



УДК 622.276.63

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

ANALYSIS OF THE TECHNOLOGY OF REAGENT TREATMENT IN THE SURFACE ZONE OF THE PLAST

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Барамбонье Соланж

студент-магистрант,
Институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
barambone91@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен механизм снижения проницаемости и методы воздействия на породу в призабойной зоне пласта. Показано изменение свойств призабойной зоны пласта при закачке и добыче; приведена оценка состояния призабойной зоны пласта и выбор метода воздействия. Проведён анализ технологии реагентной обработки призабойной зоны пласта. Описана кислотная обработка добывающих скважин и кислотная обработка нагнетательных скважин.

Ключевые слова: механизм снижения проницаемости; призабойная зона пласта; методы воздействия на породу; изменение свойств призабойной зоны пласта; оценка состояния призабойной зоны пласта; кислотная обработка добывающих скважин; кислотная обработка нагнетательных скважин.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Associate professor,
Professor of oil and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Barambonye Solange

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
barambone91@mail.ru

Annotation. The article deals with the mechanism of permeability reduction and methods of impact on the rock in the bottomhole formation zone. The change in the properties of the bottomhole formation zone during injection and production is shown; an estimation of the state of the bottomhole formation zone and the choice of the impact method are given. The analysis of the technology of reagent processing of the bottomhole formation zone is carried out. Acid treatment of producing wells and acid treatment of injection wells are described.

Keywords: mechanism to reduce permeability; bottomhole formation zone; methods of impact on the rock; change in the properties of the bottomhole formation zone; evaluation of the bottomhole formation zone; acid treatment of production wells; acid treatment of injection wells.

Механизм снижения проницаемости и методы воздействия на породу в призабойной зоне пласта

Начальная или базовая проницаемость коллектора, характеризующаяся структурой капиллярных каналов, может быть нарушена при проводке скважин в процессе бурения, крепления и освоения, а также при ремонте скважин, когда происходит загрязнение от проникновения соответствующих рабочих жидкостей, а также физико-химическое и механическое нарушения. Причём ввод механических примесей в призабойную зону пласта (ПЗП) в наибольшей степени относится к категории нагнетательных скважин, когда в пласт нагнетается пресная или сточная вода без достаточной степени очистки, представленная остаточной окисленной загущенной продуктами коррозии или мехпримесями нефтью.

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 повысить продуктивность пласта предусматривает только восстановление или увеличение проницаемости коллектора. Применительно к скелету породы восстановлению и увеличению проницаемости проводят в большей степени путём кислотного воздействия. Механизм кислотного воздействия на ПЗП основан на вступлении в реакцию определённой части скелета с кислотой, в результате чего происходит растворение или разрушение породы.



Наибольшее распространение имеют воздействия на ПЗП соляной (HCl) и фтористоводородной (HF) кислотами. Кроме них, применяются уксусная (CH₃COOH), серная (H₂SO₄), сульфаминовая (NH₂SO₃H) кислоты, а также смеси органических и неорганических кислот.

Многообразие всех пород, слагающих нефтеносные коллекторы, может быть охарактеризовано тремя наиболее представительными горными породами: известняками, доломитами и песчаниками. Наиболее распространёнными сопутствующими породами являются мергели, глины, аргиллиты и алевролиты. Некоторые часто встречающиеся сочетания пород, слагающие продуктивные пласты, приведены в таблице 1. Поэтому метод и эффективность воздействия на горные породы определяются, в основном, типом и литологической характеристикой пород. Причём надо иметь в виду, что каждая порода реагирует с кислотой избирательно.

Таблица 1 – Коллекторские свойства нефтегазоносных горизонтов Пермской области

Месторождение	Возраст продуктивных горизонтов		Литологическая характеристика	Пористость, %
	период, отдел	подотдел, ярус, горизонт		
Куединское	Д ₃	пашийский	песчаники мелкозернистые, кварцевые, слабосцементированные с прослоями алевролитов	15–23
	С ₁	угленосный	песчаники разнозернистые	14,7
	Р ₁	сакмарский	известняки	4–28
Северо-Камское	Д ₃	пашийский	аргиллитово-песчаниковая пачка с прослойками алевролитов	15,7
	С ₂	верейский	известняки и доломиты с прослоями мергелей	6,5
	С ₂	верейский	мергели доломитовоизвестняковые и известняки	17,3
	С ₂	верейский	известняки и мергели с прослойками алевролита	13,5
	С ₂	верейский	известняки в различной степени доломитизированные	9,7

Воздействие кислот на наиболее распространённые горные породы приведено в таблице 2. Соляная кислота хорошо реагирует с породами, имеющими в своём составе ионы Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺. При воздействии с известняком образует растворимые в воде соли, водную фазу и углекислый газ. Выделяющийся при этом CO₂ оказывает положительное влияние на ПЗП, особенно на режимах с температурой в пласте выше критической (более 31,2 °C), при которой CO₂ находится в газовой фазе. В момент пуска скважины в работу и её освоения CO₂ способствует растворению асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) вблизи ПЗП и более интенсивному выносу продуктов реакции. Реакция соляной кислоты с глинами и глинистыми компонентами пород протекает с растворением окислов щелочных и щелочноземельных металлов, однако при этом происходит гелеобразование, которое усиливается с ростом содержания HCl в рабочем растворе и является процессом нежелательным.

