

(19)



Евразийское  
патентное  
ведомство

(21) 201800441 (13) A1

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

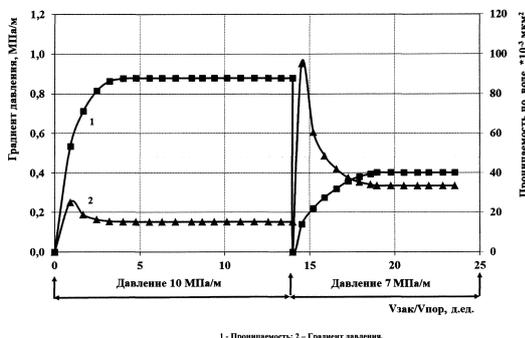
(43) Дата публикации заявки  
2020.01.31(51) Int. Cl. E21B 43/20 (2006.01)  
E21B 43/24 (2006.01)  
E21B 43/27 (2006.01)  
C09K 8/528 (2006.01)  
C09K 8/74 (2006.01)(22) Дата подачи заявки  
2018.07.24

## (54) СПОСОБ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКОЙ МОРСКОЙ ВОДЫ

(96) KZ2018/044 (KZ) 2018.07.24

(74) Представитель:  
Сафина М.Б. (RU)(71)(72) Заявитель и изобретатель:  
КАЗЕТОВ САГИДУЛЛА  
ИБАТУЛЛОВИЧ (KZ)

(57) Изобретение относится к разработке нефтяных месторождений, а именно к способу поддержания пластового давления (ППД) путем закачки морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита в призабойной зоне пласта (ПЗП) и нефтепромысловом оборудовании. Решаемая задача заключается в повышении эффективности способа поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита за счет достигаемого технического результата - снижения образования кальцита в добывающих и нагнетательных скважинах и растворения барита в нагнетательных скважинах. Предлагаемый способ поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита, включающий термическую обработку нагнетательных скважин и проведение солянокислотных обработок добывающих скважин, отличается тем, что термическую обработку нагнетательных скважин совмещают с их обработкой щелочным реагентом, избыток которого нейтрализуют соляной кислотой, содержащей термостабильное поверхностно-активное вещество - ПАВ, а солянокислотные обработки добывающих скважин проводят составом, также содержащим термостабильное ПАВ. В качестве щелочного реагента используют водный раствор карбоната или гидроксида натрия. Обработки нагнетательных и добывающих скважин проводят периодически при снижении приемистости или продуктивности на 30%. Предлагаемый способ разработан и предлагается для Узеньского месторождения, отличающегося высокими пластовыми температурами (до 100°C и выше) и отложением кальцита и баритовых солей.



A1

201800441

201800441

A1

### Способ поддержания пластового давления закачкой морской воды

Изобретение относится к разработке нефтяных месторождений, а именно к способу поддержания пластового давления (ППД) путем закачки морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита в призабойной зоне пласта (ПЗП) и нефтепромысловом оборудовании.

Известны рекомендации по применению ингибиторов нежелательного солеобразования и традиционных кислотных обработок для удаления уже образовавшихся осадков (М. В. Мусаев, В. В. Шайдаков, О. Ю. Полетаева, К. В. Чернова. Осложнения при использовании морской воды при шельфовой добыче нефти. Башкирский химический журнал. 2008. Том 15. № 3, с.с. 70-71). Однако значимость осложнений в виде солеобразования при использовании морской воды в системе ППД столь велика, что объемы использования необходимых ингибиторов солеобразования снижают рентабельность и без того дорогих процессов морской нефтедобычи. Что касается традиционных кислотных обработок, то условия таких месторождений, как Узеньское с высокой пластовой температурой, требуют их совершенствования одновременным применением специальных моющих средств.

Известно прогнозирование процессов солеотложения и соответствующие рекомендации по ППД (И.С. ТРУХИН, Н.В. ПОЛЯКОВА, П.А. ЗАДОРЖНЫЙ, С.В. СУХОВЕРХОВ, А.Н. МАРКИН, В.А. АВРАМЕНКО. Моделирование процессов солеотложения в системе поддержания пластового давления платформы Пильтун-Астохская-А (проект «Сахалин-2»). Вестник ДВО РАН. 2017. № 6, с.с. 106-112). Установлено, что наиболее вероятным в исследованных условиях является осаждение карбонатов щелочноземельных металлов и сульфата бария. Оптимальными условиями смешивания являются температура 5–10 °С и доля морской воды около 90 %.

К недостаткам данных рекомендаций следует отнести то, что на практике при разработке морских месторождений доля морской воды в системе ППД относительно попутно добываемой может быть значительно ниже 90%; а при высоких пластовых температурах риск усиления процессов солеобразования, особенно кальцита, еще выше.

Наиболее близок к предлагаемому способ поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с

осложнением в виде солеотложения барита в нефтепромысловом оборудовании (Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, М.Г. Шахмеликьян, Э.Л.В. Кумбе. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень. НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). 2017, № 3 (научный мультидисциплинарный журнал). [www.id-yug.com](http://www.id-yug.com), Издательский дом ЮГ, г. Краснодар, с.с. 100-123), включающий термическую обработку нагнетательных скважин и проведение солянокислотных обработок добывающих скважин. Способ-прототип недостаточно эффективен, так как на скважинах, подверженных образованию баритов, снизить солеобразование не удается.

Решаемая задача заключается в повышении эффективности способа поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита за счет достигаемого технического результата - снижения образования кальцита в добывающих и нагнетательных скважинах и растворения барита в нагнетательных скважинах.

Указанная задача решается тем, что предлагаемый способ поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита, включающий термическую обработку нагнетательных скважин и проведение солянокислотных обработок добывающих скважин, отличается тем, что термическую обработку нагнетательных скважин совмещают с их обработкой щелочным реагентом, избыток которого нейтрализуют соляной кислотой, содержащей термостабильное поверхностно-активное вещество - ПАВ, а солянокислотные обработки добывающих скважин проводят составом, также содержащим термостабильное ПАВ.

В качестве щелочного реагента используют водный раствор карбоната или гидроксида натрия.

Обработки нагнетательных и добывающих скважин проводят периодически, при снижении приемистости или продуктивности на 30%.

Предлагаемый способ разработан и предлагается для Узеньского месторождения, отличающегося высокими пластовыми температурами (до 100°C и выше) и отложением кальцита и баритовых солей.

Способ осуществляется следующей последовательностью операций.

1. Поддержание пластового давления закачкой морской воды и/или ее смеси с попутно-добываемой (пластовой) водой.

2. Периодические термические обработки нагнетательных скважин, совмещенные с обработкой щелочным реагентом, избыток которого нейтрализуют соляной кислотой, содержащей термостабильное ПАВ. В качестве щелочного реагента применяют, например, карбонат или гидроксид натрия в водном растворе.

