

УДК 622.276.34 (075.8); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-6.23>

<https://orcid.org/0009-0009-3934-3813>

<https://orcid.org/0000-0003-4284-9048>

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ В УСЛОВИЯХ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ



А.А. КАРИБАЕВ,
PhD,
Karibaevaskar83@gmail.com



Г.Е. КАЛШЕВА,
ст. преподаватель,
kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЙ АКАДЕМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 090014, г. Уральск, ул. Циолковского, 15

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Н. Назарбаева, 208

Развитие нефтедобывающего производства требует эффективных методов повышения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений, особенно в условиях сложных геолого-промысловых характеристик. Одной из актуальных задач является оптимизация обработки призабойной зоны скважин для восстановления и увеличения проницаемости пластов, включая юрские коллекторы с низкой проницаемостью. В статье рассмотрены теоретические и практические аспекты воздействия на призабойную зону скважин с целью улучшения фильтрационных свойств через применение различных химических составов, таких как кислоты и полимеры.

Особое внимание уделяется физико-химическим методам обработки, анализу эффективности кислотных составов, а также важности избирательности воздействия на глину и минералы пласта. Представлены результаты фильтрационных экспериментов и полевые данные, подтверждающие высокую эффективность кислотной композиции "Химеко-ТК-2" для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов, обеспечивающей значительно лучшие результаты по сравнению с традиционными методами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтедобыча, призабойная зона скважины, проницаемость, кислотная обработка, физико-химические методы, юрские пласты, фильтрационные свойства, интенсификация добычи, химические реагенты, "Химеко-ТК-2", кислотные составы, полимерное заводнение, геолого-промысловые условия.

КҮРДЕЛІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ КӘСІПТІК ФАКТОРЛАР ЖАҒДАЙЫНДА ҚАБАТТАРҒА ӘСЕР ЕТУ ӘДІСТЕРІ

А.А. КАРИБАЕВ, PhD, karibaevaskar83@gmail.com
Г.Е. КАЛШЕВА, аға оқытушы, kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru

ХАЛЫҚАРАЛЫҚ АКАДЕМИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТ,
Қазақстан Республикасы, 090014, Орал қ., Циолковский қ., 15

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ИННОВАЦИЯЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 090001, Орал қ., Н. Назарбаев даңғылы, 208

Мұнай өндірісін дамыту кен орындарын игерудің кеш сатысында, әсіресе күрделі геологиялық және кәсіптік сипаттамалар жағдайында мұнай өндіруді арттырудың тиімді әдістерін қажет етеді. Өзекті міндеттердің бірі-төмен өткізгіштігі бар юра коллекторларын қоса алғанда, қабаттардың өткізгіштігін қалпына келтіру және арттыру үшін ұңғымалардың төменгі қабаттарын өңдеуді оңтайландыру. Мақалада қышқылдар мен полимерлер сияқты әртүрлі химиялық құрамдарды қолдану арқылы сүзу қасиеттерін жақсарту мақсатында әсерінің теориялық және практикалық аспектілері қарастырылады.

Өңдеудің физика-химиялық әдістеріне, қышқыл құрамдарының тиімділігін талдауға, сондай-ақ қабаттың сазы мен минералдарына әсер етудің селективтілігінің маңыздылығына ерекше назар аударылады. Сүзу эксперименттерінің нәтижелері және дәстүрлі әдістермен салыстырғанда айтарлықтай жақсы нәтижелерді қамтамасыз ететін төмен өткізгіш терригенді коллекторларды өңдеу үшін "Химекс-ТК-2" қышқылдық құрамының жоғары тиімділігін растайтын далалық деректер ұсынылған.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай өндіру, ұңғыманың ойық аймағы, өткізгіштік, қышқылды өңдеу, физика-химиялық әдістер, юра қабаттары, сүзу қасиеттері, өндіруді қарқындату, химиялық реагенттер, "Химекс-ТК-2", қышқыл құрамдары, полимерлі су басу, геологиялық-кәсіптік жағдайлар.

METHODS OF IMPACT ON FORMATIONS IN CONDITIONS OF COMPLEX GEOLOGICAL AND COMMERCIAL FACTORS

A.A. KARIBAYEV, PhD, karibaevaskar83@gmail.com
G.E. KALESHEVA, Senior lecturer, kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru

INTERNATIONAL ACADEMIC UNIVERSIT,
Republic of Kazakhstan, 090014, Uralsk, 15, Tsiolkovsky Street

WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY,
Republic of Kazakhstan, 090001, Uralsk, N.Nazarbayev ave, 208

The development of oil production requires effective methods to increase oil recovery at a late stage of field development, especially in conditions of complex geological and field characteristics. One of the urgent tasks is to optimize the treatment of the bottomhole zone of wells to restore and increase the permeability of reservoirs, including Jurassic reservoirs with low permeability. The article discusses the theoretical and practical aspects of exposure to in order to improve filtration properties through the use of various chemical compositions such as acids and polymers. Special attention is paid to physico-chemical processing methods, analysis of the effectiveness of acid compositions, as well as the importance of selectivity of exposure to clay and minerals of

the formation. The results of filtration experiments and field data confirming the high efficiency of the Himeko-TK-2 acid composition for the treatment of low-permeability terrigenous reservoirs, which provides significantly better results compared to traditional methods, are presented.