Фтористоводородная кислота взаимодействует с окислами кремния и его соединениями, например, с кварцевым песком, алюмосиликатом (см. табл. 2). Реакция фтористоводородной кислоты с окислом кремния протекает медленно с образованием растворимого твёрдого осадка в воде. Быстротечная реакция проходит при взаимодействии HF с алюмосиликатами.

Таблица 2 – Типовые характеристики взаимодействия горных пород с кислотами

Наименование кислоты и её химическая формула	Горная порода и компонент, реагирующий с кислотой	Химическая реакция взаимодействия	Результаты реакции
Соляная кислота HCl	Известняк CaCO ₃	CaCO ₃ + 2HCl = CaCl ₂ + H ₂ O + CO ₂	Продукт растворения – хлористый кальций, является водорастворимой солью
	Доломит CaMg(CO ₃) ₂	CaMg(CO ₃) ₂ + 4HCl = CaCl ₂ + MgCl ₂ + 2H ₂ O + CO ₂	Хлористый магний – также водорастворимая соль
Фтористоводородная кислота HF	Силикатный материал: зернистый кварц SiO ₂	SiO ₂ + 4HF = H ₂ SiF ₆ + 2H ₂ O	Медленно протекает реакция с образованием водорастворимых осадков
Фтористоводородная кислота HF	Алюмосиликат H ₄ Al ₂ Si ₂ O ₉	H ₄ Al ₂ Si ₂ O ₉ + 12HF = 2AlF ₃ + 2H ₂ SiF ₆ + 9H ₂ O	Быстротечная экзотермическая реакция с образованием водорастворимых продуктов



Продолжение таблицы 2

Уксусная кислота CH ₃ COOH	Известняк	$CaCO_3 + 2CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2$	Продукты реакции хорошо растворимы в воде
	Доломит	$CaMg(CO_3)_2 + 4CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + Mg(CH_3COO)_2 + 2H_2O + 2CO_2$	Продукты реакции хорошо растворимы в воде
	Сидерит FeCO ₃	$FeCO_3 + 2CH_3COOH = Fe(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2$	Осадков не образуется
Серная кислота H ₂ SO ₄	Известняк	$CaCO_3 + H_2SO_4 = CaSO_4 + H_2O + CO_2$	Осадок растворим в воде, возможно осадкообразование при повышенной концентрации кислоты
	Доломит	$CaMg(CO_3)_2 + 2H_2SO_4 = CaSO_4 + MgSO_4 + 2H_2O + 2CO_2$	Осадки растворимы в воде. При высокой концентрации кислоты могут образовываться осадки

Уксусная кислота взаимодействует достаточно хорошо с известняком, доломитом, сидеритом с образованием растворимых в воде продуктов реакции. С глинистыми составляющими породы практически не вступает в реакцию, однако при взаимодействии высококонцентрированной (более 60 %) уксусной кислоты с высокоминерализованной водой хлоркальциевого типа происходит выпадение солей в осадок.

Концентрированная серная кислота достаточно эффективно вступает в реакцию с карбонатными составляющими горной породы, однако при этом выпадают кристаллы солей в осадок, что приводит к закупорке пор и трещин. При взаимодействии с породой в среде с пластовыми флюидами выделяется значительное количество тепла, генерируются поверхностно-активные вещества от реакции H₂SO₄ с большинством компонентов нефти. Эти свойства серной кислоты положительно сказываются в большей степени при использовании её для целей повышения нефтеотдачи пластов.

Изменение свойств призабойной зоны пласта при закачке и добыче

Нагнетательные скважины

Кроме перечисленных выше причин снижения проницаемости ПЗП могут быть выделены факторы, связанные с закачкой рабочего агента.

Закачка пресных вод. Определяющими факторами являются наличие мехпримесей в воде, продукты коррозии и солевая совместимость. Первый из них может проявляться при недостаточно высокой степени очистки от мехпримесей на пункте водоподготовки. Данный случай снижения проницаемости ПЗП иллюстрируется зоной I, в которой глубина проникновения механических примесей незначительна. Основная доля мехпримесей накапливается в стволе и призабойной части скважины. Второй фактор (продукты коррозии) в условиях ПЗП (на расстоянии до 1,5–2,0 м от забоя) сказывается незначительно до того времени, пока они имеют рыхлую структуру. Третий фактор (солевая совместимость) связан с тем, что при закачке пресных вод в процессе контакта с пластовой водой, нефтью и породой могут происходить химические реакции с образованием новых солей с повышенным содержанием солеобразующих ионов Ca²⁺, SO₄²⁻, CO₃²⁻, выпадение которых в виде твёрдых кристаллов приводит к снижению проницаемости коллектора, в особенности в присутствии в закачиваемой воде растворов химвеществ.

Закачка сточных вод. Присущи факторы снижения проницаемости ПЗП приведённые выше, но при этом добавляются и дополнительные факторы. Так, например, в сточной воде Миннибаевской УКПН содержание мехпримесей на входе в резервуар-отстойник распределялось следующим образом, %: FeS – 25, SiO₂ – 63, CaCO₃ – 8,5, другие компоненты – 3,5, при плотности мехпримесей FeS – 5200; SiO₂ – 2650; CaCO₃ – 1500 кг/м³. Причём после подготовки содержание FeS в сточной воде иногда даже несколько увеличивается в сравнении с исходной.

