



# МГРИ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ



## Перспективы внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти

Докладчик: Вице-президент, член-корреспондент РАЕН, д.т.н. профессор МГРИ Шахвердиев А.Х.

Со-докладчики: к.т.н. доцент МГРИ Бруслов А.Ю, к.г.-м.н, Начальник Управления ПАО ЛУКОЙЛ Арефьев С.В, Ст.преподаватель МГРИ Денисов А.В.

Москва, 27.10.2025



- В отличие от технологий поверхностной закачки CO<sub>2</sub> через скважины, внутрипластовая генерация не требует дорогостоящего специального оборудования и трубопроводов, не сопровождается рисками ранних прорывов CO<sub>2</sub> к добывающим скважинам, взрывопроявлений, ранений, отравлений и загрязнений для здоровья персонала и экологии
- Внутрипластовая генерация CO<sub>2</sub> реализует модульный, управляемый принцип по наращиванию масштаба и может воспроизводиться многократно



# Основные методы внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub>

№	Метод	Характеристики метода		
		Сущность метода	Основное Авторство	Основные ограничения
1	«Естественной», реакции кислоты и карбонатосодержащих пород	CO <sub>2</sub> как побочный продукт реакции при кислотных обработках карбонатсодержащих пород	Широкомасштабная многолетняя практика кислотных обработок	Площадь реакционной поверхности и количество карбонатсодержащих пород
2	Путем внутрипластового высокотемпературного гидролиза раствора карбамида	$\text{CO}(\text{NH}_2)_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + 2\text{NH}_3$	Алтунина Л.К. и другие	Пластовых температуры или необходимость разогрева пласта свыше 80°C
3	<b>ВПГ-CO<sub>2</sub></b> . Путем внутрипластовой генерации CO <sub>2</sub> после химической реакции растворов газообразующего (MeCO <sub>3</sub> ) и кислотного (HA) газогенерирующего реагентов	$\text{HA} + \text{MeCO}_3 = \text{CO}_2 + \text{MeA} + \text{H}_2\text{O} + \text{Q}$	Шахвердиев А.Х и другие	Технологические ограничения отсутствуют



# Метод ВПГ-СО<sub>2</sub>: основные отличия от объемной закачки СО<sub>2</sub>

## Сравнение параметров методов/ технологий с применением СО<sub>2</sub>

Параметр	Характеристики параметра для метода/ технологий	
	Объемная/ непрерывная закачка СО <sub>2</sub>	ВПГ-СО <sub>2</sub>
Роль	Альтернатива заводнению	Дополнение к заводнению
Источник СО <sub>2</sub>	Закачка с поверхности	Внутрипластовая генерация без закачки с поверхности
Нефтевытесняющие системы	Чистая СО <sub>2</sub> , а также система из насыщенных СО <sub>2</sub> нефти и воды	Система из насыщенных СО <sub>2</sub> , нефти и воды
Объемы закачки химреагентов	Сопоставимые с объемом пор целевого нефтесодержащего пространства	Многokrратно меньшие объема пор целевого нефтесодержащего пространства
Риск прорыва СО <sub>2</sub> к добывающим скважинам	Существенный	Отсутствует

**Метод, технология ВПГ-СО<sub>2</sub> по главным параметрам принципиально отличается от методов и технологий с объемной закачкой СО<sub>2</sub> с поверхности**



**По методу ВПГ –СО<sub>2</sub> для довытеснения нефти на поздней стадии заводнения, объемы и продолжительность закачки химреагентов кратно меньше тех, что в технологиях объемной закачки СО<sub>2</sub> как альтернативных для заводнения.**

**Работоспособность объемов закачки химреагентов, по технологии ВПГ-СО<sub>2</sub> (в том числе в терминах ОПГС) , в объемах 500 м<sup>3</sup> и даже меньших, показана накопленным опытом опытно-промышленных и промышленных работ.**



- **Высокоскоростная генерация двуокиси углерода как продукта внутрипластовой реакции между водными растворами газообразующего и газогенерирующего агентов**
- **Распределение сгенерированной двуокиси углерода в нефти и водном солевом растворе от реакции газообразующего и газогенерирующего агентов**
- **Дополнительная очистка и увеличение проницаемости коллектора в контакте с CO<sub>2</sub>**
- **Вытеснение (дренаж) дополнительной нефти, обогащенной CO<sub>2</sub>, водным солевым раствором с растворенной двуокисью углерода**



- Сквасинная циклическая чередующаяся закачка порций растворов реагирующих газообразующего и газогенерирующего агентов, с обязательной закачкой порций буферной воды, разделяющей порции реагирующих агентов
- Последовательная закачка одной порции раствора газообразующего агента, порции разделяющей буферной воды и порции раствора газогенерирующего агента составляет один цикл
- Оптимальное количество циклов для одной сквасино- операции составляет от двух до четырех



## Объемы реагентов для внутрислоевого генерации CO<sub>2</sub>

- **Объемы реагентов для внутрислоевого генерации CO<sub>2</sub> обоснуют оценочными расчетами, на базе информации о расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами, границах призабойных зон, насыщенных толщинах и глубинах залегания коллектора а также концентрациях закачиваемых растворов реагентов**
- **Общий объем закачиваемых реагентов ( растворов газообразующего и газогенерирующего агентов) на одну скважино-операцию составляет от 200 м<sup>3</sup> и более**

