

УДК 622.276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-2.03>

<https://orcid.org/0000-0002-8257-4205>

<https://orcid.org/0000-0002-8471-5104>

<https://orcid.org/0000-0002-3451-9746>

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ СОЛЯНОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ



Л.Б. ЖЕТЕКОВА¹,
магистр, специалист
кафедры «Нефтехимический
инжиниринг»,
Zhetekova81@mail.ru



Б.Н. ҚОЙЛЫБАЕВ²,
PhD, ведущий инженер,
nomad_bk@bk.ru



М.К. КАРАЖАНОВА¹,
PhD, доцент кафедры
«Нефтехимический инжиниринг»,
mikado_70@inbox.ru

¹НАО «КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш.ЕСЕНОВА»
Республика Казахстан, 130003, г. Актау, 32 мкр

²АО «КАРАЖАНБАСМУНАЙ»,
Республика Казахстан 130003, г. Актау, 14 мкр

Приведены результаты анализа эффективности солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по залежам Ю-III высоковязкой нефти месторождения Каражанбас. Обобщены результаты лабораторных анализов и определений показателя растворимости пород. Приведенное обобщение опыта солянокислотных обработок в условиях залежей высоковязкой нефти месторождения Каражанбас позволяет проводить прогнозную оценку сравнительной эффективности данного мероприятия, осуществлять выбор скважин, контроль и регулирование процесса воздействия с целью сокращения количества неэффективных операций и повышения технико-экономических показателей предприятий топливно-энергетического комплекса на исследованных и аналогичных им по геолого-физическим условиям объектах.

Рассматриваемая залежь месторождения Каражанбас характеризуется высокой уплотненностью, низкой проницаемостью и, вообще, сложной геологической структурой, отсутствием порового пространства и хорошо развитой трещиноватостью, как откры-

той так и закрытой, которое требует глубокого анализа, разработки новых (или совершенствования существующих) технологических решений при выработке запасов нефти.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: скважина, анализ, вязкость, состав нефти, кислотная обработка.

ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ ӨНДІРІСТІК АҚПАРАТ НЕГІЗІНДЕ ҰҢҒЫЛАРДЫҢ ТҮП АЙМАҒЫНА ТҰЗ ҚЫШҚЫЛЫНЫҢ ӘСЕР ЕТУ НӘТИЖЕЛЕРІН ТАЛДАУ

Л.Б. ЖЕТЕКОВА¹, «Мұнайхимия инжиниринг» кафедрасының маманы, магистр,
Zhetekova81@mail.ru

Б.Н. ҚОЙЛЫБАЕВ², бас инженер, nomad_bk@bk.ru

М.К. КАРАЖАНОВА¹, «Мұнайхимия инжиниринг» кафедрасының доценті, PhD,
mikado_70@inbox.ru

¹«Ш.ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ ТЕХНОЛОГИЯЛАР
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ,
Қазақстан Республикасы 130003, Ақтау қ., 32 шағын аудан

²АҚ «ҚАРАЖАНБАСМҰНАЙ»,
Қазақстан Республикасы 130003, Ақтау қ., 14 шағын аудан

Мақалада Қаражанбас кен орнының тұтқырлығы жоғары мұнайдың Ю-III кен орында-рындағы ұңғымалардың түптік аймағына тұз қышқылының әсер ету тиімділігін талдау нәтижелері берілген. Зертханалық талдаулардың нәтижелері және тау жыныстарының ерігіштік көрсеткішін анықтау қорытындыланады. Осы тарауда келтірілген Қаражан-бас кен орнының жоғары тұтқыр мұнай кен орындары жағдайында тұз қышқылын өңдеу тәжірибесін жалпылау осы қызметтің салыстырмалы тиімділігін болжамды бағалауды жүзеге асыруға, ұңғыларды таңдауға, бақылау және реттеуге мүмкіндік береді.

Тиімсіз операциялардың санын азайту және отын-энергетика кешені кәсіпорындары-ның зерттелетін және геологиялық-физикалық жағдайлары бойынша оларға ұқсас объ-ектілерге техникалық-экономикалық көрсеткіштерін жақсарту мақсатында әсер ету процесі болып табылады. Қаражанбас кен орнының қарастырылып отырған коллекторы тығыздалуының жоғарылығымен, су өткізгіштігінің төмендігімен және тұтастай алғанда күрделі геологиялық құрылымымен, саңылау кеңістігінің жоқтығымен және жақсы дамыған ашық және жабық жарылуымен сипатталады, бұл терең талдауды және өңдеуді қажет етеді. Мұнай қорларын игерудегі жаңа (немесе қолданыстағыларды жетілдіру) техноло-гиялық шешімдер жүзеге асырылуы тиіс.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Ұңғы, талдау, тұтқырлық, мұнай құрамы, қышқылды өңдеу.

