

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.91-103>

EDN FRWOWP

УДК 622.276.6

**Изучение влияния реагентов модификаторов поровой
поверхности и ингибиторов-стабилизаторов глин на
фильтрационные характеристики образцов по результатам
фильтрационных исследований**

¹Маннанов И.И., ¹Ганиева Г.Р., ²Ганиев Д.И.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

**Experimental study of the influence of pore surface modifier
reagents and clay inhibitors-stabilizers on the filtration
characteristics of core samples according to the results of filtration**

¹I.I. Mannanov, ¹G.R. Ganieva, ²D.I. Ganiev

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia

²TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

E-mail: ildarmannanov@mail.ru

Аннотация. Вопросы оптимизации технологий на основе детализации свойств продуктивных отложений являются ключевыми в достижении высокой технологической эффективности методов и технологий воздействия на продуктивные пласты. В работе на основании фильтрационных экспериментов на примере образцов керн Росташинского месторождения изучается потенциал регулирования свойств пород в прискважинной зоне при выполнении технологий воздействия на продуктивные пласты с учетом изменения поверхностного натяжения пород и предупреждения набухания глинистого материала породы. Фильтрационные лабораторные исследования выполнены на установке VINCI CFS-700 для исследования и разработки технологий ПНП. Обобщенные сравнительные результаты применения различных реагентов влияющих на смачиваемость породы и набухание глинистого материала породы с целью регулирования свойств коллектора позволяют создать начальные скважинные условия обеспече-

ния эффективной интенсификации добычи, в том числе выполнения таких работ как ГРП.

Ключевые слова: *фильтрационный эксперимент, минералогия породы, набухание глин, инертный солевой раствор, регулирование смачиваемости коллектора, гидрофильность и гидрофобность пород, регулирование призабойной зоны, оптимизация технологий воздействия на продуктивные пласты*

Для цитирования: Маннанов И.И., Ганиева Г.Р., Ганиев Д.И. Изучение влияния реагентов модификаторов поровой поверхности и ингибиторов-стабилизаторов глин на фильтрационные характеристики образцов по результатам фильтрационных исследований//Нефтяная провинция.-2022.-№3(31).-С.91-103. - DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2022.3.91-103](https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.91-103). EDN FRWOWP

Abstract. The issues of technology optimization based on detailing the properties of productive deposits are key in achieving high technological efficiency of methods and technologies for influencing productive formations. In this paper, based on filtration experiments on the example of core samples from the Rostashinsky field, the potential for regulating the properties of rocks in the near-wellbore zone is studied when performing technologies for influencing productive formations, taking into account changes in the surface tension of rocks and preventing swelling of the clay material of the rock. Filtration laboratory studies were performed on the VINCI CFS-700 unit for research and development of EOR technologies. The generalized comparative results of the use of various reagents that affect the wettability of the rock and the swelling of the clay material of the rock in order to control the properties of the reservoir make it possible to create initial well conditions for ensuring effective stimulation of production, including the performance of such works as hydraulic fracturing.

Key words: *Filtration experiment, rock mineralogy, clay swelling, inert brine, reservoir wettability control, hydrophilicity and hydrophobicity of rocks, bottomhole zone control, optimization of reservoir stimulation technologies*

For citation: I.I. Mannanov, G.R. Ganiev, D.I. Ganiev Izuchenie vlijaniya reagentov modifikatorov porovoj poverhnosti i ingibitorov-stabilizatorov glin na fil'tracionnye harakteristiki obrazcov po rezul'tatam fil'tracionnyh issledovanij [Experimental study of the influence of pore surface modifier reagents and clay inhibitors-stabilizers on the filtration characteristics of core samples according to the results of filtration]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 91-103. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.91-103>. EDN FRWOWP (in Russian)

При интенсивном применении технологий воздействия на продуктивные пласты возникает задача максимального учета возможных рисков связанных с реакцией пласта-коллектора на результат внедрения жидкостей-реагентов в пласт. Особую актуальность в оценке рисков применения технологий имеет вопрос влияния жидкостей компонентов процесса ин-

тенсификации добычи (в том числе ГРП) на фильтрационные характеристики. Проблема внедрения в пласт реагентов выполнения технологий ГРП и степени их влияния на проницаемость особую актуальность имеет в пластах с высоким содержанием глинистого материала в породе.