# **Технологическая доступность нефтедобычи с внутрислоистой генерацией CO<sub>2</sub> по методу ВПГ-CO<sub>2</sub>**

- Доступность реагентов (например, кальцинированной соды и ингибированной соляной кислоты)**
- Пригодность типовой техники (растворные узлы, кислотные агрегаты)**
- Быстрое обучение персонала подготовке и проведению технологических операций а также мерам безопасности, охраны здоровья и окружающей среды**
- Возможность надежного технологического контроля**

# Результаты опытно- промышленных работ по методу ВПГ- CO2



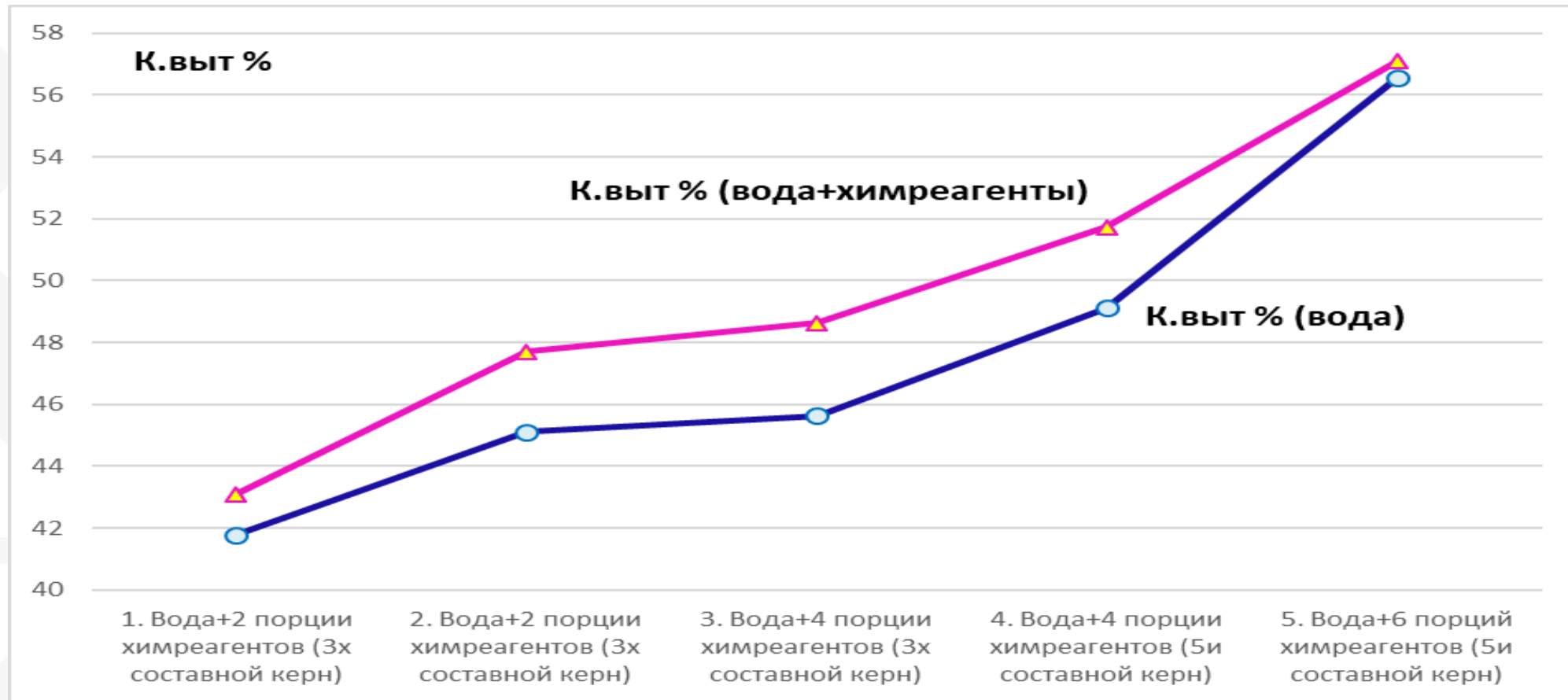
Объект ОПР	Год	Кол-во скважино-операций	Объем водных р-ров химреагентов на 1 скв, м3	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Время оценки эффекта, мес	Прирост добычи нефти, %	Кол-во добывающих скважин
ОПР АВ1-3 Самотлорского м.	1999 г	13	180	18	9	22	62
ОПР ЮВ1(2) Новопокурское м.	2001 г	3	160	3	9	19	10
ОПР Чжуньюянь КНР	2002 г	18	190-330	9	6	16	43
ОПР MUSKOGEE OIL FIELD США	2009 г	3	98	0,42	1	45	14
ОПР АВ8 Ватъеганское м.	2010 г	5	495	5,6	6	13	21
ОПР Бохай Бей КНР	2009-2010 г	2	345	5,9	4	22	8
ОПР БС10 Тевлинско-Русскинское м.	2022-2023	3	327-660	3	8	13	17

**В период 1999-2023 г.г. метод и технология ВПГ-СО2( прежнее название ОПГС) применялся как в России, так и дальнем зарубежье . С результативностью по увеличению нефтедобычи на 13-22% в течение 1-9 месяцев.**

