

25.00.17  
УДК 622.276.63

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Копытов А.Г.,  
Левкович С.В.,  
Левитина Е.Е.,  
Ковалев И.А.**

ФГБОУ ВО  
«Тюменский индустриальный университет»,  
Россия

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОТЛОЖЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ**

DOI: 10.37493/2308-4758.2021.4.2

Введение.

Перспективы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами связаны с огромным потенциалом запасов углеводородного сырья сосредоточенными в пластах, приуроченных к отложениям баженовской и тюменской свит. На территории Западно-Сибирской НГП находится 99% запасов трудноизвлекаемой нефти промышленных категорий. Поэтому повышение эффективности разработки таких месторождений несомненно является актуальной задачей. Одним из методов обеспечения стабильных и рентабельных уровней добычи нефти является обработка призабойной зоны пласта кислотными составами для ее очистки и повышения фильтрационных свойств.

Материалы и методы исследований.

В статье приведены результаты оценки эффективности применения кислотных обработок призабойной зоны пласта скважин, эксплуатирующих залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Приводятся основные критерии, которым должен отвечать используемый кислотный состав.

Результаты исследований и их обсуждение.

Приводятся результаты проведения кислотных обработок в скважинах, вскрывших отложения баженовских и тюменских свит. Для баженовских отложений в целях восстановления и улучшения проницаемости призабойной зоны пластов сложенных терригенными коллекторами с повышенной карбонатностью рекомендуется проводить кислотную обработку еще на этапе освоения скважины. Для тюменских отложений эффективность обработки призабойной зоны скважины по отдельным месторождениям значительно различается и зависит от используемого метода обработки и концентрации реагентов.

Выводы.

Для отложений баженовской свиты на Салымском месторождении успешность операций составляет 20–30%, что связано и со сложным минералогическим составом пород, и с низкими значениями фильтрационно–емкостных параметров, а также с термобарическими условиями залегания. Для отложений тюменской свиты на Ловинском месторождении эффективность кислотных обработок изменяется в пределах от 30 до 100%. На Русскинском месторождении успешность проведения мероприятий оценивается на уровне 95%.

Ключевые слова:

трудноизвлекаемые запасы, баженовская свита, кислотная обработка, призабойная зона скважины.

**Kopytov A.G., Tyumen industrial University,**  
**Levkovich S.V., Russia**  
**Levitina E.E.,**  
**Kovalev I.A.**

### **Efficiency of Acid Treatment of the Bottom Borehole Zone of the Well for Sediments with Hard-To-Remove Reserves**

- Introduction.** Prospects for the development of deposits with hard-to-recover reserves are associated with the huge potential of hydrocarbon reserves concentrated in the formations of the Bazhenov and Tyumen deposits. 99% of all recoverable reserves of hard-to-recover oil of industrial categories are located on the territory of the West Siberian oil and gas complex. Therefore, increasing the efficiency of the development of such fields is undoubtedly an urgent task. One of the methods to ensure stable and profitable levels of oil production is the treatment of the bottomhole zone of wells with acid compositions to clean up and increase the filtration properties of the formation.
- Materials and methods  
of research.** The article discusses various methods of acidizing the bottomhole zone of wells operating deposits with hard-to-recover reserves. The main criteria to be met by the acid composition used are given.
- Results and  
Discussion.** The results of acid treatments in the wells of the Bazhenov and Tyumen deposits are presented. For the Bazhenov deposits, in order to restore and improve the permeability of the bottomhole zone of formations composed of terrigenous reservoirs with high carbonate content, it is recommended to carry out acidizing at the stage of well development. For the Tyumen deposits, the efficiency of treatment of the bottomhole zone of the well for individual fields differs significantly and depends on the treatment method and the concentration of reagents.
- Conclusion.** For sediments of the Bazhenov formation at the Salym field, the success rate of operations is 20-30%, which is associated with the complex mineralogical composition of the rocks, and with low values of reservoir parameters, as well as temperature and pressure conditions of occurrence. For the deposits of the Tyumen suite at the Lovinskoye field, the effectiveness of acid treatments varies from 30 to 100%. At the Russkinskoye field, the success of the measures is estimated at 95%.
- Key words:** hard-to-recover reserves, Bazhenov formation, acidizing, bottomhole zone of the well.

