И. Волошин (ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация),
Л.Е. Ленченкова, Х.И. Акчурин, Н.И. Абызбаев (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОРГАНО-ГИБРИДНОГО СОСТАВА В ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА

Aleksandra S. Gumerova (Research and Production Center «Complex-Oil» LLC, Ufa, Russian Federation), **Ravil N. Yakubov** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Aleksandr I. Voloshin** (RN-UfaNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation), **Lyubov Ye. Lenchenkova, Khamzya I. Akchurin, Nikita I. Abyzbaev** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

EXPERIENCE OF ORGANIC-HYBRID COMPOSITION APPLICATION IN WATER SHUT-OFF TECHNOLOGY

Введение

Анализ промыслового опыта применения гелеобразующих композиций для ограничения водопритока показал, что успешность их применения невысока и наибольшую актуальность приобретает разработка и применение стабильных гелеобразующих композиций с регулируемым временем загеливания, с высокими прочностными характеристиками, в том числе обладающих одновременно вязкоупругими и вязкопластичными свойствами, способных формировать водоизолирующие экраны на пути фильтрации воды. Авторами работы рассмотрен опыт применения перспективного органо-гибридного состава на основе реагента КОМ-С.

Background

Analysis of the field experience of using gel-forming compositions for water shut-off showed that their application efficiency is low. So the development and application of stable gel-forming compositions with an adjustable gelling time, with high strength characteristics, including those with both viscoelastic and viscoplastic properties, capable to form waterproof screens on the water filtration path. The authors reviewed the experience of using a promising organic hybrid composition based on the KOM-S reagent.

Цели и задачи

- Реализация методологического подхода прогнозирования технологической эффективности, основанного на применении гидродинамического моделирования процесса.
- Анализ результатов опытно-промысловых испытаний (ОПИ) органо-гибридного состава на основе реагента КОМ-С на двух скважинах, приуроченных к неоднородным коллекторам меловых отложений месторождения Кумколь.

Результаты

В ходе реализации технологии применения органо-гибридного состава на основе реагента КОМ-С получены положительные результаты, выраженные в виде прироста добычи нефти за счет снижения обводненности продукции скважин. Предложена и апробирована методология прогнозирования технологической эффективности проведения водоизоляционных работ на основе гидродинамического моделирования. Получена высокая сходимость результатов прогнозирования и фактических показателей эффективности технологии, полученных в ходе выполнения ОПИ.

Aims and Objectives

- Testing a methodological approach to predicting technological efficiency, based on the use of hydrodynamic modeling of the process.
- Analysis of the organic-hybrid composition based on the KOM-S reagent field tests results in two wells confined to heterogeneous reservoirs of Kumkol field Cretaceous deposits.

Results

During the implementation of the technology of the use of organic-hybrid composition based on the KOM-S reagent, positive results were obtained, expressed as an increase in oil production due to a decrease in the wells water-cut. A methodology for predicting the technological efficiency of conducting water shut-off operations based on hydrodynamic modeling has been proposed and tested. The high convergence of the prediction results and the actual indicators of the technology efficiency got during the performance of the PGI was obtained.

Ключевые слова: органо-гибридные составы; гелеобразующая композиция; гидродинамическое моделирование; прогнозирование технологической эффективности; опытно-промысловые испытания; ограничение водопритока; ремонтно-изоляционные работы; обводненность

Key words: organic-hybrid compositions; gel-forming composition; hydrodynamic modeling; technological efficiency prediction; field tests; water shut-off; repair and insulation operations; water cut

Проблема преждевременного обводнения скважин является одной из важнейших при разработке нефтяных месторождений, представленных неоднородными коллекторами. Снижение объема попутно добываемой воды приводит к снижению эксплуатационных затрат, в том числе на подъем воды, защиту от коррозии, и увеличению дебита нефти. Одним из решений указанной проблемы может быть применение различных гелеобразующих композиций (ГОК) [1-3]. В настоящее время перспективны композиции органо-

гибридного происхождения, то есть совмещающие вязкоупругие и вязкопластичные свойства и обладающие высокими прочностными характеристиками [4-6].

Объектом исследования для применения предлагаемого гелеобразующего состава является месторождение Кумколь (Казахстан), вступившее в завершающую стадию разработки.

