



Нефтиса
Нефтяная компания



СОВЕТ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ
АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» ИМ. А. А. ВОЛКОВА
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ М. С. ГУЦЕРИЕВА

СБОРНИК ТЕЗИСОВ VIII НАУЧНО- ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

Ижевск
2018

УДК 622.276(063)
ББК 33.36я431
С 232

С 232 Сборник тезисов VIII Научно-практической конференции — 2018. — Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. — 264 с.

ISBN 978-5-4344-0514-0

В сборнике представлены материалы VIII Межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 25-летию Института нефти и газа им. М. С. Гусериева. Конференция проведена компанией АО «Белкамнефть» им. А. А. Волкова совместно с Институтом нефти и газа им. М. С. Гусериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет» 11 апреля 2018 года для студентов, бакалавров, магистрантов, аспирантов высших учебных заведений.

Данный сборник статей включает научные работы о современных исследованиях в области геологии и разработки нефтяных месторождений, методов увеличения нефтеотдачи пластов, техники и технологии строительства и ремонта скважин, компьютерных технологий в добыче нефти и газа, а также проблемах экономики нефтяной промышленности. Книга предназначена для специалистов научно-исследовательских институтов, нефтедобывающих предприятий, преподавателей и студентов высших учебных заведений специальностей нефтяной и газовой промышленности.

ББК 33.36я431
УДК 622.276(063)

ISBN 978-5-4344-0514-0

© АО «Белкамнефть», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1.

ЭКОНОМИКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И НЕФТЕПРОМЫСЛОВЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	8
КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ.....	13
ВОЗДЕЙСТВИЕ НИЗКОЧАСТОТНОГО УЛЬТРАЗВУКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	19
ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ЛЕГКИХ ЭЦН НА СКВАЖИНАХ АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» ИМ. А. А. ВОЛКОВА	25
ПШАНГОВАРАЩАТЕЛЬ С УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ СИСТЕМОЙ СМАЗКИ.....	30
РОЛЬ МАЛОГО БИЗНЕСА В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ.....	34
РОЛЬ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В СНИЖЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОДУКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	40
ИСКУССТВЕННЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	46
«СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» В СИСТЕМЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ РОССИИ	53
ВЛИЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ САНКЦИЙ НА РЫНОК ТРУДА РОССИИ	58
АКТУАЛЬНЫЕ РИСКИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФИНАНСОВУЮ ОТЧЕТНОСТЬ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ СТАНДАРТАМ	63
АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУДА И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ НА ПРИМЕРЕ ООО «УК «ТАТБУРНЕФТЬ»	71
КПЭ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО МОДЕРНИЗАЦИИ УСТАНОВКИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ И РЕГЕНЕРАЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЛЕНИНОГОРСКОМ РАСТВОРНОМ УЗЛЕ ООО «ТАТБУРРАСТВОРЫ».....	77

ПРЕИМУЩЕСТВО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «УГОЗС» ПОСЛЕ ГРП И НА СКВАЖИНАХ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КРС	82
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ БИОПОЛИМЕРА БП-92 НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	85
СОВРЕМЕННЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ СКЛАДИРОВАНИЯ.....	89
АНАЛИЗ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» ЗА 2017 ГОД.....	94
ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕВОДНИКА ШЛАНГА ППУ А ДЛЯ ОЧИСТКИ ТРУБ НКТ	101
ГИДРОВИНТОВОЙ ПРИВОД ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА ДЛЯ СКВАЖИН, СОДЕРЖАЩИХ ВЫСОКОВЯЗКУЮ ПРОДУКЦИЮ.....	104
АНАЛИЗ ПОТЕРЬ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ».....	110
АНАЛИЗ КАЧЕСТВЕННОГО И КОЛИЧЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПЕРСОНАЛА НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ» ЗА 2014–2015 ГГ.	115
БЕЗРАБОТИЦА МОЛОДЕЖИ КАК СОЦИАЛЬНАЯ ПРОБЛЕМА.....	120

СЕКЦИЯ 2.

ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗА СЧЕТ УЧЕТА СИСТЕМЫ ТРЕЩИН	126
ПРЕИМУЩЕСТВА НАПРАВЛЕННОГО КОЛТЮБИНГОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ.....	132
ПОИСК НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК ПРИ ПОМОЩИ АЭРОСЪЕМОК И ПРИВЛЕЧЕНИЕ ВЫЯВЛЕННЫХ СТРУКТУР В РАЗРАБОТКУ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ	138
СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ.....	142
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ «АНЧАР» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ В УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ.....	146

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА В ЗОНАХ ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ	151
ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕШЕТНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	157
СОЗДАНИЕ ЦИФРОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ.....	162

СЕКЦИЯ 3. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ НА ОБЪЕКТАХ С ОБШИРНЫМИ ВОДОНЕФТЯНЫМИ ЗОНАМИ.....	166
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО УТИЛИЗАЦИИ СТОЧНОЙ ВОДЫ В СИСТЕМЕ ППД.....	173
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД НА КОДЯКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	178
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ОБЛАСТИ НФС ОКРУЖЕНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ № 832 КОДЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	182
ТЕХНОЛОГИЯ GTL КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ ПРИМЕНЕНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА	188
ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КВАРЦЕВОГО ПЕСКА С МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БУГРОВСКОЕ» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ.....	193
ОБОСНОВАНИЕ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	196
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ППД НА ЗАБЕГАЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» ИМ. А. А. ВОЛКОВА	202

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДНЫХ И СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ СМЕСИ ЦВИТЕРИОННОГО И АНИОННОГО ПАВ	208
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ	214
САМОРАСПАДАЮЩИЙСЯ ОТКЛОНИТЕЛЬ ДЛЯ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП)	220
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА КУЛИКОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	224
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ РЕАГЕНТА АС-CSE-1313 В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ВЫНГАПУРОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	229
ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ N-ГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ	236
ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ЗАКАЧКИ ПАВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТИИ	243
КРИТЕРИИ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПЕРЕВОДА НА ВЫШЕЛЕЖАЩИЕ ГОРИЗОНТЫ	249
ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ РЕШЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ	254
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ	258

Ю. Г. Епифанов, ассистент кафедры РЭНГМ,
Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева,
Удмуртский государственный университет

Д. А. Ахмед, Я. М. Шауки, студенты 2 курса магистратуры,
Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева,
Удмуртский государственный университет

ОБОСНОВАНИЕ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация. В данной работе проводится анализ эффективности применения метода интенсификации добычи нефти солянокислотной обработки. В качестве факторов, влияющих на успешность обработки, проведенных в АО «Белкамнефть», рассматриваются приросты дебита нефти и жидкости, коэффициенты продуктивности по нефти до и после обработки, а также удельные объемы закачки кислоты. СКО с применением KR-1НК показали наиболее эффективные результаты, чем простые СКО. На месторождении большинство скважин показали положительную динамику после проведения СКО, что отразилось на приросте коэффициента продуктивности. По результатам проведенного анализа сделаны выводы о дальнейшем применении рассмотренных методов интенсификации добычи нефти на месторождениях АО «Белкамнефть».

Ключевые слова: солянокислотная обработка, коэффициент продуктивности, глинокислотная обработка, плавиковая кислота, ПЗП, геолого-технические мероприятия, дебит.

Призабойная зона пласта (ПЗП) является одной из главных составляющих в гидродинамической системе «пласт–скважина» [1].

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий [4].

Продукты реакции взаимодействия соляной кислоты с породой хорошо растворимы в воде, потому их удаление из ПЗП не представляет сложности [2].

При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также за счет увеличения скорости закачки [5].

Исходя из результатов проведения обработок ПЗП и физико-химического состава продуктивных терригенных коллекторов залежей нефти на месторождении, рекомендуется с целью интенсификации притока нефти (уменьшения скин-фактора) в добывающих скважинах применение кислотных составов серии КСПЭО-3Т (кислотные составы противоэмульсионного комплексного действия).

Кислотный состав КСПЭО-3Т обладает рядом преимуществ по сравнению с глинокислотой [4].

1. Высокая проникающая способность в поровое пространство нефтенасыщенной части пласта вследствие низкого межфазного натяжения на границе «кислотный состав – нефть». В таблице 1 показана сравнительная характеристика межфазного натяжения глинокислоты и КСПЭО-3Т с различными нефтями.