Критерием наступления необходимости приостановки закачки морской воды и/или ее смеси с попутно-добываемой (пластовой) водой и обработки нагнетательной скважины является снижение ее приемистости примерно на 30%.

3. Периодические солянокислотные обработки добывающих скважин составом, содержащим термостабильное ПАВ.

Критерием наступления необходимости приостановки эксплуатации и обработки добывающей скважины является снижение ее продуктивности примерно на 30%.

Предложенный способ ППД на всех трех указанных этапах контролируется и оптимизируется. А именно: контролируют качество и количество солеотложений в нефтепромысловом оборудовании и в призабойной зоне, соответственно определяющих степень снижения приемистости и дебитов скважин, и оперативно принимают решение о необходимости проведения обработок нагнетательных и добывающих скважин по предлагаемому способу, оптимизируя таким образом технологию ППД закачкой морской воды и/ли ее смесей с попутно-добываемой (пластовой) водой.

Эффективность предлагаемого способа подтверждена **физическим моделированием, лабораторными экспериментами и математическим моделированием** с расчетами рисков выпадения солей при поддержании пластового давления закачкой морской воды и/или ее смесей с попутно добываемой водой в условиях Узеньского месторождения.

**Риски выпадения солей в добывающем и нагнетательном фонде скважин оценены моделированием** с использованием методики Дж. Е. Оддо и М. Б. Томпсона, в которой оценка возможности выпадения солей проводилась по величине индекса насыщения SI (Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. - 432 с.).

При  $SI > 0$  – имеет место риск выпадения малорастворимой соли, при  $SI < 0$  – риск солевыпадения отсутствует.

Уровни солеопасности в зависимости от величины индекса насыщения имеют вид:

Уровень солеопасности	Значение <i>SI</i>
Низкий (I)	< 0,5
Средний (II)	0,5 - 1,0
Высокий (III)	1,0 - 1,5
Сверхвысокий (IV)	> 1,5

Практические результаты свидетельствуют, что вода способна выделять осадок, например, карбоната кальция при индексе насыщения > 0,5 (Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. - 432 с.).

В таблице 1 приведены расчеты индекса насыщения кальцитом попутно-добываемых вод на приеме штангового глубинного насоса (ШГН) в добывающих скважинах Узеньского месторождения. Расчеты проведены на основе определенного ионного состава и растворенного CO<sub>2</sub> в попутно-добываемых водах с добывающих скважин, давления и температуры; и показано, что **в большинстве добывающих скважин имеет место риск выпадения кальцита**. Низкий риск выпадения отмечается на скважинах 1134 и 7806 (*SI* < 0,5); на скважинах 2888, 2078, 5922, 3455, 5848, 7609, 3918, 6971, 3454, 5707, 7807, 5847, 6621, 6078, 7611, 7938, 7938, 3994, 43377, 4229, 7612 риск выпадения кальцита средний при *SI* изменяющемся в диапазоне 0,5 – 0,97.

В таблице 2 приведен средний состав попутно-добываемой (пластовой) и морской вод, принятый во внимание также и при оценке риска выпадения малорастворимых солей для нагнетательного фонда скважин.

Таблица 2 – Ионные составы попутно-добываемой (пластовой) и морской вод

Объект	Ca <sup>2+</sup> , мг/л	Mg <sup>2+</sup> , мг/л	Ba <sup>2+</sup> , мг/л	Sr <sup>2+</sup> , мг/л	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup> , мг/л	Cl <sup>-</sup> , мг/л	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/л
Пластовая вода (средний состав)	2640	1049	48	140	14717	30381	292	0
Морская вода	391	736	0	5	2917	5186	232	2730

В таблице 3 приведены расчеты индекса насыщения для различных условий смешивания указанных вод 1:9; 1:1, 9:1 объемн. и температур 20<sup>0</sup>С, 40<sup>0</sup>С и 60<sup>0</sup>С в нагнетательных скважинах.

В ходе расчета показано (таблица 3), что при смешивании попутно-добываемой (пластовой) воды с морской водой, используемой для поддержания пластового давления, отмечается высокая перенасыщенность смеси вод баритом (*SI* = 1,5 – 2,4), перенасыщенность вод кальцитом от низкой до высокой (*SI* = 0,18 – 1,26), низкая

Таблица 1 – Расчет индекса насыщения попутно-добываемых вод кальцитом в добывающих скважинах

Скважина	Ca <sup>2+</sup> , мг/л	Mg <sup>2+</sup> , мг/л	Ba <sup>2+</sup> , мг/л	Sr <sup>2+</sup> , мг/л	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup> , мг/л	Fe <sub>общ</sub> , мг/л	Cl, мг/л	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/л	pH	Общая минер- ция, мг/л	CO <sub>2</sub> , мг/л	СВБ, кл./мл	SI CaCO <sub>3</sub> на приеме насоса
2888	1403	552	356	83	9183	15	18337	324	0	6,56	30253	63	10	0,58
2078	3004	1272	22	158	15702	1	33183	317	0	6,91	53659	63	10	0,74
5922	2547	1056	50	137	16089	3	32297	397	0	6,83	52576	84	10	0,87
3455	1927	720	24	95	12193	4	24223	305	0	6,83	39491	56	1-10	0,59
5848	4278	360	11	189	19496	3	38704	220	0	6,47	63261	84	10	0,55
7609	1593	1080	42	152	11300	2	23286	427	0	7,23	37882	77	10	0,80
3918	3671	1320	23	193	17588	14	37506	244	0	6,66	60559	84	10 <sup>2</sup>	0,57
6971	1934	1440	62	115	11372	8	25057	403	0	6,81	40391	63	10	0,81
3454	2764	1320	31	144	14051	25	30422	268	0	6,67	49025	95	10 <sup>2</sup>	0,57
5707	2443	1080	27	108	13227	1	27707	439	0	7,14	45032	98	10 <sup>2</sup>	0,97
7807	2580	960	31	123	16200	0	32265	317	0	6,82	52476	77	10 <sup>2</sup>	0,68
5847	2639	900	34	140	13253	2	27707	256	0	6,18	44931	70	10	0,53
6621	3236	1020	27	168	17497	11	35697	244	0	6,32	57900	77	10 <sup>2</sup>	0,53
6078	2124	1080	22	116	11662	0	24840	256	0	6,47	40100	70	10	0,47
7611	2778	960	45	146	15197	4	31139	256	0	6,6	50525	70	10 <sup>2</sup>	0,53
7938	2611	1080	32	133	13240	0	28117	317	0	7,01	45530	77	10	0,71
3994	2614	1320	44	126	14895	0	31395	281	0	7,25	50675	77	10 <sup>2</sup>	0,58
43377	2848	1140	31	182	14422	7	30627	244	0	6,07	49501	63	10 <sup>2</sup>	0,50
1134	3045	900	27	148	17927	3	35648	232	0	6,4	57930	112	10	0,46
7806	2235	1200	76	130	15807	0	31850	195	0	7,24	51493	70	10 <sup>2</sup>	0,20
4229	3807	1500	37	192	17616	10	38307	256	0	6,88	61725	70	10 <sup>2</sup>	0,63
5820	3087	1080	27	158	18694	2	37493	134	0	6,93	60675	77	10 <sup>2</sup>	-0,02
7612	1544	780	22	77	11690	39	22953	378	0	6,75	37483	92	10 <sup>2</sup>	0,69