Геолого-физическая характеристика представленного месторождения приведена в таблице 1.

Тип коллектора, включая литологический состав	Терригенный			
	MI-II	ЮI	ЮII	ЮIII
Глубина залегания, м	1106	1282		1275
Толщина пласта, общая/эффективная, м	17,6/8,1	14,0/6,7	9,4/6,1	12,9/8,0
Коэффициент расчлененности	4,2	3,9	2,4	2,8
Коэффициент песчанистости	0,65	0,55	0,69	0,68
Пластовое давление, МПа	8,7	7,9		10,0
Пластовая температура, °С	50,0	55,5		56,0
Пористость, д.ед.	0,29	0,23	0,26	0,24
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2780	310	1956	634
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0,78	0,65	0,70	0,65
Газовый фактор, м ³ /т	9,5	59,4		76,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,0	1,3		0,7
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	6,4	5,3		14,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,756	0,742		0,696
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,824	0,814		0,821
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,77	2,98		8,50
Содержание асфальтенов, %	9,2	7,2		6,5
смола, %				
парафинов, %	8,8	11,3		11,9
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,80	0,75		0,75
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,0	1,0		1,0
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,038	1,051		1,039
Химический состав пластовой воды	хлоркальциевая			

Месторождение многопластовое, содержит шесть залежей, две приурочены к нижнеокомским терригенным отложениям (M-I, M-II), другие к юрским (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV), образуя два обособленных продуктивных этажа - меловый и юрский. В меловых отложениях залежи - нефтяные, в юрских - газо-нефтяные (Ю-I, Ю-II, Ю-IV) и нефтяные (Ю-III).

Особенностью геологического строения рассматриваемого месторождения является зональная и послойная неоднородность. Наибольшей проницаемостью характеризуется пласт M-I. Коллекторы горизонтов M-I и M-II месторождения Кумколь относятся к высокопродуктивным с высокой проницаемостью, послойной и зональной неоднородностью.

Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по различным объектам разработки приведено на рисунке 1.

Большая часть скважин (58 %) эксплуатируются с дебитом по нефти до 10 т/сут, с дебитом от 10 до 50 т/сут - 39 %, с дебитом от 50 до 100 т/сут - 3 %. С обводненностью от 70 % до 95 % - 55 % и 26 % с обводненностью более 95 %. Анализ показателей эксплуатации и разработки показал, что большая часть скважин, то есть более 80 %, эксплуатируются с высокой обводненностью продукции и, как следствие, с низкими дебитами по нефти.

Геофизические исследования подтвердили, что высокопроницаемые пропластки обводнены, а низкопроницаемые нефтенасыщены и являются перспективными зонами с точки зрения повышения дебитов нефти и снижения обводненности скважин. Решение указанной проблемы возможно с применением гелеобразующих композиций, которые изолируют обводненные высокопроницаемые интервалы пласта. Одними из эффективных ГОК могут быть органо-гибридные составы, обладающие одновременно вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, способные длительно проявлять изолирующую способность в пластовой среде. Кроме того, указанные составы стабильны к размыву водой, в том числе и с высокой степенью минерализации.

В данной работе авторы рассматривают органо-гибридный гелеобразующий состав на основе реагента КОМ-С. Технология проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на основе указанной композиции имеет критерии применимости, представленные в таблице 2.

Опытно-промысловые испытания (ОПИ) были проведены на двух скважинах (1296, 2244) рассматриваемого месторождения, удовлетворяющих критериям применения технологий для ограничения водопитока.

Рисунок 1. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти (а) и обводненности (б)

Таблица 2. Критерии применения технологии на основе реагента КОМ-С

Показатель	Значение
Дебит жидкости, м ³ /сут	более 30
Дебит нефти, т/сут	более 0,5
Обводненность, %	менее 98
Количество прослоев в пласте	не менее 2
Вязкость нефти, мПа·с	не более 40
Температура пласта, °С	не выше 70
Проницаемость, мкм ²	не менее 0,1
Наличие остаточных запасов нефти	
Влияние нагнетательной скважины (профиль приемистости и т.п.)	