### Введение

В нефтяной промышленности России в настоящее время остро ощущается необходимость эффективного вовлечения в разработку запасов углеводородного сырья из продуктивных пластов, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), к которым относят баженовские, абалакские, хадумские, доманиковские и тюменские отложения. На территории Западно-Сибирской НПП находится 99% запасов трудноизвлекаемой нефти промышленных категорий.

По данным, представленным на кольцевой диаграмме (рис. 1), видно, что в целом по РФ основные запасы трудноизвлекаемой нефти находятся в тюменских и баженовских отложениях, на их долю приходится соответственно 77,5% и 17,8% от всех ТРИЗ рассматриваемых отложений.

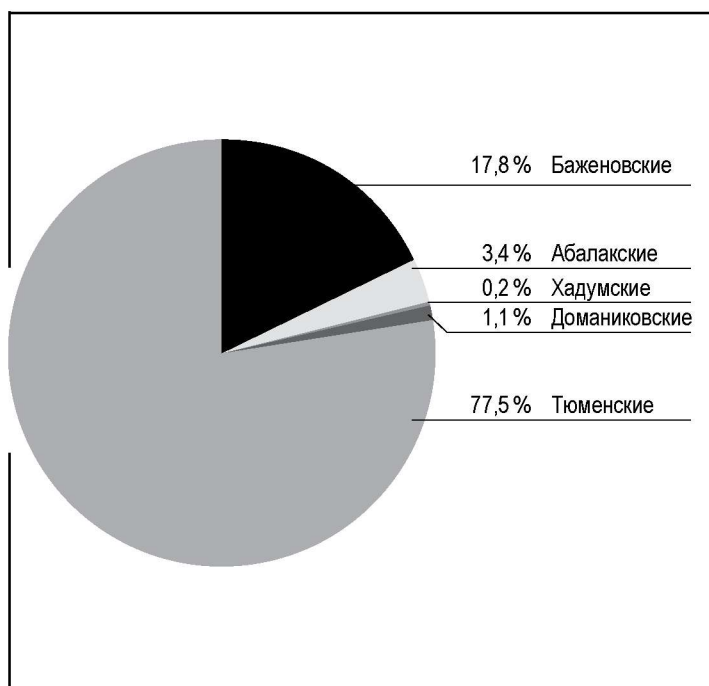


Рис. 1.

**Распределение извлекаемых запасов трудноизвлекаемой нефти промышленных категорий A+B1+B2/C2.**

Fig. 1. Distribution of recoverable reserves of hard-to-recover oil of industrial categories A+B1+B2/C2.

Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемых пластов со сложной геологией, к которым относятся запасы нефти в продуктивных пластах баженовских и тюменских отложений, необходимо обеспечить стабильные (рентабельные) уровни добычи нефти. Достичь этого можно применением с первых месяцев эксплуатации методов, повышающих эффективность разработки таких объектов: начиная от жидкостей глушения используемых при строительстве и ремонте скважин и заканчивая воздействием на пласты и призабойную зону кислотными составами, проведением гидравлического разрыва пласта, термохимического воздействия и т.д.

### **Материалы и методы исследований**

Технология вскрытия пластов и освоения скважин в условиях отложений с ТРИЗ оказывает весьма существенное влияние на эффективность последующей их разработки. Для данных отложений характерны высокие пластовые температуры от 80 до 134°C; зоны аномально высоких пластовых давлений до 40 МПа, при глубине залегания порядка 2 500 м; низкая проницаемость пород (в среднем до 1 мД). При наличии аномально высоких пластовых давлений при вскрытии баженовских отложений используются утяжеленные буровые растворы, что приводит к загрязнению призабойной зоны пласта и существенному снижению продуктивности скважины.