Другой фактор связан с наличием в сточной воде остаточного количества нефтепродуктов, которые, распределяясь в сточной воде по объёму и претерпевая в процессе закачки различные термодинамические и гидродинамические состояния, значительно изменяют свои начальные физико-химические свойства. Как правило, это высокомолекулярные соединения с повышенной плотностью. При добыче и предварительной подготовке тяжёлых высоковязких нефтей в сточной воде остаётся нефть со значительным содержанием асфальто-смоло-парафиновых отложений, распределённых в мелкодисперсном состоянии в водной фазе. Исследования показали, что остаточная нефть в сточной воде распределена в виде глобул диаметром от 0,1 до 10 мкм.

Изменение и значительное различие размеров капиллярных каналов приводит к снижению проницаемости ПЗП за счёт проникновения в более крупные каналы высоковязкой остаточной нефти, которая, постепенно накапливаясь в ПЗП (зона II), может снизить приёмистость скважины в некоторых случаях до полного прекращения закачки. Надо иметь в виду, что по мере движения в системе



транспортировки остаточная нефть коалесцирует и может накапливаться в стволе скважины и ПЗП в значительных объёмах. Такой механизм снижения проницаемости ПЗП нагнетательных скважин может иметь место при реализации чередующейся закачки растворителей, воды, ШФЛУ, CO_2 и т.д.

При использовании оторочек сточной воды, растворителя и CO_2 происходит наиболее интенсивное изменение фильтрационной характеристики ПЗП. Это связано с высокой степенью растворимости нефти и переносом из ствола скважины в ПЗП и пласт в первую очередь её лёгких компонентов. Они образуют зону III. Количество АСПО от зоны III к зоне I увеличивается, превращаясь в ПЗП почти в твёрдую фазу. Повышенной растворяющей способностью обладают сжиженные углеводороды – ШФЛУ (широкая фракция лёгких углеводородов) и двуокись углерода. Как показали результаты опытно-промышленной закачки чередующихся оторочек двуокиси углерода и сточных вод на Радаевском месторождении (табл. 3), снижение приёмистости нагнетательной скважины зависит не только от количества остаточных нефтепродуктов в воде, но и от соотношения времени закачки CO_2 и воды, температуры в начале процесса в стволе скважины, скорости закачки и давления.

Таблица 3 – Содержание тяжёлых компонентов (%) в шламе нагнетательной скважина № 208 Радаевского месторождения

Компоненты	Массовое содержание, %	
	по УНИ	по ВНИИЦ «Нефтегазтехнология»
Асфальтены	14,80	18,0
Смолы	40,10	26,5
Парафины	1,24	не опред.
$\text{Fe}(\text{OH})_3$	2,66	3,5
Мехпримеси	10,40	0,3

Причём состав и объёмы отдельных компонентов осадка во времени изменяются достаточно сильно. Анализ состава нефтепродуктов и шлама нагнетательной скважины № 208 Радаевского месторождения показывает, что при начальном определении (данные УНИ) содержание асфальтенов не превышало 15 %, а через 16 месяцев (данные ВНИИЦ «НГТ») оно увеличилось до 18 %.

Эксплуатационные скважины

Изменение проницаемости коллектора в ПЗП добывающей скважины во времени может происходить при различных термо- и гидродинамических условиях неоднозначно. Основными определяющими параметрами являются давление, температура, скорость фильтрации, газовый фактор, содержание в нефти АСПО, конструкция ПЗП и ряд других факторов. Причём процессы изменения проницаемости для обсаженной и необсаженной ПЗП будут значительно отличаться друг от друга.

Обсаженная ПЗП. В начальный период характеристика ПЗП во многом будет определяться качеством вскрытия пласта, наличием бурового раствора в случае вскрытия пласта на глинистой или нефтяной основе с добавками утяжелителя и химреагентов, его фильтрата и мехпримесей. В процессе эксплуатации скважины, особенно в режиме $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ ($P_{\text{заб}}$ – забойное давление, $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа), в ПЗП может происходить интенсивное отложение парафина, смол и асфальтенов. Чем больше отличается забойное давление от давления насыщения, тем больше зона возможных отложений АСПО (зоны I и II). Следует при этом иметь в виду, что содержание в ПЗП АСПО определяется начальной величиной АСПО в пластовой нефти. При незначительном их содержании выделение АСПО даже при режиме $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ может и не происходить.

Другим фактором снижения проницаемости ПЗП могут быть механические примеси и выпадающие соли из растворов глушения скважин в процессе подземного и капитального ремонта.

Необсаженная ПЗП. Отрицательное влияние бурового раствора, мехпримесей в процессе проводки скважины, подземного и капитального ремонта сказывается на проницаемости пласта незначительно.

Оценка состояния ПЗП и выбор метода воздействия

Причины снижения проницаемости ПЗП могут быть определены только после проведения соответствующих термо- и гидродинамических исследований. Методики проведения таких исследований широко освещены в печати. Данные этих исследований по мере их пополнения могут служить источником информации на весь период эксплуатации месторождения. Прежде всего, исследованию подлежат пластовая нефть на состав и наличие АСПО, пластовая вода, газ; определяются давление, температура, газовый фактор, вязкости и температуры выпадения парафина, асфальтенов, смол, а также состав горных пород в ПЗП, радиус и степень снижения проницаемости пласта в эксплуатационной скважине.



Таким образом, задача воздействия на призабойную зону пласта может свестись практически к трём перечисленным выше причинам:

- 1) воздействию на горные породы;
- 2) воздействию на флюиды в ПЗП;
- 3) удалению продуктов коррозии.