Показатели работы скважины 1296 на дату проведения геолого-технологического мероприятия, следующие: дебит жидкости - 58,3 т/сут, обводненность продукции - 96,4 %, дебит по нефти - 2,1 т/сут. По скважине 2244: дебит по жидкости - 133,3 т/сут, обводненность продукции - 98,5 %, дебит по нефти - 2,0 т/сут.

В скважине 2244 пласт МI вскрыт перфорацией в интервале 1108,0-1115,5 м. Геофизические исследования методом термометрии до проведения внутрислоевой водоизоляции (24.07.2012 г.) показали, что основной приток (вода с нефтью) отмечается в нижнем интервале перфорации 1113,0-1114,0 м. По кривым термометрии аномалия в интервале 1115,5-1125,0 м связана с заколонным перетоком снизу.

После проведения водоизоляционных работ по результатам геофизических исследований видно, что интервал заколонной циркуляции отсутствует, и величина работающего интервала ствола увеличилась (1112,0-1115,0 м) на 2 м за счет перераспределения потоков в призабойной зоне пласта (ПЗП) (рисунок 2).

В результате проведения обработки дебит нефти стабилизировался на значении 5,1 т/сут, а обводненность - 93,5 %. Дополнительная добыча нефти, рассчитанная «методом прямого счета», составила 429,9 т при длительности эффекта 7 мес.

По скважине 1296 дебит нефти до обработки составлял 2,1 т/сут, после закачки ГОС повысился до 4,0 т/сут, обводненность снизилась на 3 %. Эффективность технологического процесса длилась 6 мес. Дополнительная добыча нефти составила 264 т.

Прогнозирование технологической эффективности от закачки геля на основе реагента Ком-С является важным этапом проектирования мероприятия. Задача моделирования размещения ГОС в призабойной зоне пласта (ПЗП) и прогнозирование технологической эффективности от проведенного мероприятия имеет много вариантов решений [7-9]. Многообразие вариантов связано с необходимостью учета физических явлений, происходящих в пласте, и процессов гелеобразования, которые можно заложить в гидродинамическую модель (ГДМ) или, наоборот, пренебречь ими.

Рисунок 2. Результаты геофизических исследований по скв. 2244 до (24.07.2012 г.) (а) и после проведения РИР (23.03.2015 г.) (б)

В предложенной модели рассмотрены следующие допущения:

1. Фильтрация несжимаемой жидкости в несжимаемой пористой среде;
2. Двухфазная фильтрация (водная и нефтяная фазы);
3. Пренебрежение капиллярными явлениями. Градиенты давления, создаваемые в ПЗП при закачке технологических жидкостей, значительно превышают градиенты, создаваемые капиллярными силами;
4. Слоистая неоднородность моделируется несколькими пропластками с различными проницаемостями, но однородными по латерали;
5. Учет фильтрации по вертикальной оси Z. Учет перетоков между пропластками позволит оценить эффективность перераспределения потоков в ПЗП после установления блокирующего экрана;
6. Учет значений начальной насыщенности, полученных из ГДМ или вычисленных обратным счетом через относительные фазовые (ОФП) или абсолютные проницаемости пропластков, учитывая процесс опере-

жающего обводнения по слоям с более высокой абсолютной проницаемостью.

Далее рассмотрим методологические подходы к выбору положений, уточняющих процесс моделирования. Так, была рассмотрена трехмерная модель двухфазной фильтрации в декартовых координатах, то есть слоисто-неоднородная модель, составляющая $\frac{1}{4}$ часть призабойной зоны пласта, с четырьмя слоями различной проницаемости, при размере ячеек $1,5 \times 1,5 \times 1,0$ м.

Основные уравнения, описывающие модель: уравнения неразрывности двух фаз, закон линейной фильтрации Дарси, условие для насыщенностей. Решение системы представленных уравнений проводилось неявным по давлению, явным по насыщенности методом IMPES (implicit pressure explicit saturations). В расчетах были использованы граничные условия - постоянное забойное давление на скважине и постоянное давление или расход на удаленной границе. Относительные фазовые проницаемости по воде и нефти были заданы по степенной корреляции Кори.

Закачка гелеобразующего состава моделировалась на основе применения трассера в водной фазе. После закачки указанного состава в ячейках модели происходит уменьшение коэффициента абсолютной проницаемости в R раз, при выполнении условия, что концентрация трассера составляет не менее 0,5 от исходной.