# Основные результаты проведенных фильтрационных исследований 2022-2023 г.



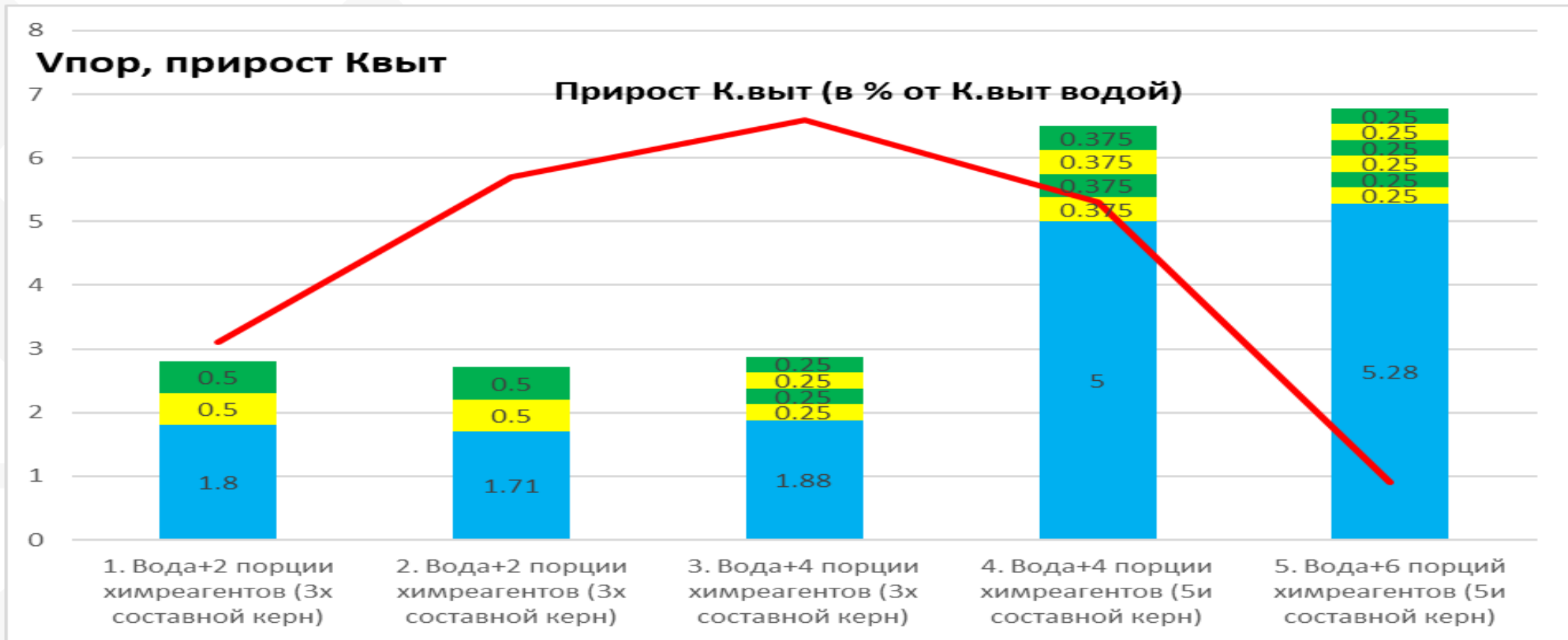
Эксперимент	Закачано	Количество циклов (порций)	Объем закачки в поровых объемах	Накопленный поровый объем, закачки д.ед	К.выт, %	Прирост К.выт	Прирост К.выт (в % от К.выт водой)
1. Раствор соды на дист. воде. 2 порции химреагентов по 0,5 порового объема. 3х составной керн. Общая проницаемость 173 мД. Пористость 0,22. Нач нефтенасыщ. 0,71.	Вода ППД		1.8	1.8	41.78		
	Химреагенты	1(2)	0.99	2.79	43.09	1.31	3.1
	Проталкивающая вода		1.24	4.03	43.09		
2. Раствор соды на подтоварн. воде. 2 порции химреагентов по 0,5 порового объема. 3х составной керн. Общая проницаемость 170 мД. Пористость 0,22. Нач нефтенасыщ. 0,71.	Вода ППД		1.71	1.71	45.1		
	Химреагенты	1(2)	0.99	2.7	47.7	2.6	5.8
	Проталкивающая вода		1.85	4.55	47.7		
3. Раствор соды на подтоварн. воде. 4 порции химреагентов по 0,25 порового объема. 3х составной керн. Общая проницаемость 176 мД. Пористость 0,22. Нач нефтенасыщ. 0,73.	Вода ППД		1.88	1.88	45.64		
	Химреагенты	2(4)	1.00	2.88	48.63	2.99	6.6
	Проталкивающая вода		2.29	5.17	49.91	4,27	9,4
4. Раствор соды на подтоварн. воде. 4 порции химреагентов по 0,375 порового объема. 5ти составной керн. Общая проницаемость 171 мД. Пористость 0,22. Нач. нефтенасыщ. 0,70.	Вода ППД		5.00	5.00	49.1		
	Химреагенты	2(4)	1.49	6.49	51.73	2.6	5.3
	Проталкивающая вода		2.92	9.41	51.73		
5. Раствор соды на подтоварн. воде. 6 порции химреагентов по 0,25 порового объема. 5ти составной керн. Общая проницаемость 170 мД. Пористость 0,22. Нач нефтенасыщ. 0,72.	Вода ППД		5.28	5.28	56.6		
	Химреагенты	3(6)	1.50	6.78	57.08	0.5	0.9
	Проталкивающая вода				57.08		



В условиях экспериментов, применение метода ВПГ-СО<sub>2</sub> ,после заводнения, сопровождается заметным относительным увеличением (до 7%) коэффициента вытеснения относительно достигнутых при заводнении. Результаты эксперимента №5 , с повышенным коэффициентом вытеснения при заводнении, нуждаются в уточнении.