Таблица 3 – Расчет индекса насыщения смеси пластовой и морской вод для нагнетательных скважин

Соотношение ПДВ:МВ	Ионный состав смеси попутно-добываемой воды (ПДВ) и морской воды									Температура, °С	Индекс насыщения смеси ПДВ и морской воды			
	Ca <sup>2+</sup> , мг/л	Mg <sup>2+</sup> , мг/л	Ba <sup>2+</sup> , мг/л	Sr <sup>2+</sup> , мг/л	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup> , мг/л	Fe <sub>общ</sub> , мг/л	Cl <sup>-</sup> , мг/л	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/л		SI CaSO <sub>4</sub> *2H <sub>2</sub> O	SI BaSO <sub>4</sub>	SI SrSO <sub>4</sub>	SI CaCO <sub>3</sub>
9:1	2415	1017	43	126	13530	4	27861	286	273	60	-1,03	1,5	-0,35	1,26
9:1	2415	1017	43	126	13530	4	27861	286	273	40	-1,04	1,7	-0,41	0,90
9:1	2415	1017	43	126	13530	4	27861	286	273	20	-0,99	1,9	-0,44	0,59
1:1	1515	892	24	72	8813	3	17783	262	1365	60	-0,36	2,1	0,27	1,11
1:1	1515	892	24	72	8813	3	17783	262	1365	40	-0,38	2,3	0,19	0,75
1:1	1515	892	24	72	8813	3	17783	262	1365	20	-0,35	2,4	0,14	0,44
1:9	616	767	5	18	4096	1	7705	238	2457	60	-0,30	2,0	0,15	0,85
1:9	616	767	5	18	4096	1	7705	238	2457	40	-0,32	2,1	0,05	0,48
1:9	616	767	5	18	4096	1	7705	238	2457	20	-0,29	2,2	0	0,18

перенасыщенность вод в отношении сульфата стронция (SI от минус 0,44 до плюс 0,27) и отсутствие перенасыщения относительно гипса.

Таким образом, в нагнетательном фонде скважин прогнозируется выпадение, главным образом, барита и кальцита в призабойной зоне пласта, низкий риск выпадения сульфата стронция и гипса.

Лабораторными экспериментами показано растворение барита в щелочных составах при 100°C и при 120°C – таблица 4.

Таблица 4 - Растворение барита в щелочных составах

№№ п/п	Исходная mBaSO <sub>4</sub> , г	%NaOH	%Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	V, мл	% HCl	V, мл	После растворения mBaSO <sub>4</sub> , г	Эффективность растворения барита, %
Температура 100 °С, время 1 час								
1	5	5		100	5	100	4,9853	0,3
2	5		5				4,9067	1,9
3	5	10					4,9652	0,7
4	5		10				3,9282	21,4
5	10	10					9,8779	1,2
6	10		10				8,6474	13,5
Температура 120 °С, время 1 час								
7	5	20		100	5	100	4,692	6,2
8	5		20			150	1,9854	60,3

ПРИМЕРЫ лабораторных экспериментов по растворению барита в щелочных составах, по таблице 4.

Пример 1.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 5 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 5 % водного раствора гидроксида натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 100 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлороводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 4,9813 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 0,3 %.

#### Пример 2.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 5 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 5 % водного раствора карбоната натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 100 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 4,9067 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 1,9 %.

#### Пример 3.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 5 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 10 % водного раствора гидроксида натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 100 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 4,9652 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 0,7 %.

#### Пример 4.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 5 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 10 % водного раствора карбоната натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 100 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 3,9282 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 21,4 %.

Пример 5.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 10 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 10 % водного раствора гидроксида натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 100 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 9,8779 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 1,2 %.

Пример 6.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 10 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 10 % водного раствора карбоната натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 100 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 8,6474 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 13,5 %.

Пример 7.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 5 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 20 % водного раствора гидроксида натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 120 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Декантируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 100 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 4,6920 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 6,2 %.

Пример 8.

В круглодонную 250 мл колбу помещают 5 г сульфата бария. Приливают в колбу 100 мл 20 % водного раствора карбоната натрия и нагревают смесь на глицериновой бане с обратным холодильником при 120 °С в течение 1 часа.

Затем продукты реакции охлаждают. Деконтируют водную фазу с осадка и приливают к твердой фазе 150 мл 5 % раствора хлористоводородной кислоты. Выдерживают смесь в течение 1 часа при периодическом перемешивании при температуре 20 °С.

Отфильтровывают осадок, промывают 3 порциями по 20 мл дистиллированной водой, высушивают до постоянной массы.

Вес осадка после растворения составил 1,9854 г, т.е. эффективность растворения сульфата бария составила 60,3 %.

**Физическое моделирование** снижения проницаемости ПЗП в условиях закачки морской воды для Узеньского месторождения проводилось при пластовом (10 МПа/м) и забойном давлении (в диапазоне от 7 до 3,5 МПа/м) на фильтрационной установке СМП-ФЕС2Р на образцах естественного кернового материала и модельных флюидах.

В качестве модели пласта использовали пористую среду, характеристики которой представлены в таблице 5.

Таблица 5

– Основные линейные и фильтрационно-емкостные характеристики модели пласта

Образец керна	Проница емость К по газу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Длина образца L, см	Диаметр, d, см	Площадь сечения, S, см <sup>2</sup>	Объем V, см <sup>3</sup>	Масса сухого образца, г	Масса насыщенно го образца (ср), г	V пор см <sup>3</sup>
1	124,88	4.28	3.00	7.07	30.30	64.09	69.42	5.26
2	121,93	4.23	3.00	7.07	29.88	63.11	68.01	4.85
3	102,86	4.31	3.00	7.06	30.44	63.76	69.09	5.27

Модель воды представляла собой смесь пластовой и морской воды в объемном соотношении 1:1.

Были проведены шесть экспериментов: для водонасыщенной и нефтенасыщенной сред с понижением забойного давления - для определения зависимости степени снижения проницаемости, а также прироста (увеличения) проницаемости после обработки соляной кислотой.