KEY WORDS: *oil production, bottom-hole zone of the well, permeability, acid treatment, physico-chemical methods, jurassic formations, filtration properties, intensification of production, chemical reagents, Himeko-TK-2, acid compositions, polymer flooding, geological and field conditions.*

Введение. Развитие нефтедобывающего производства в современных условиях связано с решением проблем повышения эффективности разработки и до-разработки нефтяных месторождений, освоения трудноизвлекаемых запасов, внедрения передовых технологий по наиболее полному извлечению запасов углеводородного сырья и других мероприятий по совершенствованию процесса производства.

Особенности геологического строения территории месторождений Эмбенского региона и системы их разработки, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов требуют в конкретных условиях совершенствовать и разрабатывать эффективные методы воздействия на призабойную зону скважин (ПЗС).

Исследование проблемы моделирования эффективности организации работ, связанных с обработкой скважин, требует принципиально новой постановки задач и новых методических решений. Оно должно проводиться с учетом экономической целесообразности применения различных форм и способов организации мероприятий, предусматривающих проведение технического обслуживания на основе анализа геолого-промыслового материала с применением математических методов и вычислительной техники.

Применение методологии системного подхода для анализа и регулирования эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений является актуальной задачей и предполагает создание моделей, позволяющих значительно повысить степень достоверности и надежности процедуры обоснования и проведения организации работ на скважинах с использованием прогрессивных технологий воздействия на пласты.

Решение задач разработки эффективных методов восстановления и увеличения продуктивности скважин в юрских пластах требует изучения факторов снижения проницаемости призабойной зоны при бурении, глушении и различных технологических обработках.

Известно, что в процессе строительства и эксплуатации скважин в призабойной части пласта формируется система околоскважинных призабойных зон пласта (ПЗП) с измененными значениями фильтрационных свойств. В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть энергии фильтрующихся флюидов.

Теоретически доказано, что снижение проницаемости в околоскважинной зоне может достигать 100-кратной величины и более. Поэтому для правильного выбора технологии воздействия на призабойную зону скважин необходимо выявить радиус зоны ухудшенной проницаемости и степень ухудшения проницаемости в этой зоне. Многочисленными исследованиями установлено достаточно много причин, объясняющих ухудшение состояния околоскважинной зоны пласта [1].

Материалы и методы исследования. Призабойная зона скважины – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. Даже небольшое загрязнение ПЗП существенно снижает производительность скважины. Воздействие на ПЗП с целью восстановления или увеличения проницаемости основано на растворении привнесенных в пласт извне или образовавшихся в пласте кольматантов.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) происходит и в процессе эксплуатации скважин по различным причинам. К ним можно отнести:

- глушение скважин перед подземным ремонтом некондиционными растворами или водой с повышенным содержанием мехпримесей;
- несоблюдение технологии проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ);
- несвоевременное и некачественное освоение скважин после проведения геолого-технических мероприятий (кислотные обработки, обработки ПЗП оксидатом, щелевая разгрузка с кислотной обработкой и так далее);
- отложения смолопарафиновых соединений;
- химическую и биологическую кальматацию;
- закачку в пласт воды при заводнении с превышением допустимых норм по механическим примесям (30 мг/л) и т.д.

Значительным источником снижения проницаемости ПЗП в период эксплуатации скважины является загрязнение призабойной зоны во время «глушения» скважин перед проведением подземного ремонта.

Процессу загрязнения пласта способствуют:

- снижение пластового давления, за счет чего создаются условия для более глубокого проникновения в пласт механических примесей с жидкостью глушения;
- частичная декальматация прифилтровой части пласта потоком закачиваемой жидкости и перенос кольматанта вглубь пласта;
- образование осадков солей при смешении пресной и пластовой воды «глушения» из-за неодинакового ионно-катионного состава и механических веществ в пресных водах при «глушении» скважин перед подземным ремонтом;
- захват шламовых накоплений и продуктов коррозии с забоя скважины.

Из-за высоких скоростей продвижения жидкости при глушении в префилтровой зоне пласта наблюдается так называемый режим вытеснения. Под действием высоких градиентов давлений вытеснения и скорости продвижения жидкости происходит локальное разрушение сплошности смачивающей фазы в наиболее проницаемой части пласта. Гидрофобная по отношению к породе фаза (нефть) остается закупоренной в средних и мелких порах. Таким образом, после глушения скважины призабойная зона пласта представляет собой слоисто-неоднородную по флюидному насыщению структуру. Проницаемые участки, как правило, отмыты от нефти, а менее проницаемые имеют пленочную и защемленную нефть.

Многочисленные работы по физическому моделированию и гидродинамическим исследованиям свидетельствуют о весьма сильном снижении фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов со сложной геометрией порового простран-

ства при первичном вскрытии, глушении, а также во многих случаях, при проведении кислотных обработок нефтяных скважин [2]. При этом основным фактором снижения продуктивности является формирование устойчивой зоны проникновения в пласт водных растворов, приводящих к снижению фазовой проницаемости и притока нефти к забоям скважин. В работе Михайлова Н.Н. (Михайлов, 1987) отмечается, что по данным гидродинамических исследований в процессе эксплуатации скважин пластов нижнего мела и юры (АБ, БВ, ЮВ), проницаемость призабойной зоны добывающих скважин может быть в 1,6 – 2,2 раза ниже, чем в удаленной зоне пласта. Число скважин с пониженной проницаемостью призабойной зоны по различным месторождениям может достигать 60%. Процесс восстановления проницаемости пласта после бурения может затягиваться на очень длительный период.