## Абсолютные и относительные приросты коэффициентов вытеснения



Полученные результаты показывают наличие оптимального числа циклов закачки химреагентов, которому соответствуют максимальные приросты коэффициенты вытеснения нефти относительно достигнутых при заводнении. В условиях экспериментов это число циклов 2. В других условиях оптимальное число циклов может быть больше, что требует дальнейшего уточнения.



№ эксперимента	Коэффициенты проницаемости, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>			
	По газу, до насыщения флюидами	Фазовая по нефти, при создании начальной нефтенасыщенности	Фазовая по воде, до закачки химреагентов	Фазовая по воде, после закачки химреагентов
1	173,37	74,96	7,44	8,64
2	169,81	80,86	9,45	11,58
3	176,35	80,09	9,36	11,99
4	171,00			
5	170,00			
Среднее значение	172			

После реализации регазохимической технологии наблюдается увеличение фазовой проницаемости пористой среды по воде.



№ эксперимента	Коэффициенты проницаемости, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>			
	По газу, до насыщения флюидами	Фазовая по нефти, при создании начальной нефтенасыщенности	Фазовая по воде, до закачки <u>химреагентов</u>	Фазовая по воде, после закачки <u>химреагентов</u>
1	173,37	74,96	7,44	8,64
2	169,81	80,86	9,45	11,58
3	176,35	80,09	9,36	11,99

После реализации метода ВПГ-СО<sub>2</sub> наблюдается увеличение средней фазовой проницаемости пористой среды по воде. Это подтверждает получение дополнительного эффекта очистки пористой среды от частиц, затрудняющих фильтрацию.



## Объемы закачки реагентов

№	Фактические показатели.	№ модели пласта (колонки)				
		1	2	3	4	5
1	Σ объем прокаченных реагентов (сода+кислота), см <sup>3</sup>	36,1	<b>51,6</b>	36,4	173,2	56,2
2	Σ объем прокаченных реагентов (сода+кислота), поровые объемы	1,13	<b>1,73</b>	1,08	5,50	1,92
3	Количество циклов (сода+кислота).	4	<b>6</b>	4	18	6
4	Скорость закачки, см <sup>3</sup> /мин	0,2	<b>0,1</b>	0,05	0,4	0,05
5	Объем ПАА, см <sup>3</sup>	5,056	-	4,503	4,977	3,103
6	ПАА, поровые объемы	0,16	-	0,13	0,16	0,11

## Показатели характеристик вытеснения

№	Расчетные показатели.	№ модели пласта (колонки)				
		1	2	3	4	5
1	Фазовая проницаемость по воде до воздействия $K^0_{\text{в}}$ мкм <sup>2</sup> * 10 <sup>-3</sup>	7,7	<b>2,2</b>	0,5	35,8	0,22
2	Фазовая проницаемость по воде после воздействия $K^1_{\text{в}}$ мкм <sup>2</sup> * 10 <sup>-3</sup>	2,3	<b>1,6</b>	0,54	12,5	0,18
3	Изменение фазовой проницаемости по воде, $K^0_{\text{в}}/K^1_{\text{в}}$	3,3	<b>1,4</b>	0,9	2,9	1,2
4	Коэффиц. вытеснения нефти начальный, $\eta^0_{\text{выт.}}$ , %	52,25	<b>47,35</b>	37,56	56,18	36,51
5	Конечный коэффиц. вытеснения нефти, $\eta^1_{\text{выт.}}$ , %	56,88	<b>49,63</b>	43,11	59,34	40,82
6	Изменение коэффициента вытеснения нефти, %	4,63	<b>2,28</b>	5,55	3,15	4,31
7	Относительный прирост коэффициента вытеснения нефти, $\eta^1_{\text{выт.}}/\eta^0_{\text{выт.}}$	1,09	<b>1,05</b>	1,15	1,06	1,12



Проведенными фильтрационными исследованиями:

- Подтвержден факт дополнительного, после заводнения, извлечения нефти после закачки чередующихся порций растворов кальцинированной соды и соляной кислоты, при абсолютном увеличении коэффициента вытеснения от 2,61 до 2,99% при закачке 4х порций химреагентов или в относительных величинах, соответственно от 5,3 до 6,6%;
- Предварительно установлено, что закачка химреагентов двумя циклами (четырьмя чередующимися порциями растворов кальцинированной соды и соляной кислоты) является оптимальной по числу циклов. Таким образом обеспечиваются максимальные приросты коэффициентов вытеснения, по сравнению с закачкой по одному циклу (двух порций) или трех циклов (при закачке шести порций) и является оптимальной по числу циклов.