Вопросы оптимизации жидкостей, применяемых в технологиях воздействия на пласты, на основе детализации минералогического состава пород изучаются многими авторами [1, 2]. Авторами отмечается, что подходы в применении технологий интенсификации добычи в терригенных коллекторах в первую очередь должны базироваться на детализации возможных рисков связанных с процессами в пласте, а в частности, влиянии глинистого материала породы и изменением смачиваемости пород.

Целью работы являлось изучение влияния процессов насыщения технологическими жидкостями образцов породы Росташинского месторождения на фильтрационные сопротивления и проницаемости породы. На основании фильтрационных исследований изучаются возможные негативные факторы, связанные с изменением проницаемости пород при насыщении кернового материала различными технологическими жидкостями.

Оценка изменения проницаемости пород производилась по характеристике процесса вытеснения: расчету проницаемости пород и визуальному наблюдению продуктов фильтрации из образца керна в кернодержателе.

В основу исследования были положены следующие возможные факторы, являющиеся причинами изменения проницаемости пород:

- набухание породы коллектора (в глинистых породах, особенно в монтмориллонитовых);
- набухание глинистых частиц, содержащихся в порах коллектора, с возможным увеличением объема до 16 раз (бентонитовые глины);
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве;

- изменение рН среды и связанными с этими процессами;
- изменение свойств поверхности горной породы в фильтрационных каналах (гидрофилизация или гидрофобизация) в результате химического воздействия на поровое пространство горной породы;
- закупоривание пор пласта твердыми мигрирующими по пласту твердыми частицами.

Оценка возможностей регулирования проницаемости пород и фильтрационных сопротивлений при использовании регуляторов смачиваемости и реагентов ингибиторов набухания глин является одной из задач, решение которой позволит на принципиально новом уровне применять технологии повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Лабораторные исследования и промысловые результаты показывают, что содержание глины в продуктивном пласте может снижать эффективность ГРП. При этом надо отметить, что глины снижают проницаемость вследствие следующих факторов:

- набухание глинистых частиц, в результате чего происходит уменьшение проницаемости породы;
- разрушение глинистых минералов, в результате чего происходит миграция их в поровом пространстве пласта, что приводит закупорке поровых каналов.

Регулирование смачиваемости пород является одним из направлений повышения эффективности технологий интенсификации добычи, т.к. позволяет регулировать свойства призабойной зоны и искусственно создавать условия для обеспечения необходимых начальных скважинных условий для применения работ по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов, обеспечивая эффективные условия проникновения реагентов в активную призабойную зону, влияющую на процесс выполнения работ.

Для решения поставленной задачи, изучения влияния реагентов мо-

диффикаторов смачиваемости и ингибиторов набухания глин на фильтрационные характеристики образцов керна, была использована фильтрационная установка VINCI CFS-700 [3].

Процесс моделирования предусматривал последовательное насыщение образцов различными реагентами, выдержку, определение перепада давления после выдержки при фильтрации на различных скоростях и расчет проницаемости образца. В качестве базовых образцов рассматривались образцы, имеющие следующие характеристики:

- 1) образец №1 скважина 296 Росташинского нефтяного месторождения начальная проницаемость по газу: образца $31,22 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- 2) образец №2 скважина 820 Росташинского нефтяного месторождения начальная проницаемость по газу $63,82 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Порядок выполнения экспериментов по определению фильтрационных сопротивлений предусматривал:

- 1) сбор кернодержателя с образцом;
- 2) заполнение емкостей подачи реагентов;
- 3) создание давления внешнего обжима породы имитирующее пластовое давление 70МПа;
- 4) создание внутривпорового давления закачкой насыщающих жидкостей, имитирующих пластовое давление равное 40 МПа;
- 5) насыщение образца прокачкой не менее 7 поровых объемов жидкостей с контролем проб на выходе;
- 6) выдержка образцов не менее 3 часов в среде насыщения;
- 7) имитация фильтрационного просачивания технологических жидкостей на различных скоростях с определением:
 - а) помутнения раствора на каждой из скоростей вытеснения (отбор проб в замерную емкость);
 - б) определением перепада давления на образце с целью дальнейшей интерпретации изменения проницаемости.