ANALYSIS OF THE RESULTS OF HYDROCHLORIC ACID IMPACT ON THE BOTTOMHOLE ZONE OF WELLS BASED ON GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION

L.B. ZHETEKOVA¹, master, specialist of the department «Petrochemical engineering»,
Zhetekova81@mail.ru

B.N. KOILYBAYEV², PhD, Leading Engineer, nomad_bk@bk.ru

M.K. KARAZHANOVA¹, PhD, Associate Professor, Department of «Petrochemical Engineering»,
mikado_70@inbox.ru

¹NJSC «CASPIAN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND ENGINEERING
NAMED AFTER SH. YESSENOV»,
microdistrict 32, Aktau, 130003, Republic of Kazakhstan

²JSC «KARAZHANBASMUNAY»,
Republic of Kazakhstan 130003, Aktau, 14 microdistrict

The article presents the results of the analysis of the effectiveness of hydrochloric acid impact on the bottomhole zone of wells in the Yu-III deposits of high-viscosity oil of the Karazhanbas field. The results of laboratory analyzes and determinations of the rock solubility index are summarized. The generalization of the experience of hydrochloric acid treatments in the conditions of high-viscosity oil deposits of the Karazhanbas field given in this chapter makes it possible to carry out a predictive assessment of the comparative effectiveness of this activity, to select wells, control and regulate the impact process in order to reduce the number of inefficient operations and improve the technical and economic performance of enterprises in the fuel and energy complex on the objects studied and similar to them in terms of geological and physical conditions.

The considered reservoir of the Karazhanbas field is characterized by high compaction, low permeability and, in general, a complex geological structure, the absence of pore space and well-developed fracturing, both open and closed, which requires in-depth analysis, development of new (or improvement of existing) technological solutions in the development of oil reserves.

KEY WORDS: wells, analysis, viscosity, oil composition, acid treatment.

Введение. Как известно, кислотная обработка скважин является одним из видов интенсификации добычи, при котором кислота закачивается в пласт под давлением разрыва пласта в целях увеличения проницаемости пород либо обработки и очистки от загрязнений призабойной зоны скважин. Улучшение продуктивности скважин достигается за счет растворения пород кислотным составом.

Как показывают результаты исследований, воздействие на призабойную зону пласта с использованием солянокислотных растворов было и остается основным при разработке залежей высоковязкой нефти. Однако многочисленные исследования, проведенные как в России, Казахстане, Азербайджане, так и в странах Дальнего Зарубежья, показывают, что эффективность этого метода воздействия не всегда достаточно высока, а иногда даже характеризуется отрицательными результатами. Причинами этого являются: особенности геологического строения залежей, в частности, несоответствие применяемой технологии воздействия конкретным геологическим условиям объекта, отсутствие научно обоснованных методик подбора скважин и технологий обработок с учетом технологических особенностей работы скважин и залежей [1–5], недостаточно полная проработка вопросов принятия решений. Необходимо отметить, что эффективность реализации методов воздействия на призабойную зону разные исследователи выражают с помощью различных критериев, что не позволяет производить сравнительный анализ результатов прогнозов для различных условий и дать всестороннюю и комплексную оценку сравнительной эффективности данного метода. Кроме того, установлено, что к настоящему времени практически отсутствуют исследования, позволяющие обобщить опыт проведения солянокислотных обработок (СКО) по залежам месторождения Каразжанбас, содержащим высоковязкую нефть (более 20 мПа·с) и трудноизвлекаемые запасы.

Использование моделей и методик, полученных ранее [3-5] для условий других залежей (применительно к результатам нашей классификации по составу, свойствам и условиям залегания нефти), может привести к получению не только больших погрешностей, но и противоречивых результатов.

Статистический анализ и обоснование эффективности применения СКО на месторождении Каражанбас. Существует большое количество методов воздействия на призабойную зону скважин. Одной из наиболее эффективных технологий с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора является обработка скважин кислотными составами.

