SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСТВОРОВ ПЛАСТОВЫХ ВОД В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ

Р. Р. Кадыров[1], В. В. Мухаметшин*[1], Р. У. Рабаев[2], Л. С. Кулешова[1], В. И. Щетников[3], И. Ф. Галиуллина[1], А. Х. Габзалилова[1], З. А. Гарифуллина[1]

[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

[3]СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам

Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using

R. R. Kadyrov[1], V. V. Mukhametshin*[1], R. U. Rabaev[2], L. S. Kuleshova[1], V. I. Shchetnikov[3], I. F. Galiullina[1], A. Kh. Gabzalilova[1], Z. A. Garifullina[1]

[1]Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, (branch in the city of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia

[2]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

[3]JV «Vietsovpetro», Vung Tau, Vietnam

ABSTRACT

The possibility and expediency of using reservoir and oilfield wastewater in areas of depleted and exhausted deposits in oil production for the preparation of liquids used for well killing, cement slurry mixing; table salt suitable as a food product producing. Based on laboratory studies, it has been found out that from one ton of water, on average, 180–210 kg of well killing fluid and 140–150 kg of common salt can be obtained, and dilution of heavy brine with fresh technical water can significantly increase the cement stone strength when fixing wells. The carried out simulation tests indicate that there is no deterioration in the reservoir properties of productive formations when they come into contact with heavy brines and the possibility of using such brines as a well killing fluid. A method has been developed for well-killing fluid and sodium chloride obtaining from oil field formation waters, including the initial formation water of calcium chloride type purification from mechanical impurities, oil residues, bringing its density to the concentration of calcium chloride, at which sodium chloride precipitates.

KEYWORDS

Reservoir water;
Well killing fluid;
Table salt;
Cement stone strength;
Sodium chloride salting.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Известно, что в районах истощающихся и отработанных месторождений в нефтедобыче для приготовления жидкостей глушения скважин, затворения цементного раствора, а также для получения поваренной соли используются пластовые воды.

Анализ мировой практики показывает, что чаще всего производства по переработке пластовых вод организуются в этих районах, подземные воды которых, кроме того, содержат промышленные кондиции ценных химических соединений. Это обусловлено тем, что при переработке пластовых вод до 70% капитальных вложений и эксплуатационных затрат приходится на добычу пластовых вод, являющихся ценным гидроминеральных сырьем и утилизацию отработанных пластовых вод в бездействующие скважины с готовой промышленной и социальной инфраструктурой, что значительно удешевляет стоимость получаемой продукции. Немаловажен и тот факт, что в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений накапливается достаточно большая информация о продуктивных пластах [1-8] и параметрах водоносных горизонтов и составе подземных вод, позволяющая оценить кондиции и запасы гидроминерального сырья, сэкономив тем самым средства и время на проведение специальных геологоразведочных работ. Кроме того, создание нового производства позволит частично решить проблему занятости высвобождающихся кадров нефтяников и газовиков в связи с сокращением производства отработанных месторождений [9-12].

Для оценки целесообразности использования подземных вод важно не только содержание основного компонента, но и ряд других показателей: суммарная

**E-mail:* vv@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400783

производительность водозабора, которая определяет мощность создаваемого предприятия; глубина эксплуатационных скважин, определяемая глубиной залегания водоносных горизонтов; дебит эксплуатационных и приемистость нагнетательных скважин, от которых зависит общее количество скважин при заданной производительности водозабора; глубина уровня подземных вод на начало и конец эксплуатации, влияющая на расход электроэнергии при добыче и закачке отработанных вод; размеры водозабора, определяющие капитальные вложения в сырьевую базу (длина трубопроводов, насосные установки, автодороги, ЛЭП); способ утилизации отработанных вод, определяющий их переработку; наличие в воде вредных примесей, требующих специальной водоподготовки [13-18].

В работе, выполненной в ТатНИПИнефть [19], была проведена оценка вод терригенных отложений девона Бавлинского нефтяного месторождения на содержание полезных компонентов для промышленных целей и рассмотрены гидрогеологические условия терригенных отложений, а также там же приведены результаты опробования скважины №20 (Бавлинская площадь), химические анализы пластовых и нефтепромысловых сточных вод. Наиболее водообильными в терригенных отложениях девона являются песчаные пласты $Д_{II}$ и $Д_{IV}$. Приводятся технико-экономическое обоснование производства по переработке пластовых вод по трем вариантам:

– использование нефтепромысловых сточных вод;

– использование пластовых вод из скважин, оборудованных на пласты ДI, ДII и ДIV;

– совместное использование нефтепромысловых и пластовых вод.