Кислотный раствор, применяемый для очистки забоя скважин, эксплуатирующих залежи с трудноизвлекаемыми запасами должен обладать следующими особенностями:

1. Не давать осадков фторидов кальция ( $\text{CaF}_2$ ), что особенно важно в условиях рассматриваемых коллекторов;
2. Удерживать значительное количество трехвалентного железа в своем составе, предотвращая выпадение гидроокиси железа в поровом пространстве коллектора;
3. Медленно реагировать с породообразующими минералами при высоких температурах, что позволит воздействовать на удаленные зоны пласта;

4. Обладать низким межфазным натяжением на границе «кислотный состав – нефть (керосин)»;
5. Обладать низкой коррозионной активностью при высоких температурах ( $> 95^{\circ}\text{C}$ ).

Традиционные глинокислотная (ГКО) и солянокислотная (СКО) обработки в большинстве случаев, как показала практика, не удовлетворяют этим требованиям и, как следствие, не могут рекомендоваться для обработки скважин в период их освоения.

Из-за высокого содержания карбонатов применение стандартных глинокислотных обработок приводит к снижению проницаемости пласта. Отмечается негативное влияние кислотных составов, содержащих HF, на проницаемость терригенных кернов с минимальным содержанием карбонатов ( $< 10\%$ ) [1]. В то же время применение индивидуального 6% раствора соляной кислоты привело к значительному восстановлению проницаемости кернов (в среднем на 111,3%). В работе В.Н. Глущенко и М.А. Силина [2] обобщен большой опыт применения кислотных обработок. Указано, что большое количество специалистов в этой области считают более эффективным при кислотных обработках использовать индивидуальный раствор HCl с приданием ему высокой проникающей способности по простиранию пласта и последующему незатруднённому выносу продуктов реакции. В качестве основного компонента кислотного состава необходимо использовать соляную кислоту, позволяющую воздействовать как на карбонатную, так и на глинистую составляющую пород содержащих ТРИЗ, в отличие от органических кислот, которые взаимодействуют только с карбонатами.

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Составы, обеспечивающие отсутствие осадков в процессе растворения породы характеризуются менее активным растворением глинистых минералов и, соответственно, выделением в свободном виде ионов  $\text{Al}^{3+}$ . В литературных источниках [2, 3] говорится об увеличении растворимости глиносодержащих образцов при добавке к соляной кислоте небольшого количества щаве-

левой или лимонной кислот. Учитывая данный факт и полученные результаты [4] можно сделать вывод, что наличие органической кислоты в смеси с минеральной ускоряет не только растворение глин, но и процессы осадкообразования при взаимодействии с ними. Поэтому при выборе тех или иных составляющих для кислотного состава необходимо проведение лабораторных экспериментов, направленных на оценку процессов осадкообразования после взаимодействия исследуемых растворов с минералами продуктивного пласта.

Помимо отсутствия осадков с алюмосиликатами, кислоты должны обладать пролонгированным действием при реакции с карбонатной составляющей пород при пластовой температуре [5].

Такой подход был использован на Средне-Назымском месторождении. На скважине № 3006 в 2012 г. была проведена кислотная обработка с добавлением 5% массы индивидуального состава. В результате такой обработки был получен дополнительный прирост дебита в размере 4,95 т/сут. В 2014 г. на этой же скважине после проведения кислотной обработки с добавлением 10% индивидуального состава прирост дебита составил 8,09 т/сут, что в 1,63 раза превышает предыдущий показатель [6].

В целях восстановления и улучшения проницаемости призабойной зоны пластов сложенных терригенными коллекторами с повышенной карбонатностью рекомендуется проводить кислотную обработку на этапе освоения скважины.

Таблица 1. ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК  
В СКВАЖИНАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ  
НА САЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
Table 1. The effectiveness of acid treatments in the wells of the Bazhenov formation at the Salym field

Показатели	Ед. изм.	СКО	ГКО
Количество скважинно-операций	шт.	24	14
Успешность	%	33,3	21,4

Эффективность ОПЗ в скважинах, вскрывших отложения тюменской свиты существенно различается по месторождениям. Например, прирост дебитов нефти после ОПЗ пластов по месторождениям Лазаревскому, Мансингьянскому, Сыморьяхскому, Ловинскому изменяется от 2,2 до 3,8 т/сут. Дополнительная добыча нефти после ОПЗ находится на уровне – 490–570 т/скв.-опер. При этом успешность проведения обработок составляет 68%. Такой процент успешности связан с отсутствием учета, на некоторых скважин особенностей геологического строения и термобарических условий, характерных для пластов тюменской свиты.