Результаты экспериментов представлены в таблице 6 и фигурах 1-6.

Таблица 6 – Результаты физического моделирования выпадения солей в пласте

№ опыта	Проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>				Кратность изменения проницаемости, раз	Забойное давление, МПа/м
	по газу	по воде при 10 МПа/м	по воде при забойном давлении	по воде после обработки 12% HCl		
<b>В условиях начальной водонасыщенности</b>						
<b>Влияние депрессии</b>						
1	124,88	87,92	40,1	-	- 2,2	7
2	121,93	79,99	27,92	-	- 2,9	5
3	102,86	56,83	27,5	-	- 2,1	4,5
<b>Влияние кислотной обработки</b>						
4*	124,88	72,15	27,86	43,8 (0,5 V <sub>пор.</sub> )	+ 1,6	4
5**	121,93	68,15	30,49	69 (1,0 V <sub>пор.</sub> )	+ 2,3	3,5
<b>В условиях остаточной нефтенасыщенности</b>						
6**	102,86	2,22	1,04	1,44 (1,0 V <sub>пор.</sub> )	+ 1,4	3,5

Примечание:

\* Оторочка 12% HCl составила 0,5 объема пор.

\*\* Оторочка 12% HCl составила 1,0 объем пор

На фиг. 1-6 представлены динамики изменения основных показателей исследованных пористых сред соответственно в экспериментах 1-6 по таблице 6, а именно:

Фиг. 1 - Динамика изменения основных показателей на водонасыщенной среде в опыте 1 по таблице 6, Узеньского месторождения;

Фиг. 2 – Динамика изменения основных показателей на водонасыщенной среде в опыте 2 по таблице 6, Узеньского месторождения;

Фиг. 3 – Динамика изменения основных показателей на водонасыщенной среде в опыте 3 по таблице 6, Узеньского месторождения;

Фиг. 4 – Динамика изменения основных показателей на водонасыщенной среде в опыте 4 по таблице 6, Узеньского месторождения; оторочка 12% HCl 0,5 V<sub>пор.</sub>

Фиг. 5 – Динамика изменения основных показателей на водонасыщенной среде в опыте 5 по таблице 6, Узеньского месторождения; оторочка 12% HCl 1,0 V<sub>пор.</sub>

Фиг. 6 – Динамика изменения основных показателей на нефтенасыщенной среде в опыте 6 по таблице 6, Узеньского месторождения; оторочка 12% HCl 1,0 V<sub>пор.</sub>

*По результатам фильтрационных исследований установлено:*

- снижение проницаемости пористой среды при фильтровании обводненных флюидов в условиях Узеньского месторождения в 2,1-2,9 раза с ростом депрессии в скважинах;
- причиной снижения проницаемости является выпадение труднорастворимых солей из пластовой воды - кальцита, барита и – отчасти - целестина;
- применение кислотной обработки позволяет восстановить проницаемость пористой среды до первоначального уровня, увеличив ее в 1,4 – 2,3 раза относительно текущих величин.

### ПРИМЕРЫ ПРОМЫСЛОВОЙ РЕАЛИЗАЦИИ СПОСОБА ДЛЯ УЗЕНЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### Пример 1 - Обработка нагнетательной скважины

Обработка нагнетательной скважины, закачивающей морскую воду и/или ее смесь с пластовой водой, проводилась после снижения ее приемистости в результате солеотложения на 30% - до 197 м<sup>3</sup>/сут.

Обработка нагнетательной скважины проводилась в две стадии.

В качестве *первой стадии* проводилась щелочная обработка с общим объемом нагретой до 80-90 °С щелочного реагента (% масс.: 20 – карбонат натрия Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, пресная техническая вода - остальное), рассчитанным из расхода 1 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной мощности пласта.

Следом за закачкой щелочного реагента производилась его продавка в ПЗП пресной технической водой, нагретой до 80-90 °С, в объеме 0,5 м<sup>3</sup>/м.

После продавки щелочной реагент выдерживался в пласте в течение 2 часов.

*Вторая стадия* обработки производилась в объеме 2,0 м<sup>3</sup>/м, солянокислотной композицией следующего состава, % масс.:

24-процентная соляная кислота - 20,8;  
ингибитор кислотной коррозии - 0,2;  
ПАВ Нефтенол-К – 0,5;  
пресная техническая вода - остальное.

(Ингибитор кислотной коррозии применяется для снижения коррозионной агрессивности хлористоводородной кислоты в дозировках 0,1 - 2,0 % в зависимости от температуры пласта, марки ингибитора и концентрации применяемой кислоты. Применяются, например, марки SCA-90-P; Сонкор 9510К; УноКем 13001С; Pyrgoil Wincore, марка 125).

Далее производилась продавка композиции пресной технической водой в объеме 0,5 м<sup>3</sup>/м.

*Приемистость нагнетательной скважины после обработки выросла со 197 до 220 м<sup>3</sup>/сут., т.е. на 23 м<sup>3</sup>/сут.*

Пример 2 - Обработка призабойной зоны на добывающей скважине

Обработка призабойной зоны скважины производилась при снижении дебита скважины по жидкости на 30% - до 40,5 м<sup>3</sup>/сут.

Обработка призабойной зоны на добывающей скважине производилась в объеме 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной мощности пласта солянокислотной композицией следующего состава, % масс.:

24-процентная соляная кислота - 50;  
ингибитор кислотной коррозии - 0,5;  
ПАВ Нефтенол-К - 0,5;  
пресная техническая вода - остальное.

Далее производилась продавка композиции пресной технической водой в объеме 2,0 м<sup>3</sup>/м.

После продавки солянокислотная композиция выдерживалась в пласте в течение 2 часов.

Далее скважина выводилась на режим.

*В результате обработки призабойной зоны скважины дебит скважины по жидкости вырос с 40,5 до 48,0 м<sup>3</sup>/сут, дебит по нефти не изменился и составил с 4,3 т/сут.*

Указанная солянокислотная композиция может дополнительно содержать для предотвращения вторичного осадкообразования в ПЗП ингибитор солеотложения, например, оксидендифосфоновую кислоту ОЭДФ К в концентрации 0,5 - 1,0 масс. % по активной основе.

В качестве термостабильного ПАВ, кроме указанного Нефтенола-К, могут применяться и другие термостабильные ПАВ.