Во многих случаях проведение кислотных обработок приводит к снижению проницаемости в окрестности скважины и потере продуктивности в низкопроницаемых пластах со сложной геометрией порового пространства. Было установлено, что по данным скважинам отмечается низкая успешность обработок – в среднем 45%. При этом по первой категории обработок, которые оказались эффективными, была достигнута высокая средняя кратность прироста дебита нефти в 2,4 раза. Однако, среди неэффективных обработок отмечалось достаточное количество (32% от общего числа СКО) с уменьшенным дебитом нефти после солянокислотного воздействия. Средняя кратность снижения дебита нефти после обработок составила 2,2 раза. Снижение проницаемости было вызвано, в первую очередь, формированием после кислотных обработок водной блокады обусловленной высокими значениями поверхностного натяжения продуктов реакции соляной кислоты на границе с нефтями, выпадением в осадок солей железа, а также, возможно, и другими факторами [3]. Для определения фактов блокирования пласта продуктами реакции кислотных растворов в условиях низкопроницаемых коллекторов были проведены специальные исследования с применением индикаторного метода контроля выноса из пласта химических реагентов. При проведении обработок в кислотный раствор вводился специальный водорастворимый индикатор, совместимый с соляной кислотой. После запуска скважин в эксплуатацию механизированным способом производился регулярный отбор устьевых проб жидкости. В пробах жидкости определялось содержание индикатора, водной фазы (выносимые из пласта продукта реакции в виде раствора хлористого кальция магния), а также остаточная концентрация кислоты (Сергиенко и др., 2001). В *таблице 1* приведены геолого-физические данные по скважинам 74 и 77 и месторождение Кокарна – результаты проведенных исследований.

Из *таблицы 1* следует, что продукты реакции кислоты с породой выносились 12 суток, после чего их поступление прекратилось. При этом общее количество вынесенного индикатора, а, значит, и продуктов реакции, составило 49,5%. По скважине 74 объем выноса из пласта продуктов реакции составил только 25,8%. На данном этапе скважины 74 и 77 вышли на безводную продукцию, при этом большая часть прореагировавшей кислоты не вынеслась при депрессиях на пласт до 6 МПа.

Приведенный пример свидетельствует о важности и необходимости проведения аналогичных исследований при внедрении различных кислотных растворов и других интенсифицирующих реагентов в низкопроницаемых коллекторах независимо

Таблица 1 – Результаты индикаторных исследований выноса из пласта продуктов реакции после солянокислотных обработок скважин

Показатели	Единица измерения	Скважина № 74	Скважина № 77
Горизонт		D ₃ ² zd	D ₃ ² zd
Минералогический состав		Доломиты	Доломиты
Тип коллектора		Поровый	Поровый
Проницаемость	мкм ²	8	8
Дебит нефти после кислотной обработки	т/сут	2,4	2,0
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут-МПа	0,26	0,23
Обводнённость	%	0	0
Пластовое давление	МПа	24,6	19,6
Объём закачки 12% соляной кислоты	м ³	15	8
Концентрация индикатора в кислотном растворе	г/л	8,0	4,2
Количество вынесенного индикатора и продуктов реакции	%	49,5	25,8
Объём растворенной породы	м ³	0,84	0,46

от их минералогического состава. Это особенно относится к юрским пластам, которые характеризуются низкой проницаемостью и высокой водонасыщенностью [5].

Для повышения нефтеотдачи используют в разных условиях много различных полимеров, но определенной эффективностью обладают реагенты: гранулированные, порошкообразные и гелеобразные. В настоящее время в соответствии с нормативными документами отрасли при проектировании процессов заводнения предусмотрено использование порошкообразных полиакриламидов ПАА.

Важная эксплуатационная характеристика полимера – его растворимость в воде, поскольку от полноты и скорости растворения зависит процесса полимерного заводнения.

Увеличение проницаемости низкопроницаемых пластов (НПК) осуществляется за счет преобразования структуры порового пространства с существенным увеличением его эффективной гидропроводящей пористости. Предлагается сочетать химический способ воздействия с депрессией на пласт, поскольку другие способы не обеспечивают столь существенного изменения гидропроводности в ПЗП без нарушения целостности тела породы. Наибольшее распространение на практике получила кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов фторосодержащими кислотными составами на основе грязевой кислоты (Рабинович, 1978), (Раковский, 1977).

Результаты и обсуждение. Одной из наиболее важных характеристик кислотных составов для обработки прискважинных зон пласта (ПЗП) является скорость реакции с породой. Для низкопроницаемого коллектора наиболее существенно, чтобы эта скорость была минимальной, особенно при повышенных температурах, так как в противном случае из-за большой удельной поверхности глины вся кислота расходуется в ПЗП.