- 8) Смена жидкости в емкости подачи реагента и повторение п. 5, 6, 7 на всех жидкостях тестирования;
- 9) сброс давления;
- 10) разбор кернодержателя.

В качестве базы для сравнения был выбран раствор NH_4Cl (инертный солевой раствор).

По образцу №1 последовательно насыщался и прокачивался: 4% раствор NH_4Cl (инертный солевой раствор); водный раствор сильноконцентрированного жидкого заменителя хлорида калия WCS-100 в концентрации 1 л/м^3 (0,1%); пресная вода; 4% раствор NH_4Cl (инертный солевой раствор); раствор WCS-100 концентрации 3 л/м^3 (0,3%), пресная вода, жидкость гидрофобизатор ASA-4 в концентрации 2 л/м^3 (0,2%), пресная вода.

Исследования предусматривали определение критической скорости, при которой вероятно помутнение жидкости на выходе из керна. Фиксируемые параметры: расход прокачиваемой жидкости; скорость, при которой происходит миграции глин, определяемое визуально по помутнению прокачиваемой жидкости. Определение перепада давления на каждом из технологических этапов смены расхода жидкости прокачки. Фиксируемые перепады давления при расходах технологической жидкости 0,5; 1; 2; 3; 5; 10; 15; 50 мл/мин.

Результаты серии экспериментов по определению перепадов давления на фиксируемом расходе и проницаемости на технологических жидкостях в образце с проницаемостью $31,22 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ представлены в табл. 1.

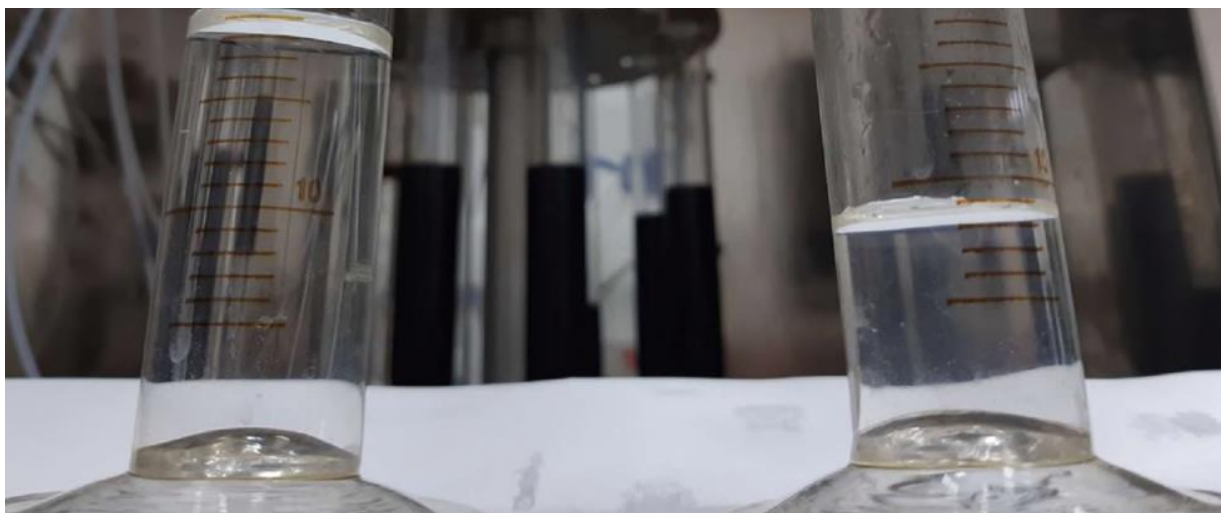
На рис. 1 представлена фотография, отражающая помутнение фильтруемого раствора на выходе из кернодержателя, после выдержки насыщающего раствора – пресной воды и последующей фильтрации пресной воды с расходом 15 мл/мин и выше.