Солянокислотная обработка (СКО) терригенных коллекторов – это сложный процесс, причиной сложности моделирования которого служит скорость реакции между терригенной матрицей породы и кислотой, и возможность осадкообразования. Кроме того, недостаточность исследований с глубоким анализом сравнительной эффективности этого метода в различных условиях существенно препятствует обоснованию и наиболее правильному выбору геологических условий для внедрения СКО. Эффективность СКО зависит в первую очередь от глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения в кислотном растворе коллектора. Для достижения эффективности необходим тщательный подбор кислотного состава и его оптимальной концентрации [7,8].

В связи с этим обобщение опыта проведения СКО в различных геолого-физических условиях тяжелыми, высоковязкими нефтями, с целью применения технологии, позволяющей проводить контроль и регулирование процесса воздействия, а также научно обоснованный выбор наилучшего соответствия геолого-физических условий и технологии проведения СКО является весьма актуальным.

Для решения поставленных задач выполнен анализ с использованием геолого-промысловых данных, собранных с месторождения Каражанбас.

В случае месторождения Каражанбас применялись различные концентрации кислотных растворов, в рассматриваемой скважине состав состоял из смеси, приготовленной в различных соотношениях концентраций соляной и плавиковой кислот, а также 12% HCl+3% CH₃COOH, рекомендованной КазНИПИМунайгаз по результатам лабораторных исследований, сделанных на 3 образцах керна залежи Ю-III. Всего было подобрано десять концентраций с различным соотношением.

Экспериментальными исследованиями установлено, что зависимости растворимости терригенной породы от концентрации соляной кислоты в составах, содержащих плавиковую кислоту, значительно различаются в области низких концентраций соляной кислоты, а композиции на основе соляной и уксусной кислот обладают значительно меньшей растворяющей способностью. Также было выявлено, что при более высоких концентрациях соляной кислоты вид фторсодержащего реагента перестает оказывать существенное влияние на параметры растворения терригенной породы. Растворимость горных пород терригенного коллектора определяется гравиметрическим методом как отношение потери массы навески высушенного до постоянной массы кернового материала до и после обработки кислотной композицией к исходной массе навески.

На аналитических весах взвешивается примерно 5-6 г кернового материала с точностью до 0,0001 г. Навеску аккуратно переносят в закрытую посуду с подготовленным раствором определенной концентрации, и наблюдают за изменением массы

от 1 часа до суток. По стечении заданного времени содержимое стакана переносят на бумажный фильтр, который предварительно доводится до постоянной массы m_{ϕ}^0 . Осадок на фильтре промывают дистиллированной водой. Полученный осадок на фильтре сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы m_{ϕ}^1 . Общую растворимость рассчитывают с помощью выражения:

$$P_{\text{общ}} = \frac{\Delta m_{\text{нав}}}{m_{\text{исх}}^{\text{нав}}} * 100\% \quad (1)$$

$$\Delta m_{\text{нав}} = m_{\text{нав}}^{\text{исх}} - m_{\text{нав}}^{\text{обр}} \quad (2)$$

$$m_{\text{нав}}^{\text{обр}} = m_{\phi}^1 - m_{\phi}^0 \quad (3)$$

По проведенным результатам исследования растворимости пород при различных концентрациях соляной и плавиковой кислот выявлено, что с увеличением концентрации кислот показатели растворимости растут. В результате выполненного статистического анализа получены эмпирические зависимости растворимости от концентрации соляной и плавиковой кислоты в виде:

$$P_{\text{общ}} = A(\text{HCl})^b(\text{HF})^c \quad (4)$$

В настоящей статье приводятся результаты реализации алгоритма нечеткого кластер-анализа, которые позволили установить, к какой категории относятся нефти, данные о которых собраны по месторождению Каражанбас и приведены в *таблице 1*. Предложенная в настоящей работе классификация месторождений трудноизвлекаемых запасов основана на анализе и обобщении информации о комплексе признаков, характеризующих состав, свойства и условия залегания нефтей ряда месторождений и отличается введением в число рассматриваемых признаков, характеризующих также и состав нефти.

Как следует из сравнения результатов ранее проведенного кластер анализа и данных, приведенных в *таблице 1*, по свойствам и условиям залегания нефть относится к трудноизвлекаемой.

Основные физико-химические процессы, происходящие при воздействии кислотным составом на породу.

Кислотная обработка является одним из самых распространенных химических методов интенсификации добычи нефти для восстановления продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Кислотные обработки проводятся с целью решения следующих задач.