Первая задача может решаться путём воздействия на ПЗП кислотами, вторая – растворителями, третья – комбинированным воздействием первых двух. Могут быть при этом выбраны комбинированные методы воздействия и для решения первой задачи, например, «растворитель – соляная кислота», «растворитель – ПАВ – соляная кислота». В этом случае обработка ПЗП предварительно растворителем очищает и увеличивает контактную поверхность породы, занятой АСПО, для дальнейшего кислотного воздействия. В нагнетательных и добывающих скважинах при применении технологии повышения нефтеотдачи пластов закачкой сточных вод, CO_2 , ШФЛУ снижение характеристик ПЗП в большой степени связано с отложением асфальто-смоло-парафиновых отложений. Эта же причина проявляется и при длительной закачке сточных вод, в которых остаточные химреагенты играют роль различных внешних источников воздействия на остаточную нефть и приводят к значительным изменениям физико-химических свойств не только нефти и воды, но и характеристики породы в ПЗП.

Технологии реагентной обработки призабойной зоны пласта

Для облегчения притока нефти и газа к забоям эксплуатационных скважин и поглощения воды нагнетательными скважинами применяют методы реагентной обработки призабойной зоны с целью увеличения их проницаемости.

В большинстве случаев приходится искусственно увеличивать число поровых каналов на забое и удлинять их протяжённость.

По характеру воздействия на призабойную зону скважин методы увеличения проницаемости пород могут быть условно разбиты на *химические*, *механические*, *тепловые* и *физические*.

Применение химических методов воздействия на продуктивные пласты основано на происходящих реакциях взаимодействия закачиваемых химических веществ (в основном, различных кислот) с некоторыми породами, которые растворяются, тем самым увеличивая размеры поровых каналов и повышая пластовую проницаемость.

Метод кислотного воздействия основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесёнными твёрдыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону.

Кислотное воздействие впервые было применено для увеличения дебитов нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами. Для проведения кислотной обработки использовалась соляная кислота, и метод получил название *солянокислотной обработки*. Затем область применения кислотной обработки и ассортимент кислотных растворов, используемых при этом методе, значительно расширились. В настоящее время в нефтедобывающей промышленности кислотное воздействие используется для:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин при повышении (интенсификации) их производительности;
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды;
- очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, обусловленных процессами ремонта скважин;
- удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;
- инициирования других методов воздействия на призабойную зону.

К базовым реагентам, используемым при кислотном воздействии, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты. При освоении скважин и интенсификации притоков и закачки применяют также другие органические и неорганические кислоты и их смеси: уксусную CH_3COOH , сульфаминовую $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, серную H_2SO_4 , глинокислоту ($\text{HCl} + \text{HF}$) и т.п.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своём составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и другие), предпочтительно обрабатывать соляной кислотой. Вместе с тем соляная кислота без добавок используется сравнительно редко, а на практике применяют композиции кислотных растворов со специальными присадками.

Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учётом растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе (коррозионной активности), эмульгирующего свойства (способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой и величины пластового давления).



С увеличением концентрации соляной кислоты растворяющая способность её повышается, в то же время скорость растворения при концентрациях более 22 % снижается. Возрастают с увеличением концентрации кислоты коррозионная активность и эмульгирующее свойство, а также вероятность выпадения солей в виде осадка при смешивании кислоты с пластовой водой. Оптимальная концентрация соляной кислоты принимается равной 10–16 %.

Реакция взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с основными разностями карбонатного коллектора происходит соответственно по схемам:



Химический состав породы определяюще влияет на выбор реагента и его компонентов.

Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами. При обработках сульфатсодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция. Их массовое содержание в растворе составляет соответственно, %:

- поваренная соль 6–7;
- хлористый кальций 5–10;
- сульфат калия или магния 3–4.

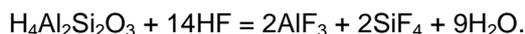
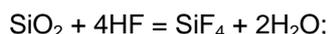
В указанных целях желательно использовать пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью не менее 1,18 г/см³, разбавляя её концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

Ангидриды предпочтительно обрабатывать солянокислотными растворами с массовым содержанием 6–10 % азотнокислого калия.

При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3–5 % и 2–3 %.

На терригенные коллекторы воздействуют смесью соляной и плавиковой кислот.

Взаимодействие плавиковой кислоты с силикатными материалами, кварцем и каолином терригенного коллектора происходит по следующим реакциям:



Реакция с кварцем протекает медленно. Наиболее бурно реагирует плавиковая кислота с алюмосиликатами (например, каолином и другими). К объектам воздействия плавиковой кислоты относятся цементирующие силикатные разности – аморфная кремнекислота, глины и аргиллиты.

Образовавшийся в результате реакции плавиковой кислоты и терригенной породы фтористый кремний, реагируя с водой, в свою очередь образует гидрат окиси кремния, который по мере снижения кислотности раствора превращается из золя в студнеобразный гель, запечатывающий поровое пространство. Для предупреждения образования в поровом пространстве геля кремниевой кислоты плавиковая кислота при обработке терригенных коллекторов применяется только в смеси с соляной. Соляная кислота здесь обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния, так как практически не реагирует с соединениями кремния.

Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается пескопроявлениями, т.е. разрушением структуры призабойной зоны. Деагрегирование и разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Оптимальным считают содержание в смеси 3–5 % HF и 8–10 % HCl. Удельный объём для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3–0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

При взаимодействии фтористоводородной кислоты с карбонатными разностями породы или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния, поэтому при содержании в терригенной породе более 2 % карбонатов сначала проводят солянокислотную обработку призабойной зоны на глубину простирания, равную или большую, чем при глинокислотном воздействии, с концентрацией соляной кислоты на 2–4 % выше, чем в смеси с плавиковой.



Температурный режим пластов обуславливает скорость реакции кислот с породой, а повышенные температуры (более 60 °С) определяют требование по применению для обработок скважин реагентов и составов с замедленными сроками нейтрализации, что повышает охват пластов обработкой по его простирацию.

Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации кислот обеспечивает применение кислотных эмульсий с регулируемым сроком стабильности, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду – нефть или нефтепродукты. Они обволакивают капли кислоты и предотвращают её взаимодействие с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь вязкоупругими составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта. Их проникающая способность определяется степенью дисперсности, но вместе с тем область применения эмульсий вследствие повышенной вязкости ограничивается в основном трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами. Такие эмульсии имеют следующий состав: 50–70 % кислотного раствора и 30–50 % нефтепродукта. В эмульсии добавляют присадки – эмульгаторы и деэмульгаторы, а также другие ПАВ, регулирующие их стабильность, дисперсность и сроки разрушения.

Для увеличения времени нейтрализации соляной кислоты в качестве замедлителя используют хлористый кальций, с вводом которого в раствор замедляется реакция. С увеличением концентрации хлористого кальция возрастают вязкость и плотность раствора, в результате также снижается скорость нейтрализации кислотного раствора, затворённого на хлористом кальции или пластовой воде хлоркальциевого типа плотностью 1,18 г/см³ и выше. Суммарный эффект замедления скорости нейтрализации при этом достигает 2,5 раза.

Смеси сильных и слабых кислот нейтрализуются медленнее, чем раствор сильной кислоты такой же концентрации. При этом сильная кислота в растворе со слабыми кислотами подавляет их диссоциацию, на чем основано замедленное вступление в реакцию молекул слабой кислоты, так как её молекулы, не подвергшиеся диссоциации, не реагируют с породой практически до полной нейтрализации сильной кислоты. В качестве присадок к сильным кислотам используют органические кислоты – уксусную и лимонную. Скорость нейтрализации составов замедляется в 4,5 раза при добавке 3–5 % уксусной кислоты или 2–3 % лимонной.

Ещё медленнее нейтрализуются растворы уксусной кислоты, так как имеют малую степень диссоциации. В стадии опытно-промышленных работ для повышения производительности скважин и их освоения находят применение оксидант – продукт жидкофазного окисления углеводородов, содержащий в своём составе уксусную и другие органические кислоты, растворители и воду.

При температурах 115–165 °С для увеличения глубины охвата по простирацию пористых пластов низкой проницаемости применяют концентрированную соляную кислоту (25–35 % HCl), ингибированную реагентом В-2. Снижение скорости нейтрализации при использовании концентрированной соляной кислоты объясняется уменьшением диссоциации при содержании хлористого водорода более 22 %.

Тип коллектора и гидродинамические характеристики скважины в призабойной и удалённой зонах определяют требования к реологическим характеристикам и проникающей способности рабочих жидкостей. В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы – кислотные эмульсии и пены, а также загущенные кислотные составы. Применение этих реагентов повышает охват пласта по простирацию и по толщине, так как при их продвижении в трещинах создаются значительные сопротивления, а рост давления способствует проникновению кислот в поры и микротрещины.

Замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлено прилипанием газовых или воздушных пузырьков к поверхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость её нейтрализации и увеличивается охват обрабатываемой зоны. Поверхностно-активное вещество, вводимое в пены, помимо того, что само адсорбируется на породе, оно предупреждает также коалесценцию пузырьков, создавая условия для их прилипания к породе. В нейтрализованном растворе оно снижает межфазное натяжение и тем самым улучшает вынос отработанного раствора продуктами реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, характеризуются наличием начального градиента давления, что благоприятно для их применения с целью повышения охвата воздействием по толщине пласта. Вместе с тем применение кислотных пен пока что ограничивается температурным режимом обработки, пеногасящими свойствами нефтей и содержанием в воде хлоридов. При содержании в воде хлоридов 5 % и более и температурах 60–85 °С устойчивость пен мала. В условиях фильтрации через пористые среды при наличии слоя нефти над пеной она разрушается. В силу указанных свойств пен их желательно применять в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах при невысоких пластовых давлениях и в водонагнетательных скважинах.

Кислота, загущенная 0,3–0,5 % карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ), имеет вязкость до 20 мПа·с, что снижает скорость нейтрализации. Кроме того, КМЦ, адсорбируясь на породе, уменьшает площадь контакта кислоты с породой, а также снижает скорость её нейтрализации. Совокупное действие ука-



занных факторов приводит к увеличению глубины обработок, а создаваемые сопротивления при движении загущенной кислоты способствуют увеличению охвата пласта по толщине. Вместе с тем КМЦ марок 500 и 600 подвергаются деструкции при температуре 60 °С.