При фильтрационном просачивании воды при скоростях фильтрации менее 15 мл/мин помутнение раствора не происходит.

Таблица 1

Результаты фильтрационных экспериментов влияния реагентов на фильтрационные сопротивления образца №1

Порядковый номер эксперимента		1		2		3		4		5		6		7		8	
Жидкости тестирования и их концентрации		NH ₄ Cl (4%)		WCS-100 (0,1%)		Вода пресная 1,0		NH ₄ Cl (4%)		WCS-100 (0,3%)		WCS-100 (0,3%)		ASA-3 (0,20%)		Вода пресная 1,0	
Экспериментальные показатели		ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²
Задаваемые расходы жидкостей, мл/мин	0,5	0,038	18,42	0,038	16,3	0,038	9,84	0,04	10,13	0,03	11,23	0,03	12,04	0,04	9,69	0,06	5,78
	1	0,075	19,21	0,075	17,35	0,075	9,89	0,07	11,36	0,05	14,1	0,06	12,84	0,07	10,86	0,12	6,03
	2	0,101	20,29	0,101	18,08	0,101	14,68	0,12	12,3	0,10	15,01	0,11	13,42	0,12	11,94	0,22	6,9
	3	0,150	20,29	0,150	18,76	0,150	14,81	0,18	12,67	0,15	15,05	0,16	13,72	0,18	12,44	0,38	5,86
	5	0,243	20,6	0,243	17,98	0,243	15,26	0,28	13,06	0,24	15,38	0,26	14,11	0,29	12,93	0,68	5,42
	10	0,470	20,18	0,470	14,94	0,470	15,8	0,55	13,56	0,48	15,37	0,51	14,5	0,55	13,44		
	15	0,689	20,6	0,689	15,48	0,689	16,15	0,81	13,71	0,73	15,31	0,77	14,51				
	50			2,433	16,05	2,433	15,24	2,61	14,22	2,50	14,84	2,54	14,6				
Средняя проницаемость, к·10 ⁻³ , мкм ²		19,94		16,87		13,96		12,63		14,54		13,72		11,88		6,0	



Визуализация прозрачности раствора при скоростях фильтрации 1 мл/мин

Визуализация помутнения раствора при скоростях фильтрации 15 мл/мин

Рис. 1. Визуализация прозрачности раствора на выходе из кернодержателя при прокачке пресной воды

Согласно анализу данных исследований можно отметить, что изменение проницаемости образца при прокачке различных реагентов, основой которых являлась пресная вода с содержанием активной фазы менее 1%, достигнуто изменение диапазона проницаемости образца с $19,94 \cdot 10^{-3}$ мкм² при прокачке инертного солевого раствора NH_4Cl до значения $6 \cdot 10^{-3}$ мкм² при прокачке пресной воды. Данные факты свидетельствуют о необратимом изменении проницаемости за счет активного взаимодействия образца и жидкостей насыщения.

По результатам первой серии экспериментов по образцу 1 можно сделать следующие выводы:

- возможность интенсивного выноса глинистого материала или других механических частиц в режиме суффозии минералов визуально при фильтрационных экспериментах не фиксируется при прокачке растворов реагентов и расходах до 15 мл/мин;
- отдельные факты помутнения раствора фиксировались при критических скоростях фильтрации порядка 50 мл/мин;
- длительная выдержка образца после насыщения пресной водой в течение 12 часов, наиболее сильно повлияла на помутнение раствора, что

является следствием растворения части компонентов пласта в пресной воде и их выносе в виде мех примесей;

- использование реагентов позволяет значительно повлиять на величину проницаемости образца даже при концентрациях активной фазы в 0,1 %;
- при применении жидкостей гидрофобизаторов (типа ASA-3) возможно создание дополнительных фильтрационных сопротивлений за счет фобизации породы и как следствие роста давления прокачки. Особенно ярко данные факты наблюдаются при высоких скоростях фильтрации, что может быть использовано при реализации ГПП с жидкостями на водной основе.