Таблица 1. Межфазное натяжение на границе КСПЭО-3Т с различными нефтями

№ п/п	Классификация нефти	Характеристика нефти		Межфазное натяжение σ , мН/м	
		плотность, г/см ³	вязкость, мПа · с	глинокислотная смесь	кислотные составы КСПЭО
1	Легкая	0,82–0,86	4–9	1,7–6,6	0,006–0,1
2	Средняя	0,86–0,89	9–30	1,6–3,9	0,01–0,1
3	Тяжелая	0,89–0,914	34–90	1,3–2,8	0,01–0,1

2. Эффективное предотвращение образования стойких высоковязких нефтекислотных эмульсий, способных привести к осложнениям при освоении скважин после кислотной обработки.

Характер взаимодействия различных кислотных составов с нефтями приведен в таблице 2.

Таблица 2. Результаты взаимодействия кислотных составов с нефтями

Классификация нефти	Характеристика нефти		Вязкость продуктов реакции	
	плотность ρ , г/см ³	вязкость μ , мПа · с	Эмульсии нефти с глинокислотой, мПа · с	Нефти после обработки КСПЭО, мПа · с
Легкая	0,82–0,86	4–9	230–750	4–12
Средняя	0,86–0,89	9–30	460–2700	13–45
Тяжелая	0,89–0,914	34–90	300–1500	40–120

При использовании КСПЭО-3Т эмульсии не образуются даже в присутствии продуктов реакции кислотного состава с породой. После отстаивания нефть имеет те же параметры, что и до обработки ее кислотным составом.

3. Замедление скорости реакции состава с породой в 2 раза выше по сравнению с глинокислотой.

4. КСПЭО-3Т обладает высокой диспергирующей способностью в отношении АСПО. Размер частиц АСПО при диспергировании в составе не превышает 1 мм. При диспергировании в глинокислоте без добавок образуются частицы размером более 7 мм.

5. После обработки образцов керна составом КСПЭО-3Т проницаемость для нефти возрастает на 30–50 %.

Для обработки терригенных продуктивных пластов с глинистостью до 5 % добывающих скважин рекомендуется применение кислотного состава комплексного действия КСПЭО-3Т [1].

При глинистости обрабатываемого коллектора 5–10 % содержание плавиковой кислоты в КСПЭО-3Т должно быть снижено в 2 раза.

При выборе скважин-кандидатов для проведения КСПЭО-3Т рассматривались следующие параметры: снижение дебитов по нефти и жидкости во времени, обводненность продукции (меньше 50 %), пластовое давление, забойное давление.

В качестве скважин-кандидатов выбраны добывающие скважины с дебитами нефти ниже среднего (17,2 т/сут) для данного объекта. В таблице 3 представлены скважины-кандидаты и значения определяющих параметров.

По скважине № 13024 за 18 месяцев произошло снижение дебита нефти/жидкости с 15,2/19,5 т/сут до 5,6/8,9 т/сут. Эта скважина

Таблица 3. Значения определяющих параметров
по скважинам для КСПЭО-ЗТ

Параметры		Значения		
№ скважины месторождение		13024	13649	13520
На 01.02.2016	дебит нефти, т/сут	15,2	21,7	19,4
	дебит жидкости, т/сут	19,5	27,5	23
На 12.08.2017	дебит нефти, т/сут	5,6	7,1	2
	дебит жидкости, т/сут	8,9	9,1	2,3
Обводненность, %		27	9,9	3,1
$P_{пл.}$, МПа		8,47	11,65	14,08
$P_{заб.}$, МПа		2,69	4,91	4,39
K продуктивности, $м^3/сут/МПа$		2,21	1,667	0,282

работает продолжительное время, накопленный отбор по ней составляет 57 510 т нефти. Пластовое давление 8,47 МПа снизилось ниже давления насыщения 10,38 МПа. Первая КСПЭО-ЗТ по скважине была проведена при освоении и дала значительный прирост дебита. Повторная обработка при низком забойном давлении может вызвать определенные проблемы при проведении операции, но в то же время высокое давление продавливания кислоты способствует уменьшению скорости реакции, глубокому проникновению кислоты в пласт, охвату кислотным раствором малопроницаемых пластов и участков, что значительно повышает эффективность кислотных обработок.