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ  
№ 2814697

## Способ разработки нефтяной залежи

Патентообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ) (RU)**

Авторы: **Шахвердиев Азизага Ханбаба Оглы (RU), Арефьев Сергей Валерьевич (RU), Бруслов Андрей Юрьевич (RU), Денисов Алексей Владимирович (RU)**

Заявка № 2022129699  
Приоритет изобретения **16 ноября 2022 г.**  
Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **04 марта 2024 г.**  
Срок действия исключительного права на изобретение истекает **16 ноября 2042 г.**

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Документ подписан электронной подписью  
Сертификат 429b64093853164b796483b73b4aa7  
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**  
Действителен с 2024.03.04 по 02.08.2024

Ю. С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** (11) **2 814 697<sup>(13)</sup> C1**

(51) МПК  
*E21B 43/22* (2006.01)  
*C09K 8/60* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

### (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
*E21B 43/20* (2023.08); *C09K 8/60* (2023.08)

(21)(22) Заявка: 2022129699, 16.11.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
16.11.2022

Дата регистрации:  
04.03.2024

Приоритет(ы):  
(22) Дата подачи заявки: 16.11.2022

(45) Опубликовано: 04.03.2024 Бюл. № 7

Адрес для переписки:  
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23,  
МГРИ

(72) Автор(ы):  
**Шахвердиев Азизага Ханбаба Оглы (RU),  
Арефьев Сергей Валерьевич (RU),  
Бруслов Андрей Юрьевич (RU),  
Денисов Алексей Владимирович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ) (RU)**

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2244110 C1, 10.01.2005. RU 2125154 C1, 20.01.1999. RU 2142557 C1, 10.12.1999. RU 2205948 C1, 10.06.2003. RU 2270913 C2, 27.02.2006. RU 2349742 C1, 20.03.2009. US 4523642 A1, 18.06.1985.**

(54) Способ разработки нефтяной залежи

(57) Реферат:  
Изобретение относится к нефтедобыче, в частности к способу разработки нефтяной залежи. Способ разработки нефтяной залежи заключается в проталкивании водой генерируемой в пласте газонасыщенной оторочки, создаваемой в пласте поочередной закачкой в пласт через нагнетательную скважину порций водных растворов карбоната натрия, соляной кислоты, порций буферной пресной воды, разделяющей порции водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты. Концентрации водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты

увеличивают с учетом разбавления в буферной пресной воде. Общий объем закачиваемых водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты уменьшают на общий объем порций буферной пресной воды. Число попеременно закачиваемых порций водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты обеспечивают в диапазоне 2-6 при сохранении общих объемов порций. Обеспечивается сокращение потерь водных растворов карбоната натрия, соляной кислоты и генерируемой двуокиси углерода. 2 табл.

RU 2814697 C1

RU 2814697 C1



## Патент RU 2814697 C1 . Формула изобретения

Способ разработки нефтяной залежи, заключающийся в проталкивании водой генерируемой в пласте газонасыщенной оторочки, создаваемой в пласте поочередной закачкой в пласт через нагнетательную скважину порций водных растворов карбоната натрия, соляной кислоты, порций буферной пресной воды, разделяющей порции водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты, отличающийся тем, что концентрации водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты увеличивают с учетом разбавления в буферной пресной воде, общий объем закачиваемых водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты уменьшают на общий объем порций буферной пресной воды, а число попеременно закачиваемых порций водных растворов карбоната натрия и соляной кислоты обеспечивают в диапазоне 2-6 при сохранении общих объемов порций.

# Технологический план работ (пример) по внутрислоистой генерации CO<sub>2</sub>



## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПЛАН

на производство работ по повышению нефтеотдачи пласта  
на скважине № \_\_\_\_\_ куст № \_\_\_\_\_ месторождения  
(Расходы химических реагентов, продажной, буферной воды, количество циклов,  
порядок работ уточняются применительно к конкретным условиям на скважинах)

1.1	Композиция	ВПП-CO <sub>2</sub>
1.2	Объем закачки	500,00 м <sup>3</sup>
1.3	Предельно допустимое давление закачки	Не превышая P <sub>опр-ки</sub> э/к, если P <sub>в</sub> < P <sub>опр.э/к</sub> , не превышать P <sub>в</sub> более чем на 10 атм.
1.4	<b>Расход химических реагентов:</b>	
	<b>Вода подтоварная (техническая)</b>	470 м <sup>3</sup>
	<b>- HCl (24%)</b>	80,5 м <sup>3</sup> (91,0 тн)
	<b>- Сода кальцинированная</b>	26,0 тн
	<b>- ПАА</b>	0,06 тн

№ п/п	Предлагаемый объем работ	Норм.вр. бр.час.
4.1	Ознакомить с планом звено под роспись, провести инструктаж по ОТ и ТБ	0,30
4.2	ПЗР связанный с переездом (перестановкой)	1,85
4.3	Переезд (перестановка) на скважину	4,20
4.4	Сделать ПЗР перед началом работ	1,21
4.5	Расстановка технологического оборудования и спец.техники согласно утверждённой схемы при ЭС. Подготовительные работы: сборка выкидной и нагнетательной линии, опрессовка на 1,5 кратное рабочее давление	1,99
4.6	Определить приемистость скважины на 3-х режимах при P=P <sub>в</sub> +/-10атм с обязательным насыщением скважины перед замером. В случае, когда нет возможности определить приемистость при данных режимах (высокая приемистость скважины), замер производить при следующих режимах: 1. P <sub>max</sub> , 2.- 10 атм от P <sub>max</sub> , 3. - 20 атм от P <sub>max</sub> с представителем ЦДНГ. Согласовать дальнейшую работу с заказчиком	2,34
4.7	Завезти на скважину необходимое количество хим.реагентов для приготовления системы ОПГС в объеме 494,5 м <sup>3</sup> : HCl – 80,5 м <sup>3</sup> (91,0 тн); Сода кальцинированная – 26,0 тн; ПАА – 0,06 тн	2,97