Ориентировочные расчеты показали высокую рентабельность производства на базе нефтепромысловых и пластовых вод. Авторы отчета рекомендовали для использования третий вариант.

В 1972 г. в институте «ТатНИПИнефть» была проведена работа [20, 21] по теме «Оценка потенциальных ресурсов йодобромных вод терригенных отложений девона Прикамских нефтяных месторождений ТАССР с целью их промышленного освоения», где сформулированы следующие положения:

– подземные воды терригенного девона отвечают существующим кондиционным требованиям по минимальному содержанию полезных компонентов;

– ресурсы пластовых вод терригенного девона практически неисчерпаемы и в пределах Прикамских нефтяных месторождений они вполне могут обеспечить длительный срок водозаборных сооружений рассолопромысла при добыче пластовой воды в объеме 20 тыс. м^3/сут.

Однако, пока не выработаны основные запасы нефти в терригенных и карбонатных отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [22-30], организация рассолопромысла большой производительности несвоевременна, т. к. отбор большого количества жидкости вызывает интенсивные перетоки жидкости из одного пласта в другой и приведет к осложнению при эксплуатации залежей нефти [31, 32].

В процессе переработки пластовых вод можно получить не только ценные химические компоненты, но и жидкости для глушения скважины [33-35] и жидкости затворения при приготовлении тампонажного цементного раствора [36, 37].

На основании лабораторных исследований установлено, что из одной тонны пластовой воды можно получить в среднем 180-210 кг жидкости для глушения скважины и 140-150 кг поваренной соли. Из пластовых вод получается поваренная соль пищевого качества с содержанием примесей Mg, Ca и K – ниже предусмотренных норм им по ГОСТ [20].

Путем разбавления тяжелого рассола пресной технической водой доведением концентрации $CaCl_2$ – до 2-4%, а NaCl – до 4-8%, получают жидкость пригодную для затворения тампонажного цемента.

Результаты лабораторных испытаний показали существенное повышение прочности цементного камня, приготовленного на такой жидкости. Прочность на изгиб при приготовлении на водопроводной воде через двое суток составила 2.6 и 4.8 МПа при приготовлении образцов на жидкости затворения, приготовленного из тяжелого рассола, а прочность на сжатие 6.1 и 11.6 МПа соответственно. Прочность сцепления на отрыв от металла возрастает на 70%, а отрыва от породы – на 75% по сравнению с цементом, затворенным на пресной технической воде.

Для оценки возможности использования тяжелых рассолов в качестве жидкости глушения скважин были проведены исследования на трубчатых моделях пласта с различной проницаемостью [38]. Цель исследований заключалась в выявлении воздействия тяжелых рассолов на коллекторские свойства пласта. Для этого трубчатую модель пласта длиной в 48.2 см и диаметром 2.7 см набивалась кварцевым песком, после чего через нее пропускалась исходная пластовая вода. Затем через модель продавливался тяжелый рассол и она оставлялась в покое на 24 часа, после этого через нее пропускалась исходная пластовая вода. При этом для моделей с проницаемостью 0.2, 0.7, 1.0, 1.5 и 2.0 мкм^2 затухание фильтрации не наблюдалось при градиентах давления, соответствующих пластовым условиям. Аналогичные исследования были проведены и с нефтенасыщенными моделями, в которых также не отмечалось уменьшение фильтрации, т. е. падения продуктивности по нефти не ожидается [39-42].

Таким образом, проведенные модельные испытания свидетельствуют об отсутствии ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов при их контактировании с тяжелыми рассолами и возможности использования таких рассолов в качестве жидкости для глушения скважин.

Состав рассола после выделения NaCl и разбавления пресной водой до плотности 1300 кг/м^3 следующий: хлористый кальций – 25.7; хлористый натрий – 2.5; хлористый магний – 7.2; хлористый калий – 1.0; вода – 64.3%.

Технической задачей разрабатываемого метода является получение жидкости глушения скважин, снижение энергетических затрат на приготовление жидкости глушения и не требует строительства сложных выпарных установок и многократно сокращает потребление энергии при получении жидкости глушения скважин и хлористого натрия, пригодного для технических и пищевых целей.