В пористых коллекторах низкой проницаемости и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью лучше использовать кислотные составы повышенной проникающей способности, к которым относят газированные кислоты и кислоту улучшенной фильтруемости. Газированные кислоты по содержанию в них газовой фазы подразделяются на газированные жидкости и аэрозоли, при этом в аэрозолях преобладает газовая фаза, а в газированной кислоте – жидкая. По мере насыщения газа парами кислоты её проникающая способность возрастает, так как снижается поверхностное натяжение на границе с породой. Поэтому кислотные золи проникают в самые мельчайшие трещины и поровые каналы, куда кислоты и водные растворы не способны попасть из-за противодействия капиллярных сил. Газовой фазой в газированных кислотах служат воздух, азот и углекислый газ. Применение азота снижает коррозионную активность и взрывобезопасность, а применение углекислого газа повышает растворяющую способность системы.

Кислоты, используемые для освоения скважин и повышения их производительности, представляют по отношению к металлу коррозионно-активные среды. При 20 °С и концентрации кислот 10 % скорость коррозии стали марки Ст 3 в них составляет (г/(м²·ч)):

- соляная кислота 7,0;
- уксусная кислота 2,97;
- сульфаминовая кислота 2,18;
- глинокислота (10 % HCl + 5 % HF) 43,1.

С увеличением концентрации кислоты и температуры коррозионная активность кислот по стали возрастает. Для защиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии используют ингибиторы. В частности, для соляной и глинокислоты ингибиторами служат формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1 и В-2 и др. К реагентам, используемым в качестве ингибиторов коррозии, предъявляют следующие требования:

- эффективность ингибитора должна обеспечивать снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;
- растворимость в используемых кислотах должна быть хорошей;
- допускается только слабая замутнённость раствора, заметно не отражающаяся на его фильтрации;
- после нейтрализации кислоты карбонатами ингибитор не должен выпадать в осадок (высаливаться);
- ингибитор или композиционные добавки, входящие в его состав, не должны образовывать осадков с продуктами реакции.

Кислотное воздействие разделяют на следующие виды:

- 1) кислотные ванны;
- 2) внутрислоевые и поинтервальные кислотные обработки;
- 3) кислотный гидроразрыв пласта или кислотные обработки при высоком давлении;
- 4) кислотно-гидромониторное и термокислотное воздействия.

Кислотные ванны целесообразны при первичном освоении скважин в период ввода их в эксплуатацию или в процессе эксплуатации для удаления с фильтра загрязняющих кислоторастворимых материалов. Кислотные ванны предпочтительно применять для очистки необсаженных фильтров скважин. Для обработки скважин, фильтр которых перекрыт обсадными трубами, используют кислотные составы пониженной коррозионной активности. Потребное количество кислотного раствора на кислотную ванну равно объёму ствола скважины в интервале обработки.

Под внутрислоевой кислотной обработкой понимается воздействие кислотным раствором с закачкой его в призабойную зону.

Потребный объём кислотного состава (м³) для внутрислоевой обработки:

$$V_{кк} = \pi \cdot h \cdot m \cdot (R_{об}^2 - r_{скв}^2),$$

где h – толщина обрабатываемого интервала, м; m – пористость (эффективная) пород, доли ед.; $R_{об}$ – радиус (глубина) обработки, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м.

Если радиус обработки достаточно велик, а продолжительность нейтрализации кислотного состава мала и недостаточна для закачки активного раствора на всю глубину обработки по простиранию пласта, то применяют поэтапную внутрислоевую обработку. Сущность этой обработки заключается в поочерёдной закачке кислотных составов и специальных жидкостей, которые как бы блокируют обработанные кислотным составом поверхности от дальнейшего взаимодействия с ним. Такими



жидкостями для нагнетательных скважин служат растворы полимеров и ПАВ, а для добывающих скважин – дегазированные нефти или другие. В качестве специальных жидкостей предпочтительнее применять реагенты, характеризующиеся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, что позволяет повышать охват воздействием пласта и по толщине. Оптимальные объёмы (суммарные и поэтапные) кислотного состава и специальных жидкостей устанавливаются опытным путём, а при отработке регламентов таких обработок можно принять поочередную закачку 5 м³ кислотного состава и 1,5–2,0 м³ специальной жидкости при трёх циклах.

Поинтервальные кислотные обработки проводятся для ввода в разработку неохваченных отбором или закачкой участков продуктивной толщи. В качестве временно изолирующих материалов при поинтервальном кислотном воздействии на пласт используют полимеры, высокоокисленные битумы, сухую сульфитспиртовую барду, гранулированный нафталин и другие водо- или нефтерастворимые зернистые и вязкоупругие материалы. В зависимости от забойной температуры для поинтервального воздействия в добывающих скважинах применяют следующие реагенты:

- высокоокисленный битум – 100–180 °С;
- полимер бензинового потока – 100–120 °С;
- полимер промрастворного потока – 100–130 °С;
- полиэтилен низкого давления – 120–150 °С;
- полипропилен – 150–180 °С.

В качестве жидкости-носителя для транспортировки изолирующих материалов типа полиолефинов применяют нефть, а для транспортировки высокоокисленного битума – 3 %-ный водный раствор сульфитспиртовой барды.

Содержание полимеров в 1 м³ жидкости-носителе составляет 150–250 кг, а высоковязких высокоокисленных битумов – 100–130 кг. Количество изолирующего материала принимается из расчёта 10–20 кг на 1 м изолируемой толщины пласта.

Кислотный гидроразрыв пласта проводится в плотных коллекторах, доломитах и доломитизированных известняках с целью увеличения глубины обработки по простиранию продуктивного пласта. Потребный объём (м³) кислотного состава или нефтекислотной эмульсии при кислотном гидроразрыве:

$$V_{КС} = T_{НР} \cdot q_{ЗАК}; \quad V_{Э} = T_{СЭ} \cdot q_{ЗАК};$$

где $T_{НР}$ – продолжительность нейтрализации раствора, мин.; $q_{ЗАК}$ – темп закачки реагента, м³/мин.;

$T_{СЭ}$ – продолжительность стабильности эмульсии, мин.