1. Снижение скин-фактора посредством удаления минеральных и органических отложений из ПЗП. Скин-фактор представляет собой меру совершенства заканчивания скважины. Положительный скин-фактор свидетельствует о том, что пласт поврежден или возникли механические проблемы, нулевой скин-фактор говорит о том, что пласт не поврежден, отрицательный скин-фактор получается после стимуляции пласта (кислотная обработка, ГРП, глубокая перфорация).

2. Повышение гидропроводности низкопроницаемых участков пласта. Как отмечается в изобретении, коэффициент гидропроводности обычно определяется с уче-

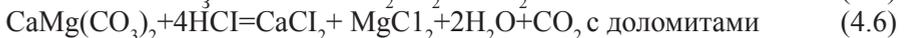
том трех переменных – проницаемости, эффективной (работающей) толщины пласта и вязкости флюидов. Исходя из этого, причинами низкой гидропроводности призабойной зоны пласта являются: а) низкая проницаемость призабойной зоны пласта вследствие его загрязненности различными отложениями и или низкой проницаемости пород, слагающих пласт; б) высокая вязкость добываемой продукции; в) высокая слоистая неоднородность пласта по проницаемости, приводящая к снижению эффективной толщины пласта. Глубина загрязнения пласта, происходящая в процессе вскрытия, эксплуатации, ремонта, сильно варьируется по скважинам. Например, после первичного вскрытия пласта бурением ее величина может составлять 1...2 м [6]. Низкая гидропроводность обусловлена также и высокой вязкостью добываемой продукции, низкой проницаемостью коллектора и его неоднородностью вследствие материнских свойств минерального скелета и флюидов нефтяного пласта. Неоднородность коллектора может быть увеличена влиянием режимов эксплуатации скважины и других внешних факторов.

3. Выравнивание профиля притока добывающих/профиля приемистости нагнетательных скважин. Цель работ по выравниванию профиля приемистости заключается в следующем: в увеличении коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт, а также снижения проницаемости каналов низких фильтрационных сопротивлений; в получении дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта; в снижении эксплуатационных затрат на добычу попутно добываемой воды.

Одним из основных принципов выбора концентрации компонентов кислот, входящих в кислотный раствор, является обеспечение максимально возможного количества растворенной породы при минимальном количестве нежелательных осадков.

Для карбонатных пород используют соляную кислоту, эффективно воздействующую на карбонат кальция или магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды, а также для минимизации выпадения фторида кальция-нерастворимого осадка, являющегося продуктом реакции плавиковой кислоты с карбонатами.

Реакция карбонатных пород с соляной кислотой описывается уравнениями (4.5) и (4.6).



Для терригенных пород применяют плавиковую кислоту, входящую в состав грязевой, единственную кислоту, обладающую способностью растворять силикатные породообразующие минералы, являющимися основными компонентами терригенного коллектора. Применение соляной кислоты в смеси с фтористоводородной кислотой помогает поддерживать pH в нужном интервале.



Три компонента (HCl, вода и ингибитор коррозии) составляют так называемый обычный кислотный состав для обработки скважин.

В кислотные растворы вводят различные присадки: ингибиторы коррозии, замедлители скорости реакции и т.д. [9,10]

Для защиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии применяют ингибиторы.

Таблица 1 – Состав, свойства и условия залегания пластовой нефти на месторождении Каражанбас

Скважины	Состав			Свойства пластовой нефти			Условия залегания	
	Парафины % масс	Асфальтены % масс	Смолы % масс	Вязкость сП	Плотность кг/м ³	Пористость	Проницаемость	
6К	2,1	3,4	18,2	368,4	930,4	0,006	123,6	
1132	1,6	3,2	17,8	421	939,5	0,0398	174,4	
8104	2	2,3	17,5	515	923,7	0,023	112,7	
1102	1,7	2,5	19,2	465	925,8	0,071	748,4	
1475	2,7	3,1	19,7	421,8	918,4	0,0097	641,3	
5080	1,9	2,3	17,8	345	930,1	0,0089	211	
401	1,7	2,4	18,6	422,5	918,6	0,0033	1032	
6596	1,8	2,8	20,3	327	921,5	0,0047	644,2	
8120	1,9	2,3	17,8	345	939	0,0046	1278	
8032	2	2,2	17,6	541	920	0,003	146	
8119	2	2,7	17,6	346	922	0,08	1056,7	
185	2,5	2,9	18,2	300	910	0,04	91,16	