Разработан метод получения жидкости глушения скважин и хлористого натрия из пластовых вод нефтяного месторождения, включающим очистку исходной

пластовой воды хлоркальциевого типа от механических примесей, остатков нефти, доведение ее плотности до концентрации хлористого кальция при которой происходит осаждение хлористого натрия, осажденный NaCl отделяют от тяжелого солевого раствора центрифугированием с последующей промывкой исходной пластовой водой с целью удалением из него остаточных солей хлористого кальция и хлористого магния [43].

Суть метода по получению жидкости глушения заключается в том, что в пластовой воде хлоркальциевого типа с плотностью не менее 1100 кг/м^3 – хлористый кальций, после удаления NaCl полученный тяжелый рассол разбавляют пресной технической водой до получения жидкости глушения с требуемой плотностью.

Для получения жидкости глушения и хлористого натрия используются следующие материалы:

– кальций хлористый технический, технические условия ГОСТ 450-77;

– пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью не менее 1100 кг/м^3.

Полученные жидкости глушения скважин из пластовой воды с различной плотностью, но с одинаковым с пластовой водой набором минеральных солей пригодные для глушения скважин в широком диапазоне изменений пластового давления, а попутным продуктом при этом является хлористый натрий. Глушение скважин – это технологическая операция по замене скважиной жидкости на жидкость с повышенной плотностью. Эта операция является необходимой для проведения последующих подземных ремонтов скважин, где пластовое давление может меняться от 6 до 27 МПа и более в зависимости от месторождений. Повышение плотности пластовой воды происходит при растворении в ней хлористого кальция. В отличие от метода получения жидкости глушения на выпарных установках в предлагаемом способе не требуется сложных выпарных аппаратов и больших энергозатрат.

При высаливании хлористого натрия хлористым кальцием содержание солей определяли на лабораторной установке, состоящей из стеклянной емкости с перемешивающим устройством. Количество пластовой воды, получаемой соли и тяжелого рассола, определяли на лабораторных технических весах с точностью ±0.5 г. Плотность растворов измеряли денсиметром. С целью удаления пропитывающего соль (NaCl) маточного раствора, содержащего хлористый кальций и магний, отфильтрованную соль смешивали с исходной пластовой водой в соотношении пластовая вода-соль, равном 0.5:1. Полученную суспензию фильтровали. Суммарная концентрация хлористого кальция и магния в тяжелом рассоле зависит от количества растворенного хлористого кальция, составляет от 23 до 36 %.

Количество хлористого кальция и магния определяли комплексо-метрическим методом в присутствии индикаторов.

Результаты высаливания хлористого натрия, хлористым кальцием из хлоркальциевой девонской пластовой воды с плотностью 1185 кг/м^3 Ромашкинского месторождения представлены в таблице 1. При высаливании с тридцатью килограммами хлористого кальция из 100 кг пластовой воды выделяется 15 кг хлористого натрия и получается тяжелый рассол с плотностью 1345 кг/м^3.

Выведем формулу для определения плотности жидкости глушения при разбавлении тяжелого рассола пресной технической водой. Запишем уравнения для получения V_1, жидкости глушения с искомой плотностью ρ_χ. Пусть имеем объем тяжелого рассола V с плотностью 1345 кг/м^3. Запишем уравнение:

$$1345 \cdot V + V_1 \cdot \rho_{H_2O} = (V + V_1)\rho_\chi \,;$$

$$\rho_\chi = \frac{1345 \cdot V + V_1 \cdot \rho_{H_2O}}{V + V_1}$$

или в общем виде

$$\rho_\chi = \frac{\rho \cdot V + V_1 \cdot \rho_{H_2O}}{V + V_1} \qquad (1)$$

где ρ – плотность полученного рассола; V – объём полученного рассола; V_1 – количество добавленной пресной воды; ρ_χ – искомая плотность разведённого рассола; ρ_{H_2O} – плотность технической пресной воды.

Результаты высаливания поваренной соли тяжелым рассолом, приведенный выше представлены в таблице 2. При высаливании из исходной пластовой воды плотностью 1185 кг/м^3 полученным тяжелым рассолом в количестве 114.85 кг и плотностью 1346 кг/м^3 выделяется 14 кг поваренной соли, а полученный при этом тяжелый рассол имеет плотность 1257 кг/м^3.