Кисотно-гидромониторное воздействие применяется для очистки поверхности фильтра от цементной и глинистой корок и инициирования поинтервального воздействия или кислотного гидроразрыва.

Потребный объём (м³) кислотного состава при кислотно-гидромониторном воздействии:

$$V_{КСЭ} = T \cdot q_{Н} \cdot n,$$

где T – продолжительность кислотно-гидромониторного воздействия, мин.; $q_{Н}$ – расход через насадку, м³/мин.; n – число одновременно работающих насадок.

Давление закачки составов при кислотном воздействии определяется самим методом и его технологической схемой, прочностной характеристикой эксплуатационной колонны, прочностью цементных перемычек, разделяющих объекты обработки и продуктивный пласт от ниже- и вышележащих водо- или газонасыщенных пластов.

При кислотном воздействии по схемам, обеспечивающим повышение охвата закачкой или отбором, давление закачки реагента не должно превышать нижнего предела давления разрыва пласта, которое определяется экспериментально для конкретных залежей, а при накоплении опыта принимается равным 0,6 геостатического давления на пласт (давления вышележащей толщи породы).

Давление закачки реагента ограничивается допустимым рабочим давлением для спущенной эксплуатационной колонны. Когда давление закачки реагента превышает допустимое для эксплуатационной колонны (с учётом коэффициента запаса прочности и износа колонны), обработку осуществляют посредством изоляции интервала воздействия пакером, который устанавливают на 2–5 м верхних отверстий перфорации. Кроме того, давление закачки реагента при кислотном воздействии не должно вызывать нарушений герметичности разобщения пластов цементом. В связи с этим перепад давления при закачке не должен быть выше 2 МПа на 1 м толщины цементной перемычки между обрабатываемым и близлежащим интервалами.

Темп закачки реагента в пласт определяют из условия охвата обработкой заданной глубины пласта. При этом реагент после достижения заданной глубины пласта по простиранию должен сохранить свою активность. Минимальный темп закачки реагента (л/с) в пласт:

$$Q_{min} = \frac{V}{T_{НР}},$$



где V – планируемый для обработки объём реагента, л; $T_{нр}$ – продолжительность нейтрализации раствора или стабильности эмульсии, с.

Потребный объём товарной кислоты (л) на приготовление 1 м³ кислотного состава заданной концентрации рассчитывается по формуле:

$$V_{тк} = \frac{10 \cdot a_{зад} \cdot \rho_{зад}}{A},$$

где $a_{зад}$ – заданная концентрация кислоты в составе, %; $\rho_{зад}$ – плотность раствора кислоты заданной концентрации, г/см³; A – концентрация товарной кислоты, кг/л.

Термокислотной обработкой принято называть воздействие на призабойную зону горячей кислотой. Кислота нагревается в результате химической реакции с магнием или его сплавами. Воздействием нагретой соляной кислоты обеспечивается комплексная обработка призабойной зоны, при которой структура порового пространства изменяется в результате растворения карбонатов кислотой, а выделяющееся тепло в количестве 20000 Дж на 1 кг магния расплавляет парафино-смолистые отложения в призабойной зоне и снижает вязкость нефти.

На практике применяются две технологические схемы термокислотной обработки. При одной из них (внутрискважинной) в интервал обработки на насосно-компрессорных трубах спускается специальное устройство, выполненное по типу контейнера, который заполняется магнием или его сплавами в виде стержней, стружки или гранул. Обычно используются контейнеры диаметром 75–100 мм, вмещающие от 40 до 100 кг магния.

При обработке скважины по насосно-компрессорным трубам в центральную перфорированную трубу контейнера подаётся раствор соляной кислоты 12–15 %-ной концентрации с расходом 2–6 л/с в объёмах от 70 до 100 л на 1 кг массы магния. Через отверстия в центральной трубе кислота попадает в камеру с магнием, взаимодействуя с которым нагревается и через отверстия внешнего кожуха задавливается в пласт. При указанных параметрах закачки кислоты её остаточная кислотность после реакции с магнием составит 8–12 %.

Предпочтительные области применения внутрискважинных термокислотных обработок – залежи нефти с пластовыми температурами до 50 °С, содержащие парафинистые и смолистые нефти. Область применения внутрискважинных термокислотных обработок ограничивается также высокой коррозионной активностью горячей кислоты, а поэтому они предпочтительны в скважинах, забой которых не обсажен трубами.

Вторая технологическая схема (внутрипластовая) термокислотной обработки предусматривает ввод гранулированного магния в трещины гидроразрыва, предварительно создаваемые в пласте. Гранулированный магний попадает в трещины гидроразрыва вместе с песком, которым закрепляются образованные трещины. В песок равномерно дозируется 200–250 кг гранулированного магния, а после того как трещина заполнена смесью песка и магния, закачивают раствор соляной кислоты 12–15 %-ной концентрации. В результате этой обработки структура поровых каналов в пласте изменяется вследствие как растворения горячей соляной кислотой карбонатных разностей в породе, так и создания в породе трещин гидроразрыва. Выделившееся тепло растворяет парафино-смолистые фракции нефти и снижает её вязкость.