Для правильного выбора состава реагентов следует, в первую очередь, определить степень глинизации коллектора и влияния ее на величину проницаемости. С этой целью в работе приводится анализ имеющихся в литературе данных на предмет оценки обработки на глинизации песчаника. В частности, установлено, что при кислотной обработке происходит разрыхление и перенос частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами. Взаимодействие кислотной композиции с глинистыми песчаниками носит сложный характер, требует проведения дополнительных исследований [5,6].

Рекомендуется провести комплекс подготовительных работ в скважинах и ПЗП при применении физико-химических методов. При этом технологии закачки в скважины (осадко-гелеобразующие композиции (ГОК), большеобъемных гелевых систем (БГС), структурообразующие композиции и др.) способствуют выравниванию неоднородности пласта по проницаемости, перераспределению фильтрационных потоков, сокращению количества воды, подключению в разработку участков или зон с трудноизвлекаемыми запасами, стабилизации и добычи нефти.

Важным фактором является избирательность воздействия кислотного состава на компоненты глины. Преимущественное воздействие кислотных составов на глину и минералы межзернового цемента является причиной низкой эффективности кислотных обработок в полимиктовом глинизированном песчанике. Такое воздействие приводит к разрыхлению и переносу частиц кварца и глины, что закупоривает коллектор его же частицами.

Важное значение в процессе кислотной обработке имеют низкое набухание глины и небольшое межфазное натяжение на границе углеводорода. При применении кислотного состава, так или иначе, возникают проблемы при закачке кислотного состава в пласт и вызове притока из скважины [8].

В Институте промышленной химии при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработана кислотная композиция для терригенных коллекторов, обладающая замедленной реакцией, поскольку в результате реакции между компонентами происходит постепенное выделение фтористоводородной кислоты и органических солей-буферов. Последние, гидролизуясь, постепенно выделяют ионы водорода и постоянно поддерживают низкое значение pH до полной нейтрализации фтористоводородной кислоты, препятствуя выпадению осадков.

Рекомендуется использовать кислотную композицию «Химекс-ТК-2» (ТУ-025-0-17197708-01), выпускаемую в ЗАО Химекс-Ганг в виде концентрата (Сафин, 2003). При применении концентрат разбавляется в 6 раз (1:5) пресной водой. Эта композиция обладает невысоким межфазным натяжением на границе с керосином, равным 0.45 мН/м, что значительно ниже, чем у грязевой кислоты с добавкой ПАВ, а также низкой коррозионной активностью.

Эффективность состава для терригенного коллектора зависит от скорости растворения кварца. При этом скорость растворения глины должна быть минимальной. Грязевая кислота хорошо растворяет и кварц и глины, что может привести к выносу песка, а при некоторых условиях к образованию большого количества гелеобразных осадков. Состав «Химекс ТК-2» имеет невысокую, но незатухающую скорость растворения кварца и минимальную скорость растворения глины. Это необходимо для обработки глинизированного песчаника низкой проницаемости.

На основе фильтрационных экспериментов утверждается (Сафин, 2003), что составы на основе грязевой кислоты с содержанием HCl от 3 до 14% и HF от 0.5 до 3 % ухудшают проницаемость образца керна из пласта глинизированного песчаника проницаемостью менее 0.02-0.04 мкм², поскольку рабочая жидкость, вступая в реакцию с глинистой составляющей коллектора, разрушает межзерновые связи, в результате чего поры пласта забиваются продуктами разрушения. В *таблице 3* представлены результаты этих экспериментов, где выявлены сравнения данных по применению рекомендуемой кислоты (Химекс ТК-2) и других видов щелочных растворов (кислот).

Таблица 3 – Результаты экспериментов

Состав жидкости Воздействия	Количество компонентов	Проницаемость образца мкм ²	
		До воздействия	После воздействия
HCl HF Неонол	12 3 0.5	0.0146	0.0093
HCl HF ОЭДФ	3 0.5 1	0.0139	0.0092
Закачиваемый 3% ный HF ОЭДФ Продавка 6%- ной HCl	3 0.5 1	0.0226	0.0125
HCl HF	14 3	0.0071	0.0044
Закачиваемый 3% ный Раствор NH ₄ Cl «Химекс ТК-2» Продавка 3%- ным Раствором NH ₄ Cl	Разбавление в воде 1:5	0.0087	0.0195
Закачиваемый 3% ный раствор NH ₄ Cl «Химекс ТК-2» Продавка 3%- ным Раствором NH ₄ Cl	Разбавление в воде 1:5	0.0021	0.0047

Как видно из табличных данных, применение предлагаемого кислотного состава для обработки керна в зависимости от начального значения проницаемости коллектора и других параметров пласта может увеличить проницаемость более чем в два раза.

Скважины обрабатываются по технологической схеме, составленной на базе имеющегося стандартного оборудования нефтяного ряда, применяемого при обычных кислотных обработках

Рабочие растворы в скважину подаются в следующей последовательности: сначала закачивается кислотный раствор, затем буферный раствор или органическая жидкость (нефть, дизельное топливо и др.). Объем кислотного раствора на одну обработку составляет 1...1,5 м³/м перфорированной толщины пласта, а буферного раствора – 0,5...1 м³. Выдержка на реакцию раствора в пласт должна составлять до 8 часов, и после этого удаляются продукты реакции

По результатам обработки пластов раствором кислотной композиции «Химекс ТК-2» успешность по всем проведенным обработкам составляет 80%. В то же время при обработке этих пластов грязевой кислотой успешность не превышает 40%.