Рассмотрим более подробно результаты проведения кислотных обработок на Ловинском месторождении. Информация для анализа классифицировалась по типам обработок, скважины располагались по убыванию полученного эффекта.

Для проведения анализа были использованы результаты 180 ОПЗ в добывающих скважинах. Помимо обычной соляно-кислотной (СКО) и соляно-кислотной обработки с добавлением гидрофобизатора (СКО + ИВВ1), широко использовались следующие методы:

- глинокислотная обработка (ГКО);
- глинокислотная с добавлением гидрофобизатора (ГКО + ИВВ1);
- глинокислотная с добавлением катионоактивных и неионогенных поверхностно-активных веществ (ГКО + ПАВ).
- соляно-кислотная и глинокислотная обработки с добавлением в состав уксусной кислоты и катионоактивных и неионогенных ПАВ (условно обозначены в таблице «Уксусная кислота»).

Для сравнения рассмотрим результаты проведения кислотных обработок на Русскинском месторождении. В добывающих скважинах объекта ЮС (продуктивные отложения тюменской свиты) в период эксплуатации для восстановления продуктивности скважин проведено 21 воздействие на ПЗП, из них кислотные обработки – 17 скважинно-операций (табл. 3).

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ЛОВИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
Table 2. Results of acid treatments at the Lovinskoye field

Число скважин	Вид обработки	Использование концентрированных реагентов, %	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т/сут	Эффективность, %	Наиболее эффективный объем закачки, м <sup>3</sup>	Примечания
6	СКО	НС1 6-15	3,0	1850	33,3	7-12	Более эффективны при содержании НС1 6-12 %
54	ГКО	НС1 6-15 HF 0,7-7,6	2,06	788	46,3	6-14	Более эффективны при НС1 12-15%, HF 1,4-3,0%. Эффект снижается при НС1 6-10%, HF 0,7-1,4%; при HF более 3,0% прирост дебита не более 1 т/сут
10	СКО + ИВВ1	НС1 7,5-15 ИВВ1 0,2-2	2,8	1091	30,0	8-14	Концентрация НС1 практически не влияет на эффект. При содержании ИВВ1 0,2-1,0% прирост дебита нефти выше (до 4,18 т/сут), при 1,1-2,0% – не более 1 т/сут
78	ГКО + ИВВ1	НС1 6-24 HF 0,2-3,1 ИВВ1 0,1-1,7	1,7	767	32,1	9-15	Более эффективны при НС1 11-15%, HF 1,3-2,6%. При НС1 24% прирост дебитов 0-0,8 т/сут. ИВВ1 не влияет на эффективность работ
23	ГКО + ПАВ	НС1 6-24 HF 0,6-3,8 ПАВ 0,2-1,3	2,0	806	43,5	11-20	Более эффективны, при НС1 9-12% HF 1,3-3,8%. При НС1 24% – неэффективны. Оптимальное содержание ПАВ 0,5-13%
4	СКО+ ПАВ + укс. к-та	НС1 8-12 ПАВ 2 укс. к-та 2-3	3,8	621	75	4-9	Оптимальные концентрации НС1 8-12% HF 2,7-3,0% Концентрации уксусной кислоты требуют уточнений
5	ГКО + ПАВ + укс. к-та	НС1 8-12 HF 2,7-4,0 ПАВ 0-1,9 укс. к-та 2-3	3,4	537	100	4-9	-



Средний объем закачки химических реагентов при воздействии на ПЗП варьировался в пределах от 6 м<sup>3</sup> до 25 м<sup>3</sup> (глинокислотные ОПЗ с добавкой ПАВ+ОПЗ СНПХ) составляя в среднем 10,8 м<sup>3</sup>. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) после проведения ОПЗ физико-химическими методами увеличился с 10,6 (5,3) т/сут до 19,6 (8,5) т/сут, при увеличении обводненности с 50,1 % до 56,9 %.