Примечание. Закрашенные данные характеризуют условия проведения СКО

Таблица 2 - Результаты определения общей растворимости и оценок влияния на их значения концентраций соляной и плавиковой кислот

№ обр.	Глубина, м	Литологическое описание образца	Растворимость										Параметры ур-ния 4.4.				
			6% HCl + 1HF%	6% HCl + 3HF%	6% HCl + 5HF%	9% HCl + 1HF%	9% HCl + 3HF%	9% HCl + 5HF%	12% HCl + 1HF%	12% HCl + 3HF%	12% HCl + 5HF%	12% HCl + 3HF%	12% HCl + 5HF%	12% HCl + 3HF%	A	b	c
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14					
1	313,20	Песчаник мелкозернистый алевролитский, полимиктовый, буровато-серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом, наклонная трещина толщиной 0,5 мм залечена кальцитом	10,3	11,6	11,8	11,2	11,2	11,2	13,8	15,2	14,1	19,7	6,8	3,86	0,531	0,0713	
2	314,10	Песчаник мелкозернистый алевролитский, полимиктовый, серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом, имеются наклонные прослойки глинистого материала серого цвета толщиной 0,5 мм	7,8	5,2	7,7	5,9	6,8	7,6	4,5	6,7	5,7	3,3					0,03
3	318,16	Песчаник мелкозернистый алевролитский, полимиктовый, серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом	11,1	12,2	12,6	8,4	10	10,2	12	11,4	13,4	7,3					0,08
4	324,50	Песчаник мелкозернистый алевролитский, полимиктовый, серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом	7,1	9,8	10,4	6,9	10,6	13,7	5,7	11,4	11,6	8					0,35

Таблица 2 - Результаты определения общей растворимости и оценок влияния на их значения концентраций соляной и плавиковой кислот

5	328,68	Песчаник мелкозернистый алевролитистый, полимиктовый, буровато-серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом	11,4	11,4	10,3	12,8	13,3	12,7	11,8	8,2	8,5	8,3	19,42	0,24	0,05
6	337,04	Песчаник мелкозернистый алевролитистый, полимиктовый, буровато-серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом.	10,9	8,3	10,3	7,8	13,5	9,4	7,6	11,1	9,3	7,9	10,4	0,036	0,003
7	343,24	Песчаник мелкозернистый алевролитистый, полимиктовый, буровато-серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом.	4,6	6,3	6,7	5,4	6,3	6,0	5,2	6,8	7,9	2,4	3,6	0,16	0,19
8	348,29	Песчаник мелкозернистый алевролитистый, полимиктовый, буровато-серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом.	7,8	7,9	11,9	5,7	10,7	11,4	6,9	10,9	13,0	5,1	4,6	0,18	0,35
9	352,21	Песчаник мелкозернистый алевролитистый, полимиктовый, буровато-серый, массивный, плотный, крепкий, с карбонатно-глинистым цементом.	9,0	8,9	8,1	7,2	6,9	8,8	8,6	9,6	12,6	9,8	5,26	0,23	0,02
Средняя растворимость по всем образцам			8,9	9,1	10,0	7,9	9,9	10,4	8,6	10,0	11,3	6,5	5,72	0,21	0,07

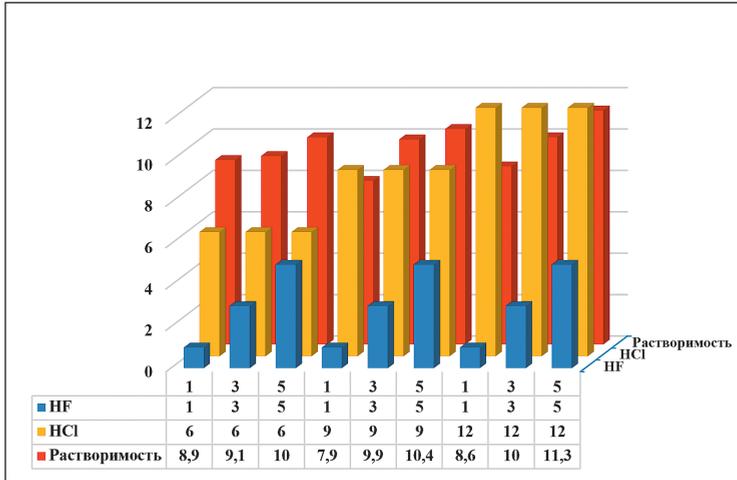


Рисунок 1 – Распределение значений растворимости пород в зависимости от концентраций соляной и плавиковой кислот (по средним значениям)

Анализ эффективности применения кислотной обработки в уплотненных породах залежей месторождения Каражанбас. На данном месторождении исследования проводились на трех скважинах.