В качестве примера рассмотрим расчет необходимых объемов пресной воды и тяжелого рассола для приготовления 1.43 м^3 тяжелого рассола с плотностью 1431 кг/м^3.

Пусть имеется скважина глубиной 1700 м, пластовое давление 20 МПа, плотность жидкости глушения должна составлять 1235 кг/м^3. Для этого, согласно формуле (1) необходимо 463 кг пресной воды, на один кубометр тяжелого рассола с плотностью 1345 кг/м^3 при этом получим 1.435 м^3 жидкости глушения с необходимой плотностью. С учетом глубины скважин и диаметра эксплуатационной колонны находится необходимый объем жидкости глушения с требуемой плотностью.

Результат высаливания хлористого натрия хлористым кальцием из хлоркальциевой воды Пякяхинского лицензионного участка месторождения Лукойл-Западная Сибирь, неокомского водоносного комплекса, пласт $БУ_{16}^0 - БУ_{16}$ с плотностью 1100 кг/м^3 представлены в таблице 3. При высаливании 30 кг хлористого кальция из пластовой воды неокомского водоносного комплекса выделяется 1.136 кг хлористого натрия и получается тяжелый рассол плотностью 1431 кг/м^3.

Пусть $V = 5$ м^3, $V_1 = 2$ м^3 воспользуемся формулой (1):

$$\rho_\chi = \frac{1431 \cdot 5 + 2 \cdot 1000}{7} = \frac{7155 + 2000}{7} = \frac{9155}{7} = 1307 \text{ кг/м}^3$$

Поскольку хлористый натрий выделяется в малом количестве, то говорить о его извлечении не имеет смысла.

Получение жидкости глушения для скважин можно производить энергетически малозатратным способом: высаливанием, т.е. растворением в пластовых водах хлоркальциевого типа с плотностью не менее 1100 кг/м^3 технического хлористого кальция или тяжелым рассолом, получаемым при высаливании хлористого натрия хлористым кальцием.

Таблица 1

Количество солей в жидкости

Наименование компонентов	Количество, кг					
	всего	$CaCl_2$	$MgCl_2$	KCl	NaCl	H_2O
Исходная пластовая вода девонского горизонта Ромашкинского месторождения	100	5.48	1.57	0.23	16.42	Остальное вода и микроэлементы, количеством которых пренебрегаем ввиду их малого содержания
Количество хлорида кальция	30	29.1	0.6	-	-	
Хлорид натрия, выпавший в осадок	15.15	-	-	-	15.0	
Полученный тяжелый рассол	114.85	34.58	2.17	0.23	1.42	

Таблица 2

Количество солей, содержащихся в жидкостях

Наименование компонентов	Количество солей, содержащихся в жидкостях, кг					
	всего	$CaCl_2$	$MgCl_2$	KCl	NaCl	H_2O
Исходная пластовая вода девонского горизонта Ромашкинского месторождения	100	5.48	1.57	0.23	16.42	Остальное вода и микроэлементы, количеством которых пренебрегаем ввиду их малого содержания
Полученный тяжелый рассол, осадитель (по примеру 1)	114.85	34.58	2.17	0.23	1.42	
Поваренная соль, выпавшая в осадок	-	-	-	-	14.0	
Полученный тяжелый рассол для приготовления жидкости глушения скважин	199.85	35.85	7.78	0.48	2.42	

Таблица 3

Количество солей, содержащихся в жидкостях

Наименование компонентов	Количество солей содержащихся в жидкостях, кг					
	всего	$CaCl_2$	$MgCl_2$	KCl	NaCl	H_2O
Исходная пластовая вода, пласт $БУ_{16}^{0} – БУ_{16}$	100	12.11	-	0.008	1.149	Остальное вода и микроэлементы, количеством которых пренебрегаем ввиду их малого содержания
Хлористый кальций	30	29.1	0.6	-	0.013	
Количество получившегося тяжелого рассола	129.86	41.21	0.6	0.008	1.136	

Заключение

Таким образом, пластовые воды нефтяных месторождений являются ценным гидроминеральным сырьем и перспективны для получения технологических жидкостей для ремонтно-изоляционных работ и неорганических соединений и редких микроэлементов для использования в народном хозяйстве.