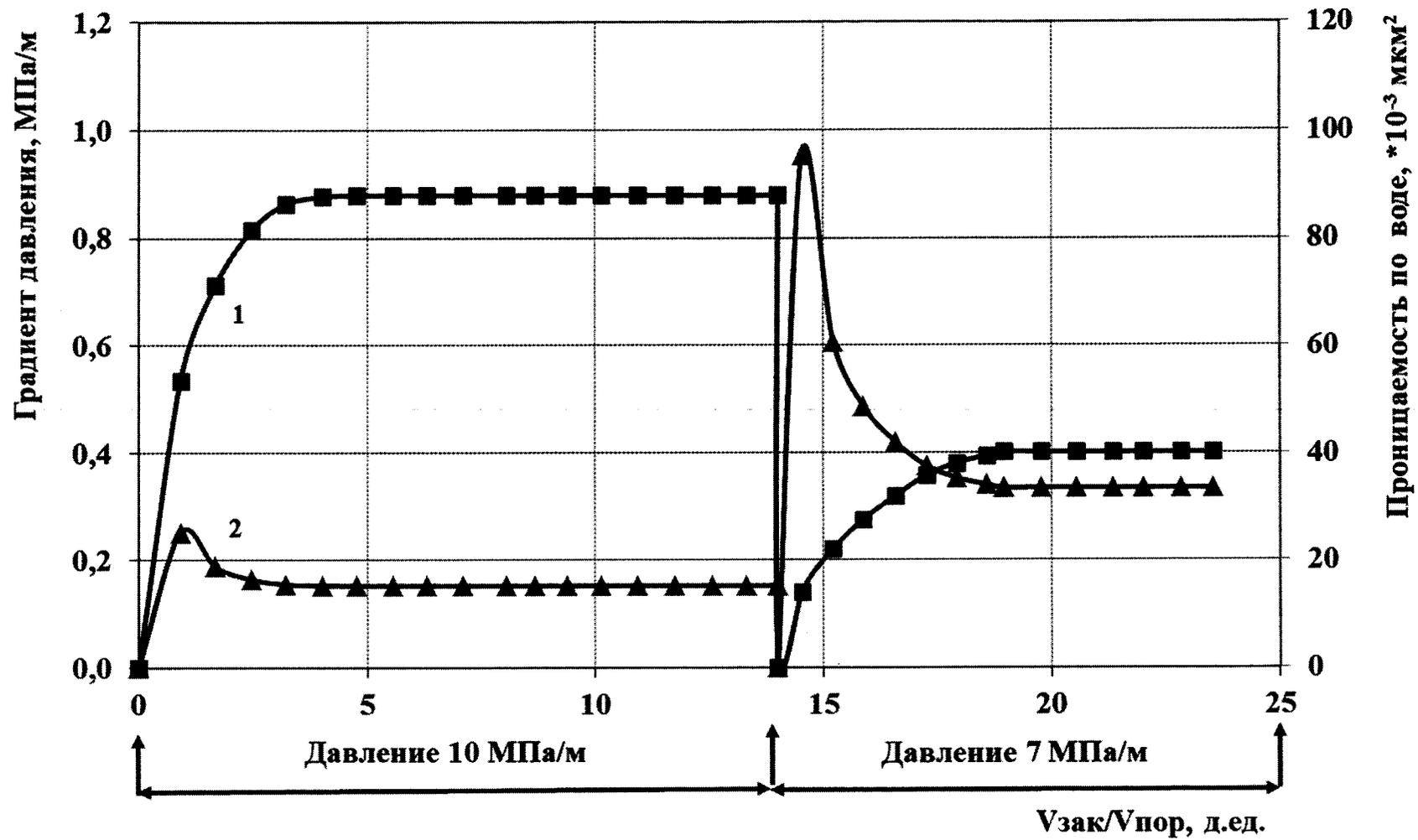
Таким образом, предлагаемый способ поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита эффективнее прототипа за счет снижения образования кальцита в добывающих и нагнетательных скважинах и растворения барита в нагнетательных скважинах.

## Формула изобретения

1. Способ поддержания пластового давления закачкой морской воды на месторождении с высокой пластовой температурой и с осложнением в виде солеотложения барита, включающий термическую обработку нагнетательных скважин и проведение солянокислотных обработок добывающих скважин, **отличающийся** тем, что термическую обработку нагнетательных скважин совмещают с их обработкой щелочным реагентом, избыток которого нейтрализуют соляной кислотой, содержащей термостабильное поверхностно-активное вещество - ПАВ, а солянокислотные обработки добывающих скважин проводят составом, также содержащим термостабильное ПАВ.

2. Способ по п.1, **отличающийся** тем, что в качестве щелочного реагента используют водный раствор карбоната или гидроксида натрия.

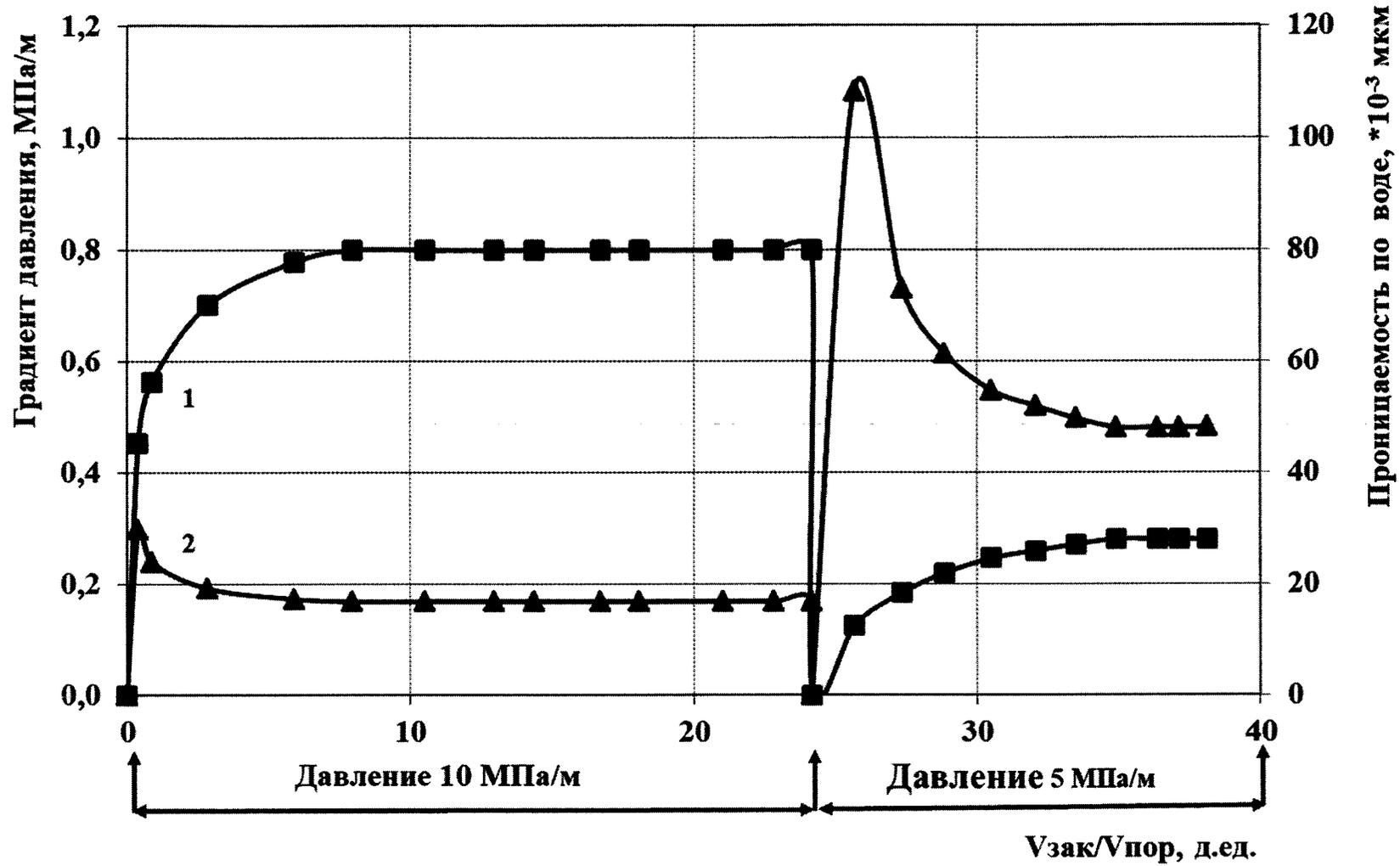
3. Способ по п.1, **отличающийся** тем, что обработки нагнетательных и добывающих скважин проводят периодически, при снижении приемистости или продуктивности на 30%.