На начальном этапе моделирования было рассмотрено воздействие на пласт без привязки к объекту моделирования для анализа чувствительности модели к её входным параметрам, характеризующим геологическую неоднородность (анизотропия) и особенности технологического процесса (удельный объем закачки ГОК и фактор остаточного сопротивления).

Исходные фильтрационно-емкостные характеристики коллектора и свойства флюидов, принятые в модели, приведены в таблице 3.

В ходе анализа были рассмотрены четыре варианта рассматриваемого воздействия на пласт, учитывающие изменения фактора остаточного сопротивления (10-40), удельного объема закачки (6-24 м³/м) и анизотропии ($\frac{k_z}{k_x} = 0,1-0,01$). В таблице 4 приведены исходные данные для моделирования процесса закачки ГОК.

По каждому из рассмотренных вариантов в таблице 5 даны основные результаты моделирования закачки ГОК: радиус проникновения геля в пласт, изменение обводненности и дополнительная добыча нефти. Так, дополнительная добыча нефти увеличивается в 8 раз в четвертом варианте (по сравнению с базовым) при условии изменения следующих параметров: увеличения фактора остаточного сопротивления в 4 раза, объема закачки в 4 раза, вертикальной анизотропии в 10 раз.

Таблица 3. Исходные данные коллекторских свойств пласта и насыщающих его флюидов

Показатели	Номер слоя			
	1	2	3	4
Характеристики				
Коэффициент пористости, д.ед.	0,2			
Коэффициент проницаемости, мкм ²	0,075	0,15	0,225	0,3
Критическая водонасыщенность, д.ед.	0,2			
Остаточная нефтенасыщенность	0,4			
Динамическая вязкость нефти, мПа·с	8,1			
Динамическая вязкость воды, мПа·с	1,12			
Начальная водонасыщенность	0,2	0,2	0,6	0,6

Таблица 4. Параметры моделей

Номер модели	0 (базовый)	1	2	3	4
Фактор остаточного сопротивления	10	10	40	10	40
Удельный объем закачки, м ³ /м	6	24	6	6	24
Анизотропия	0,1	0,1	0,1	0,01	0,01

Таблица 5. Результаты моделирования закачки гелеобразующего состава

Номер модели	0	1	2	3	4
Радиус проникновения, м	4,5-6,0	9,0-11,5	4,5-6,0	4,5-6,0	9,0-11,5
Снижение обводненности до	0,47	0,50	0,20	0,42	0,18
Объем добытой жидкости за время эффекта	189	276	240	956	1143
Дополнительная добыча нефти, м ³	20	33	30	91	163

При оценке технологической эффективности обработки скважин месторождения Кумколь была использована предложенная гидродинамическая модель, позволяющая определить прогнозные показатели эксплуатации скважин и дополнительную добычу нефти, сравнение которых с фактическими позволит оценить возможности представленной модели.

По результатам расчетов гидродинамической модели были определены прогнозные показатели технологической эффективности применения геля на основе КОМ-С в скважинах 1296 и 2244 для условий месторождения Кумколь.

В виде примера по скважине 1296 на рисунках 3 и 4 приведены динамики обводненности, дебитов жидкости и нефти.

Рассматриваемая гидродинамическая модель также позволяет проследить за распределением ГОК на основе реагента КОМ-С в процессе его закачки в высокопроницаемые зоны пласта месторождения Кумколь.

На рисунке 5 приведено данное распределение по скважине 1296 на различных этапах процесса закачки. В дополнение на рисунке 6 представлены результаты моделирования изменения насыщенности призабойной зоны пласта в период работы скважины после воздействия при различных значениях обводненности добываемой продукции, позволяющие уточнить механизм обводнения скважины после закачки ГОК.

Сравнение фактических и прогнозных показателей технологической эффективности представлено в таблице 6.