Литература

1. Ковалев, А. А., Михайлов, Н. Н., Сергеева, Е. В. (2017). Физические основы извлечения углеводородов из продуктивного пласта с разной по свойствам нефтью. *Нефтепромысловое дело*, 2, 13-18.

2. Галкин, В. И., Растегаев, А. В., Козлова, И. А. (2013). Исследование влияния геологических показателей на эффективность ГРП. *Нефтепромысловое дело*, 9, 54-57.

3. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

4. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI, 2, 103-111.

5. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

6. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.

7. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

8. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

9. Конторович, А. Э., Эдер, Л. В. (2020). Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*, 5, 8-17.

10. Исмайлов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдуллаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

11. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

12. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

13. Хисамов, Р. С., Абдрахманов, Г. С., Нуриев, И. А. и др. (2012). Способ ограничения притока пластовых вод в добывающую скважину. *Патент РФ* 2451165.

14. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 905, 012081.

15. Кадыров, Р. Р., Жиркеев, А. С., Сахапов, А. К. и др. (2012). Инструкция по технологии ремонта изоляционных работ с использованием цементоволокнистых материалов. *РД 153-39.0-777-12*.

16. Ghatrifi, S., Sulaimi, G., Chavez, M. J., Sivrikoz, A. (2018, November). Oil gain from successful water shut-off strategy. SPE-193245-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

17. Галиуллина, И. Ф., Кадыров, Р. Р. (2016). Получение из пластовых вод нефтяных месторождений продуктов, используемых в нефтедобыче, животноводстве и пищевой промышленности. *Нефтяная провинция*, 3(7), 147-156.

18. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Chibisov, A. V., et al. (2020). Hydraulically perfect modes of injection of grouting mixtures when isolating absorbing formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012040.

19. Кудряшова, Л. В., Галиуллина, И. Ф., Кадыров, Р. Р., Идиятуллин, А. Ф. (2017). Методы получения поваренной соли из пластовой воды. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. *Экспозиция. Нефть. Газ*, 85, 437-440.

20. Муслимов, Р. Х., Кадыров, Р. Р., Овчинников, А. И. и др. (1998). Способ получения брома из пластовой воды нефтяного месторождения. *Патент РФ* 2107021.

21. Муслимов, Р. Х., Юсупов, И. Г., Кадыров, Р. Р. (2005). Получение ценных химических продуктов из пластовых вод Республики Татарстан. *Казань: Плутон*.

22. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

23. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

24. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

25. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

26. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.

27. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

28. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интер-

ференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

29. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

30. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.

31. Мухаметшин, В. В., Кадыров, Р. Р. (2017). Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 18-36.

32. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

33. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.

34. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654.

35. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р. и др. (2017). Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин. *Нефтяное хозяйство*, 1, 66-69.

36. Хисамов, Р. С., Абдрахманов, Г. С., Кадыров, Р. Р., Мухаметшин, В. В. (2017). Технология ограничения притока подошвенных вод в скважинах. *Нефтяное хозяйство*, 11, 126-128.

37. Polyakov, V. N., Chizhov, A. P., Kotenev, Yu. A., Mukhametshin, V. Sh. (2019). Results of system drilling techniques and completion of oil and gas wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 378, 012119.

38. ГОСТ 13830-91. (1993). Соль поваренная пищевая. Общие технические условия. *Москва: ИПК Издательство стандартов*.

39. Сергеев, Б. З., Резник, Е. Г., Гайденко, И. Ф., Ковалев, Н. И. (1994). Способ изоляции обводненных пластов. *Патент РФ* 2013521.

40. Мухаметшин, В. В. (2018). Оценка эффективности использования нанотехнологий после завершения строительства скважин, направленных на ускорение ввода месторождений нефти в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 10(1), 113-131.

41. Окромелидзе, Г. В., Некрасова, И. Л., Гаршина, О. В. и др. (2016). Глушение скважин с использованием вязкоупругих составов. *Нефтяное хозяйство*, 10, 56-61.

42. Мухаметшин, В. Ш., Попов, А. М., Гончаров, А. М. (1991). Промысловое обоснование выбора скважин и технологических параметров при проведении соляно-кислотных обработок. *Нефтяное хозяйство*, 6, 32-33.