По образцу 2 имеющему начальную проницаемость по газу $63,82 \cdot 10^{-3}$ мкм² серия экспериментов предусматривала последовательное насыщение пресной водой; водным раствором MFA-100 марки А в концентрациях 1, 2, 3 л/м³ (0,1; 0,2; 0,3%); водный раствор STG в концентрациях 1, 2, 3 л/м³ (0,1; 0,2; 0,3%), водный раствор 4% NH₄CL.

Результаты серии экспериментов на образце 2 с проницаемостью $63,82 \cdot 10^{-3}$ мкм² представлены в табл. 2.

Согласно данным фильтрационных экспериментов, в образце зафиксировано положительное влияние реагентов серии STG на фильтрационные сопротивления в породе, а в частности, отмечается рост проницаемости образцов со значения $41,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² при фильтрации пресной воды до значения $71,86 \cdot 10^{-3}$ мкм² при фильтрации 0,3 % водного раствора реагента STG. Необходимо также отметить, что при низких скоростях фильтрации при фильтрации водного раствора реагента STG отмечается значительное превышение проницаемости относительно базового значения полученного при фильтрации пресной воды. При этом можно отметить ярко выраженную гидрофильность раствора и низкие поверхностные натяжения.

Таблица 2

Результаты фильтрационных экспериментов влияния реагентов на фильтрационные сопротивления образца №2

Порядковый номер эксперимента	1		2		3		4		5		6		7		8		
Жидкости тестирования и их концентрации	Пресная вода 1,0		MFA-100 марки А (0,1 %)		MFA-100 марки А (0,2 %)		MFA-100 марки А (0,3 %)		STG (0,10%)		STG (0,20%)		STG (0,30%)		NH ₄ Cl (4%)		
Экспериментальные показатели	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	ΔP, МПа	к·10 ⁻³ , мкм ²	
Задаваемые расходы жидкостей, мл/мин	0,5	0,01	26,02	0,00	21,86	0,00	21,51	0,00	28,6	0,002	114,41	0,003	119,5	0,002	192,05	0,02	24,9
	1	0,00	33,74	0,02	25,97	0,02	24,39	0,02	44,08	0,015	60,42	0,02	68,07	0,02	72,18	0,02	30,47
	2	0,02	39,37	0,02	29,86	0,02	27,75	0,02	38,55	0,024	51,46	0,02	53,11	0,02	61,63	0,04	33,93
	3	0,02	41,8	0,04	32,06	0,04	29,04	0,04	41,79	0,043	48,08	0,04	46,88	0,04	54,69	0,06	34,92
	5	0,04	44,93	0,06	34,7	0,06	38,22	0,06	42,54	0,063	47,3	0,06	48,19	0,06	52,72	0,10	36,88
	10	0,06	47,78	0,10	37,26	0,10	40,85	0,10	41,29	0,101	47,17	0,10	47,07	0,10	48,19	0,20	37,36
	15	0,10	48,65	0,20	37,46	0,20	42,15	0,20	39,03	0,199	47,5	0,20	46,88	0,20	47,69	0,30	37,04
	50	0,20	47,31	0,30	38,75	0,30	38,65	0,30	28,25	0,301	47,49	0,30	44,76	0,30	45,7		
Средняя проницаемость, к·10 ⁻³ , мкм ²	41,2		32,24		32,82		38		57,98		59,3		71,86		33,64		

Препараты марки MFA-100 марки А в концентрациях 0,1; 0,2 и 03 % в незначительной степени повлияли на проницаемость при сравнении условий фильтрации с пресной водой увеличение концентрации раствора не значительно повлияли на фильтрационные сопротивления и перепады давления.