1 - Проницаемость; 2 - Градиент давления.

Фиг. 1

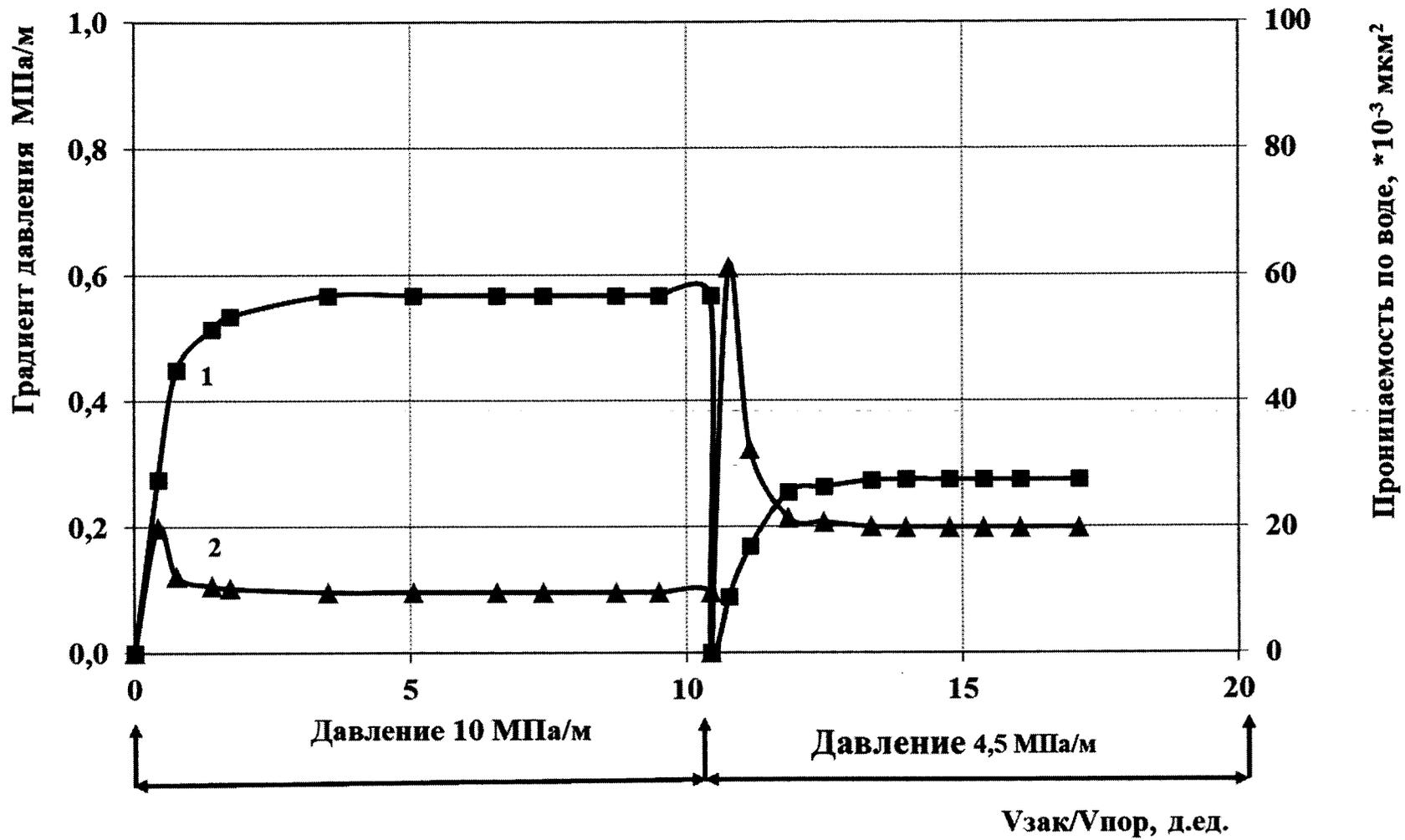
Автор: Казетов С.И.



1 - Проницаемость; 2 - Градиент давления.