43. Кадыров, Р. Р., Галиуллина, И. Ф., Мухаметшин, В. В. (2018). Способ получения жидкости глушения и хлористого натрия из пластовых вод нефтяного месторождения. *Патент РФ* 2661948.

References

1. Kovalev, A. A., Mikhaylov, N. N., Sergeeva, E. V. (2017). Physical grounds of hydrocarbons recovery from a productive reservoir containing oil of different properties. *Oilfield Engineering*, 2, 13-18.

2. Galkin, V. I., Rastegaev, A. V., Kozlova, I. A. (2013). Studying of geological data influence on efficiency of a formation hydraulic fracturing. *Oilfield Engineering*, 9, 54-57.

3. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

4. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

5. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

6. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.

7. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

8. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings,* SI2, 48-56.

9. Kontorovich, A. E., Eder, L. V. (2020). A new paradigm of the development strategy for the mineral resource base of the oil producing industry in the Russian Federation. Mineral resources of Russia. *Economics and Management*, 5, 8-17.

10. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field «Bibiheybat». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

11. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

12. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

13. Khisamov, R. S., Abdrakhmanov, G. S., Nuriev, I. A., et al. (2012). Method for restriction of brine water inflow to production well. *Patent RF* 2451165.

14. Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V., Galiullina, I. F., et al. (2020). Prospects of applying formation water and heavy brines derived therefrom in oil production and national economy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering,* 905, 012081.

15. Kadyrov, P. P., Zhirkeev, A. S., Sakhapov, A. K., et al. (2012). Instructions on the technology of repair of insulation works using cement-fiber materials. *RD 153-39.0-777-12.*

16. Ghatrifi, S., Sulaimi, G., Chavez, M. J., Sivrikoz, A. (2018, November). Oil gain from successful water shut-off strategy. SPE-193245-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

17. Galiullina, I. F., Kadyrov, R. R. (2016). Produced-water-based products used in oil production, livestock sector and food industry. *Oil Province*, 3(7), 147-156.

18. Chizhov, A. P., Andreev, V. E., Chibisov, A. V., et al. (2020). Hydraulically perfect modes of injection of grouting mixtures when isolating absorbing formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012040.

19. Kudryashova, L. V., Galiullina, I. F., Kadyrov, R. R., Idiyatullin, A. F. (2017). Methods of obtaining table salt from reservoir water. Collection of scientific works of TatNIPIneft. *Naberezhnye Chelny: Oil and Gas Exposition*, 85, 437-440.

20. Muslimov, R. Kh., Kadyrov, R. R., Ovchinnikov, A. I., et al. (1998). A method for producing bromine from the reservoir water of an oil field. *Patent RF* 2107021.

21. Muslimov, R. Kh., Yusupov, I. G., Kadyrov, R. R. (2005). Obtaining valuable chemical products from reservoir waters of the Republic of Tatarstan. *Kazan: Pluto*.

22. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

23. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

24. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

25. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

26. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

27. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

28. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field Pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

29. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

30. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.

31. Mukhametshin, V. V., Kadyrov, R. R. (2017). Influence of nanoadditives on mechanical and isolating properties of cement-based compositions. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 18-36.

32. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

33. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.

34. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654.

35. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., et al. (2017). Peculiarities of selecting well-killng fluids composition for difficult conditions. *Oil Industry*, 1, 66-69.

36. Khisamov, R. S., Abdrakhmanov, G. S., Kadyrov, R. R., Mukhametshin, V. V. (2017). New technology of bottom water shut-off. *Oil Industry*, 11, 126-128.

37. Polyakov, V. N., Chizhov, A. P., Kotenev, Yu. A., Mukhametshin, V. Sh. (2019). Results of system drilling techniques and completion of oil and gas wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 378, 012119.

38. GOST 13830-91. (1993). Food common salt. General specifications. Moscow: Standards Publishing.

39. Sergeev, B. Z., Reznik, E. G., Gaidenko, I. F., Kovalev, N. I. (1994). Method for isolation of water encroached beds. *Patent RF* 2013521.

40. Mukhametshin, V. V. (2018). Efficiency estimation of nanotechnologies applied in constructed wells to accelerate field development. *Nanotechnologies in Construction*, 10(1), 113-131.

41. Okromelidze, G. V., Nekrasova, I. L., Garshina, O. V., et al. (2016). Well killing operation using viscoelastic gels. *Oil Industry*, 10, 56-61.