При реализации любого метода воздействия на ПЗП для повышения дебита скважин (интенсификации притока) используют реагенты основного и вспомогательно-

го назначения. Наибольшее количество химических веществ используют при СКО. Например, при взаимодействии соляной кислоты с известняком образуются хорошо растворимые в воде соли, а также углекислый газ и вода, которые при освоении скважины легко удаляются из пласта. В результате в породе образуются каналы растворения. Выделяющийся CO_2 оказывает также положительное воздействие, особенно при сверхкритических температурах (более 32°C), когда CO_2 независимо от давления находится в составе газа. При определенных условиях в пласте могут образоваться студнеобразные гели или выпадают нерастворимые осадки, которые сужают, а порой и запечатывают каналы, что снижает эффективность кислотных обработок.

При воздействии соляной кислоты на глинистые компоненты скелета пласта помимо растворения окислов щелочных и щелочноземельных металлов происходит нежелательный процесс гелеобразования, который усиливается с ростом содержания HCl в рабочем растворе [9].

Уксусная кислота практически не вступает в реакцию с глинистыми составляющими пласта, но при взаимодействии с высококонцентрированной уксусной кислотой (более 60%) с высокоминерализованной пластовой водой хлоркальциевого типа происходит выпадение солей в осадок. Сульфаминовая кислота не вступает в реакцию с глинами. Не происходит образования осадков при взаимодействии этой кислоты с пластовыми водами хлоркальциевого типа.

При выборе состава рабочей жидкости, используемой для кислотного воздействия на ПЗП, а также при проектировании технологических и физических параметров закачки все указанные возможные отрицательные эффекты должны учитываться.

При термохимической и термокислотной обработке кислоту, обычно соляную, подают в пласт при высокой температуре. Это, во-первых, увеличивает скорость течения реакций взаимодействия с карбонатными составляющими пласта, во-вторых, способствует расплавлению и выносу АСПО из призабойной зоны пласта.

Примеры технологического расчета давления при закачке жидкости в нескольких скважинах в объектах месторождения Восточная Кокарна (Мищенко и др.), (Андреев и др., 2000).

Проведем технологический расчет по скважине № 941, Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину 941 жидкости:

$$P_{в.н.} = P_{заб} - P_{ж} + P_{т},$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление при продавке, принимаем равным забойному давлению при работе нагнетательной скважины (до обработки), мПа , $P_{ж}$ – гидростатическое давление продавочной жидкости, мПа

$$P_{ж} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ мПа}$$

где ρ – плотность жидкости при продавке, кг/м^3 , g – ускорение свободного падения, равно $9,81 \text{ м/с}^2$, H – середина интервала перфорации, м

$$P_{ж} = 1000 \cdot 9.81 \cdot 2770 \cdot 10^{-6} = 27,17 \text{ мПа}$$

P_m – потери давления на трение, мПа

$$P_m = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho \cdot 10^{-6} / (2d), \text{ мПа}$$

$L = L_1 + L_2 = 702 + 2037 = 2739$ м – глубина спуска НКТ, м

v – скорость движения жидкости по трубам, м/с

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2),$$

d – средний внутренний диаметр труб по всей длине колонны НКТ.

При длине колонны НКТ – 2739 м:

702 м занимают трубы внутренним диаметром 76 мм (88,9x6,45мм), что составляет $702/2739 = 25,63\%$ от всей длины колонны.

2037 м занимают трубы внутренним диаметром 58,98 мм (73x7,01мм), что составляет $2037/2739 = 74,37\%$ от всей длины колонны.

Посчитаем средний внутренний диаметр НКТ:

$$d = 0,2563 \cdot 76 + 0,7437 \cdot 58,98 = 19,48 + 43,86 = 63,34 \text{ мм} = 0,06334 \text{ м.}$$

$$v = 3,16 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,06334^2) = 1,0 \text{ м/с.}$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, доли ед.

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}.$$

где Re – число Рейнольдса.

$$Re = v \cdot d \cdot \rho / \mu$$

μ – динамическая вязкость продавочной жидкости (для технической воды при средней температуре в стволе скважины для КТ-1: $T_{cp} = (T_{nl} + T_y) / 2 = (60 + 20) / 2 = 40$ °С) $\mu = 0,576$ сПз = 0,576 мПа $Re = 1,0 \cdot 0,06334 \cdot 1000 / 0,576 \cdot 10^{-3} = 109965,27$

$$\lambda = 0,3164 / (109965,27)^{0,25} = 0,0173749$$

$$P_m = 0,0173749 \cdot 1,0^2 \cdot 2739 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,06334) = 0,38 \text{ мПа.}$$

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{жс} + P_m = 39,91 - 27,17 + 0,38 = 13,12 \text{ мПа}$$

Фактическое давление продавки составило $P_{прод} = 15,29$ мПа.