Целью работ в данном случае являлось обеспечение вызова притока и увеличение проницаемости в этих 3-х добывающих скважинах горизонта Ю-III, продуктивные коллекторы которого сложены из уплотненных пород. Скважина после освоения работала со следующими параметрами: среднесуточный дебит жидкости и нефти составлял 2,37 т/сут и 2,1 т/сут соответственно, при обводненности продукции 4,7%.

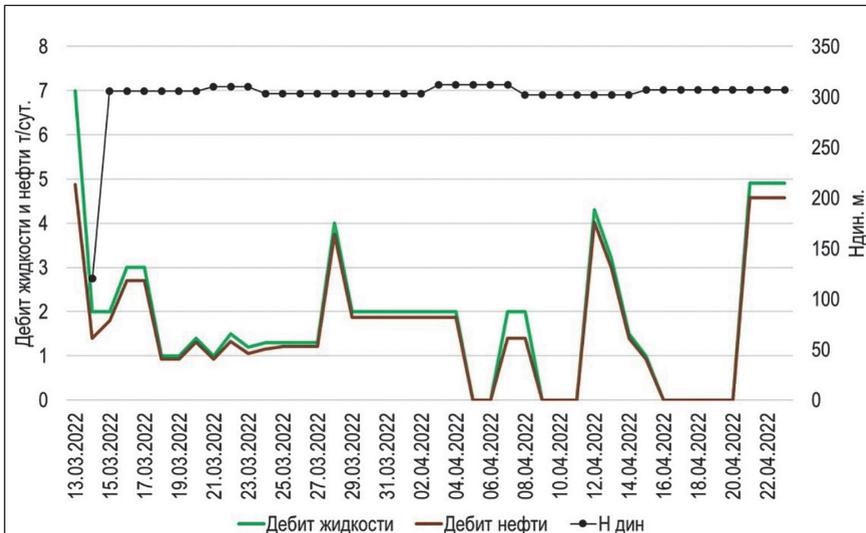


Рисунок 2 – Суточная динамика показателей до СКО

В последствии, из-за отсутствия притока 23.04.2022 г. скважина была остановлена и находилась в простое до 29.08.2022 г. За время обработки максимальное устьевое давление в 2,5 МПа было зафиксировано в самом начале обработки, при скорости закачки 100 л/мин. Далее, после доведения кислотного раствора до перфорационного интервала устьевое давление снижалось до 0,2 МПа, но при увеличении скорости закачки до 310 л/мин, устьевое давление поднялось до 1,1 МПа, что свидетельствует о равномерном распределении кислотного раствора вдоль ствола скважины и очистке различных интервалов обрабатываемой зоны (рисунки 1,2).

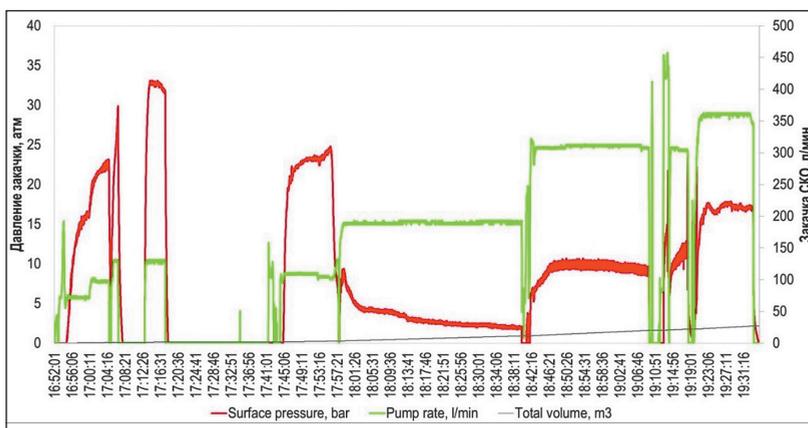


Рисунок 3 – Параметры закачки соляно-кислотного раствора в скважину

При запуске скважины после обработки среднесуточный дебит жидкости и нефти составил 10 т/сут и 7,3 т/сут соответственно. На текущий момент средний дебит нефти и жидкости составляет 5,4 и 14 т/сут, обводненность 76%. По прошествии 92 отработанных после СКО дней накопленная добыча по нефти составила 498,2 т, по жидкости – 1278 т при средней обводненности 61%. Как видно из сравнения (рисунки 3-4), результаты проведенной обработки соляной кислотой по скважине 1132 оказались положительными.