Наиболее высокой удельной эффективностью 3071,9 т/скв.-опер, характеризуются глинокислотные ОПЗ с добавкой ПАВ+ОПЗ СНПХ (2 скважинно-операции), при среднем приросте дебита нефти 7,7 т/сут и средней продолжительности эффекта 399 суток. Текущая удельная эффективность других воздействий на ПЗП химическими реагентами изменяется от 20,7 т/скв.-опер, (глинокислотные ОПЗ) до 2037 т/скв.-опер. (солянокислотные+ПАВ ОПЗ), при среднем значении 699,2 т/скв.-опер.

### **Выводы**

Для отложений баженовской свиты на Салымском месторождении успешность операций составляет 20-30%, что связано со сложным минералогическим составом пород, термобарическими условиями и низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров. Совокупность этих факторов требует разработки специальных индивидуальных кислотных составов и их дальнейших лабораторных и промысловых исследований для повышения эффективности кислотных обработок.

По отложениям тюменской свиты на Ловинском месторождении эффективность кислотных обработок изменяется в пределах от 30 до 100%, наиболее успешными были СКО и ГКО с добавкой уксусной кислоты и ПАВ. Средний прирост дебита нефти составил 2,46 т/сут. На Русскинском месторождении в результате проведения кислотных обработок призабойной зоны пластов кратность увеличения дебита нефти составила 1,7, при среднем приросте дебита нефти 2,8 т/сут и средней продолжительности эффекта 243 суток. Успешность проведения мероприятий оценивается на уровне 95%. Таким образом, применение соляно- и глинокислотных обработок (СКО, ГКО), кислотных обработок с добавлением ПАВ (СКО+ПАВ, ГКО+ПАВ), спиртоглинокислотных+ПАВ (СГКО+ПАВ) обеспечивает повышение эффективности проведения ОПЗ.

Таблица 3. РЕЗУЛЬТАТЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

№ п/п	Технология	Кол-во скв.-опер., ед.	Средний объем закачки, м <sup>3</sup>
1	Глинокислотные ОПЗ (ГКО)	1	1
2	Глинокислотные + ПАВ ОПЗ	2	2
3	Глинокислотные ОПЗ с добавкой ПАВ + ОПЗ СНПХ	2	2
4	Солянокислотные ОПЗ (СКО)	2	2
5	Солянокислотные + НАВ ОПЗ	1	1
6	Комбинированное физико-химическое и депрессивное воздействие	1	1
7	Кислотный состав СНПХ	3	3
8	Кислотный состав СНПХ + СГКО + ПАВ	1	1
9	Солянокислотные ОПЗ с добавкой ПАВ + ОПЗ СНПХ	1	1
10	Кислотный состав КС-3	1	1
11	ОПЗ растворителем + ПАВ	1	1
12	Спиртоглинокислотные + ПАВ ОПЗ (СГКО + ПАВ)	3	3
13	Дострел	1	1
14	Повторная перфорация + ОПЗ химическими реагентами + ТГХВ	1	1
Средние значения			
Суммарные значения		21	

### Библиографический список

1. Бабаян Э.В., Шурьгин М.Н., Яковенко В.Н. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. 1999. №3. С. 30-32.
2. Глуценко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. Т. 4. Кислотная обработка скважин / под ред. проф. И.Т. Мищенко. М.: Интерконтакт Наука. 2010. С. 703.