По скважине № 13649 за 18 месяцев произошло снижение дебита нефти/жидкости с 21,7/27,5 т/сут до 7,1/9,1 т/сут. Пластовое давление равно 11,65 МПа. Скважина находится в зоне влияния нагнетательных скважин №№ 13339 и 13337, которые пущены под закачку в 2017 году. Проведение кислотной обработки призабойной зоны может способствовать преждевременному обводнению скважины. Если дебит скважины при повышении давления от закачки воды в этой зоне пласта не повысится, тогда следует провести очистку призабойной зоны с помощью КСПЭО-ЗТ.

По скважине № 13520 за 18 месяцев произошло снижение дебита нефти/жидкости с 19,4/23 до 2/2,3 т/сут. Это самое большое уменьшение дебита. При пластовом давлении 14,08 МПа, близком к начальному 15,3 МПа, снижение дебита возможно связано с закупоркой призабойной зоны.

Таблица 4. Эффективность проведения КСПЭО-3Т

№ скважины, месторождение	Эффективная н/нас. толщина, м	Продолжитель- ность эффекта, сут	Дополни- тельная добыча, т
13110	5,2	479	637,3
13024	1,8	717	1578,1
13554	2,6	390	1092,7
Среднее значение	3,2	529	1103

На основании проведенного анализа предлагается на скважине № 13520 провести КСПЭО-3Т с целью улучшения состояния ПЗП и получить дополнительную добычу нефти.

Технологический эффект определяется количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после КСПЭО-3Т. Расчет выполним исходя из фактически проведенных обработок (табл. 4).

Дополнительная добыча нефти после проведения КСПЭО-3Т на 3 скважинах составила 1103 т на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта — 529 суток. Средняя нефтенасыщенная толщина для этих скважин составляет 3,2 м, следовательно, удельная дополнительная добыча нефти после проведения КСПЭО-3Т на 1 м составит 345 т/м.

Определим ожидаемый технологический эффект после проведения КСПЭО-3Т для скважины № 13520 на основе удельной дополнительной добычи и нефтенасыщенной толщины в этих скважинах:

$$Q = h \cdot (\text{уд. доп. добыча}) = 3,8 \cdot 345 = 1311 \text{ т.}$$

где h — эффективная нефтенасыщенная толщина, м; уд. доп. добыча — удельная дополнительная добыча, т/м.

Ожидаемый технологический эффект после проведения КСПЭО-3Т на скважине № 13520 составит 1311 т нефти. Продолжительность эффекта принимаем среднюю, по фактическим данным 529 суток или 6 кварталов.

Список использованной литературы

1. Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2016. — 565 с.
2. Бочаров В. А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. — М.: ВНИИОЭНГ, 2010. — 252 с.

3. Уметбаев В. Г., Мерзляков В. Ф., Волочков Н. С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. — Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2010. — 424 с.
4. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов. — М.: Недра, 2013. — 510 с.
5. Мирзаджанзаде А. Х., Ахметов И. М., Хасаев А. М., Гусев В. И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / под ред. проф. Мирзаджанзаде А. Х. — М.: Недра, 2016. — 382 с.

THE SUBSTANTIATION OF SOLAR-ACID WELL PROCESSING FOR WASTE OIL CONDITIONS ON ARLAN DEPOSIT

Yu. G. Epifanov, assistant of the chair of development and exploitation
of oil and gas fields, Oil and Gas Institute named
after M.S. Gutseriev at the Udmurt State University

D. A. Ahmed, Ya. M. Shawqi, 2nd year students of magistracy,
Oil and Gas Institute named after M. S. Gutseriev
at the Udmurt State University

Abstract. In this paper, the effectiveness of the application of the method of intensifying oil production by hydrochloric acid treatment is analyzed. As factors influencing the success of the processing carried out in company “Belkamneft”, the increments of oil and liquid flow rates, oil production efficiency coefficients before and after treatment, as well as specific volumes of acid injection are considered. RMS using KR-1HK showed the most effective results than simple RMS. The majority of wells at the field showed positive dynamics after the implementation of the standard deviation, which affected the growth of the productivity factor. Based on the results of the analysis, conclusions were drawn on the further application of the methods of intensifying oil production in the fields of company “Belkamneft”.

Keywords: hydrochloric acid treatment, productivity factor, clay acid treatment, hydrofluoric acid, bottomhole formation zone, geological and technical measures, production rate.