Кислотная обработка добывающих скважин

Кислотное воздействие подразделяют на кислотную обработку нагнетательных скважин и кислотную обработку добывающих скважин, имеющие существенные различия.

Общие требования к проведению кислотных обработок:

- кислотные обработки проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтверждённой исследованиями. В скважинах с межпластовыми перетоками величина перетока может увеличиться в результате проведения СКО;
- выбор способа ОПЗ и вида кислотной обработки осуществляют на основе изучения причин снижения продуктивности скважин с учётом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП;
- технологию и периодичность проведения кислотной обработки обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями по отдельным видам ОПЗ, данным регламентом, с учётом технико-экономической оценки их эффективности;
- проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и включает в своём составе обеспечение необходимым оборудованием и инструментом, а также подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке. В скважинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗ, например, оборудованных глубинным насосом, производят подъём



подземного оборудования и спуск колонны НКТ (технологической колонны), а также другого необходимого оборудования;

- после проведения кислотной обработки исследуют скважины методами установившихся и неустановившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ;
- перед проведением обработки скважина должна быть исследована и определена глубина пласта.
- поскольку при работе добывающей скважины в её стволе и на оборудовании возможно наличие асфальто-смолистых и солевых отложений, необходима предварительная промывка кислотным составом. Исследованиями установлено, что от 80 до 90 % отложений растворяются в соляной кислоте.

Кислотная обработка нагнетательных скважин

В условиях недостаточной геолого-промысловой информации приём совмещения (комплексирования) различных операций или методов в единый технологический процесс позволяет существенно повысить общую успешность работ.

Для наиболее глубокого проникновения соляной кислоты в пласт применяют комплексную обработку призабойной зоны пласта (КОПЗП). При этом в скважину закачивают аэрированный раствор поверхностно-активных веществ в виде пены.

Применение кислотных пен имеет следующие преимущества перед обычной кислотной обработкой:

- замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт – в результате приобщаются к дренированию удалённые от скважины участки пласта, ранее неохваченные процессом фильтрации;
- малая плотность кислотных пен (около 400 кг/м³) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта;
- улучшаются условия очистки призабойной зоны пласта от продуктов реакции – присутствие поверхностно-активных веществ снижает поверхностное натяжение как активной, так и отработавшей соляной кислоты на границе с нефтью, а наличие сжатого воздуха в отреагировавшем растворе, расширяющегося во много раз при освоении скважин (при снижении забойного давления), улучшает условия и качество освоения.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
3. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013-2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Швидлер М.И. Фильтрационные течения в неоднородных средах. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 135 с.
8. Реагентная обработка в призабойной зоне пласта. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2bc78a4c43a88421216d36_0.html
9. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка технологической эффективности проводимых на скважинах геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти : методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Контроль и регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2010. – 49 с.
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов : методические указания по изучению дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и бакалавров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2011. – 75 с.
11. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
12. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин: методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.



13. Савенок О.В., Пахлян И.А., Селезнёв А.В., Татаринцев А.А. База данных : электронно-методический комплекс по дисциплине «Процессы, протекающие в призабойной зоне скважины». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620393. Заявка № 2014621973. Дата поступления 30 декабря 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 27 февраля 2015 г.

14. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2016. – № 5. – С. 149–163.

15. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.

16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении : Булатовские чтения / материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38 – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

17. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.

18. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.

19. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередыко Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302-303 Ромашкинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 208–225.

20. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : vs.n.esrae.ru/3-15 (дата обращения: 31.01.2018).

References:

1. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.

3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

7. Shvidler M.I. Filtrational currents in non-uniform environments. – М. : Gostoptekhizdat, 1963. – 135 p.

8. Reagent processing in a bottomhole zone of layer. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2bc78a4c43a88421216d36_0.html

9. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Solovyyova V.N. Otsenka of technological efficiency of the geological and technical events for an oil production intensification held on wells : methodical instructions on implementation of the academic year project on discipline «Control and regulation of development of oil and gas fields» for students of all forms of education of specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields». – Krasnodar : Prod. КубГТУ, 2010. – 49 p.

10. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Methods of increase in oil recovery of layers : methodical instructions on studying of discipline «Methods of increase in oil recovery of layers» for students of all forms of education of specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» and bachelors in the direction 131000 «Oil and gas business». – Krasnodar : Prod. КубГТУ, 2011. – 75 p.

11. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer : methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – 86 p.

12. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 68 p.

13. Savenok O.V., Pakhlyan I.A., Seleznyov A.V., Tatarintsev A.A. Database : an electronic and methodical complex on discipline «The processes proceeding in a bottomhole zone of the well». Certificate on the state registration of the database No. 2015620393. Application No. 2014621973. Date of receipt on December 30, 2014 Date of the state registration in the Register of databases on February 27, 2015.



14. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of the used equipment and possible causes of failure at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Mountain information-but-analytical bulletin (the scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2016. – No. 5. – P. 149–163.

15. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kh. : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.

16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field : Bulatovsky readings / materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in 5 volumes: the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38 – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

17. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 124–141.

18. Kassem Mohammed Yahya Hassan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of works on acid processing of carbonate layers of the Peter and Paul field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 189–207.

19. Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of deposits 302-303 Romashkinsky of the field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 208–225.

20. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of Abdrakhmanovskaya Square of the Romashkinsky field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : vsn.esrae.ru/3-15 (date of the address: 1/31/2018).