Table 3. Results of acid treatments at the Russkinskoye field

Средние показатели эффективности													Доп. добыча нефти, т	Успешность, %
до воздействия			после воздействия			кратность изменения дебита нефти	Средние показатели эффективности	прирост дебита нефти, т/сут	продолжительность эффекта, сут	Удельная эффективность, т/с кв.-опер.				
дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %									
6,0	8,2	13,0	372	10,0	15,7	36,4	1,2	0,3	65	20,7	20,7	100		
9,0	9,4	15,0	373	10,8	17,4	37,9	1,1	0,4	389	139,6	279,2	100		
25,0	2,2	5,2	57,7	15,1	31,3	51,8	6,9	7,7	399	3071,9	6143,9	100		
8,0	Б/д			2,1	32	34,4		0,3	267	88,7	177,3	50		
6,0	17,8	25,4	29,9	27,3	35,0	22,0	1,5	5,9	344	2037,0	2037,0	100		
9,0	10,1	20,6	51,0	14,5	31,0	53,2	1,4	0,9	148	129,3	129,3	100		
11,0	1,0	4,3	76,7	4,8	16,7	71,3	4,8	2,4	189	446,3	1339,0	100		
23,0	7,6	8,9	14,6	11,3	13,4	15,7	1,5	4,3	261	1133,9	1133,9	100		
18,0	0,4	11,7	966	3,9	17,7	78,0	9,8	0,9	412	380,2	380,2	100		
6,0	Б/д с 2	2009г		32	34,4	90,7		2,9	103	294,0	2940	100		
10,0	2,7	10,4	74,0	4,5	16,9	73,4	1,7	0,9	6)	55,3	553	100		
7,3	2,3	8,9	742	5,2	182	71,4	2,3	2,3	186	431,7	1295,0	100		
	1,4	5,1	72,5	6,6	21,4	69,2	4,7	2,6	48	125,5	125,5	100		
10,0	2,1	5,4	61,1	7,4	14,1	47,5	3,5	1,7	417	727,5	727,5	100		
10,8	4,9	10,0	51,3	8,3	19,4	57,2	1,7	2,8	243	673,2		95		
											14137,7			

3. Качмар Ю.Д., Касянчук В.Г., Лисовская Г.Ф., Сидоровский В.А. Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. М.: ВНИИОЭНГ. 1972. С. 93.
4. Литвин В. Т. Подбор кислотного состава для низкопроницаемых высокоглинистых пластов баженовской свиты (часть 1) / В.Т. Литвин, А.Р. Фарманзаде, М. С. Орлов // Интернет-журнал Науковедение. 2015. Т. 7. № 5(30). С. 136. DOI 10.15862/214TVN515.

5. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие для студентов вузов. М.: РГУ нефти и газа им. И. Губкина. 2011. 120 с.
6. Литвин В. Т. Теоретические аспекты и опыт проведения работ по интенсификации притока нефти на коллекторах баженовской свиты / В.Т. Литвин, А.А. Рязанов, А.Р. Фарманзаде // Нефтепромысловое дело. 2015. № 5. С. 24-29.
7. Забоева М.И. Результаты опытно-промышленной разработки баженовской свиты на Западно-Сахалинском месторождении / М. И. Забоева, Е. Е. Левитина // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 2(51). С. 34-35.
8. Копытов А.Г. Перспективы разработки битуминозных отложений Западной Сибири внутрипластовым горением, вероятные технические и технологические сложности его реализации и способы их решения / А.Г. Копытов, В. Р. Узбеков // Наука и ТЭК. 2012. № 2. С. 28-31.
9. Гасумов, Р. А. Выделение и оценка фильтрационно-емкостных параметров глинистых коллекторов / Р.А. Гасумов // Наука. Инновации. Технологии. 2018. № 2. С. 115-126.
10. Taylor K.C. Laboratory Evaluation of Iron-Control Chemicals for High-Temperature Sour-Gas Wells [Электронный ресурс] / K.C. Taylor, H.A. Nasr-El-Din, J.A. Saleem // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. 2001. Режим доступа: DOI: 10.2118/65010-MS
11. Assem A.I. Formation Damage Due To Iron Precipitation In Carbonate Rocks [Электронный ресурс] / A.I. Assem, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. 2013. Режим доступа: DOI: 10.2118/165203-MS.
12. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil / I. A. Struchkov, V. A. Ol'hovskaya, P. V. Roschin [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. No 2. P. 755-767. DOI 10.1007/s13202-019-00779-2.