№ п/п	Предлагаемый объем работ	Норм.вр. бр.час.
4.8	<b>Закачка ВПП-CO<sub>2</sub>:</b>	111,0
	Произвести закачку ПАА + тех.воды в объеме V=12м <sup>3</sup> : - 0,5% ПАА – 5 кг/м <sup>3</sup> (60 кг на 12м <sup>3</sup> )	
	<b>I цикл:</b>	
	Произвести закачку газообразующего раствора в объеме V= 50 м <sup>3</sup> путем растворения соды кальцинированной для получения: - 12% водного раствора соды кальц. - 120 кг/м <sup>3</sup> (6000 кг на 50 м <sup>3</sup> ) - Тех.вода.	
	Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V = 3м <sup>3</sup> : Произвести закачку HCl в объеме V= 18 м <sup>3</sup> + тех.воды в объеме V=32 м <sup>3</sup> (закачку вести через тройник) (V <sub>тех.воды</sub> в зависимости от концентрации HCl): Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V=3 м <sup>3</sup>	
	<b>II цикл:</b>	
	Произвести закачку тех.воды в объеме V= 50 м <sup>3</sup> с добавлением соды кальц. в т.ч: - 12 % раствора соды кальц.- 120 кг/м <sup>3</sup> (6000 кг на 50 м <sup>3</sup> ) - Тех.вода.	
	Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V = 3 м <sup>3</sup> : Произвести закачку HCl в объеме V=18 м <sup>3</sup> + тех.воды в объеме V = 32 м <sup>3</sup> (закачку вести через тройник) (V <sub>тех.воды</sub> в зависимости от плотности HCl): Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V=3 м <sup>3</sup>	
	<b>III цикл:</b>	
	Произвести закачку тех.воды в V- 50 м <sup>3</sup> с добавлением соды кальц. в т.ч: - 12% раствора соды кальц.- 120 кг/м <sup>3</sup> (6000 кг на 50 м <sup>3</sup> ) - Тех.вода.	
	Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V=3м <sup>3</sup> Произвести закачку HCl в V= 18 м <sup>3</sup> + Тех.воды в объеме V=32 м <sup>3</sup> (Закачку вести через тройник) (V <sub>тех.воды</sub> в зависимости от плотности HCl): Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V=3 м <sup>3</sup>	
	<b>IV цикл:</b>	
	Произвести закачку тех.воды в объеме V= 66 м <sup>3</sup> с добавлением соды кальц. в т.ч: - 12 % раствора соды кальц.- 120 кг/м <sup>3</sup> (8000 кг на 66 м <sup>3</sup> ) - Тех.вода.	
	Произвести закачку буфера тех.воды в объеме V = 3м <sup>3</sup> : Произвести закачку HCl в объеме V= 26,5 м <sup>3</sup> + тех.воды в объеме V=44 м <sup>3</sup> (Закачку вести через тройник) (V <sub>тех.воды</sub> в зависимости от плотности HCl): Произвести закачку буфера тех.воды в V-10м <sup>3</sup>	
4.9	Продавка по затрубному пространству в технической водой в объеме V = 5 м <sup>3</sup>	0,30
4.10	Продавка по НКТ в V =10м <sup>3</sup>	1,0
4.11	Реагирование	0,20
4.12	Пустить скважину под закачку для насыщения пласта на 12 часов	12,00
4.13	Определить параметры работы скв. (P и Q <sub>пр</sub> ) после обработки с представителем ЦДНГ в 3-х режимах при P= в/в +/- 10атм. В случае, когда нет возможности определения приемистости при данных режимах (высокая приемистость скважины) замер произвести в следующих режимах: 1. P <sub>max</sub> , 2. - 10атм от P <sub>max</sub> , 3. - 20 атм от P <sub>max</sub> с представителем ЦДНГ с составлением двухстороннего акта.	3,00
4.14	Произвести заключительные работы и сдать ЦДНГ.	1,91
	<b>Итого нормативное время, бриг.часов</b>	<b>144,27</b>

# Внутрипластовая генерация CO2 для интенсификации добычи нефти



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ  
№ 2832755

## СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (RU)*

Авторы: *Шахвердиев Азиз ХанбабаОглы (RU), Бруслов Андрей Юрьевич (RU), Денисов Алексей Владимирович (RU), Арефьев Сергей Валерьевич (RU)*

Заявка № 2024110260  
Приоритет изобретения 15 апреля 2024 г.  
Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 28 декабря 2024 г.  
Срок действия исключительного права на изобретение истекает 15 апреля 2044 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Ю. С. Зубов

Ю. С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** (11) **2 832 755** (13) **C1**