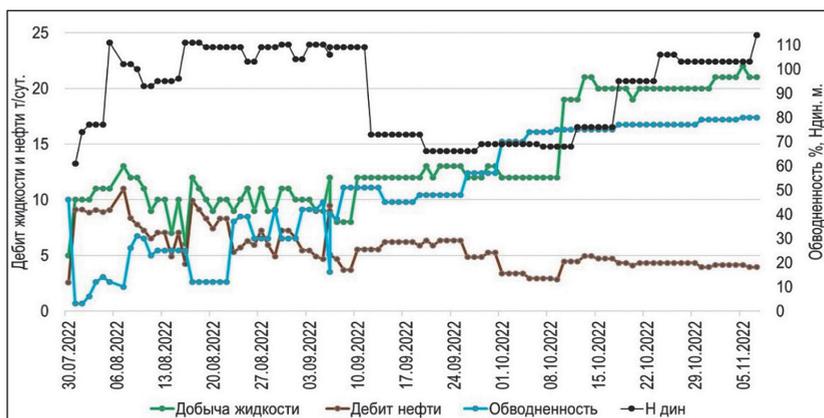


Рисунок 4 – Суточная динамика показателей после СКО

Таким образом, проведенные лабораторные исследования по определению растворимости образца горной породы, элементного состава сканирующим электронным микроскопом до и после анализа растворимости, а также фильтрационные исследования для оценки эффективности воздействия различных концентраций кислотных растворов по коэффициенту проницаемости по нефти позволили установить уровни изменения проницаемости пород до и после обработки кислотным составом. Так, проницаемость пород, залегающих на глубине 328 м, увеличилась с 2,74 до 21,81, т.е. в 8 раз. На глубине 328,10 с 54,25 до 914,88, т.е. в 16,9 раза.

По результатам исследования растворимости пород при различных концентрациях соляной и грязевой кислоты изучены растворяющие способности различных кислотных композиций по отношению к образцам горной породы. Настоящие результаты позволили прийти к предварительному заключению о том, что в данном случае значительного положительного эффекта не наблюдалось, в связи с непроницаемой, плотной матрицей образца. По проведенным результатам исследовании растворимости пород при различных концентрациях соляной и плавиковой кислот выявлены соотношения концентраций, обуславливающих эффективность воздействия. Однако этот вывод пока нельзя считать окончательным, данное обстоятельство требует своего дальнейшего исследования.

По результатам исследования образцов сканирующим электронным микроскопом после лабораторных исследований по определению растворимости пород при различных концентрациях кислотных композиций, авторы отчета отмечают образование межзернового пустотного пространства, представленного тонкими порами, порами и кавернами выщелачивания за счет растворения глинистого и карбонатного цемента, а также частичного растворения обломков пород, и по результатам СЭМ, выполненным в ТОО, установлено, что наиболее растворяющей способностью обладает кислотная композиция 12% HCl+5% HFс образованием наибольшего количества межзерновых пор с более высокой взаимосвязью.

Выводы. Выполнен сравнительный анализ геолого-физических условий, с использованием результатов классификации нефтей по их составу, свойствам и условиям залегания, результатов опыта применения различных методов, который позволило обосновать относительную эффективность применения солянокислотной обработки на участках месторождения Каражанбас, представленных низкопроницаемыми породами, высоковязкими, тяжелыми нефтями.

Изучено влияние концентраций соляной и плавиковой кислот в кислотном составе для проведения геолого-технического мероприятия и в результате статистического анализа информации о результатах проведенных лабораторных наблюдений получены зависимости показателя растворимости для пород с различными литологическими характеристиками месторождения Каражанбас от концентраций соляной и плавиковой кислот.