2 Технологический расчет по скважине №2126. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину 2126 жидкости:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{жс} + P_m, \text{ мПа}$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление при продавке, принимаем равным забойному давлению при работе нагнетательной скважины (до обработки), мПа

$P_{жс}$ – гидростатическое давление продавочной жидкости, мПа.

$$P_{жс} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ мПа},$$

где ρ – плотность жидкости при продавке, кг/м³, g – ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с², H – середина интервала перфорации, м.

$$P_{жс} = 1000 \cdot 9.81 \cdot 3616 \cdot 10^{-6} = 35,47 \text{ мПа}.$$

P_m – потери давления на трение, мПа

$$P_m = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho \cdot 10^{-6} / (2d), \text{ мПа}$$

$L = L_1 + L_2 = 717 + 2853 = 3570 \text{ м}$ – глубина спуска НКТ, м.

v – скорость движения жидкости по трубам, м/с.

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2),$$

d – средний внутренний диаметр труб по всей длине колонны НКТ.

При длине колонны НКТ – 3781,4 м:

717 м. занимают трубы внутренним диаметром 76 мм (88,9х6,45мм), что составляет 717/3570 = 20,08% от всей длины колонны.

2853 м. занимают трубы внутренним диаметром 58,98 мм (73·7,01мм), что составляет 2853/3570 = 79,92% от всей длины колонны.

Посчитаем средний внутренний диаметр НКТ:

$$d = 0,2008 \cdot 76 + 0,7992 \cdot 58,98 = 15,26 + 47,14 = 62,4 \text{ мм} = 0,0624 \text{ м}$$

$$v = 3,16 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,0624^2) = 1,03 \text{ м/с}.$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, доли ед.

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25},$$

где Re – число Рейнольдса

$$Re = v \cdot d \cdot \rho / \mu$$

где μ – динамическая вязкость продавочной жидкости (для технической воды при средней температуре в стволе скважины для КТ-2: $T_{cp} = (T_{на} + T_{у}) / 2 = (75 + 20) /$

$2 = 47,5 \text{ } ^\circ\text{C}$) $\mu = 0,656 \text{ сПа} = 0,656 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (Краткий химический справочник под. ред. Рабиновича В.А. Ленинград : Химия 1978 г.)

$$Re = 1,03 \cdot 0,0624 \cdot 1000 / 0,656 \cdot 10^{-3} = 97975,6$$

$$\lambda = 0,3164 / (97975,6)^{0,25} = 0,0178836$$

$$P_{т.} = 0,0178836 \cdot 1,03^2 \cdot 3570 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,0624) = 0,54 \text{ мПа.}$$

$$P_{в.н.} = P_{заб.} - P_{ж.} + P_{т.} = 55,61 - 35,47 + 0,54 = 20,68 \text{ мПа.}$$

Фактическое давление продавки составило $P_{прод} = 20,39 \text{ мПа}$

3 Технологический расчет по скважине № 429. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачки в скважину 429 жидкости:

$$P_{в.н.} = P_{заб.} - P_{ж.} + P_{т.} \text{ мПа}$$

где $P_{заб.}$ – максимальное забойное давление при продавке, принимаем равным забойному давлению при работе нагнетательной скважины (до обработки), мПа.

$P_{ж.}$ – гидростатическое давление продавочной жидкости, мПа

$$P_{ж.} = \rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ мПа}$$

где ρ – плотность жидкости при продавке, кг/м³

g – ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с²

H – середина интервала перфорации, м

$$P_{ж.} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3722 \cdot 10^{-6} = 36,51 \text{ мПа}$$

$P_{т.}$ – потери давления на трение, мПа

$$P_{т.} = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho \cdot 10^{-6} / (2d), \text{ мПа}$$

$L = L_1 + L_2 = 1488 + 2160 = 3648 \text{ м}$ – глубина спуска НКТ, м

v – скорость движения жидкости по трубам, м/с

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2),$$

d – средний внутренний диаметр труб по всей длине колонны НКТ.
При длине колонны НКТ – 3648 м:

1488 м занимают трубы внутренним диаметром 76 мм (88,9х6,45мм), что составляет $1488/3648 = 40,79\%$ от всей длины колонны.

2160 м занимают трубы внутренним диаметром 58,98 мм (73·7,01мм), что составляет $2160/3648 = 59,21\%$ от всей длины колонны.

Посчитаем средний внутренний диаметр НКТ:

$$d = 0,4079 \cdot 76 + 0,5921 \cdot 58,98 = 30,98 + 34,92 = 65,9 \text{ мм} = 0,0659 \text{ м.}$$

$$v = 3,16 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,0659^2) = 0,93 \text{ м/с.}$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, доли ед.

$$\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,25},$$

где Re – число Рейнольдса

$$\text{Re} = v \cdot d \cdot \rho / \mu$$

где μ – динамическая вязкость продавочной жидкости (для технической воды при средней температуре в стволе скважины для КТ-1: $T_{cp} = (T_{nl} + T_y)/2 = (60 + 20)/2 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$) $\mu = 0,576 \text{ сПз} = 0,576 \text{ мПа}$ (Мищенко и др., 1984).

$$\text{Re} = 0,93 \cdot 0,0659 \cdot 1000 / 0,576 \cdot 10^{-3} = 93425,3$$

$$\lambda = 0,3164 / (93425,3)^{0,25} = 0,0180975$$

$$P_m = 0,0180975 \cdot 0,93^2 \cdot 3648 \cdot 1000 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,0659) = 0,43 \text{ мПа.}$$

$$P_{вн} = P_{зоб} - P_{жс} + P_m = 57,44 - 36,51 + 0,43 = 21,36 \text{ мПа.}$$

Фактическое давление продавки составило $P_{прод} = 20,39 \text{ мПа}$.