Фиг. 2

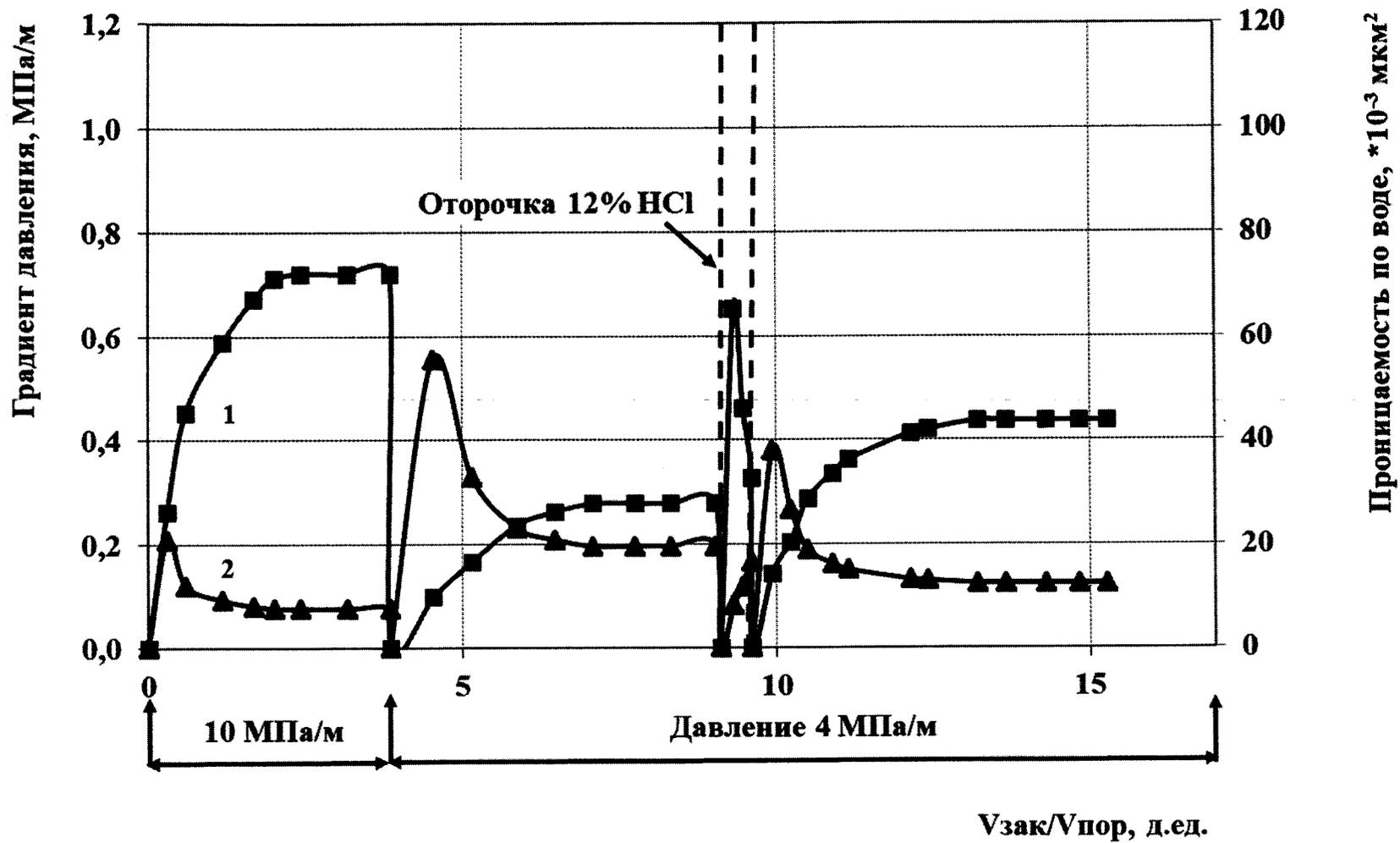
Автор: Казетов С.И.



1 - Проницаемость; 2 - Градиент давления.

Фиг. 3

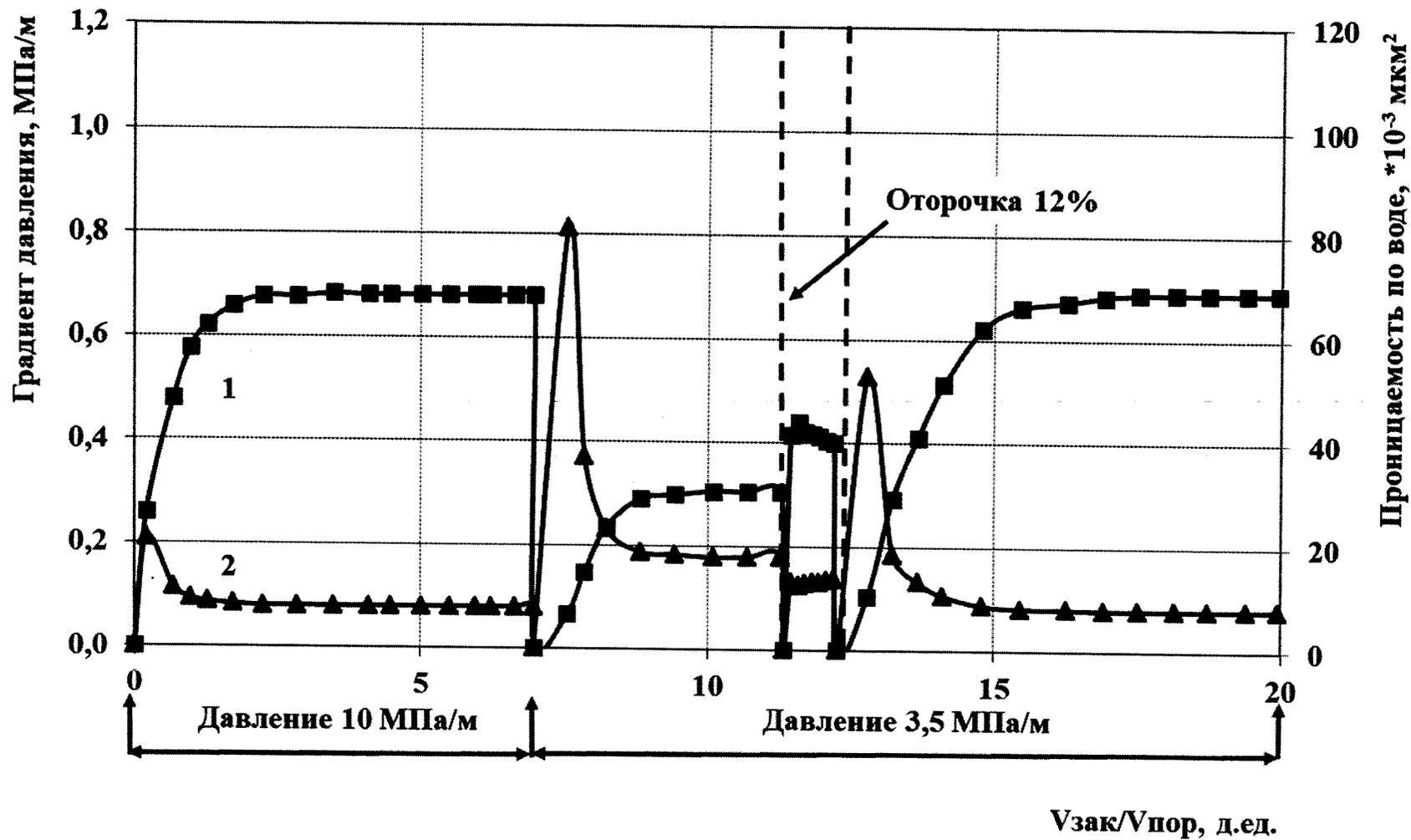
Автор: Казетов С.И.



1 - Проницаемость; 2 - Градент давления.