В результате анализа промысловой информации о динамике показателей добычи до и после СКО обоснована эффективность данного геолого-технического мероприятия в рассматриваемых условиях месторождения Каражанбас. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Березин В.М. Остаточная нефтенасыщенность продуктивных песчаников девона. В.М. Березин, В.В. Гизатуллина, В.И. Шутихин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 6. – С. 34-37. [Berezin V.M. Ostatochnaya neftenasyschennost' produktivnyh peschanikov devona. V.M. Berezin, V.V. Gizatullina, V.I. SHutihin i dr. // Neftyanoe hozyajstvo. – 1982. – № 6. – С. 34-37.]
- 2 Большаков Ю.Я. Воздействие капиллярных сил на распределение воды и нефти в природных ловушках Когалымского месторождения. Ю.Я. Большаков, Ю.В. Батыров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2016. - № 2. - С. 25-30. [Bol'shakov YU.YA. Vozdejstvie kapillyarnyh sil na raspredelenie vody i nefiti v prirodnyh lovushkah Kogalym'skogo mestorozhdeniya. YU.YA. Bol'shakov, YU.V. Batyrov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. -2016. - № 2. - S. 25-30.]
- 3 Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы). - М.: ВНИИОЭНГ, 2004. - 216 с. [Vladimirov I.V. Nestacionarnye tekhnologii nefte dobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). - M.: VNIIOENG, 2004. - 216 s.]
- 4 Владимиров И.В. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин // Нефтепромысловое дело. - 2012. - № 1. - С. 79-81. [Vladimirov I.V. Vliyaniye orientacii i protyazhennosti treshchiny GRP na koeffitsient izvlecheniya nefiti i plotnost' setki skvazhin // Neftepromyslovoe delo. - 2012. - № 1. - S. 79-81.]
- 5 Гарипов О.М. Общие тенденции развития высокотехнологичного сервиса при разработке, установке и обслуживании многопакерных систем для одновременно-раздельной эксплуатации // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 9. - С. 58-61. [Garipov O.M. Obshchie tendencii razvitiya vysokotekhnologichnogo servisa pri razrabotke, ustanovke i obsluzhivanii mnogopakernyh sistem dlya odnovremenno-razdel'noj ekspluatatsii // Neftyanoe hozyajstvo. - 2009. - № 9. - S. 58-61.]
- 6 Аглиуллин М.М. Оценка глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости по данным испытателей пластов // Оценка выработки и качества вскрытия пласта методами. – 2020. - № 18. - С. 99-105. [Agl'iullin M.M. Ocenka glubiny proniknoveniya fil'trata promyvochnoj zhidkosti po dannym ispytatelej plastov // Ocenka vyrabotki i kachestva vskrytiya plasta metodami. – 2020. - № 18. - S. 99-105]
- 7 Каражанова М.К., Кирисенко О.Г., Койлыбаев Б.Н., Жетекова Л.Б. Анализ технологической эффективности использования фондов и динамики добычи нефти на месторождении Каражанбас // Нефтяное хозяйство. – 2023. – №4. – С. 25. [Karazhanova M.K., Kirisenko O.G., Kojlybaev B.N., ZHetekova L.B. Analiz tekhnologicheskoy effektivnosti ispol'zovaniya fondov i dinamiki dobychi nefiti na mestorozhdenii Karazhanbas // Neftyanoe hozyajstvo. – 2023. – №4. – S. 25.]
- 8 Дияшев Р.Н. Исследование преимуществ малопроницаемых пластов, находящихся в одном объекте с высокопроницаемыми, при закачке в них воды // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 15. [Diyashev R.N. Issledovanie priemistosti malopronicaemyh plastov, nahodyashchih'sya v odnom ob'ekte s vysokopronicaemyimi, pri zakachke v nih vody // Neftyanoe hozyajstvo. – 1998. – № 5. – S. 15.]
- 9 Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 534 с. [Maksimov M.I. Geologicheskie osnovy razrabotki neftyanyh mestorozhdenij. – M.: Nedra, 1975. – 534 s.]
- 10 Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Полетаева О.Ю., Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш. Обзор современных методов воздействия на реологические свойства тяжелых высоковязких нефтей // НефтеГазХимия. – 2018. – № 3. – С. 49–54. [Hasanov I.I., SHakirov R.A., Leont'ev A.YU., Poletaeva O.YU., Babaev E.R., Mamedova P.SH. Obzor sovremennyh metodov vozdejstviya na reologicheskie svoystva tyazhelyh vysokovyazkikh neftej // NefteGazoHimiya. – 2018. – № 3. – S. 49–54.]