Закключение и выводы

1. На современном этапе развития компьютерных технологий и математических моделей, описывающих по данным физического моделирования и специальных исследований различные макро- и микропроцессы, решение задач определения потенциальной продуктивности скважин и разработки эффективных методов интенсификации притока должны решаться путем построения моделей системы «скважина - призабойная зона-пласт», описывающих геометрию фильтрации жидкостей в окрестности скважины и учитывающих различные пластовые и техногенные факторы изменения проницаемости коллектора.


2. Изменение свойства ПЗП оценивается сравнением относительно скин- фактора, определенного на стадии освоения по каждой скважине с использованием диаграмм коэффициента продуктивности, гидропроводности.

3. Выявлено влияние реологии (вязкости) насыщающей жидкости (флюида) на фильтрационные свойства ПЗП, где определен показатель скин-эффекта, в дальней-

шем используемый для вычисления дебита скважин, обработанных растворами кислотных композиций при различных температурах.

4. Высокая концентрация добавок химического реагента может существенно увеличить вязкость нагнетаемой в пласт жидкости, что приводит к уменьшению темпа закачки. Для поддержки темпа закачки при заданной величине репрессии, рекомендуется повысить температуру нагнетаемой жидкости.

5. В результате теплообмена закачиваемой жидкости с породной средой и увеличением глубины проникания раствора температура пласта падает примерно через 10-12 часов с момента закачки, наибольшая температура сохраняется на расстоянии, равным 2 радиусам скважины. Для сохранения высоких температур на больших глубинах обработки необходимо увеличить начальную температуру раствора либо изменить состав раствора таким образом, чтобы можно было уменьшить коэффициент теплообмена.

6. Уменьшение вязкости нагнетаемой в пласт жидкости может привести к увеличению длины проникания в 1,2-1,5 раза. Это указывает на необходимость правильного выбора вязкости закачиваемого раствора, где следует использовать составы с низкими значениями вязкости. При этом положительную роль может сыграть дополнительное температурное воздействие на пласт, поскольку тепловое воздействие может распространяться по всей обрабатываемой зоне пласта и таким образом увеличивать глубину проникания раствора. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Александров В.М., Мазаев В.В., Пасынков А.Г. Эффективность кислотного воздействия на пласт ЮС. Фаинского месторождения в зонах развития пород-коллекторов различного палеофациального генезиса// Нефтяное хозяйство, 2005. №8. – С. 66-70. [Aleksandrov V.M., Mazaev V.V., Pasyнков A.G. Effektivnost kislotnogo vozdejstviya na plast YuS. Fainskogo mestorozhdeniya v zonah razvitiya porod-kollektorov razlichnogo paleofacialnogo genezisa// Neftyanoe hozyajstvo, 2005. №8. – С. 66-70.]
- 2 Апасов Т.К., Уметбаев В.Г., Апасов Р.Т., Ткачев А.Е. Исследование и применение кислотной композиции для ОПЗ скважин юрских пластов //Нефть и газ, 2004. – №1.– С. 34-37. [Apasov T.K., Umetbaev V.G., Apasov R.T., Tkachev A.E. Issledovanie i primeneniye kislotnoj kompozicii dlya OPZ skvazhin yurskih plastov //Neft i gaz, 2004. – №1.– С. 34-37.]
- 3 Ахметов С.М., Имангалиева Г.Е., Досказиева Г.Ш., Тулегенова О.Ш. Расчет дебита скважины при различных моделях системы «скважина- призабойная зона – пласт» // Сб.тр. – Казахстан-Российской международной научно- практической конференции «Математическое моделирование научно-технологических и экологических проблем нефтедобывающей промышленности», Атырау. АИНГ, 2005 – ч.3. – С. 234-249. [Ahmetov S.M., Imangaliev G.E., Doskazieva G.Sh., Tulegenova O.Sh. Raschet debita skvazhiny pri razlichnyh modelyah sistemy «skvazhina- prizabojnaya zona – plast» // Sb.tr. - Kazahstano - Rossijskoj Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Matematicheskoe modelirovanie nauchno-tehnologicheskikh i ekologicheskikh problem neftedobyvayushej promyshlennosti», Atyrau. AING, 2005 – ch.3. – S. 234-249.]
- 4 Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш. Технология воздействия на призабойную зону пласта// Атырау: Вестник АИНГ, №10, 2006. – С.77 – 83. [Ahmetov S.M., Doskazieva G.Sh. Tehnologiya vozdejstviya na prizabojnyuyu zonu plasta// Atyrau: Vestnik AING, №10, 2006. – С.77 – 83.]