Фиг. 4

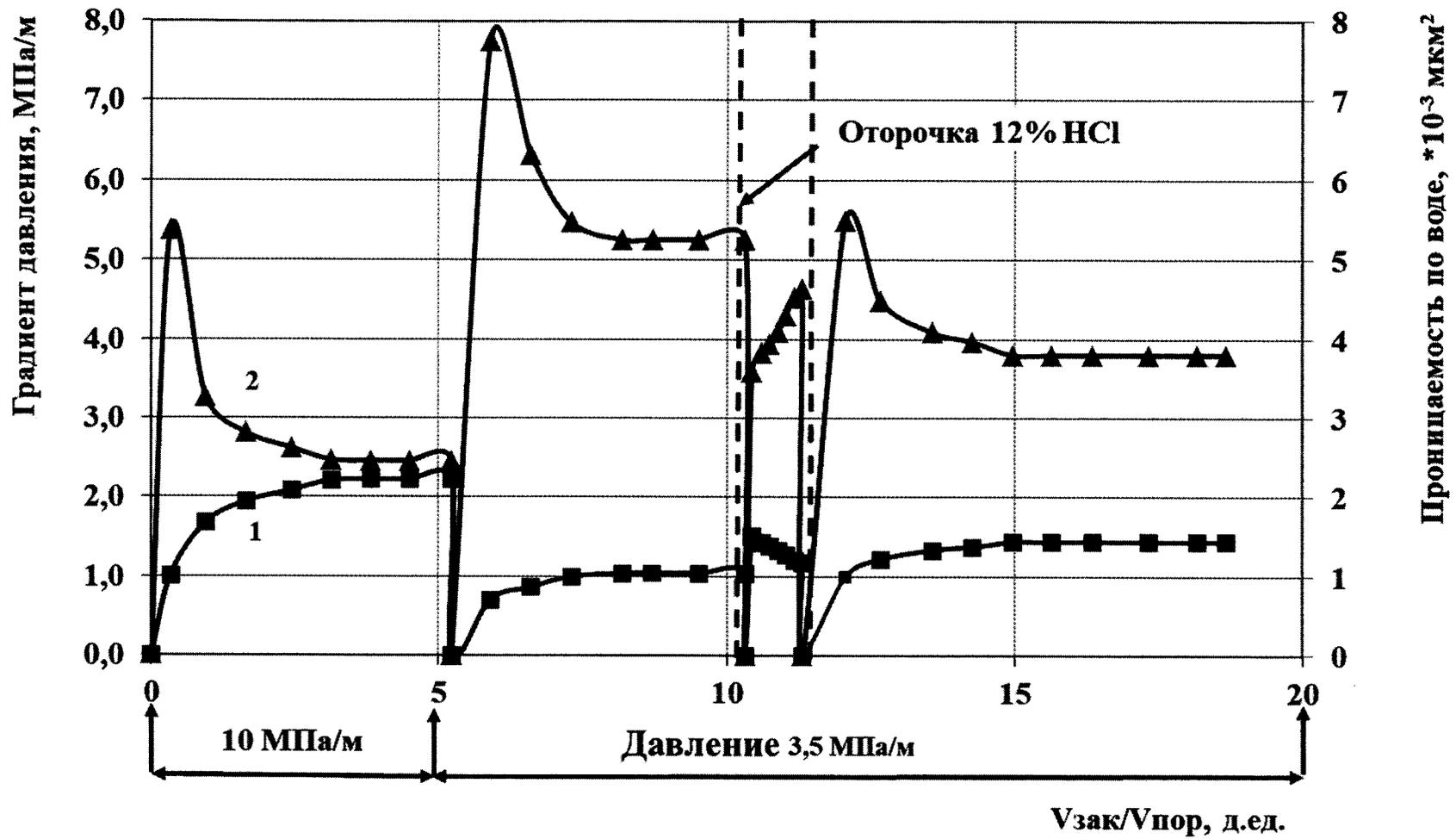
Автор: Казетов С.И.



1 - Проницаемость; 2 - Градент давления.

Фиг. 5

Автор: Казетов С.И.



1 - Проницаемость; 2 - Градиент давления.

Фиг. 6

Автор: Казетов С.И.

## ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ  
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42  
Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

201800441

Дата подачи: 24 июля 2018 (24.07.2018)		Дата испрашиваемого приоритета:
Название изобретения: Способ поддержания пластового давления закачкой морской воды		
Заявитель: КАЗЕТОВ Сагидулла Ибатуллоевич		
<input type="checkbox"/> Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа) <input type="checkbox"/> Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)		
А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:		
МПК:	<i>E21B 43/20</i> (2006.01) <i>E21B 43/24</i> (2006.01) <i>E21B 43/27</i> (2006.01) <i>C09K 8/528</i> (2006.01) <i>C09K 8/74</i> (2006.01)	СПК: <i>E21B 43/20</i> (2013-01) <i>E21B 43/24</i> (2013-01) <i>E21B 43/281</i> (2013-01) <i>C09K 8/528</i> (2013-01) <i>C09K 8/74</i> (2013-01)
Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК		
Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:		
Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК) E21B 43/00, 43/16, 43/18, 43/20, 43/22, 43/24-43/247, 43/25-43/27, C09K 8/00, 8/52, 8/528, 8/58, 8/592, 8/60-8/78		
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:		
В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ		
Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
Y	RU 2314332 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "САМАРАОЙЛ") 10.01.2008, реферат, с. 4, строки 26-31, с. 4, строка 52, с. 5, строка 1, с. 5, строки 15-21, 32-51	1-3
Y, D	БЕРЕЗОВСКИЙ ДЕНИС АЛЕКСАНДРОВИЧ и др., Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень, НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИЯ (политехнический вестник), Краснодар, ООО "Издательский Дом - ЮГ", 2017, № 3, с. 100-123, с. 103, абзац 3 снизу, с. 105, абзац 8, с. 116, абзац 2 снизу, с. 117, абзац 4 снизу	1-3
Y	RU 2125154 C1 (ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ИНТОЙЛ") 20.01.1999, реферат, с. 3, строки 11-49	1-3
<input type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы В		
<input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении		
* Особые категории ссылочных документов:		
"А" документ, определяющий общий уровень техники	"Т" более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения	
"Е" более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее	"Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности	
"О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.	"У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории	
"Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета	"&" документ, являющийся патентом-аналогом	
"D" документ, приведенный в евразийской заявке	"L" документ, приведенный в других целях	
Дата действительного завершения патентного поиска:		15 февраля 2019 (15.02.2019)
Наименование и адрес Международного поискового органа: Федеральный институт промышленной собственности РФ, 125993, Москва, Г-59, ГСП-3, Бережковская наб., д. 30-1. Факс: (499) 243-3337, телегайт: 114818 ПОДАЧА		Уполномоченное лицо :  Л. В. Андреева Телефон № (499) 240-25-91