Рисунок 3. Динамика обводненности (скважина 1296)

Рисунок 4. Динамика дебитов жидкости и нефти (скважина 1296)

Рисунок 5. Куб концентрации гелеобразующего состава Ком-С при проведении РИР на скважине 1296

Рисунок 6. Куб водонасыщенности в период добычи после проведения РИР на скважине 1296

Таблица 6. Результаты расчета прогнозной эффективности водоизоляционных работ с применением гидродинамического моделирования на скважинах 1296 и 2244 месторождения Кумколь

Параметры эффективности	Скважина 1296		Скважина 2244	
	ОПИ (факт)	Прогнозный расчет с применением ГДМ	ОПИ (факт)	Прогнозный расчет с применением ГДМ
Объем добытой жидкости за время эффекта, м ³	18000	8800	30000	11300
Дополнительная добыча нефти, м ³	264	420	430	510

Проведенный анализ свидетельствуют о наличии высокой сходимости фактических, полученных в результате ОПИ, и прогнозных результатов, полученных на основе гидродинамического моделирования технологического процесса воздействия на ПЗП.

Выводы

В ходе реализации технологии применения органо-гибридного состава на основе реагента КОМ-С получены положительные результаты, выраженные в виде прироста до-

бычи нефти за счет снижения обводненности продукции скважин.

Предложена и апробирована методология прогнозирования технологической эффективности проведения водоизоляционных работ на основе гидродинамического моделирования.

Получена высокая сходимость результатов прогнозирования и фактических показателей эффективности технологии, полученных в ходе выполнения ОПИ.

Список литературы

1. Нигматуллин Э.Н., Акчурин Х.И., Ленченкова Л.Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 3. С. 375-383.
2. Хлебников В.Н., Ленченкова Л.Е. Гелеобразующие композиции для нефтедобычи // Башкирский химический журнал. 1997. Т. 4. № 1. С. 50-54.
3. Рогачев М.К., Ленченков Н.С., Петров Д.А., Ленченкова Л.Е., Акчурин Х.И. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 8. С. 129-131.
4. Chen X., Zhu G., Zhou M., Wang J., Chen Q. Effect of Organic Polymers on the Properties of Slag-based Geopolymers // Construction and Building Materials. 2018. Vol. 167. P. 216-224.
5. Catauroa M., Papale F., Lamanna G., Bollino F. Geopolymer. PEG Hybrid Materials Synthesis and Investigation of the Polymer Influence on Microstructure and Mechanical Behavior // Mater. Res. 2015. Vol. 18. P. 698-705.
6. Zhang S.Z., Gong K.C., Lu H.W. Novel Modification Method for Inorganic Geopolymer by Using Water Soluble Organic Polymers // Mater. Lett. 2004. Vol. 58. P. 1292-1296.
7. Якубов Р.Н., Гумерова А.С., Ленченкова Л.Е. Прогнозирование эффективности применения технологии ограничения водопритокков с применением гидродинамического моделирования // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России: матер. VII междунар. науч. конф. Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. С. 56-57.
8. Якубов Р.Н., Гумерова А.С., Акчурин Х.И., Нурғалиев И.С. Применение математического моделирования для прогнозирования технологической эффективности водоизоляционных работ // Роль математики в становлении специалиста: матер. междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2018. С. 190-195.
9. Якубов Р.Н., Габдуллин А.А., Комков А.А., Гумерова А.С. Оценка технологической эффективности проведения водоизоляционных работ с применением гидродинамического симулятора // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономики: матер. VII междунар. науч.-практ. конф. Уфа: РИЦ БашГУ, 2018. С. 161-165.