### References

1. Babayan E.V., Shurygin M.N., Yakovenko V.N. Increasing the efficiency of choosing a working agent for treating the bottom-hole formation zone // Oil industry. 1999. No. 3. P. 30-32.
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry: Ed. in 5 vol-

- umes. T.4. Acid treatment of wells / Ed. prof. I.T. Mishchenko. M.: Interkontakt Science. 2010. P. 703.
3. Kachmar Y.D., Kasyanchuk V.G., Lisovskaya G.F., Sidorovsky V.A. Experience in the use of various methods of treatment of the bottomhole zone of wells. M.: VNIIOENG. 1972. P. 93.
  4. Litvin V.T. Selection of acid composition for low-permeability high-clay formations of the Bazhenov formation (part 1) / V.T. Litvin, A. R. Farmanzade, M.S. Orlov // Internet journal of Science. 2015. T. 7. No. 5 (30). P. 136. DOI 10.15862 / 214TVN515.
  5. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V.A., Mukhin M.M., Davletshina L.F. Acid treatment of seams and test methods for acid compositions: Textbook. manual for university students. Moscow: Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. 2011. 120 p.
  6. Litvin V.T. Theoretical aspects and experience of work on intensification of oil inflow on the reservoirs of the Bazhenov formation / V.T. Litvin, A.A. Ryazanov, A.R. Farmanzade // Oil-field business. 2015. No. 5. P. 24-29.
  7. Zaboeva M.I. Results of pilot development of the Bazhenov formation at the Zapadno-Sakhalinskoye field / M.I. Zaboeva, E.E. Levitina // Academic journal of Western Siberia. 2014. T. 10. No. 2 (51). P. 34-35.
  8. Kopytov A. G. Prospects for the development of bituminous deposits in Western Siberia by in-situ combustion, probable technical and technological difficulties of its implementation and methods of their solution / A.G. Kopytov, V.R. Uzbekov // Science and Fuel and Energy Complex. 2012. No. 2. P. 28-31.
  9. Gasumov, R. A. Isolation and evaluation of filtration-capacity parameters of clay reservoirs / R. A. Gasumov // Nauka. Innovation. Technologies. 2018. No. 2. P. 115-126.
  10. Taylor K.C. Laboratory Evaluation of Iron-Control Chemicals for High-Temperature Sour-Gas Wells [Electronic resource] / K.C. Taylor, H.A. Nasr-El-Din, J.A. Saleem // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. 2001. Access mode: DOI: 10.2118 / 65010-MS.
  11. Assem A.I. Formation Damage Due To Iron Precipitation In Carbonate Rocks [Electronic resource] / A.I. Assem, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. 2013. Access mode: DOI: 10.2118 / 165203-MS.

12. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil / I.A. Struchkov, V.A. Ol'hovskaya, P.V. Roschin [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. No 2. P. 755-767. DOI 10.1007 / s13202-019-00779-2.

Поступило в редакцию 12.10.2021, принята к публикации 10.12.2021.

### **Об авторах**

- Копытов** Андрей Григорьевич, к.т.н. доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета, тел. 89129240373, E-mail: kopytovag@tyuiu.ru
- Левкович** Сергей Владимирович, к.т.н. доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета, тел. 89223952222, E-mail: levkovichsv@tyuiu.ru
- Левитина** Екатерина Евгеньевна, к.т.н. доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета, тел. 89044934964, E-mail: levitinaee@tyuiu.ru
- Ковалев** Игорь Александрович, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета, тел. 89220092750, E-mail: kovalevia@tyuiu.ru

### **About the authors**

- Kopytov** Andrey, Ph. D., associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University, tel. 89129240373. E-mail: kopytovag@tyuiu.ru
- Levkovich** Sergey, Ph. D., associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University, tel. 89223952222.  
E-mail: levkovichsv@tyuiu.ru
- Levitina** Ekaterina, Ph. D., associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University, tel. 89044934964.  
E-mail: levitinaee@tyuiu.ru
- Kovalev** Igor, assistant of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University, tel. 89220092750. E-mail: kovalevia@tyuiu.ru