- 5 Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш. Химические реагенты для интенсификации притока// Атырау: Вестник АИНГ,2006, №10.-С.48-56. [Ahmetov S.M., Doskazieva G.Sh. Himicheskie reagenty dlya intensifikacii pritoka// Atyrau: Vestnik AING,2006, №10.- S.48-56.]
- 6 Ахметов С.М., Досказиева Г.Ш., Муханжанов Р.Х., Мардонов Б.М. Способ термопенослотной обработки призабойной зоны пласта и установка для его осуществления. Предварительный патент Республики Казахстан, 2007, № 194 – С.27-31. [Ahmetov S.M., Doskazieva G.Sh., Muzhanchanov R.H., Mardonov B.M.Sposob termopenokislotnoj obrabotki prizabojnoj zony plasta i ustanovka dlya ego osushestvleniya. Predvaritelnyj patent Respubliki Kazahstan, 2007, № 1947.– S.27-31.]
- 7 Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых// Недра – Москва, 2009. – 844 с. [Ahmetov S. A., Ishmiyarov M. H., Kaufman A. A. Tehnologiya pererabotki nefiti, gaza i tverdyh goryuchih iskopaemyh// Nedra – Moskva, 2009.– 844 с.]
- 8 Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжин В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа// М.Недра, 1972.– 340 с. [Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhin V.M. Teoriya nestacionarnoj filtracii zhidkosti i gaza// M.Nedra, 1972.- 340 s.]
- 9 Байдюк Б.В, Шиц Л.А., Талахадзе М.Г. Анизотропия набухания глинистых пород: оперативный способ и портативная аппаратура для ее оценки// Бурение и нефть, 2007.–№4.– С.43-45. [Bajdyuk B.V, Shic L.A., Talahadze M.G. Anizotropiya nabuhaniya glinistyh porod: operativnyj sposob i portativnaya apparatura dlya ee ocenki// Burenie i neft, 2007.– №4.– S.43-45.]
- 10 Баранов Ю.В., Зиятдинов И.Х., Гоголашвили Т.Л., Прокошев Н.А. Перспективный способ интенсификации вработок запасов из низкопроницаемых коллекторов. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений// 2000, №11, с.12-15. [Baranov Yu.V., Ziyatdinov I.H., Gogolashvili T.L., Prokoshev N.A. Perspektivnyj sposob intesifikacii vrabotok zasposov iz nizkopronicaemyh kollektorov. Razrabotka i ekspluataciya neftyanyh mestorozhdenij// 2000, №11, s.12-15.]
- 11 Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клещенко И. И. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 20–25. [Panikarovskij E. V., Panikarovskij V. V., Kleshchenko I. I. Perspektivy ispolzovaniya fiziko-himicheskikh metodov dlya uvelicheniya produktivnosti skvazhin // Neftepromyslovoe delo. – 2006. – № 3. – S. 20-25.]
- 12 Малофеев Г. Е., Мирсаетов О. М., Чоловская И. Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Учебное пособие. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008.– 224 с. [Malofeev G. E., Mirsaetov O. M., Cholovskaya I. D. Nagnetanije v plast teplonositelej dlya intensifikacii dobychi nefiti i uvelicheniya nefteotdachi. Uchebnoe posobie. – M.-Izhevsk: NIC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika», Institut kompyuternyh issledovanij, 2008.– 224 s.]
- 13 Владимиров И. В. Проблемы выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов при их заводнении [Текст] / И. В. Владимиров // Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: сб. научн. тр. «ВНИИнефть» / ОАО «ВНИИнефть»; под ред. Д. Ю. Крынева, С. А. Жданова. — М.: ОАО «ВНИИнефть», 2011. — Вып. 144. — 158 с. [Vladimirov I. V. Problemy vyrabotki zasposov nefiti iz neodnorodnyh po pronicaemosti kollektorov pri ih zavodnenii [Tekst] / I. V. Vladimirov // Problemy razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemyimi zasposami nefiti: sb. nauchn. tr. «VNIIneft» / ОАО «VNIIneft»; pod red. D. Yu. Kryaneva, S. A. Zhdanova. — M.: ОАО «VNIIneft», 2011. — Vyp. 144. — 158 s.]

- 14 Ганиев Т. И., Хисамиев Т. Р., Токарев М. А. Особенности методов воздействия на терригенные заглинизированные коллектора //Материалы 62-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. — Уфа: УГНТУ, 2011. — С. 301. [Ganiev T. I., Hisamiev T. R., Tokarev M. A. Osobennosti metodov vozdejstviya na terrigennye zaglinizirovannye kolektora //Materialy 62-j nauchno-tehnicheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh. — Ufa: UGNTU, 2011. — S. 301.]
- 15 Чурикова Л.А. Эффективность разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением системы поддержания пластового давления /Л. А. Чурикова, А. Б. Баянғали // Молодой ученый, Научно-практический журнал № 47(285, ноябрь) - Казань, ООО «Издательство Молодой ученый», 2019. — С. 138–141. [Churikova L. A. Effektivnost razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya s primeneniem sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya /L. A. Churikova, A. B. Bayangali //Molodoy uchenyj, Nauchno-prakticheskij zhurnal № 47(285, noyabr) — Kazan, ООО «Izdatelstvo Molodoy uchenyj», 2019. — S. 138-141.]