42. Mukhametshin, V. Sh., Popov, A. M., Goncharov, A. M. (1991). The commercial rationale for the wells and impact parameters selection while hydrochloric acid treatments carrying out. *Oil Industry*, 6, 32-33.

43. Kadyrov, R. R., Galiullina, I. F., Mukhametshin, V. V. (2018). Method for producing well-killing fluid and sodium chloride from reservoir water of an oil field. *Patent RF* 2661948.

Исследование возможности использования растворов пластовых вод в качестве жидкости глушения

Р. Р. Кадыров[1], В. В. Мухаметшин[1], Р. У. Рабаев[2], Л. С. Кулешова[1], В. И. Щетников[3], И. Ф. Галиуллина[1], А. Х. Габзалилова[1], З. А. Гарифуллина[1]
[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[3]СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам

Реферат

Рассмотрена возможность и целесообразность использования пластовых и нефтепромысловых сточных вод в районах истощающихся и отработанных месторождений в нефтедобыче для приготовления жидкостей, применяемых: для глушения скважин, затворения цементного раствора, для получения поваренной соли пригодной в качестве пищевого продукта. На основании лабораторных исследований установлено, что из одной тонны воды можно, в среднем, получить 180-210 кг жидкости для глушения скважин и 140-150 кг поваренной соли, а разбавление тяжелого рассола пресной технической водой позволяет существенно повысить прочность цементного камня при креплении скважин. Проведенные модельные испытания свидетельствуют об отсутствии ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов при их контактировании с тяжелыми рассолами и возможности использования таких рассолов в качестве жидкости для глушения скважин. Разработан метод получения жидкости глушения скважин и хлористого натрия из пластовых вод нефтяного месторождения, включающий очистку исходной пластовой воды хлоркальциевого типа от механических примесей, остатков нефти, доведение ее плотности до концентрации хлористого кальция, при которой происходит осаждение хлористого натрия.

Ключевые слова: пластовые воды; жидкость глушения; поваренная соль; прочность цементного камня; высаливание хлористого натрия.

Lay suyu məhlullarının boğucu maye kimi istifadə imkanlarının tədqiqi

R. R. Kadırov[1], V. V. Muxametşin[1], R. U. Rabayev[2], L. S. Kuleşova[1], V. İ. Şetnikov[3], İ. F. Qaliullina[1], A. X. Qabzalilova[1], Z. A. Qarifullina[1]
[1]Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu, (Oktyabrski filialı), Oktyabrski, Rusiya
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya
[3]«Vyetsovpetro » MM, Vung Tau, Vyetnam

Xülasə

Məqalədə lay və neft-mədən tullantı sularından tükənmiş və işlənilmiş yataqlarda quyuların boğulması, sement məhlulunun bərkiməsi üçün istifadə olunan mayelərin hazırlanması, qida məhsulu kimi yararlı adi duzun alınması üçün istifadəsinin mümkünlüyü və məqsədəuyğunluğuna baxılmışdır. Laboratoriya tədqiqatları əsasında müəyyən edilmişdir ki, bir ton sudan orta hesabla quyuların boğulması üçün 180-210 kq maye və 140-150 kq xörək duzu əldə etmək olar, ağır duzlu suyun şirin texniki suya əlavə edilməsi isə quyuların bərkidilməsi zamanı sement daşının möhkəmliyini əhəmiyyətli dərəcədə artırmağa imkan verir. Aparılan model sınaqları məhsuldar layların ağır duzlu sularla təmasda olduğu zaman onların lay xassələrində heç bir pisləşmənin olmadığını və belə duzlu suların quyuların boğulması üçün maye kimi istifadə edilməsinin mümkünlüyünü göstərmişdir. Neft yatağının lay sularından quyu boğucu mayenin və natrium xloridin alınması üçün üsul işlənib hazırlanmışdır. Bu üsul kalsium xlorid tipli ilkin lay suyunun mexaniki qarışıqlardan, neft qalıqlarından təmizlənməsini, onun sıxlığının natrium xloridin çökməsinin baş verəcəyi kalsium xlorid konsentrasiyasına çatdırılmasını özündə birləşdirir.

Açar sözlər: lay suları; boğucu maye; xörək duzu; sement daşının möhkəmliyi; natrium xloridin duz ilə alınması.