(51) МПК  
E21B 43/27 (2006.01)  
E21B 43/22 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

### (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
E21B 43/27 (2024.08); E21B 43/16 (2024.08)

(21)(22) Заявка: 2024110260, 15.04.2024

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
15.04.2024

Дата регистрации:  
28.12.2024

Приоритет(ы):  
(22) Дата подачи заявки: 15.04.2024

(45) Опубликовано: 28.12.2024 Бюл. № 1

Адрес для переписки:  
119421, Москва, а/я 32, ООО  
"Интеллектуальный капитал"

(72) Автор(ы):  
Шахвердиев Азиз ХанбабаОглы (RU),  
Бруслов Андрей Юрьевич (RU),  
Денисов Алексей Владимирович (RU),  
Арефьев Сергей Валерьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2114291 C1, 27.06.1998. RU 2485160 C1, 20.06.2013. RU 2187635 C1, 20.08.2002. RU 2373385 C1, 20.11.2009. RU 2244110 C1, 10.01.2005. RU 2451169 C1, 20.05.2012. WO 2016/158584 A1, 06.10.2016.

### (54) СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:  
Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и предназначено для обработки призабойной зоны нагнетательных и добывающих нефтяных скважин. Технический результат - повышение эффективности обработки нефтяного пласта для последующей добычи нефтепродуктов. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта включает обработку пласта газожидкостным раствором, полученным в пласте путем последовательной закачки в пласт

сначала газовыделяющего водного раствора, а затем кислотного водного раствора. После закачки кислотного водного раствора закачивают растворитель, который выбирают по предварительным лабораторным экспериментам из условия наиболее эффективного растворения асфальто-смолистых отложений пласта из бензола, толуола, ксилола или их смеси. 2 з.п. ф-лы, 2 пр.

RU 2832755 C1

RU 2832755 C1



## Патент RU 2814697 C1 . Формула изобретения.

- 1. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта, включающий обработку пласта газожидкостным раствором, полученным в пласте путем последовательной закачки в пласт сначала газовыделяющего водного раствора, а затем кислотного водногораствора, отличающийся тем, что после закачки кислотного водного раствора закачивают растворитель, который выбирают по предварительным лабораторным экспериментам из условия наиболее эффективного растворения асфальто-смолистых отложений пласта из бензола, толуола, ксилола или их смеси.**
- 2. Способ по п. 1, в котором растворитель закачивают в количестве 30% от объема обрабатываемой зоны пласта.**
- 3. Способ по п. 1, в котором перед закачкой кислотного раствора заливают разделяющую буферную жидкость, представляющую собой воду**

# Апробация метода внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub>



Предлагаемая технология защищена патентами Российской Федерации № 2125154, 2244110. Технология получила одобрение и рекомендована для внедрения ЦКР Роснедра, согласно протокола №4079 от 06.09.2007 г.



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ  
ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ  
(ЦКР Роснедра)



Утверждаю

Председатель ЦКР Роснедра

Н.Н. Лисовский

2007 г.

## ПРОТОКОЛ заседания (нефтяная секция)

от 06.09.2007 № 4079

г. Москва

Реагозохимические технологии  
повышения нефтеотдачи пластов и  
интенсификации добычи нефти  
(доклад Шахвердиева А.Х.)

Присутствовали:

Лисовский Н.Н.	- Председатель ЦКР Роснедра – руководитель нефтяной секции ЦКР Роснедра
Жданов С.А.	- заместитель Председателя ЦКР Роснедра, первый заместитель руководителя нефтяной секции
Пономарев Н.С.	- ученый секретарь ЦКР Роснедра
Лапидус В.З.	-заместитель ученого секретаря нефтяной секции

Члены ЦКР Роснедра (нефтяная секция): Америка Л.Д., Абдуллин Р.А., Ахалкин М.Ю., Ашмян К.Д., Баишев А.Б., Билибин С.И., Васильев И.П., Гавура А.В., Гогоненков Г.Н., Давыдов А.В., Денисов С.Б., Дунаев В.Ф., Жечков А.И., Закиров С.Н., Зверева В.Н., Иванова М.М., Иоффе О.П., Кашик А.С., Крянев Д.Ю., Лозин Е.В., Лысенко В.Д., Макеева Е.К., Максимов М.М., Малюгин В.М., Малютина Г.С., Мартос В.Н., Михайлов Н.Н., Низиев В.А., Стасенков В.В., Халимов Э.М., Храмов П.Ф., Шавеский О.Ю., Шахвердиев А.Х., Шелепов В.В., Юферов Ю.К., Яшин Ю.Н.

Приглашенные:

от НП «НАЭН»: Красюкова О.К., Кузнецова Е.Б., Куприянов В.В., Сидимиров С.М., Яковлев А.В.

от ОАО «ЦГЭ»: Васильев В.В.

от ОАО «НК «Роснефть»: Сергеев А.Г., Ювченко Н.В.

от ООО «РН-Ставропольнефтегаз»: Томашев Д.В.



РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ к патенту Российской Федерации

1  
(21) 97109104/03 (22) 16.06.97  
(46) 20.01.99 Бюл. № 2  
(72) Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы (RU), Панахов Гейлани Минхадж оглы (AZ), Сулейманов Багир Алекпер оглы (AZ), Аббасов Эльдар Мехти оглы (AZ), Тужчиев О.А.(RU), Галеев Ф.Х.(RU)  
(71) (73) Закрытое акционерное общество "Интойл" (RU)  
(56) Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985, с.194. 195. SU 1717800 A1, 07.03.92. RU 2086756 C1, 10.08.97. US 3532165 C1, 06.10.70. US 3498379 A, 03.03.70. (98) 113105 Москва, Варшавское шоссе 8 ком.73. Шахвердиеву А.Х.  
(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(19) RU (11) 2125154 (13) C1

(51) 6 E 21 B 43/22

2  
(57) Использование: в нефтедобывающей промышленности для разработки нефтяного пласта заводнением. Обеспечивает повышение нефтеотдачи за счет увеличения охвата залежи заводнением. Сущность изобретения: по способу осуществляют вытеснение нефти газожидкостной оторочкой, проталкиваемой по пласту водой. Газожидкостную оторочку создают путем последовательной закачки в пласт через нагнетательные скважины водного раствора карбоната натрия и водного раствора соляной кислоты в равных объемах. Концентрацию карбоната натрия и соляной кислоты определяют из условия полного насыщения создаваемой оторочки двуокисью углерода при пластовом давлении и температуре. 1 табл.

RU  
2125154  
C1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) RU (11) 2 244 110 (13) C1  
(51) МПК<sup>7</sup> E 21 B 43/22

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2003110568/03, 13.06.2002  
(24) Дата начала действия патента: 13.06.2002  
(45) Опубликовано: 10.01.2005 Бюл. № 1

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2142557 C1, 10.12.1999. RU 2145381 C1, 10.02.2000. RU 1480411 C, 30.10.1994. US 4523642 A, 18.06.1985. ОГАНЕСЯН Э.Т. Важнейшие понятия и термины в химии: Справочное пособие. - М.: Высшая школа, 1993, с.152.

(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную фазу: 14.04.2003

(86) Заявка РСТ:  
RU 02/00289 (13.06.2002)

(87) Публикация РСТ:  
WO 03/10681 (24.12.2003)

Адрес для переписки:  
113105, Москва, Варшавское ш., 8, НП ИСИПН,  
А.В. Денисову

## (54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

(57) Реферат:  
Изобретение относится к нефтедобыче, в частности к способу разработки нефтяной залежи, позволяющему извлекать нефть из заводненного коллектора при сложных геолого-тектонических условиях на поздней стадии разработки. Техническим результатом изобретения является увеличение эффективности системы поддержания пластового давления и, соответственно, нефтеотдачи пласта за счет выравнивания фронта вытеснения и снижения вероятности разрушения скелета породы пласта, упрощение регулирования фазового состояния газожидкостной оторочки раствором. В способе разработки нефтяной залежи, заключающемся в проталкивании водой генерируемой в пласте газожидкостной оторочки, создаваемой в пласте поочередной закачкой в пласт через нагнетательную скважину средней соли угольной кислоты и кислотного раствора, после закачки средней соли угольной кислоты

(72) Автор(ы):  
Шахвердиев Азизага Ханбаба Оглы (RU),  
Панахов Гейлани Минхадж Оглы (AZ)  
(73) Патентообладатель(и):  
Некоммерческое партнерство Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи (RU)

кислотный раствор закачивают порциями, чередующимися с закачкой воды, при этом перед закачкой порции кислотного раствора, начиная, по меньшей мере, со второй порции, производят селективную изоляцию высокопроницаемых интервалов пласта. Кроме того, в качестве средней соли угольной кислоты в пласт закачивают водный раствор карбоната натрия или водную суспензию карбоната кальция, в качестве кислотного раствора - водный раствор соляной кислоты; селективную изоляцию высокопроницаемых интервалов пласта производят свежереприготовленным регулируемым вязкоупругим составом; регулируемый вязкоупругий состав содержит водоразрывной полимер акрилового ряда, сшиватель, термостабилизатор, поверхностно-активное вещество и воду. Суммарная массовая концентрация кислотного раствора определяется на основе массовой концентрации средней соли угольной кислоты и кислотного раствора, после закачки средней соли угольной кислоты соотношений, 7 з.п. ф-лы.

Стр. 1

RU 2125154 C1

RU 2244110 C1



- оптимизация количеств применяемых реагентов и частоты повторного применения**
- уточнение области и масштабирование эффективного применения**



**Проведение опытно-промышленных работ по обработкам призабойных зон скважин с внутрипластовой генерацией CO<sub>2</sub>, в том числе:**

**-Проведение лабораторных исследований по выделению асфальто-смолистых осадков из нефти, обрабатываемой CO<sub>2</sub>, и определению состава растворителя для асфальто-смолистых осадков**

**-Выделение участка и скважин для опытно-промышленных работ по обработкам призабойных зон скважин с внутрипластовой генерацией CO<sub>2</sub>**

**-Проведение опытно-промышленных работ по обработкам призабойных зон скважин с внутрипластовой генерацией CO<sub>2</sub>**

**-Анализ и оценка результатов опытно-промышленных работ для дальнейшего совершенствования и масштабирования технологии**



# Спасибо за внимание!

Шахвердиев Азиз Ханович

[shahverdievah@mgi.ru](mailto:shahverdievah@mgi.ru)

[ah\\_shah@mail.ru](mailto:ah_shah@mail.ru)