Результаты выполненных экспериментов позволяют сформулировать следующие выводы:

1. Достоверность получаемых результатов подтверждается идентичными результатами экспериментов при последовательном повторе эксперимента. Сходимость результатов более 98,5%, а погрешность менее 1,5%;
2. При выполнении исследований следует обращать внимание на последовательность закачки реагентов, т.к. по итогам выполненных экспериментов отмечается необратимое изменение поверхности пор пласта, за счет в адсорбции активного в растворе компонента на поверхности породы;
3. Наиболее яркое изменение фильтрационных сопротивлений в результате исследования происходит при использовании реагентов ASA-3 и реагентов серии STG;
4. Наиболее значимым фактором, отражающим «поведение» растворов при фильтрации, является скорость фильтрации. Для растворов с ярко выраженным изменением смачиваемости пород в части гидрофобности - проявляется при высоких скоростях фильтрации. Для растворов с ярко выраженным изменением смачиваемости пород в части гидрофильности - проявляется при низких скоростях фильтрации;
5. Применительно к выполнению технологических операций интенсификации добычи исследования доказали возможности реально повлиять на фильтруемость растворов и возможность их регулирования в зависимости от скорости подачи реагентов;

6. Отдельные результаты оценки фильтруемости растворов в пористой среде требуют дальнейшего изучения для выявления причин и разработки рекомендаций по практическому использованию.

Список литературы

1. Евсеев, В.В. Оптимизация состава жидкости гидроразрыва пласта и оценка ее влияния на терригенный коллектор [Текст]/ В.В. Евсеев, О.Т. Мусин, С.М. Самохвалова, Р.Л. Антончик //Neftegaz.ru, 2019. № 11 [95]. С.22-25. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/505532-optimizatsiya-sostava-zhidkosti-gidrorazryva-plasta-i-otsenka-ee-vliyaniya-na-terrigennyi-kollektor/>
2. Дмитриева, А.Ю. Исследования влияния химических обрабатывающих составов на кольтационные процессы и изменение фильтрационных свойств кернового материала тульско-бобриковского горизонта. [Текст]/ А.Ю. Дмитриева, М.Х. Мусабилов, И.М. Насибуллин // Экспозиция нефть газ, 2018. №4(64). С.38-42 <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-vliyaniya-himicheskikh-obrabatyvayuschih-sostavov-na-kolmatatsionnye-protsessy-i-izmenenie-filtratsionno-emkostnyh/viewer>
3. Лабораторно-измерительный комплекс для исследования нефтевытеснения. Модель CFS 700 Руководство по эксплуатации (Редакция 1.2.) АО «ЭПАКСЕРВИС» - 2015 - с.106.

References

1. Evseev V.V., Musin O.T., Samokhvalova S.M., Antonchik R.L. *Optimizatsiya sostava zhidkosti gidrorazryva plasta i ocenka ee vliyaniya na terrigennyi kollektor* [Optimization of fracturing fluid formulation and assessment of terrigenous reservoir response]. Neftegaz.ru, 2019. No. 11 [95]. pp.22-25 (in Russian) <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/505532-optimizatsiya-sostava-zhidkosti-gidrorazryva-plasta-i-otsenka-ee-vliyaniya-na-terrigennyi-kollektor/>
2. Dmitrieva A.Yu., Musabirov M.Kh., Nasibullin I.M. Study of the impact of the chemical treatment agents on the colmatating processes and the change of the permeability and porosity of the Tula Bobrikovian horizon cores. *Ekspozitsiya nef't gaz*. 2018, No.4(64). pp.38-42 (in Russian) <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-vliyaniya-himicheskikh-obrabatyvayuschih-sostavov-na-kolmatatsionnye-protsessy-i-izmenenie-filtratsionno-emkostnyh/viewer>
3. Laboratory measuring system to study oil displacement process – Model CFS 700. Operating manual (Edition 1.2.) AO EPAKSERVIS. 2015. p.106 (in Russian)

Сведения об авторах

Маннанов Ильдар Илгизович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти» РЭМТУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

Ганиева Гузель Рафиковна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти» РЭМТУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

Ганиев Денис Ильдарович, инженер отдела экспериментальных лабораторных исследований ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть» имени В.Д.Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: dinisganiev@gmail.com

Authors

I.I. Mannanov, PhD, Associate Professor of Tight Reserve Development Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

G.R. Ganieva, PhD, Associate Professor of Tight Reserve Development Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

D.I. Ganiev, Engineer, Laboratory Experiment Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: dinisganiev@gmail.com

*Статья поступила в редакцию 07.07.2022
Принята к публикации 17.09.2022
Опубликована 30.09.2022*