References

1. Nigmatullin E.N., Akchurin Kh.I., Lenchenkova L.E. Obosnovanie mekhanizma geleobrazovaniya v rastvorakh polisilikatov natriya pri deistvii kislot [The Explanation Mechanism of Gelation in Sodium Polysilicate Solutions Ith ACIDS Effect Study]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 3, pp. 375-383. [in Russian].
2. Khlebnikov V.N., Lenchenkova L.E. Geleobrazuyushchie kompozitsii dlya nefte dobychi [Gel-Forming Compositions for Oil Production]. *Bashkirskii khimicheskii zhurnal - Bashkir Chemical Journal*, 1997, Vol. 4, No. 1, pp. 50-54. [in Russian].
3. Rogachev M.K., Lenchenkov N.S., Petrov D.A., Lenchenkova L.E., Akchurin Kh.I. Obosnovanie primeneniya v karbonatnykh kolektorakh potokootklonyayushchikh tekhnologii na osnove kislotnykh geleobrazuyushchikh sostavov [Justification of Implementation of Water Control Technology by Using ACID Gel Compounds in Carbonate Rocks]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2012, No. 8, pp. 129-131. [in Russian].
4. Chen X., Zhu G., Zhou M., Wang J., Chen Q. Effect of Organic Polymers on the Properties of Slag-based Geopolymers. *Construction and Building Materials*, 2018, Vol. 167, pp. 216-224.
5. Catauroa M., Papale F., Lamanna G., Bollino F. Geopolymer. PEG Hybrid Materials Synthesis and Investigation of the Polymer Influence on Microstructure and Mechanical Behavior. *Mater. Res.*, 2015, Vol. 18, pp. 698-705.
6. Zhang S.Z., Gong K.C., Lu H.W. Novel Modification Method for Inorganic Geopolymer by Using Water Soluble Organic Polymers. *Mater. Lett.*, 2004, Vol. 58, pp. 1292-1296.
7. Yakubov R.N., Gumerova A.S., Lenchenkova L.E. Prognozirovaniye effektivnosti primeneniya tekhnologii ogranicheniya vodopritokkov s primeneniem gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Forecasting of Efficiency of Application of Technologies of Water Shutoff with the Use of Hydrodynamic Modeling]. *Materialy VII Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Naukoemkie tekhnologii v reshenii problem neftegazovogo kompleksa v god ekologii v Rossii»* [Proceedings of the VII International Scientific Conference «Science-Intensive Technologies in Solving Problems of Oil and Gas Industry in the Year of Ecology in Russia»]. Ufa, Bashkir State University Publ., 2017, pp. 56-57. [in Russian].
8. Yakubov R.N., Gumerova A.S., Akchurin Kh.I., Nurgaliev I.S. Primeneniye matematicheskogo modelirovaniya dlya prognozirovaniya tekhnologicheskoi effektivnosti vodoizolyatsionnykh rabot [Application of Mathematical Modeling to Predict Technological Efficiency of Water Insulation Works]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Rol' matematiki v stanovlenii spetsialista»* [Materials of the International Scientific-Practical Conference «The Role of Mathematics in the Formation of a Specialist»]. Ufa, 2018. pp. 190-195. [in Russian].
9. Yakubov R.N., Gabdullin A.A., Komkov A.A., Gumerova A.S. Otseuka tekhnologicheskoi effektivnosti provedeniya vodoizolyatsionnykh rabot s primeneniem gidrodinamicheskogo simulyatora [Assessment of Technological Efficiency of Water Insulation Works with the Use of Hydrodynamic Simulator]. *Materialy VII mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Innovatsii i naukoemkie tekhnologii v obrazovanii i ekonomiki»* [Proceedings

of The VII International Scientific and Practical Conference «Innovations and High Technologies in Education and Economics»]. Ufa, Bashkir State University Publ., 2018, pp. 161-165. [in Russian].

Авторы

• Гумерова Александра Сергеевна
ООО Научно-производственный центр
«Комплекс-Ойл»
Инженер
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Мира, 14
e-mail: sasha04@list.ru

• Якубов Равиль Наилевич, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: rnyakubov@gmail.com

• Волошин Александр Иосифович, д-р хим. наук
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
Старший научный сотрудник
Российская Федерация, 450103, г. Уфа,
ул. Бехтерева, 3, корп. 1
e-mail: voloshinai3@mail.ru

• Ленченкова Любовь Евгеньевна, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: lenchenkoval@mail.ru

• Акчурин Хамзя Исакович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Бурение нефтяных
и газовых скважин»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 260-98-84

• Абызбаев Никита Ибрагимович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: shaura505@icloud.com

The Authors

• Gumerova Aleksandra S.
Research and Production Center «Complex-Oil» LLC
Engineer
14, Mira str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: sasha04@list.ru

• Yakubov Ravil N., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Fields
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: rnyakubov@gmail.com

• Voloshin Aleksandr I., Doctor of Chemical Sciences
RN-UfaNIPIneft LLC
Senior Researcher
3/1, Behtereva str., Ufa, 450103, Russian Federation
e-mail: voloshinai3@mail.ru

• Lenchenkova Lyubov Ye., Doctor of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas & Oil Fields Development
and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: lenchenkoval@mail.ru

• Akchurin Khamzya I., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 260-98-84

• Abyzbaev Nikita I.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas & Oil Field Development and
Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: shaura505@icloud.com